



RAPPORT ANNUEL 2024

SUR L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ

DES CERTIFICATS VERTS

ET DES GARANTIES D'ORIGINE

**Service Public de Wallonie
territoire logement patrimoine énergie**

Département de l'énergie et du bâtiment durable

Direction de l'organisation des marchés régionaux de l'énergie

***Rue des Brigades d'Irlande, 1
B-5100 Jambes***

Pour toutes vos questions contactez-nous :

1718
Appel gratuit

certificatsverts@spw.wallonie.be



TABLE DES MATIERES

AVANT-PROPOS.....	6
1. EXECUTIVE SUMMARY.....	7
2. LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉLECTRICITÉ VERTE ET LE FONCTIONNEMENT DU MÉCANISME DES CERTIFICATS VERTS ET DES GARANTIES D'ORIGINE	10
2.1. Les objectifs wallons de production d'électricité verte	10
2.2. Les principes de fonctionnement du mécanisme des CV.....	11
2.2.1. L'octroi de CV	13
2.2.2. La vente de CV	20
2.2.3. Restitution du quota annuel de CV par les fournisseurs d'électricité et les GRD	21
2.3. Financement du mécanisme par les consommateurs wallons	23
2.3.1. L'OSP liée aux quotas, à charge des fournisseurs d'électricité et des GRD	23
2.3.2. L'OSP liée à la garantie d'achat des CV à charge du GRTL Elia	24
2.4. Contribution au financement des CV	26
2.4.1. Catégorisation des consommateurs.....	26
2.4.2. Contribution à la surcharge.....	27
2.4.3. Contribution aux quotas.....	29
2.4.4. Contribution effective totale.....	31
2.4.5. Proportionnalité	32
2.5. Le fonctionnement du mécanisme des GO	34
2.5.1. Que sont les GO ?	34
2.5.2. Émission des garanties d'origine en Wallonie et cadre européen	34
2.5.3. L'importation et l'exportation de GO.....	35
2.5.4. Utilisation des GO dans le cadre des fuel-mix.....	35
2.6. Réformes législatives et réglementaires survenues en 2024.....	36
3. ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE VERTE EN 2024	47
3.1. Parc de production bénéficiant de CV.....	47
3.1.1. Évolution du parc de production bénéficiant de CV	48
3.1.2. Fin d'octroi des sites de production	51
3.1.3. État du parc de production soutenu au 31 décembre 2024	53
3.2. Production d'électricité verte soutenue par des CV	55
3.2.1. Évolution de la production par filière sur la période 2023/2024	55
3.2.2. Production d'électricité verte soutenue par des CV rapportée à la fourniture d'électricité.....	59
3.3. Focus par filière	60
3.3.1. Filière photovoltaïque	60

3.3.2.	Filière éolienne	64
3.3.3.	Filière hydraulique.....	67
3.3.4.	Filière biomasse.....	68
3.4.	Niveau de soutien par filière	74
4.	MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS	78
4.1.	Octroi des CV	78
4.1.1.	Évolution du nombre de CV émis sur la période 2003-2024.....	79
4.1.2.	Émissions de CV sur l'année 2024	80
4.2.	Vente des CV	84
4.2.1.	Évolution du nombre de CV vendus sur la période 2009-2024.....	84
4.2.2.	Valorisation des CV.....	86
4.2.3.	Évolution du prix des CV.....	89
4.3.	Application du quota de CV.....	91
4.3.1.	Quota nominal de CV en Wallonie	91
4.3.2.	Quota effectif applicable aux fournisseurs et GRD	93
4.3.3.	Annulation des CV en vue de satisfaire à l'obligation de restitution du quota.....	98
4.4.	Évolution des CV en circulation (stock)	100
5.	PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS - PÉRIODE 2025-2032	102
5.1.	Projections d'évolution de l'offre de CV	103
5.1.1.	Régime k_{CO_2}	103
5.1.2.	Régimes sous réservation - régime k_{ECO} & régime CPMA	104
5.1.3.	Régime Solwatt.....	104
5.2.	Projections d'évolution de la demande de CV	105
5.3.	Projections d'évolution du marché des CV	109
5.3.1.	Évolution des ventes de CV au GRTL	109
5.3.2.	Évolution des mécanismes de financement de CV.....	110
5.3.3.	Évolution du marché des CV.....	111
6.	EXONÉRATION PARTIELLE DE LA SURCHARGE RELATIVE AUX CERTIFICATS VERTS WALLONS ...	114
6.1.	La surcharge	114
6.2.	Évolution de l'exonération partielle de la surcharge	115
7.	MARCHÉ DES GARANTIES D'ORIGINE DE L'ÉLECTRICITÉ	117
7.1.	Audit wallon de l'AIB	117
7.2.	Octroi des GO pour l'électricité.....	117
7.3.	Annulation des GO pour l'électricité	119
7.4.	Prix de marché des GO pour l'électricité en Wallonie	120
7.5.	Mix Résiduel Européen.....	121

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES ACRONYMES.....	122
BASES LÉGALES.....	124
ANNEXE 1 – PRODUCTION D’ÉLECTRICITÉ ET DE CERTIFICATS VERTS - VENTILATION PAR FILIÈRE.....	125
ANNEXE 2 – SIÈGES D’EXPLOITATION AYANT BÉNÉFICIÉ D’UNE RÉDUCTION DU QUOTA DE CV EN 2024	126
TABLE DES ILLUSTRATIONS.....	130
Tableaux	130
Graphiques	131

AVANT-PROPOS

C'est avec un grand plaisir que je tiens à remercier l'ensemble de l'équipe pour leur engagement et la qualité du travail accompli. Cette année fut marquée par des avancées décisives et des changements majeurs, fruits d'un investissement collectif.

Parmi les temps forts, la décision positive de la Commission portant sur l'approbation du nouveau mécanisme d'aide à la production d'électricité verte (CPMA) constitue un jalon essentiel dans la consolidation de notre transition énergétique. La révision du dispositif d'exonération et de réduction de quota pour les entreprises consommatrices d'électricité, via les conventions carbone, témoigne également de notre volonté d'accompagner le secteur dans une dynamique plus durable et responsable.

L'année 2024 a vu l'émergence d'une nouvelle catégorie d'acteurs dans le mécanisme de soutien à l'électricité verte : les communautés d'énergie, désormais au nombre de trois.

La période de temporisation des certificats verts a pris fin et, désormais, plus aucun titre n'est mis en réserve, renforçant ainsi la transparence et l'efficacité du système.

Par ailleurs, le développement et l'amélioration d'outils dédiés à la gestion des certificats verts a permis de faciliter les démarches des parties prenantes et d'optimiser le suivi des transactions.

Ces avancées n'auraient pu se concrétiser sans la mobilisation, la rigueur et le professionnalisme des équipes. Que chacune et chacun trouve ici l'expression de ma profonde reconnaissance pour la qualité du travail accompli et l'esprit collaboratif qui anime notre mission.

Merci à toutes et à tous pour votre implication et votre engagement au service d'une énergie plus verte et d'un marché toujours plus dynamique.

Je vous en souhaite une bonne lecture.

Muriel HOOGSTOEL

Directrice

1. EXECUTIVE SUMMARY

L'objet de ce rapport annuel 2024 est défini à l'article 29 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (ci-après « arrêté du 30 novembre 2006 ») :

« Pour le 30 juin l'Administration, établit un rapport annuel spécifique relatif à l'évolution du marché des labels de garantie d'origine et du marché des certificats verts. Ce rapport mentionne notamment le nombre de certificats verts octroyés par technologie et par source d'énergie au cours de l'année envisagée, les certificats verts transmis à l'Administration conformément à l'article 25, le prix moyen d'un certificat vert ainsi que les amendes administratives imposées aux gestionnaires de réseaux et aux fournisseurs pour cause de non-respect des quotas. Le rapport mentionne également le nombre de labels de garantie d'origine octroyés par technologie et par source d'énergie au cours de l'année envisagée, les labels de garantie d'origine transmis à la CWAPE, le prix moyen des labels de garantie d'origine, ainsi que la quantité de garanties d'origine exportées vers et importées d'autres régions ou pays. Ce rapport est transmis au Gouvernement wallon. »

Comme les précédents rapports, il est composé de trois parties.

La première partie du rapport rappelle les objectifs de développement de l'électricité verte en Wallonie et en décrit les mécanismes de promotion. Une analyse de la contribution des différentes catégories de consommateurs au financement du mécanisme des certificats verts (CV) y est proposée. Les principales modifications législatives intervenues dans le courant de l'année 2024 y sont également décrites (chapitre 2).

La seconde partie du rapport dresse les résultats de l'année 2024 ainsi que les perspectives d'évolution du marché des CV en décrivant :

- les statistiques relatives à la production d'électricité verte en Wallonie (chapitre 3) ;
- les statistiques relatives au marché des CV (chapitre 4) ;
- les perspectives d'évolution du marché des CV pour la période 2025-2032 (chapitre 5).

Enfin, la dernière partie du rapport est composée, d'une part, de l'évolution des données relatives à la surcharge « CV wallons » et à l'exonération accordée aux entreprises (chapitre 6) et, d'autre part, de l'évolution des données relatives au marché des garanties d'origine (GO) (chapitre 7).

L'ensemble du rapport (à l'exception du chapitre portant sur l'évolution du marché 2025-2032) se base sur les données arrêtées par l'Administration au 31 décembre 2024. Il est à noter que, comme ce rapport porte sur le soutien à la production sous forme de CV et de GO, les statistiques liées aux sites dont le soutien est expiré ne sont plus prises en compte, de même que, celles relatives aux installations photovoltaïques liées au programme Quali watt ou n'ayant bénéficié d'aucun soutien. Cependant, il faut noter qu'une capacité de production croissante arrive au terme de sa période de soutien. La poursuite d'une décarbonisation de notre système énergétique dépendra de ces installations, si toutefois elles continuent de produire sans soutien, et de nouveaux investissements à concrétiser de façon régulière. La réalisation de l'objectif européen contraignant d'énergie renouvelable et son maintien dans la durée en dépend. Sur la période 2003-2024, l'électricité renouvelable soutenue en Wallonie est passée de 2,4 % à 26 % de la fourniture. Toutefois, depuis 2020, année pour laquelle elle a atteint 26 %, elle fluctue entre 21 % et 26 % selon les aléas climatiques.

Cette stagnation de l'électricité renouvelable soutenue en Wallonie s'explique, en plus des aléas climatiques, par la fin du soutien accordé à certains grands sites de production comme les Awirs (en 2021) ou la fin du régime Solwatt.

Quant à l'électricité de cogénération de qualité, elle est passée de 4,4 % à 4,8 %, sa tendance est toutefois à la baisse depuis 2018, alors qu'elle était en croissance continue jusque-là.

Avec une puissance totale installée fin 2024 de près de 2,5 GW, le parc de production d'électricité verte soutenu est resté stable (- 0,1 %) par rapport à la situation fin 2023. Ce *statu quo* est lié à deux effets antagonistes que sont d'une part la fin progressive du régime Solwatt, et d'autre part, la croissance des filières éolienne et photovoltaïque de « grosse puissance ».

En comparaison avec l'année 2023, la production d'électricité verte en 2024 a fortement baissé à 4,25 TWh, dont 4 TWh d'électricité renouvelable, et demeure bien inférieure à la production de 2020 qui atteignait respectivement 5,5 TWh et 4,9 TWh. Cette baisse est principalement due à des conditions climatiques très défavorables. En effet, 2024 a été, d'une part, l'année la moins ensoleillée des vingt dernières années, et d'autre part, une année moins venteuse que la moyenne des dernières années. Cela se traduit pour le photovoltaïque soutenu par une baisse de production par rapport à 2023 de 13 %, majoritairement due à la fin progressive du régime Solwatt (-11 % de capacité de production), et pour la filière éolienne par une baisse de production de 17 % malgré une augmentation de 6 % de sa capacité de production.

Environ 22 % de l'électricité verte produite en 2024 est assurée par les filières biomasse et cogénération fossile (OPEX-driven technologies) dont la rentabilité reste dépendante non seulement du mécanisme de soutien, mais également des fluctuations de marché (prix de l'électricité produite et des combustibles utilisés). L'éolien a représenté près de 56 % de l'électricité verte produite, la filière solaire photovoltaïque 15 % et l'hydraulique 7 % (CAPEX-driven technologies). Dans les installations valorisant des combustibles biomasse, on observe que 62 % de l'électricité verte et 81 % de la chaleur sont produites à partir de la biomasse solide.

Le niveau de soutien moyen à l'électricité verte est de 67 EUR/MWh pour l'année 2024, relativement stable par rapport à l'année 2023 (69,79 EUR/MWh). Plus de 81 % de l'électricité verte produite en 2024 a bénéficié d'un niveau de soutien inférieur à 100 EUR/MWh. Au global, le soutien alloué à la production d'électricité verte produite en 2024 est estimé à 270 Mio EUR. Près de 36 % du coût global est octroyé à la filière éolienne, en baisse de 25 % par rapport à l'année précédente malgré une baisse de production de 17 %. Quant au solde du soutien, il est réparti entre les filières biomasse à concurrence de 38 %, la filière photovoltaïque en forte diminution avec un peu plus de 18 %, ainsi que respectivement 5,8 % et 2,3 % pour la filière hydraulique et pour la cogénération fossile. Ainsi, la filière éolienne est la filière qui produit le plus pour un moindre soutien (40,44 EUR/MWh) tandis que la filière biomasse devient la filière la plus soutenue (136,36 EUR/MWh) dépassant la filière photovoltaïque (100,77 EUR/MWh).

À propos du marché des CV, environ 4 283 500 CV ont été octroyés. La part de CV octroyés aux producteurs non-Solwatt est de 92%. Au niveau des ventes de CV, l'Administration a enregistré un volume de 5 048 096 CV. On relève que 91 % des ventes ont été effectuées sur le marché, le solde ayant été vendu à Elia au prix garanti de 65 EUR/CV. Le prix moyen global (marché et prix garanti) s'est fixé à 66,97 EUR/CV en 2024. Pour l'ensemble des producteurs, environ 95,5 % des CV ont été vendus à un prix unitaire oscillant entre 65 EUR et 70 EUR.

A la fin de l'année 2024, on observe en réalité une augmentation du stock de CV due au fait que les annulations des CV pour les troisième et quatrième trimestres 2024 n'ont pas pu être enregistrées en 2024 comme prévu. En prenant en compte, dans le calcul du stock de CV, ce volume de CV non enregistrés, on constate que le stock ainsi corrigé diminue et s'établit à 4 987 976 CV au 31 décembre 2024.

En 2024, le nombre de CV à annuler par les fournisseurs et GRD en vue de satisfaire leur obligation de quota en Wallonie est de l'ordre de 5 634 612 CV correspondant au quota nominal fixé à 40,28 % pour l'année, moins les réductions dont bénéficient les entreprises en convention carbone (25,27 %) et les clients protégés régionaux (0,28 %).

En ce qui concerne les projections relatives à l'évolution du marché des CV, l'Administration a comparé les données estimées avec les volumes effectivement fournis pour l'année 2024 et s'est assurée que, pour cette période, les estimations ne s'écartent pas de plus de 5 % par rapport aux données réelles validant ainsi les hypothèses et paramètres. Le paramètre d'autoconsommation a été mis à jour en tenant compte des prévisions de production en accord avec les objectifs du PACE.

Dans cet exercice de prévision, la difficulté réside dans l'appréhension du comportement des producteurs non-Solwatt vis-à-vis du prix garanti. La majorité de ceux-ci se tourne actuellement vers le marché mais ce comportement pourrait évoluer de trimestre en trimestre si l'excédent de CV sur le marché continue d'augmenter. L'activation du prix garanti par ces producteurs générerait automatiquement des besoins de financement complémentaires pour le gestionnaire de réseau de transport local (GRTL), Elia.

Ainsi, il est nécessaire que la surcharge demeure à un niveau suffisant pour satisfaire les besoins complémentaires. Pour ces raisons, l'Administration propose trois scénarios d'évolution du stock selon différentes prévisions comportementales des producteurs vis-à-vis du prix garanti.

Le volet « offre de CV » se complexifie avec la prise en compte de l'évolution du prix de l'électricité dans le k_{ECO} recalculé et dans la méthodologie CPMA. L'écart entre perspectives et réalité observé ces dernières années est notamment dû au retard pris dans la mise en œuvre du nouveau mécanisme de soutien, et plus particulièrement le mécanisme de prolongation.

Une attention particulière devra être portée à l'avenir sur le volet « demande de CV ». L'évolution du paysage électrique au travers des développements des lignes directes et de l'autoconsommation suite à la crise énergétique pourrait générer une décroissance de la demande créant ainsi une accentuation du déséquilibre du marché des CV par un apport complémentaire de CV.

Depuis le 1^{er} janvier 2024, la surcharge a été une nouvelle fois revue à la baisse et fixée à 5,9249 EUR/MWh HTVA. Une exonération est offerte aux gros consommateurs d'électricité. Le montant de cette exonération s'élève à près de 13 Mio EUR pour l'année 2024.

Concernant les GO, l'Administration a octroyé 4 495 424 GO pour l'électricité issues de sources renouvelables, 13 416 GO électricité issues de sources fossiles par cogénération à haut rendement, ainsi que 167 700 GO gaz issues de sources renouvelables. Pour l'électricité, l'Administration a annulé environ 2 379 300 GO wallonnes pour l'année 2024, représentant 31,02 % du total des annulations pour la Wallonie. Comme l'an passé, la Wallonie est la première zone d'origine des GO d'origine renouvelable, suivie des GO issues des éoliennes off-shore (Belgique fédérale), dans le cadre des annulations pour le fuel-mix 2024 des fournisseurs en Wallonie.

2. LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉLECTRICITÉ VERTE ET LE FONCTIONNEMENT DU MÉCANISME DES CERTIFICATS VERTS ET DES GARANTIES D'ORIGINE

Un mécanisme de soutien à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de cogénération de qualité est en vigueur en Wallonie depuis le 1^{er} janvier 2003¹. Comme la Flandre et Bruxelles, la Wallonie a opté pour un mécanisme de CV.

Par ailleurs, le système des GO mis en place au niveau européen pour garantir l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération à haut rendement et pour en assurer la traçabilité sur le marché intérieur européen, du producteur au client final, est d'application en Wallonie depuis 2007.

Pour contextualiser et permettre la bonne compréhension des événements et des chiffres de l'année 2024 concernant le marché des CV et des GO, ce chapitre rappelle les objectifs wallons en matière de production d'électricité verte auxquels les mécanismes des CV et des GO ont pour but de contribuer. Il explique ensuite, dans les grandes lignes, le fonctionnement et le financement du mécanisme et du marché des CV ainsi que les principes de fonctionnement des GO.

Ce chapitre contient également une section qui analyse la contribution des différentes catégories de consommateurs au financement du mécanisme des CV.

2.1. Les objectifs wallons de production d'électricité verte

Le développement de la production d'électricité verte est stimulé par les directives européennes² qui imposent aux États membres de prendre les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour s'y conformer. Les États membres peuvent aussi se montrer plus ambitieux en dépassant les objectifs fixés dans les directives.

Le Gouvernement wallon a fixé ses objectifs en matière d'énergie renouvelable dans son Plan Air Climat Energie (PACE 2030) approuvé le 21 mars 2023.

Ce PACE 2030 a servi de base au projet de contribution wallonne au Plan National Énergie-Climat 2021-2030 de la Belgique (PNEC) qui a été transmis à l'Europe en novembre 2023 et à la contribution wallonne définitive au PNEC.

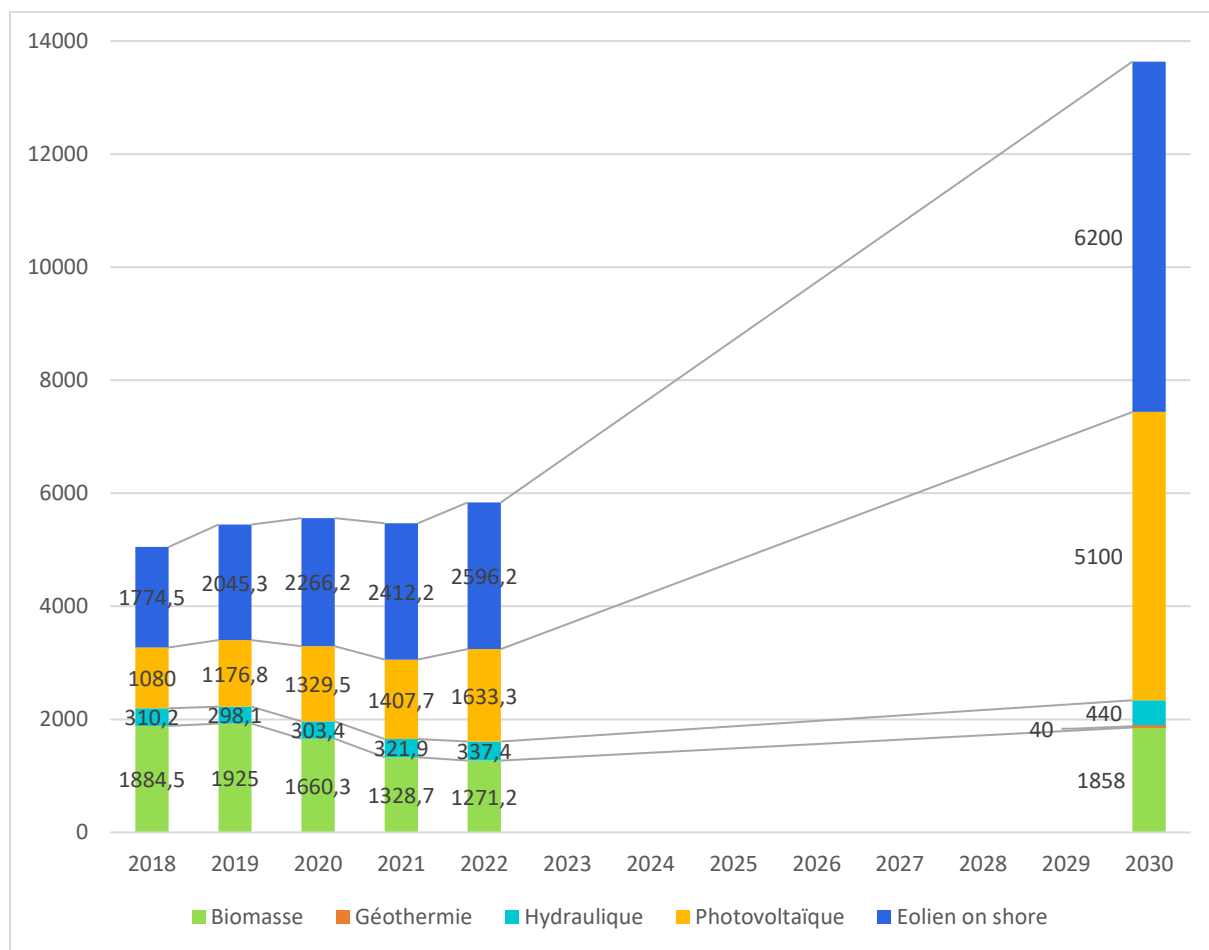
Les politiques et mesures envisagées par le PACE 2030 débouchent sur une part totale de 28-29 % de sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale d'énergie.

¹ En application de la directive 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (ci-après « directive (UE) 2018/2001 »), qui a abrogé la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (directive 2009/28/CE) et en application de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE (directive 2012/27/UE).

² La directive 2009/28/CE assignait à la Belgique un objectif contraignant, à l'horizon 2020, de 13 % pour la part d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation d'énergie finale. Cette directive a été remplacée par la directive (UE) 2018/2001. Cette directive intègre les objectifs débattus en COP21 : émissions de gaz à effet de serre ≤ 40 % (par rapport aux niveaux de 1990), énergies renouvelables ≥ 32 %, efficacité énergétique ≥ 32,5 %. Cette dernière directive a été amendée en 2023 par la directive 2023/2413, notamment pour porter l'objectif renouvelable européen contraignant à 42.5% à l'horizon 2030.

Les leviers pour atteindre ces objectifs sont une augmentation de la production renouvelable et une diminution de la consommation finale. La production d'électricité renouvelable envisagée est de l'ordre de 13,6 TWh.

Le graphique 2.1 ci-dessous compare la production d'électricité brute renouvelable en Wallonie, telle qu'on peut la retrouver dans le rapportage de la Directive SER 2009/28, de 2018 à 2022, qui est la dernière année pour laquelle les données sont disponibles, avec les objectifs indicatifs par filière à l'horizon 2030 tels qu'on les trouve à l'annexe 4 de l'arrêté du 30 novembre 2006.



Graphique 2.1 : Évolution de l'électricité renouvelable produite et des objectifs par technologie (GWh)

2.2. Les principes de fonctionnement du mécanisme des CV

Le fonctionnement du mécanisme des CV repose sur trois piliers :

- l'octroi de CV par l'Administration aux producteurs verts, en fonction de la production de leur(s) unité(s) et du taux d'octroi dont elle(s) bénéficie(nt), constituant l'offre de CV sur le marché ;
- la vente des CV par les producteurs verts sur le marché des CV ou à Elia au prix garanti ;

2.2.1. L'octroi de CV

Les CV sont octroyés par l'Administration aux producteurs d'électricité certifiée verte, proportionnellement à la quantité d'électricité nette produite, selon une durée et un taux d'octroi variables en fonction de la filière, de la puissance de l'installation et du régime de soutien dont elle bénéficie.

Pour que l'Administration puisse déterminer la production des installations, les producteurs lui transmettent trimestriellement leur relevé d'index.

Le taux d'octroi, révisé périodiquement, est déterminé, d'une part, en fonction du surcoût de production estimé de la filière et, d'autre part, en fonction de la performance environnementale (taux d'économie de CO₂) mesurée de l'installation par rapport à des productions classiques de référence. Il est calibré pour permettre l'atteinte par les producteurs du taux de rentabilité de référence déterminé par filière à l'annexe 7 de l'arrêté du 30 novembre 2006.

Les niveaux de rentabilité de référence définis pour les filières photovoltaïque et éolienne ont été modifiés par l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 mai 2024 modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006, avec effet rétroactif à compter du 1^{er} janvier 2024. De 7 %, la rentabilité de référence pour ces filières est passée à 6,25 %.

2.2.1.1. Les enveloppes de CV et la réservation

Depuis le 1^{er} juillet 2014, un mécanisme de réservation des CV est d'application pour les nouveaux projets dans les filières autres que le photovoltaïque. Pour les nouvelles installations solaires photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kW, ce mécanisme est d'application depuis le 1^{er} janvier 2015³⁴.

Préalablement à l'installation d'une nouvelle unité de production d'électricité verte, le producteur souhaitant bénéficier de CV pour son site de production d'électricité verte doit les réserver auprès de l'Administration dans une enveloppe déterminée par filière.

Le Gouvernement wallon a déterminé les enveloppes de CV jusqu'au 31 mars 2028, soit la fin du régime de soutien CPMA (cf. point 2.2.1.2 ci-dessous), de manière à atteindre les objectifs de production d'électricité renouvelable (cf. tableau 2.1)⁵. Ces enveloppes reprennent, par filière, le nombre de CV qui peuvent être attribués à de nouveaux projets pour une année donnée. L'objectif est de garantir l'octroi de CV aux producteurs bénéficiaires pour l'ensemble de la période d'attribution, tout en maîtrisant l'offre de CV.

Lorsque l'enveloppe d'une filière est épuisée, les dossiers n'ayant pas pu réserver de CV sont mis en attente et classés selon la date d'initialisation des compteurs de production indiquée dans le calendrier de leur demande. Le 1^{er} septembre de chaque année, les CV de chaque filière qui n'ont pas été réservés sont rassemblés dans un pot commun, formant ainsi une enveloppe inter-filière. Les CV de cette enveloppe inter-filière sont alors alloués aux dossiers mis en attente et à ceux introduits après la date du 1^{er} septembre.

³ Arrêté du Gouvernement wallon du 20 juin 2016 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la production d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

⁴ Les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 10 kW ne sont pas visées par la réservation. Elles ne bénéficient plus de CV depuis le 1^{er} mars 2014 et la fin du régime Solwatt. Jusqu'au 30 juin 2018, elles pouvaient prétendre à la prime QualiWatt et, depuis le 1^{er} juillet 2018, elles ne bénéficient plus d'aucun soutien à la production.

⁵ Arrêtés du Gouvernement wallon du 11 avril 2019 et du 23 mai 2024 modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006.

S'il n'y a plus de disponibilité dans l'enveloppe inter-filière, le dossier est reporté sur l'enveloppe filière de l'année suivante, en conservant le principe de l'attribution en fonction de la date d'initialisation.

Filière \ Année	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hydro-électricité	7 200	2 500	2 400	2 300	550	0	0
Eolien	111 000 + 279 000	75 700	69 400	64 100	13 650	0	0
Photovoltaïque > 10 kW	49 100 + 59 735	24 000	19 400	15 200	4 150	0	0
Géothermie	0	80 000	0	0	0	0	0
Biomasse solide	44 000 + 231 685	67 500	65 000	62 500	15 000	0	0
Biogaz	5 300 + 180 130	43 750	43 750	43 750	10 938	0	0
Biogaz sans intrant externe	-	26 250	26 250	26 250	6 562	0	0
Cogénération fossile	1 200 + 2 550	0	0	0	0	0	0
TOTAL	217 800 + 753 100	283 200	192 600	182 500	174 800	0	0

Tableau 2.1 : Enveloppes de CV de 2024 à 2030

L'enveloppe 2024 contenait initialement 217 800 CV. Elle a été renflouée de 753 100 CV le 25 octobre 2024 (cf. tableau 2.1). Au total, 970 900 CV étaient donc disponibles pour l'année 2024. 745 722 CV ont été réservés via les enveloppes filières.

225 178 CV sont encore à allouer. A l'heure d'écrire ces lignes, seules les demandes introduites entre le 1^{er} janvier et le 31 mai 2024 (les dernières demandes dans le cadre du régime k_{ECO}) ont pu être analysées. L'analyse des demandes introduites à partir du 1^{er} juin 2024 pour toutes les filières ne pourra débuter qu'une fois que les taux d'octroi à appliquer dans le cadre du régime de soutien CPMA seront publiés (voir section 2.2.1.2 ci-dessous).

Les demandes réceptionnées et en cours de traitement sont reprises dans le tableau 2.2 ci-dessous :

	À partir du 1 ^{er} juin 2024	À partir du 1 ^{er} septembre 2024	Total demandes en attente
Photovoltaïque	9	17	26
Eolien	1	5	6
Hydroélectricité	0	2	2
Biogaz	1	1	2
Biomasse	0	0	0
Cogénération fossile	1	1	0 (fin du soutien à la filière)

Tableau 2.2 : Nombre de demandes de réservation réceptionnées en 2024 en attente de traitement

Le tableau 2.3 ci-après résume l'état de consommation de l'enveloppe 2024 (ouverte).

Filière	Enveloppe CV disponible	Réservations filières 2024		Réservations inter-filière 2024		% total utilisé 2024	Reports sur 2025	
		Nombre de dossiers	Nombre de CV	Nombre de dossiers	Nombre de CV		Nombre de dossiers	Nombre de CV
Panneaux photovoltaïques > 10 kW	108 835	215	63 002					
Eoliennes toutes puissances	390 000	33	282 042					
Hydroélectricité toutes puissances	7 200	2	26					
Biogaz toutes puissances	185 430	29	157 767					
Biomasse solide et liquide toutes puissances	275 685	1	242 885					
Cogénération fossile toutes puissances	3 750	0	0					
Total	970 900	260	745 722					

Tableau 2.3 : État de l'enveloppe de l'année 2024

2.2.1.2. Le taux d'octroi de CV

Divers régimes d'octroi [coexistent](#)⁶.

L'ancien régime, aussi appelé « régime k_{CO_2} », était d'application :

- jusqu'au 31 décembre 2007 pour les nouvelles installations solaires photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW ;
- jusqu'au 30 juin 2014 pour les nouveaux projets dans les filières autres que le photovoltaïque ;
- jusqu'au 30 décembre 2014 pour les nouvelles installations solaires photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kW.

Environ 1 500 sites bénéficient encore au moins partiellement de ce régime de soutien actuellement.

Ce régime a été remplacé par le régime k_{ECO} , d'application :

- entre le 1^{er} juillet 2014 et le 31 mai 2024 pour les nouveaux projets dans les filières autres que le photovoltaïque ;
- entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 mai 2024 pour les nouvelles installations solaires photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kW.

Pour les réservations de CV à partir du 1^{er} juin 2024, c'est le nouveau régime, appelé CPMA, qui s'applique pour les nouveaux projets dans les filières autres que le photovoltaïque et pour les nouvelles installations solaires photovoltaïques d'une puissance supérieure à 10 kW. Ce régime de soutien sera d'application jusqu'au 31 mars 2028.

Pour les nouvelles installations solaires photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW, le régime de soutien Solwatt était d'application du 1^{er} janvier 2008 au 28 février 2014.

⁶ Voir <https://energie.wallonie.be>.

Dès le 1^{er} mars 2014, les nouvelles installations solaires photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW ne bénéficiaient plus d'un soutien sous la forme de CV.

Le calcul du taux d'octroi dans les régimes de soutien k_{ECO} et CPMA, d'application pour les demandes de réservation introduites en 2024, est détaillé ci-dessous.

➤ Le régime k_{ECO}

Le nombre de CV à octroyer aux unités de production bénéficiant du régime k_{ECO} se calcule comme suit :

$$CV = tCV \times E_{enp} [CV]$$

$$tCV = \min (\text{plafond}; k_{CO2} \times k_{ECO}) [CV/MWh]$$

avec :

E_{enp} = l'électricité nette produite (MWh), limitée à la première tranche de 20 MWe pour les filières biomasse, cogénération et hydraulique.

plafond = le plafond est de 3 CV/MWh pour les demandes de réservation introduites jusqu'au 31 décembre 2014 et de 2,5 CV/MWh pour les demandes de réservation introduites à partir du 1^{er} janvier 2015.

k_{CO2} = le taux d'économie de CO₂, plafonné à 2 pour la tranche inférieure à 5 MWe et plafonné (sauf dérogation prévue par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité [ci-après « décret du 12 avril 2001 »]) à 1 pour la tranche au-delà de 5 MWe et à 0 pour la tranche au-dessus de 20 MWe, appliqué de la première à la dernière année d'octroi en fonction des performances réelles de l'installation.

k_{ECO} = le coefficient économique appliqué de la première à la dernière année d'octroi pour une filière donnée. Le coefficient économique k_{ECO} est calculé par filière de manière à garantir le niveau de rentabilité de référence fixé pour cette filière par le Gouvernement wallon.

La révision périodique des coefficients k_{ECO}

Pour la filière photovoltaïque de plus de 10 kWe, la réglementation prévoyait une révision semestrielle des coefficients k_{ECO} .

Pour les filières autres que la filière photovoltaïque de plus de 10 kW, la réglementation prévoyait une révision bisannuelle au minimum.

L'ajustement du niveau de soutien : le coefficient rho et le coefficient k_{ECO} recalculé

Pour les filières hydraulique, éolienne et photovoltaïque, le taux d'octroi des CV peut être modulé à la hausse ou à la baisse de manière à compenser les fluctuations du prix de vente de l'électricité sur le marché et maintenir le niveau de soutien de référence initialement fixé pour la filière.

Jusqu'au 31 décembre 2021, cette adaptation du taux d'octroi se faisait via le coefficient correcteur rho selon la méthodologie publiée par la CWaPE le 11 décembre 2015 (CD-15/11-CWaPE).

Consécutivement à la réforme du 28 octobre 2021 de l'arrêté du 30 novembre 2006, l'Administration a publié, le 15 décembre 2021, la méthodologie de calcul du coefficient correcteur rho applicable à partir du 1^{er} janvier 2022.

Cette méthodologie différait de la méthodologie précédente, notamment en ce qu'elle tenait compte, pour le calcul du coefficient correcteur rho, uniquement des périodes de réservation des CV ainsi que des dates de mise en service théoriques prises en compte dans le calcul du taux de soutien pour ces périodes de réservation, et non des dates de mise en service réelles des installations.

Le 19 janvier 2023, l'Administration a publié une nouvelle révision de la méthodologie de calcul qui prévoyait la mise à jour du coût évité de l'électricité autoconsommée en plus de celle du prix de l'électricité injectée sur le réseau.

L'arrêté du 16 février 2023 modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006 a remplacé le coefficient correcteur rho par le coefficient k_{ECO} recalculé. La neutralisation du coefficient k_{ECO} recalculé durant les trois premières années de production est limitée aux demandes de réservation introduites jusqu'au 31 décembre 2022 et la révision s'effectue sur une base semestrielle. En application de cet arrêté, l'Administration a publié, le 16 mai 2023, une nouvelle révision de la méthodologie de calcul, incluant ces aspects.

Toutefois, à la suite d'une analyse juridique de la méthodologie de calcul du coefficient k_{ECO} recalculé à partir du 1^{er} janvier 2023, il est apparu nécessaire de retirer la mise à jour du coût évité de l'électricité autoconsommée de la méthodologie, cette mise à jour n'étant pas prévue par l'arrêté du 28 octobre 2021.

De même, il est apparu nécessaire de calculer des coefficients correcteurs rho et k_{ECO} recalculés spécifiques pour chaque année de mise en service et non, de manière simplifiée, uniquement pour les années de mise en service théoriques prévues dans la méthodologie de calcul du coefficient économique k_{ECO} .

Pour se conformer à cette analyse, l'Administration donc a publié [la méthodologie de calcul révisée du coefficient correcteur rho applicable à partir du 1^{er} janvier 2022](#) ainsi que [la méthodologie de calcul révisée du coefficient \$k_{ECO}\$ recalculé à partir du 1^{er} janvier 2023](#) le 1^{er} juillet 2024.

➤ Le régime CPMA

Le taux d'octroi de CV applicable à une catégorie d'installations donnée pour sa première année de production dans le régime de soutien CPMA est calculé de la manière suivante :

$$\text{taux d'octroi}_{\text{compensation}} (1) = \max (0 ; \text{CPMA} (1) - V (1)_{\text{elec verte}}) / \text{prix}_{\text{CV}} (1)$$

$$\text{taux d'octroi} (1) = \min (\text{taux d'octroi}_{\text{compensation}} (1) ; P)$$

avec :

$V_{\text{elec. verte}}$ = la valeur de référence de l'électricité verte produite pour l'année considérée.

Prix_{CV} = la valeur du CV pour l'année considérée.

P = le plafond de 2,5 CV/MWh électrique net produit.

CPMA = le coût de production moyen actualisé déterminé pour chaque catégorie d'installations à partir de valeurs de référence (paramètres techniques, économiques, financiers et de marché) représentatifs de chacune de ces catégories.

Le nombre de CV octroyés par période se détermine de la manière suivante :

$$\text{CV octroyés} = (\% \text{SER} \times \text{Eenp}) \times \text{taux d'octroi} \times \min (1 ; k_{\text{CO2}} / k_{\text{CO2_REF}})$$

avec :

%SER = la part d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Eenp = électricité nette produite exprimée en MWh.

k_{CO2} = coefficient de performance réelle CO2 de l'unité de production d'électricité verte.

$k_{\text{CO2_REF}}$ = coefficient de performance CO2 de référence, arrêté par la Ministre, pour la catégorie d'installations dont relève l'unité de production d'électricité verte.

La révision annuelle des paramètres de référence

Chaque année, l'Administration soumet une proposition de nouveaux taux d'octroi de CV pour les différentes catégories d'installations. Afin d'établir ces taux d'octroi, l'Administration organise une consultation publique annuelle portant sur les valeurs de référence à prendre en compte.

Cette consultation a pour but de vérifier si les paramètres techniques, économiques et financiers sont toujours applicables ou s'ils doivent être mis à jour pour tenir compte de certaines évolutions. Les valeurs de référence considérées pour les investissements, les frais de maintenance, les taux d'intérêts pratiqués par le secteur bancaire ou encore les décotes applicables sur les prix de l'électricité peuvent par exemple être mis à jour à la suite de cette consultation. Ces paramètres de référence éventuellement mis à jour sont alors pris en compte pour le calcul du soutien de nouveaux dossiers. Cette mise à jour ne concerne pas les paramètres de référence pour les sites existants qui bénéficient déjà d'un taux de soutien.

L'ajustement annuel du niveau de soutien

Afin de tenir compte des variations des prix de marché de l'électricité verte, des CV, et le cas échéant des coûts de combustibles, le taux d'octroi initial est ajusté chaque année.

Le taux d'octroi ajusté est calculé de la manière suivante :

$$\text{taux d'octroi}_{\text{compensation}}(t) = [\text{CPMA}(1) - V(1)_{\text{elec verte}}] / \text{prix}_{\text{CV}}(t) + V(1)_{\text{elec verte}} - V(t)_{\text{elec verte}}] / \text{prix}_{\text{CV}}(t) + [\text{CPMA}(t) - \text{CPMA}(1)] / \text{prix}_{\text{CV}}(t) \text{ [EUR/MWhe]}$$

où :

$t = 2$ à D .

D = la durée d'octroi.

$\text{prix}_{\text{CV}}(t)$ et $V(t)_{\text{elec verte}}$ = les valeurs de référence mises à jour pour le prix des CV et le prix de l'électricité verte produite pour les années correspondantes.

$\text{CPMA}(t)$ = la mise à jour du coût de production moyen actualisé calculé initialement en tenant compte des évolutions des prix de marché liés aux combustibles.

Dans le cas des filières utilisant des combustibles biomasse, le CPMA est mis à jour conformément à la méthodologie reprise dans les annexes 10 à 12 de l'arrêté du 30 novembre 2006 afin de tenir compte des évolutions des prix de marché de ces combustibles.

2.2.1.3. La certification des installations

Pour qu'une installation de plus de 10 kW soit certifiée, il faut qu'un organisme agréé ait établi son certificat de garantie d'origine (CGO).

Le rôle de l'organisme agréé est notamment de vérifier que les quantités d'électricité produites à partir de ce site puissent être clairement identifiées et mesurées, en particulier pour attester les sources d'énergie (le caractère renouvelable) et l'efficacité de la transformation (le rendement de la cogénération). Il délivre une attestation de conformité ainsi qu'un CGO à l'installation de production d'électricité dont les comptages d'énergie sont conformes au [code de comptage](#)⁷ et aux autres réglementations⁸ en vigueur.

En Wallonie, la certification des sites de production d'électricité verte est assurée par cinq organismes accrédités par [BELAC](#)⁹ suivant la norme NBN EN ISO/IEC 17020 et agréés par la Ministre de l'Énergie. Ces organismes sont : AIB-Vinçotte Belgium (AVB), Normec BTV, SGS Statutory Services Belgium (SGS-SSB), ACEG et PROCONTROL.

⁷ Arrêté ministériel du 12 mars 2007 déterminant les procédures et le code de comptage applicables en matière de mesures des quantités d'énergie publié au Moniteur belge du 20 avril 2007 – Annexe « procédures et code de comptage de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et/ou de cogénération ».

⁸ Arrêté royal du 15 avril 2006 relatif aux instruments de mesure.

⁹ Organisme belge d'accréditation : <https://economie.fgov.be/belac>.

Outre l'étape de certification initiale, les organismes agréés effectuent des contrôles périodiques des sites certifiés¹⁰ ou des contrôles aléatoires et ciblés à la demande de l'Administration¹¹. Des avenants au CGO sont également établis en cas de modification de l'installation, des instruments de mesure ou de tout autre élément qu'il contient. En cas d'utilisation d'intrants biomasse (locaux et/ou importés), la certification porte également sur la démonstration du caractère durable de ces intrants et de leur traçabilité sur l'ensemble du cycle de production.

Les installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW bénéficient d'une dérogation¹² qui leur permet de se voir délivrer gratuitement le CGO par l'Administration.

2.2.2. La vente de CV

Les producteurs peuvent vendre les CV qui leur ont été octroyés durant les cinq années de leur validité :

- soit sur le marché, aux fournisseurs ou aux GRD, afin de leur permettre de satisfaire à leurs obligations de quota (cf. sous-section 2.2.3.) ou encore à un intermédiaire ;
- soit, sous certaines conditions, au gestionnaire de réseau de transport local (GRTL), Elia, au prix minimum garanti de 65 EUR/CV (HTVA).

La décision d'opter pour le prix garanti ou pour la vente sur le marché des CV est arrêtée par le producteur d'électricité verte à chaque introduction de ses relevés de comptage trimestriels.

2.2.2.1. Vente sur le marché

L'Administration publie sur son site Internet la liste des acheteurs potentiels de CV (intermédiaires et fournisseurs) qui ont expressément demandé à se faire connaître comme tels¹³.

Dans le cas de la vente sur le marché, les acteurs négocient les conditions de vente des CV sans intervention de l'Administration.

Plusieurs intermédiaires sont actifs sur le marché des CV.

Certains se spécialisent dans l'achat de CV auprès de particuliers, d'autres ne visent que les producteurs industriels.

Le courtage de CV est autorisé moyennant le respect d'une procédure spécifique et l'ouverture de comptes-titres réservés à cette fin.

¹⁰ Le contrôle périodique des installations certifiées doit se faire au moins une fois par an pour les installations d'une puissance nette développable supérieure à 20 kW. Pour les installations dont la puissance nette développable est supérieure à 10 kW et inférieure ou égale à 20 kW, le contrôle périodique doit se faire au minimum une fois tous les cinq ans. Les installations dont la puissance nette développable est inférieure ou égale à 10 kW ne sont pas visées par cette obligation (cf. article 7 de l'arrêté du 30 novembre 2006).

¹¹ Article 8 de l'arrêté du 30 novembre 2006.

¹² Article 7, § 2 de l'arrêté du 30 novembre 2006.

¹³ Tous les acheteurs de CV enregistrés ne figurent donc pas dans la liste publiée sur le site de l'Administration.

2.2.2.2. La garantie régionale d'achat des CV par le GRTL

En Région wallonne, un seul mécanisme de garantie d'achat des CV est encore actuellement d'application : l'achat des CV au prix régional par le GRTL.

Pour rappel, la garantie fédérale d'achat des CV par le GRT a pris fin le 1^{er} août 2022.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, le mécanisme d'aide à la production a été complété par un mécanisme d'obligation d'achat des CV ¹⁴ à charge du GRTL ¹⁵.

Le prix du CV pour lequel le GRTL se voit imposer une obligation d'achat est de 65 EUR.

La durée de l'obligation d'achat prend cours le mois suivant la mise en service de l'installation et est de maximum 180 mois.

Les CV acquis par le GRTL en exécution de son obligation de service public (OSP) sont soit annulés dans le registre des CV tenu par l'Administration et donc rendus inutilisables, soit confiés par le GRTL à l'Agence wallonne de l'Air et du Climat (AwAC) dans le cadre de la temporisation¹⁶ (cf. section 2.3 sur le financement du mécanisme des CV).

2.2.3. Restitution du quota annuel de CV par les fournisseurs d'électricité et les GRD

Trimestriellement, les volumes de fourniture d'électricité en Wallonie déclarés par les fournisseurs et les GRD sont communiqués à l'Administration¹⁷. Sur la base de ces informations, ces acteurs sont tenus de restituer à l'Administration un quota de CV proportionnel à la quantité d'électricité fournie. Par cette opération, les CV sont annulés et rendus inutilisables dans le registre des CV.

Une amende de 100 EUR par CV manquant est appliquée.

Le quota applicable à la fourniture d'électricité est fixé par le Gouvernement wallon pour chaque année¹⁸. En 2024, le quota était fixé à 40,28 % du volume d'électricité fourni en Wallonie. Le graphique 2.3 ci-après montre l'évolution des quotas sur la période 2012-2032.

Seuls les CV octroyés en Wallonie sont comptabilisés dans les quotas.

¹⁴ Art. 40 du décret du 12 avril 2001.

¹⁵ L'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité détermine les procédures et les modalités d'introduction de la demande et d'application de cette obligation d'achat (articles 24ter à sexies).

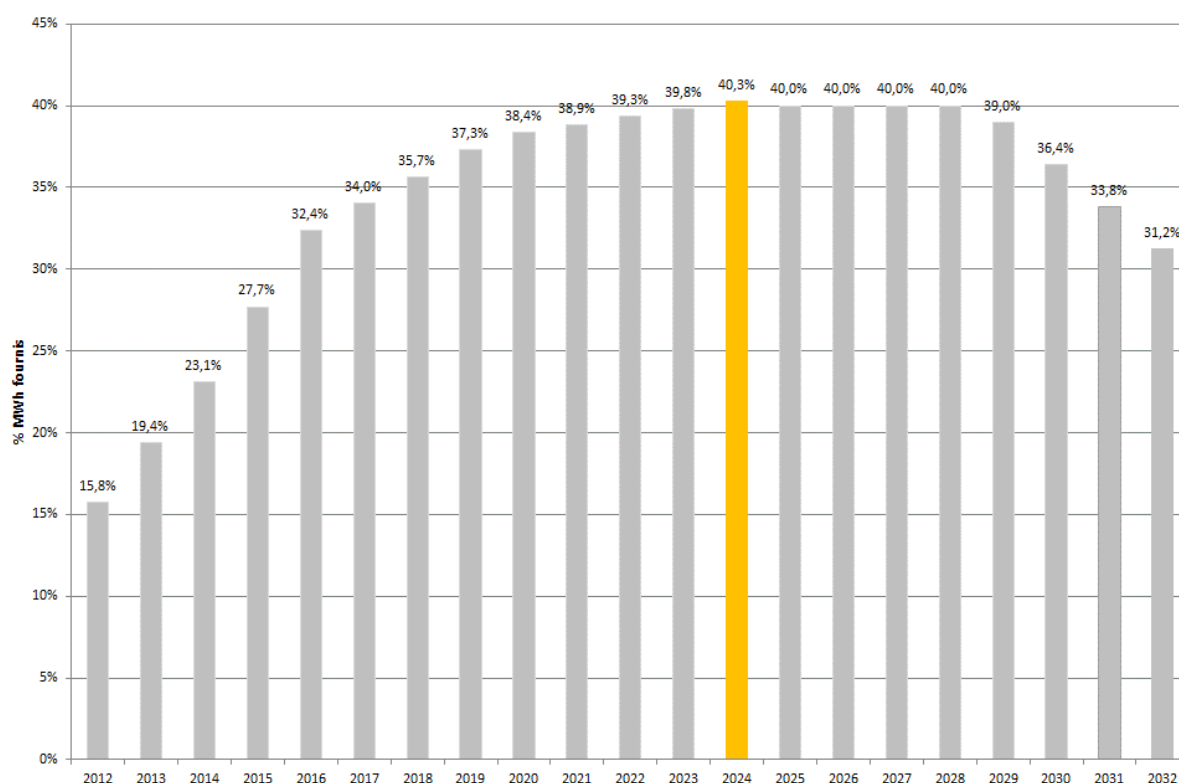
¹⁶ Au moment de la rédaction de ce rapport, ce mécanisme a pris fin (voir point 2.3.2).

¹⁷ Pour les fournisseurs, le volume d'électricité pris en compte est celui fourni aux clients finals tandis que pour les GRD, le quota est applicable à leurs propres consommations électriques et, le cas échéant, à l'électricité fournie aux clients finals. Depuis le 1^{er} juillet 2014, les consommations propres des fournisseurs (hors énergie électrique prélevée du réseau par le biais d'un point d'accès exclusivement destiné à un processus de stockage [Arrêté du Gouvernement wallon du 11 avril 2019 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération, ci-après « arrêté du 11 avril 2019 »]) ainsi que la production électrique des autoproducteurs conventionnels pour leur usage propre sont également soumises au quota.

¹⁸ Les quotas pour la période 2016–2024 ont été arrêtés par le Gouvernement wallon le 26 novembre 2015 (arrêté du Gouvernement wallon du 16 novembre 2015 modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération) et ont été modifiés par l'arrêté du Gouvernement wallon du 11 avril 2019 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération. Cet arrêté fixe également les quotas applicables à l'horizon 2030. Les quotas pour les années 2031 et 2032 sont fixés par l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 mai 2024 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

En fonction de l'évolution du marché de l'électricité verte, le Gouvernement wallon peut revoir les quotas dans le cadre d'un processus d'évaluation triennale depuis 2014¹⁹. Dans ce cadre, l'Administration établit chaque trimestre un rapport d'évolution du marché des CV détaillant l'offre et la demande de CV du trimestre précédent. Dans les conclusions de ce rapport, elle peut proposer, en cas de déséquilibre jugé trop important entre l'offre et la demande de CV, une adaptation des quotas pour les exercices suivants²⁰.

Les quotas fixés par le Gouvernement wallon sont des quotas nominaux ne tenant pas compte des possibilités de réduction pour l'alimentation de clients finals engagés dans une convention carbone ou pour la fourniture d'électricité aux clients protégés exclusivement régionaux.



Graphique 2.3 : Évolution des quotas nominaux de CV sur la période –2012 - 2032

¹⁹ Article 25, § 4 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006.

²⁰ Ibidem.

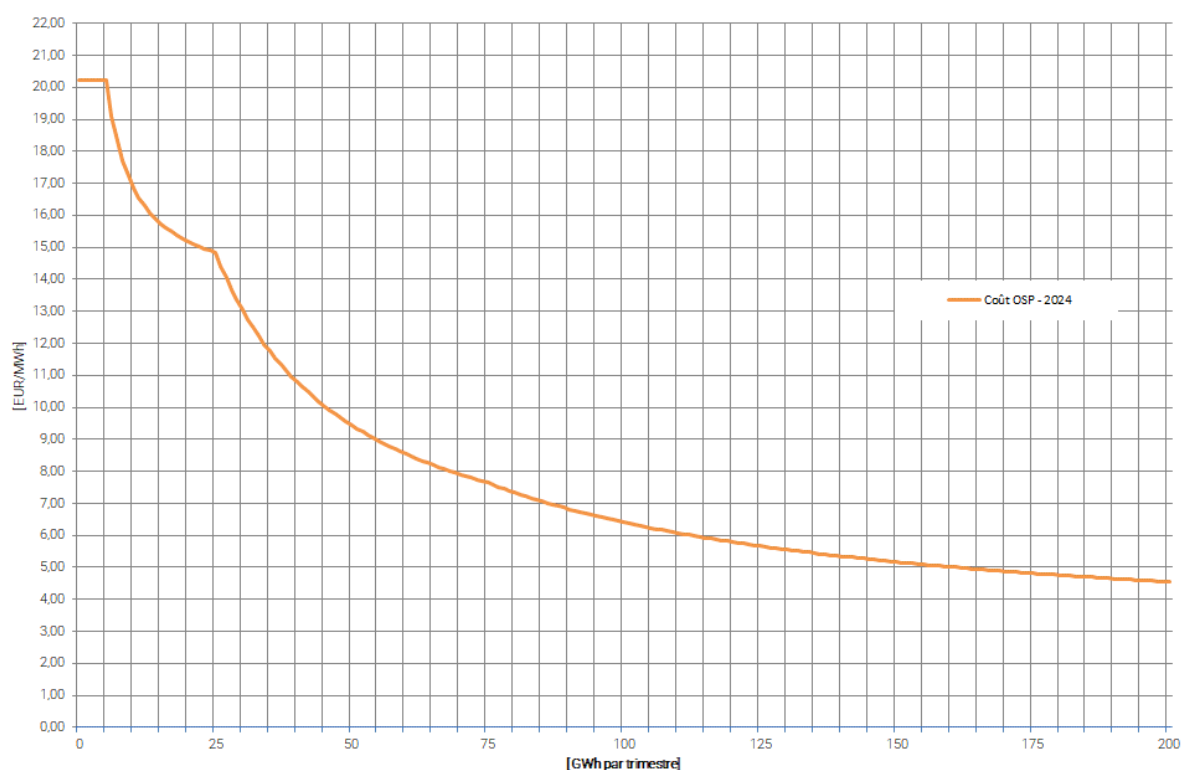
2.3. Financement du mécanisme par les consommateurs wallons

Le financement du mécanisme des CV est assuré par des OSP répercutées sur la facture des consommateurs finals, à savoir les OSP liées aux quotas et à la garantie d'achat des CV. Ces OSP sont détaillées ci-après.

2.3.1. L'OSP liée aux quotas, à charge des fournisseurs d'électricité et des GRD

Pour le client final, le coût théorique de l'OSP relative au quota de CV est égal au quota multiplié par le prix moyen du CV.

Le graphique 2.4 ci-après illustre la valeur de ce coût pour l'année 2024 en fonction de la tranche de consommation trimestrielle.



Graphique 2.4 : Coût à charge d'un client final bénéficiant de réduction du quota (EUR/MWh HTVA) – 2024

En pratique, le coût de l'OSP relative au quota de CV est répercuté auprès du client final au niveau du prix de la composante « énergie » facturé par le fournisseur et au niveau des tarifs d'utilisation du réseau pour ce qui concerne la partie de l'OSP à charge du GRD.

Au niveau des GRD, la répercussion du coût de cette « OSP verte » fait l'objet d'un contrôle par le régulateur régional, la CWaPE, dans le cadre de l'approbation des tarifs d'utilisation des réseaux (tarifs régulés).

Au niveau des fournisseurs, l'intégration du coût de cette « OSP verte » dans le prix de la composante « énergie » facturé au client final n'est pas régulée. Le fournisseur et son client négocient, en principe, librement ce prix.

Toutefois, dans un souci de transparence, le législateur a prévu trois dispositions en la matière :

- Pour tous les clients, l'arrêté du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité impose aux fournisseurs d'indiquer dans le contrat le montant, identifié spécifiquement, correspondant à la répercussion du coût des CV. Ce coût ne peut en aucun cas être compris dans les postes relatifs aux taxes et redevances. L'article 7bis, § 1er, 6° de ce même arrêté impose également aux fournisseurs de renseigner le client résidentiel, sur simple demande, sur le coût relatif aux CV au kWh et le coût total facturé ;
- Pour les clients résidentiels et les PME, l'article 20quater de la loi du 29 avril 1999 dispose en son paragraphe 1^{er} que le fournisseur peut répercuter sur le client final au maximum la charge réelle liée aux obligations régionales en matière de CV en tenant compte uniquement du prix de marché des CV et d'un coût de transaction forfaitaire ;
- Pour les clients finals bénéficiant d'une réduction de quota, les réductions de coûts résultant de la réduction de quota doivent être répercutées directement par les fournisseurs sur chaque client final qui en est à l'origine.

Le contrôle du respect de ces dispositions par les fournisseurs relève des missions de la CWaPE. On trouvera, dans les rapports périodiques de la CWaPE concernant l'analyse des prix de l'électricité en Wallonie, les montants facturés par les fournisseurs pour les CV aux différentes catégories de clients finals.

2.3.2. L'OSP liée à la garantie d'achat des CV à charge du GRTL Elia

Les montants versés aux producteurs par le GRTL sont récupérés par ce dernier au moyen d'une surcharge régionale²¹ appliquée sur les prélèvements d'électricité des utilisateurs du réseau de transport local²². Les utilisateurs de réseau connectés directement au réseau de transport (380 kV, 220 kV ou 150 kV) ne contribuent par conséquent pas à cette surcharge régionale.

Pendant plusieurs années, la surcharge régionale en Wallonie est restée relativement limitée. Au début de l'année 2012, elle était de 1,1899 EUR/MWh HTVA.

Ensuite, Elia a introduit deux demandes de révision auprès de la CREG qui ont porté la surcharge régionale à 5,9445 EUR/MWh HTVA à partir du 1^{er} octobre 2012. Du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2022, le coût de l'OSP liée à la garantie d'achat de CV régionale s'élevait à 13,8159 EUR/MWh (estimation linéairement calculée sur les prélèvements nets d'électricité par les clients finals raccordés à un niveau de tension inférieur ou égal à 70 kV). Depuis le 1^{er} janvier 2023, la surcharge a été pour la première fois revue à la baisse et fixée à 10,3761 EUR/MWh HTVA. En 2024, la surcharge a encore été revue à la baisse et fixée à 5,9249 EUR/MWh HTVA.

²¹ Article 12, § 5 de la loi fédérale du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

²² La loi fédérale du 29 avril 1999 prévoit que « la méthodologie tarifaire doit permettre de couvrir de manière efficiente l'ensemble des coûts nécessaires ou efficaces pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent au gestionnaire du réseau ainsi que pour l'exercice de son activité de gestion de réseau de transport ou de réseaux ayant une fonction de transport ».

Le décret du 12 avril 2001 identifie également des catégories d'entreprises pouvant bénéficier d'une exonération partielle de la surcharge à certaines conditions²³ (cf. chapitre 6).

Le Gouvernement wallon a adopté trois décrets modifiant le décret du 12 avril 2001²⁴ et ayant pour objectif principal d'éviter l'augmentation du niveau de la surcharge grâce à des opérations dites respectivement de portage (ou mise en réserve), de temporisation et de mobilisation. Le but des deux premières opérations était de sortir un volume conséquent de CV du marché et de les y réinjecter lorsque le marché ne serait plus saturé. Le troisième mécanisme n'a jamais été mis en œuvre.

Le mécanisme de portage de CV, prévu par l'article 42 du décret du 12 avril 2001, a été mis en place en 2014. Il a permis au GRTL, Elia, de charger la société Solar Chest, une personne morale de droit public désignée par le Gouvernement wallon, d'acquérir auprès d'elle des CV au prix de 65 EUR/CV en vue de les mettre en réserve pendant une période définie dans la convention signée entre les parties.

En vue de financer l'acquisition de ces CV auprès d'Elia, Solar Chest a procédé à l'émission d'un emprunt obligataire de 275 Mio EUR. Celui-ci était réparti en trois tranches arrivées à échéance respectivement en juin 2020, 2021 et 2022. Au total, trois opérations de mise en réserve par Solar Chest ont été réalisées sur la période 2015-2016, pour un volume global de plus de 4 Mio de CV.

Depuis le mois de septembre 2019, le retour progressif des CV mis en réserve sur le marché a été organisé par Solar Chest sous la forme de ventes aux enchères. La dernière vente a eu lieu en février 2022 et s'est clôturée par l'achat, par les acteurs du marché, de 1 320 737 CV. Avec cette vente, Solar Chest a achevé la mission qui lui avait été confiée.

Malgré les opérations de portage, le recours continu des producteurs à l'OSP d'achat de CV au prix garanti a entraîné une nouvelle hausse des coûts pour le GRTL.

En réponse à cette problématique, le Gouvernement wallon a décidé, lors de sa séance du 20 octobre 2016, le principe du mécanisme de temporisation de CV prévoyant l'acquisition et la conservation pendant une période donnée des CV excédentaires sur le marché par un ou plusieurs temporisateurs.

Ce mécanisme, à charge du budget de la Région, bien que ne donnant pas de solution à long terme par rapport à l'excédent structurel de CV, répond à l'objectif de maintenir la surcharge à son niveau actuel et de ne pas impacter la facture d'électricité des consommateurs finals.

Dans son décret du 29 juin 2017, le Parlement wallon a chargé l'AwAC de la réalisation de la mission de temporisation de CV. Au total, deux opérations de temporisation ont été réalisées sur la période 2017-2018, portant sur un volume global de près de 3,5 Mio de CV.

Depuis le 1^{er} janvier 2022, une réduction progressive des CV détenus par l'AwAC a été rendue possible, avec comme échéance les années 2026 et 2027. La vente de ces CV pouvait s'opérer principalement de deux manières :

- Soit par la vente au marché via l'organisation d'enchères annuelles ;
- Soit par le rachat directement par le GRTL.

²³ Décret du 12 avril 2014 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité en vue d'organiser le financement externe des CV.

²⁴ Décrets du 12 décembre 2014, du 29 juin 2017 et du 2 mai 2019 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Le choix de l'une ou l'autre solution dépend de plusieurs facteurs comme notamment l'état du stock de CV ou la position nette de trésorerie du GRTL. Il est également important d'éviter une sortie tardive des CV temporisés, qui présenterait le risque d'un potentiel afflux massif de CV vers le GRTL et conduirait à nouveau à une augmentation de la surcharge.

Au total, deux rachats par le GRTL (700 000 CV et 1 000 000 CV) et trois ventes aux enchères (650 000 CV, 600 000 CV et 508 680 CV) ont eu lieu sur la période 2022-2024.

En 2024, deux enchères organisées par l'AwAC ont permis l'achat, par les acteurs du marché, de 1 108 680 CV. Avec la vente de ces derniers CV temporisés, l'AwAC a achevé l'opération de temporisation.

Le Gouvernement wallon envisage, à l'heure de rédaction de ce rapport, de prendre des dispositions légales permettant de pérenniser le mécanisme de temporisation afin de pouvoir le cas échéant effectuer une nouvelle opération de temporisation de CV. Cette dernière pourrait avoir lieu sur l'avis de l'Administration, d'Elia et de la CREG, si les conditions du marché des CV la justifiaient.

2.4. Contribution au financement des CV

Une évaluation du mécanisme des CV a été initiée par l'Administration et réalisée fin 2023-début 2024 par le bureau d'études Climact. Cette évaluation, qui se concentrait sur la période de soutien 2014 - 2022, a permis d'en décrire l'efficacité et l'efficience, d'analyser ses forces, faiblesses, menaces et opportunités, ainsi que ses effets distributifs. Le financement du mécanisme par différentes catégories de consommateurs a également été analysé pour l'année 2021. Ce rapport est disponible sur le site du SPW²⁵.

Afin de suivre l'évolution du financement du mécanisme, l'Administration a mis à jour les données pour l'année 2024 et a analysé, pour les différentes catégories de consommateurs, leur consommation électrique annuelle respective ainsi que la contribution nominale (théorique) et effective (réelle) de chacune, tant pour la surcharge que pour les quotas. Pour terminer, une analyse a été menée afin de vérifier l'équité des différentes contributions au mécanisme de soutien.

2.4.1. Catégorisation des consommateurs

La catégorisation des consommateurs choisie est presque la même que celle utilisée dans le rapport de Climact en 2023. Elle distingue les consommateurs résidentiels (catégorie 1) des consommateurs professionnels (catégorie 2 à 8), et inclut trois autres catégories ayant un statut particulier (catégories 9 à 11).

Le tableau 2.4 ci-après reprend cette catégorisation ainsi que le nombre de raccordements aux réseaux (codes EAN) et le volume d'électricité consommé en 2024 pour chaque catégorie, tous GRD et GRT confondus.

²⁵ <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/20240321-climact-rapport-final.pdf?ID=82735>

N°	Catégorie	# EAN	% EAN	Volume [MWh/an]	% Volume
1	Client final - Résidentiel - BT	1 691 023	87%	4 569 741	23%
2	Client final - Professionnel - BT	240 423	12%	1 901 619	9%
3	Client final - Professionnel < 700 MWh - HT	15 026	1%	1 958 971	10%
4	Client final - Professionnel < 6000 MWh - HT	1 095	0%	1 835 430	9%
5	Client final - Professionnel < 20 000 MWh - HT	132	0%	1 320 697	7%
6	Client final - Professionnel < 50 000 MWh - HT	20	0%	622 507	3%
7	Client final - Professionnel < 200 000 MWh - HT	30	0%	3 086 208	15%
8	Client final - Professionnel > 200 000 MWh - HT	8	0%	2 857 195	14%
9	Client final - Transport via réseau - BT/HT	233	0%	530 507	3%
10	Consommations propres fournisseurs et gestionnaires de réseau	146	0%	121 583	1%
11	Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	2	0%	1 459 264	7%
TOTAL		1 948 138	100%	20 263 722	100%

Tableau 2.4 : Catégorisation des consommateurs avec leur nombre de codes EAN et leur consommation annuelle [en MWh]

Le tableau 2.4 montre que le nombre de codes EAN en 2024 était de 1 948 138, pour une consommation totale de 20 263 722 MWh. Par rapport à 2023, il y a environ 13 000 codes EAN supplémentaires, et la consommation a augmenté de 220 000 MWh.

La catégorie 1, qui reprend l'ensemble des consommateurs résidentiels, est évidemment celle qui compte le plus de codes EAN (87 %). Mais elle ne consomme que 23 % du volume total, au contraire des catégories 3 à 8 qui comptent très peu de codes EAN, mais qui consomment proportionnellement beaucoup plus. On notera que les catégories 7 et 8, qui ne comptent que 38 codes EAN en Wallonie (soit 2 EAN de plus que l'année précédente), ont consommé 29 % du volume total en 2024, soit plus que l'ensemble des 1 691 023 consommateurs résidentiels. Tous ces chiffres suivent la même logique que ceux de l'année 2023.

2.4.2. Contribution à la surcharge²⁶

Des montants nominaux pour la surcharge ont été définis par la Région (pour les GRD) et par la CREG (pour le GRTL). Ils évoluent d'année en année, et diffèrent selon le réseau sur lequel le consommateur est raccordé. Pour 2024 :

- La surcharge pour les raccordements aux GRD est de 5,6466 EUR/MWh ;
- La surcharge pour les raccordements au GRTL est de 5,9249 EUR/MWh ;
- La surcharge pour les installations de pompage-turbinage et pour les consommateurs raccordés directement au GRT est de 0 EUR/MWh.

Ces différents tarifs ont permis de calculer la contribution nominale à la surcharge que chaque catégorie de consommateurs aurait dû payer en théorie.

²⁶ Voir chapitre 6 pour plus d'informations concernant la surcharge.

L'analyse menée a également permis de compiler les exonérations partielles perçues par les consommateurs. Ces données étant disponibles dans la base de données de l'Administration, elles ont ainsi pu être regroupées selon les 11 catégories précédemment citées. Il est à noter que les données de 2024 ne sont pas définitives. En effet, les consommateurs peuvent apporter des corrections ou demander de nouvelles exonérations partielles jusque fin 2026.

La contribution effective (contribution nominale moins exonération) de chaque catégorie de consommateurs au mécanisme de surcharge a pu ainsi être déterminée.

Le tableau 2.5 ci-dessous reprend ces différents résultats (surcharge nominale, exonération, surcharge effective) ainsi que la quantité de MWh consommés.

N°	Catégorie	Volume		Surcharge nominale		Exonération		Surcharge effective	
		[MWh/an]	%	[EUR/an]	%	[EUR/an]	%	[EUR/an]	%
1	Résidentiel - BT	4 569 741	23%	25 803 425	33%	-	0%	25 803 425	39%
2	Professionnel - BT	1 901 619	9%	10 737 649	14%	-	0%	10 737 649	16%
3	Professionnel < 700 MWh - HT	1 958 971	10%	11 055 557	14%	42 872	0%	11 012 686	16%
4	Professionnel < 6000 MWh – HT	1 835 430	9%	10 277 097	13%	1 530 787	12%	8 746 311	13%
5	Professionnel < 20 000 MWh – HT	1 320 697	7%	7 116 654	9%	2 900 506	23%	4 216 148	6%
6	Professionnel < 50 000 MWh – HT	622 507	3%	3 060 152	4%	1 852 768	15%	1 207 384	2%
7	Professionnel < 200 000 MWh – HT	3 086 208	15%	9 042 128	11%	6 037 763	49%	3 004 365	4%
8	Professionnel > 200 000 MWh – HT	2 857 195	14%	-	0%	-	0%	-	0%
9	Transport via réseau - BT/HT	530 507	3%	2 030 799	3%	-	0%	2 030 799	3%
10	Consommations fournisseurs et GR	121 583	1%	122 585	0%	-	0%	122 585	0%
11	Fournisseur - Pompage - Turbinage - HT	1 459 264	7%	-	0%	-	0%	-	0%
TOTAL		20 263 722	100%	79 246 046	100%	12 364 696	100%	66 881 350	100%

Tableau 2.5 : Surcharge nominale, exonération et surcharge effective pour chaque catégorie de consommateurs

On peut en tirer plusieurs constats :

- Les consommateurs résidentiels et professionnels raccordés au réseau basse tension (BT) ne bénéficient pas d'exonération. Ils n'ont consommé que 32 % de la fourniture totale, mais ont contribué effectivement à hauteur de 55 % de la surcharge ;
- Entre les catégories 3 à 7, la part d'exonération par rapport à la surcharge nominale augmente progressivement. Pour la catégorie 3, seuls 43 kEUR sont exonérés sur les 11 056 kEUR, alors que la catégorie 7 compte 6 038 kEUR d'exonérations pour une surcharge nominale de 9 042 kEUR ;
- La catégorie 7 consomme 15 % de la fourniture, mais grâce aux exonérations accordées, elle contribue effectivement à hauteur de 4 % de la surcharge.
- Aucun consommateur des catégories 8 et 11 ne paie de surcharge, les 8 EAN repris dans la catégorie 8 étant tous raccordés au GRT ;

- Les catégories 9 et 10 n'ont pas bénéficié d'une exonération.

En 2024, un total de 12 364 696 EUR d'exonérations (valeur non définitive) a donc été accordé aux entreprises wallonnes (24 209 586 EUR en 2023), et la surcharge effectivement payée par les consommateurs a atteint les 66 881 350 EUR. En 2023, la surcharge effective était de 109 421 362 EUR. La diminution en 2024 s'explique par :

- La diminution du montant de la surcharge qui est passé de 9,7256 EUR/MWh à 5,6466 EUR/MWh pour les raccordements aux GRD ;
- La diminution du montant de la surcharge pour les raccordements au GRTL qui est également passé de 10,3761 EUR/MWh à 5,9249 EUR/MWh ;
- La consommation des catégories est presque identique à celle de l'année 2023, elle n'a aucun impact sur la diminution de la surcharge effective.

2.4.3. Contribution aux quotas²⁷

Un taux nominal de contribution au quota est défini par le Gouvernement wallon. Il est le même pour tous les consommateurs, et évolue au fil des ans :

- 38,85 % en 2021 ;
- 39,33 % en 2022 ;
- 39,80 % en 2023 ;
- 40,28 % en 2024.

Ce taux, multiplié par le prix moyen du CV sur le marché de 67,13 EUR en 2024 (prix moyen toutes filières hors prix garanti), permet de calculer la contribution nominale aux quotas que chaque catégorie de consommateurs aurait dû payer en théorie.

Les réductions de quotas perçues par les consommateurs dépendent de la quantité de MWh consommés. Depuis le 01/01/2024, pour pouvoir prétendre à ces réductions, le consommateur doit participer à une convention carbone. Les données des réductions accordées aux consommateurs étant disponibles dans la base de données de l'Administration, elles ont pu être synthétisées selon les 11 catégories précitées.

La contribution effective (contribution nominale moins réductions) de chaque catégorie au mécanisme de quotas a pu ainsi être déterminée.

Le tableau 2.6 ci-après reprend ces différents résultats (quota nominal, réduction, quota effectif) ainsi que le volume consommé en MWh.

²⁷ Voir chapitre 4.3 pour plus d'informations concernant les quotas.

N°	Catégorie	Volume		Quota nominal		Réduction		Quota effectif	
		[MWh/an]	%	[EUR/an]	%	[EUR/an]	%	[EUR/an]	%
1	Résidentiel – BT	4 569 741	23%	121 943 243	24%	-	0%	121 943 243	32%
2	Professionnel - BT	1 901 619	9%	51 419 703	10%	-	0%	51 419 703	14%
3	Professionnel < 700 MWh - HT	1 958 971	10%	52 970 514	10%	63 043	0%	52 907 471	14%
4	Professionnel < 6000 MWh – HT	1 835 430	9%	49 629 961	10%	1 565 221	1%	48 064 740	13%
5	Professionnel < 20 000 MWh – HT	1 320 697	7%	35 711 602	7%	4 721 667	4%	30 989 934	8%
6	Professionnel < 50 000 MWh – HT	622 507	3%	16 832 572	3%	4 211 977	3%	12 620 596	3%
7	Professionnel < 200 000 MWh – HT	3 086 208	15%	83 450 956	16%	44 465 505	35%	38 985 452	10%
8	Professionnel > 200 000 MWh – HT	2 857 195	14%	77 258 438	15%	62 036 439	49%	15 222 000	4%
9	Transport via réseau - BT/HT	530 507	3%	14 344 884	3%	10 841 443	8%	3 503 441	1%
10	Consommations fournisseurs et GR	121 583	1%	3 287 599	1%	-	0%	3 287 599	1%
11	Fournisseur - Pompage - Turbinage – HT	1 459 264	7%	-	0%	-	0%	-	0%
TOTAL		20 263 722	100%	506 849 473	100%	127 905 295	100%	378 944 178	100%

Tableau 2.6 : Quota nominal, réductions et quota effectif pour chaque catégorie de consommateurs

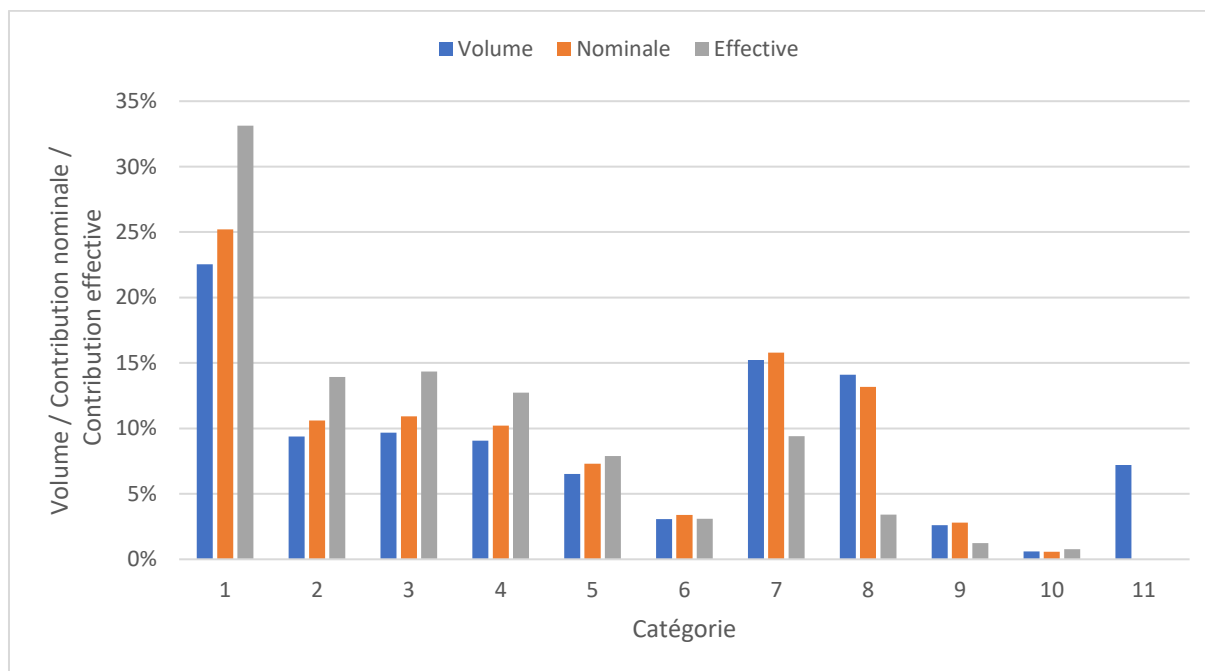
On peut en tirer plusieurs constats :

- Comme pour la surcharge et à l'exception des clients protégés exclusivement régionaux qui ne sont pas soumis aux quotas, les consommateurs en BT n'ont aucune réduction de quota. La part de leur contribution au mécanisme (46 %) est donc également plus élevée que la part de leur consommation (32 %) ;
- La catégorie 3 ne perçoit presque aucune réduction ;
- Les catégories 7 et 8 (les plus gros consommateurs) perçoivent respectivement 35 % et 49 % des réductions accordées à l'ensemble des consommateurs. La catégorie 8, bien que consommant 14 % du volume total, n'a contribué qu'à 4 % au mécanisme de quota ;
- La catégorie 10, comprenant les consommations propres des fournisseurs, ne perçoit aucune réduction de quota ;
- La catégorie 11 est exemptée du paiement du quota, comme pour la surcharge.

En 2024, un total de 127 905 295 EUR de réductions a été accordé aux entreprises wallonnes, soit 20 Mio EUR de plus qu'en 2023. Le quota effectivement payé par les consommateurs reste stable, avec 378 944 178 EUR (380 606 388 EUR en 2023).

2.4.4. Contribution effective totale

Dans cette section, nous avons compilé, pour chaque catégorie de consommateurs, les résultats en pourcentage des contributions nominales et effectives des deux mécanismes (surcharge + quota). La consommation de chaque catégorie est également représentée en pourcentage. Vous pouvez voir ces résultats (en valeur relative) dans le graphique ci-dessous.



Graphique 2.5 : Comparaison en % et par catégorie du volume consommé, de la contribution nominale et de la contribution effective

Ce graphique permet de visualiser plusieurs choses :

- Les catégories 1 à 4 contribuent proportionnellement plus par rapport à ce qu'elles consomment. Leurs contributions effectives sont toujours plus élevées que leurs contributions nominales ;
- Il n'y a pas de différence significative entre la contribution nominale et effective des catégories 5, 6 et 10 ;
- La contribution nominale des catégories 7, 8 et 9 est quasi identique à leur volume de consommation. Mais la contribution effective est bien en-dessous de la contribution nominale, surtout pour la catégorie 8, étant donné les réductions importantes accordées à ces consommateurs ;
- La catégorie 11 ne contribue pas au financement des deux mécanismes.

2.4.5. Proportionnalité

Pour évaluer avec pertinence l'équité de la contribution de chaque catégorie de consommateurs au financement des mécanismes, le principe de proportionnalité est utilisé :

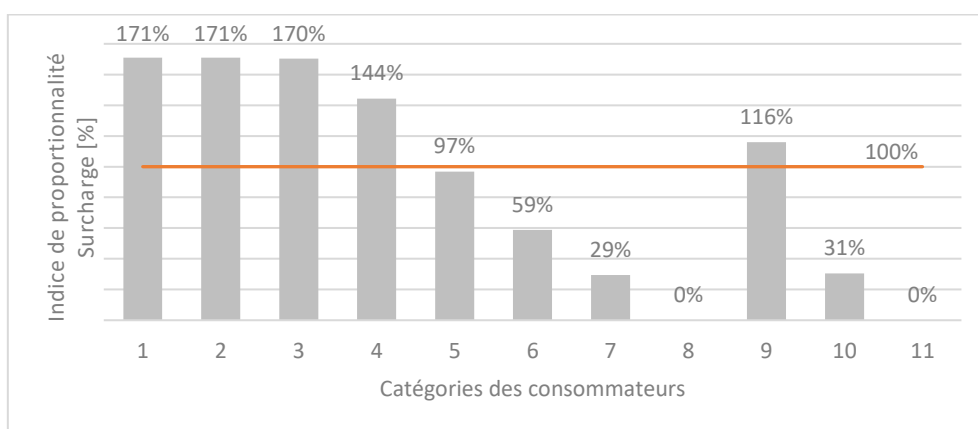
- ➔ Si une catégorie contribue au mécanisme proportionnellement à sa consommation, alors on peut dire que la contribution est équitable.

Cet indice de proportionnalité est alors calculé pour chaque catégorie aussi bien pour le mécanisme de surcharge, que pour le mécanisme de quota et pour le total des deux.

La formule utilisée est la suivante :

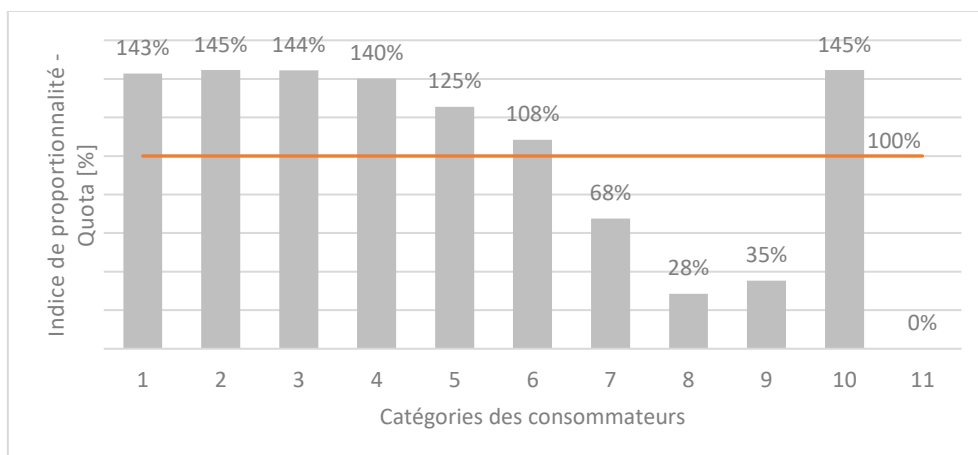
$$\text{Indice de proportionnalité} = \frac{\% \text{ contribution effective}}{\% \text{ consommation}}$$

Les graphiques 2.6 à 2.8 permettent de visualiser les résultats obtenus :

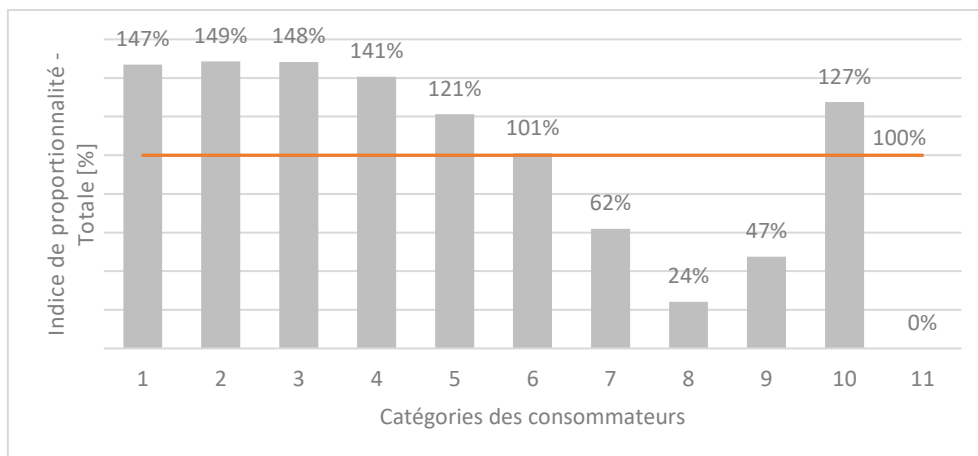


Graphique 2.6 : Indices de proportionnalité de la surcharge

Sur le graphique 2.6, on constate une différence assez marquée avec la valeur de la catégorie 9 indiquée dans le précédent rapport (32 % en 2023 ; 116 % en 2024). L'année passée, certains consommateurs de cette catégorie ont été considérés comme raccordés au GRT (donc surcharge à 0 EUR/MWh) alors qu'en réalité, ils sont raccordés au GRTL (avec une surcharge de 10,3761 EUR/MWh en 2023). En modifiant les données de 2023, on obtient un indice de 116 % pour la catégorie 9, ce qui est cohérent avec les résultats obtenus dans ce nouveau rapport.



Graphique 2.7 : Indices de proportionnalité du quota



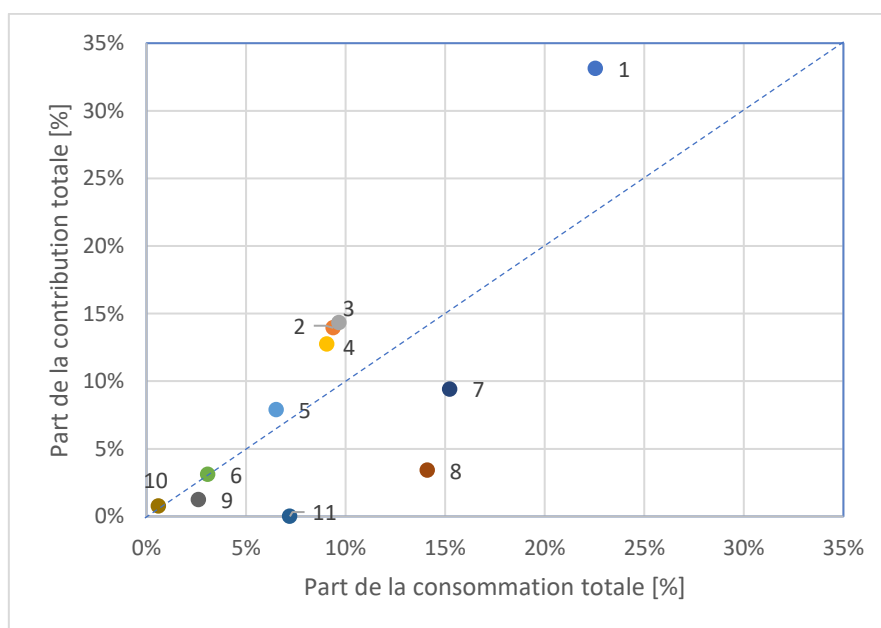
Graphique 2.8 : Indices de proportionnalité du total (surcharge + quota)

On constate, sur les 3 graphiques, que l'indice diminue progressivement entre les catégories 1 à 8. La catégorie 8 contribue très peu aux mécanismes. La catégorie 9 contribue pour la surcharge, mais peu pour les quotas, alors que la catégorie 10 contribue fortement pour les quotas, mais très peu pour la surcharge.

Comme vu précédemment, les catégories 1 et 2 en BT (résidentiel et professionnel) contribuent plus que proportionnellement au financement des mécanismes, leur contribution effective étant plus élevée que la contribution équitable.

Pour les catégories 3 à 8, les écarts sont importants. Les quatre premières contribuent plus que la contribution équitable, alors que les deux autres contribuent moins.

Le graphique 2.9 ci-après permet de représenter autrement l'équité en exprimant la proportionnalité de la consommation comparée à la contribution totale aux mécanismes. La diagonale représente la contribution équitable. Toutes les catégories situées au-dessus de cette diagonale contribuent proportionnellement plus que celles en-dessous.



Graphique 2.9 : Graphique de proportionnalité entre consommation et contribution totale

Ici aussi, nous pouvons voir que les catégories 1, 2, 3 et 4 contribuent proportionnellement plus.

Les catégories 5, 6 et 10 sont proches de la diagonale, et donc de la proportionnalité.

Alors que les catégories 7, 8, 9 et 11 contribuent nettement moins que les autres.

Ces différences s'expliquent par le fait que les 'petits' consommateurs ne peuvent pas (ou très peu) bénéficier d'exonérations partielles de la surcharge et de réductions de quota, alors que les plus 'gros' consommateurs le peuvent (grâce à une convention carbone ou à leur volume de consommation élevé).

2.5. Le fonctionnement du mécanisme des GO

Cette section décrit brièvement ce que sont les GO et comment elles sont octroyées et utilisées en Wallonie.

2.5.1. Que sont les GO ?

La GO est un instrument de traçabilité mis en place au niveau européen dans le cadre des directives (UE) 2018/2001 et 2012/27/UE relatives respectivement à la promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et à la promotion de la cogénération à haut rendement.

Les GO permettent d'assurer le suivi de l'électricité et du gaz sur le marché intérieur européen, depuis le producteur jusqu'au client final, et garantissent que le caractère renouvelable ou de cogénération de qualité d'un MWh produit ne soit vendu au client final qu'une seule fois.

Elles peuvent être vendues par le producteur séparément de l'électricité ou du gaz produits. Les transactions sont inscrites dans des registres électroniques contrôlés par les autorités. Il ne peut exister qu'un registre officiel par zone géographique ou géopolitique.

La Belgique est composée de quatre zones : trois zones régionales et une fédérale pour la zone maritime belge en Mer du Nord. Pour l'électricité, les différents registres sont interconnectés afin de permettre les échanges de GO entre zones géographiques et ainsi assurer la circulation des titres sur l'ensemble du marché intérieur de l'électricité. Ce n'est pas encore le cas pour le gaz.

Les informations contenues dans les GO sont standardisées (source d'énergie utilisée, type d'installation, puissance, date de mise en service, période de production, type de soutien public accordé, etc.). Malgré l'abondance d'informations vérifiées et disponibles, les GO restent, en pratique, utilisées principalement pour garantir le caractère renouvelable de l'électricité ou du gaz produits.

2.5.2. Émission des garanties d'origine en Wallonie et cadre européen

Les GO relatives aux installations de production situées en Wallonie sont octroyées par l'Administration. Celle-ci émet des GO tant pour l'électricité et le gaz produits à partir de sources d'énergie renouvelables (respectivement GO élec-SER et GO gaz-SER) que pour l'électricité produite à partir de cogénération à haut rendement (GO CHP).

À l'échelle européenne, l'Association of Issuing Bodies (AIB) regroupe les organismes responsables de l'émission et de la gestion des GO dans les pays ou régions membres. Elle vise à garantir l'intégrité, la transparence et l'interopérabilité du système des GO. Pour cela, elle a développé un standard volontaire, le European Energy Certificate System (EECS), qui permet d'harmoniser les pratiques entre les membres et de faciliter les échanges internationaux. En parallèle, les GO doivent également respecter la norme européenne CEN – EN 16325, fondée sur le EECS et intégrant les exigences des directives européennes.

Les pays/régions membres de l'AIB sont visibles sur le site de l'association²⁸.

2.5.3. L'importation et l'exportation de GO

L'adhésion de la Wallonie à l'AIB a permis de faciliter, dès 2008, l'importation de GO élec-SER.

L'exportation de GO élec-SER étrangères en transit est, pour sa part, possible depuis 2009 tandis que les exportations de GO élec-SER wallonnes ont été possibles à partir de 2010.

En 2024, les échanges de GO élec-SER (wallonnes ou non) étaient possibles via le Hub de l'AIB avec les pays suivants : Allemagne, Autriche, Belgique, Chypre, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Lettonie, Lituanie, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Portugal, République Tchèque, Serbie, Slovaquie, Slovénie, Suède et Suisse.

Une adhésion spécifique à l'AIB pour les GO gaz-SER doit encore avoir lieu pour faciliter l'importation et l'exportation de ce type de GO.

2.5.4. Utilisation des GO dans le cadre des fuel-mix

La validation des fuel-mix étant une compétence régulatoire, la CWaPE en est responsable. Les règles en matière d'utilisation des GO sont pour le moment différentes pour les GO élec-SER ou les GO CHP et les GO gaz-SER.

Lorsqu'un fournisseur souhaite annuler, c'est-à-dire utiliser de manière irrévocable des GO élec-SER ou des GO CHP pour établir en tout ou en partie son fuel-mix en Wallonie, l'Administration vérifie au moyen des informations fournies par l'État membre si les régimes d'établissement des fuel-mix dans le pays d'origine respectent les conditions d'utilisation prévues par la législation wallonne en vue d'éviter une double comptabilisation de l'électricité renouvelable fournie sur le marché européen.

Les GO gaz-SER sont annulées par l'Administration pour des unités de cogénération en Wallonie consommant du gaz naturel et souhaitant verdir leur consommation. Ces cogénérations sont soutenues grâce à un système de CV additionnels²⁹ pour l'utilisation de gaz vert tandis que les producteurs de biométhane bénéficient de la vente des GO gaz-SER à ces mêmes cogénérations.

²⁸ <https://www.aib-net.org/facts/aib-member-countries-regions>

²⁹ Refonte de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

La durée de validité d'une GO élec-SER ou d'une GO CHP, est de 12 mois à compter de la fin du mois de production concerné selon la Directive (UE) 2018/2001. Passé ce délai, une GO ne peut plus faire l'objet d'une transaction ni d'une annulation. Toutefois, une GO annulée durant cette période de 12 mois peut être utilisée pour une consommation d'électricité intervenue jusqu'à 18 mois après la fin du mois de production. Si aucune annulation n'a été effectuée dans les 12 mois suivant la fin de la production, la GO devient définitivement périmée.

Jusqu'au 19 avril 2024, l'arrêté du 30 novembre 2006 accordait aux GO wallonnes une exception qui leur donnait une durée de vie de minimum 6 mois en cas d'octroi plus de 12 mois après la fin de production, si le producteur n'était pas responsable du retard. Un arrêté du Gouvernement wallon adopté le 19 avril 2024 a modifié l'arrêté du 30 novembre 2006 afin de le rendre compatible avec la directive (UE) 2018/2001 (voir section 2.6.1 ci-après).

Pour le moment, en Wallonie, les GO gaz-SER sont valables à partir de la fin de la période d'injection concernée et expirent au terme de l'année civile suivante.

2.6. Réformes législatives et réglementaires survenues en 2024

Cette section revient sur les diverses réformes qu'a connues la réglementation wallonne au cours de l'année 2024. Bon nombre de ces réformes concernent le mécanisme des GO.

2.6.1. Décret du 25 avril 2024 modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité et du 17 décembre 2020 relatif à l'octroi d'une prime pour l'installation d'équipements de mesurage et de pilotage

2.6.1.1. Modification du décret du 12 avril 2001

Un article 36 quinquies, a été introduit. Cet article offre la possibilité au Gouvernement de mettre en œuvre des régimes d'aide afin d'atteindre ou de dépasser les objectifs régionaux d'utilisation ou de production d'électricité verte. Il n'a, à ce jour, pas encore été mis en œuvre.

Les régimes d'aide pouvant être établis en vertu de l'article 36 quinquies constituent une incitation à l'intégration de l'électricité verte au marché de l'électricité de manière à être fondés sur le marché et à réagir aux signaux de marché, tout en évitant les distorsions inutiles sur les marchés de l'électricité et en tenant compte des éventuels coûts d'intégration au système et de la stabilité du réseau.

Les régimes d'aide accordés pour l'électricité verte sont conçus de manière à assurer une intégration optimale de ce type d'électricité sur le marché de l'électricité et à garantir que les producteurs d'électricité renouvelable répondent aux signaux de prix du marché et maximisent les revenus qu'ils tirent du marché.

Le Gouvernement peut aussi envisager de mettre en place des mécanismes visant à assurer la diversification géographique dans le déploiement de l'électricité verte, afin notamment de garantir une intégration au système qui soit efficace au regard des coûts.

L'article 42bis, §5 du décret électricité a également été modifié afin d'exempter partiellement certains membres d'une communauté carbone du premier terme de la surcharge due pour les obligations de services publics (visée par le §1^{er} de cet article).

2.6.1.2. Modification du décret du 19 décembre 2002

Le décret relatif à l'organisation du marché régional du gaz du 19 décembre 2002 (ci-après « décret du 19 décembre 2002 ») a été modifié pour intégrer les dispositions européennes relatives aux compteurs communicants. Un chapitre VII/1, contenant 4 articles, a été créé à ce propos.

Des compteurs communicants doivent désormais être installés chaque fois que la fonction de prépaiement est activée, sauf si le client final s'y oppose, ou lorsqu'un utilisateur de réseau en fait la demande.

Ces compteurs fournissent localement à l'utilisateur du réseau des informations en temps quasi réel sur le gaz qu'il prélève. Ces informations sont affichables en temps quasi réel sur l'écran du compteur. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent permettre aux utilisateurs d'assurer la consultation libre et gratuite de leurs données de consommation. A cette fin, ils sont responsables de la conception, de la mise en œuvre et de l'exploitation d'une plateforme informatisée permettant aux utilisateurs de consulter librement et gratuitement leurs données.

2.6.2. Arrêté du Gouvernement wallon du 19 avril 2024 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité verte produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 février 2022 relatif aux critères de durabilité de la biomasse pour la production d'énergie et des critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération

Cet arrêté modificatif a été lancé sur fond de transposition de la directive (UE) 2018/2001.

2.6.2.1. Modification de l'arrêté du 30 novembre 2006

L'article 1^{er} modifie l'article 1^{er} de l'arrêté du 30 novembre 2006 en y insérant à des fins de légistique et de clarté la référence à la directive.

L'article 2 modifie l'article 2 de l'arrêté du 30 novembre 2006 en y insérant la définition du fuel mix renouvelable et du fuel mix résiduel.

Le fuel mix est la contribution de chaque source d'énergie à la totalité des sources d'énergie utilisées par un fournisseur au cours de l'année écoulée.

Les termes de fuel mix renouvelable et résiduel permettent de définir, au sein du fuel mix, la part issue de l'énergie renouvelable et la part issue des énergies fossiles.

L'article 3 modifie l'article 13, § 1er, alinéa 1, 1°, de l'arrêté du 30 novembre 2006. Cette disposition a trait à l'émission des GO. Elle impose l'émission d'une GO unique pour l'électricité produite par cogénération à haut rendement à partir de sources d'énergies renouvelables. Il permet ainsi la transposition explicite de l'article 19, § 8, alinéa 2, dernière phrase, de la directive (UE) 2018/2021. Cette disposition est interprétée par la Commission dans son avis du 7 février 2024, à la page 10, comme prévoyant « l'interdiction d'émettre plus d'une garantie d'origine pour l'électricité produite par cogénération à haut rendement à partir de sources d'énergie renouvelables. »

Cette insertion est conforme à l'article 36bis du décret du 12 avril 2001.

En pratique, l'émission de GO distingue actuellement trois catégories possibles : l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable, l'électricité produite à partir de cogénération à haut rendement et l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable et de cogénération à haut rendement.

L'obligation n'est cependant pas explicite et la transposition est posée uniquement à des fins de sécurité juridique. Elle n'implique pas d'ajustement dans la pratique de l'Administration.

L'article 4 modifie l'article 15nonies de l'arrêté du 30 novembre 2006. Cette disposition de l'arrêté modificatif a trait au mécanisme d'appel à projets. Il permet de transposer l'article 4, §§ 5 et 6, et l'article 6, § 3, de la directive (UE) 2018/2021.

Le mécanisme d'appel d'offres n'ayant jamais été mis en œuvre, la réforme n'implique pas de modification dans la pratique de l'Administration.

L'article 5 modifie l'article 17bis de l'arrêté du 30 novembre 2006. Cette disposition a trait à la durée de validité des GO. Il permet la transposition de l'article 19, §§ 3 et 4, de la directive (UE) 2018/2021.

La modification établit les points suivants :

- Elle permet d'offrir une base légale explicite à la pratique de l'Administration, dictée par l'AIB, qui définit une période de production mensuelle ;
- Elle prévoit une durée de validité de douze mois, durant laquelle les GO peuvent être librement transmises ;
- Elle prévoit une période d'expiration de dix-huit mois, durant laquelle les GO peuvent être annulées pour déterminer le fuel mix renouvelable.

Cette interprétation est conforme à la directive en ce qu'elle permet de distinguer explicitement une période de transaction de douze mois et une période d'annulation de dix-huit mois.

Cette réforme implique un changement important dans la réglementation wallonne, qui prévoyait une durée de validité de principe de douze mois et une exception pour les GO émises plus de six mois après la fin de la période de production, pour une cause ne résultant pas de la responsabilité du producteur, qui avaient une durée de validité de six mois, calculée à partir du dernier jour du mois de leur émission. Cette exception, incompatible avec la directive (UE) 2018/2021, est abrogée. Elle permettait principalement de compenser les producteurs ayant connu des difficultés indépendantes de leur volonté dans la transmission de leurs relevés, ainsi que de protéger l'Administration d'éventuels recours en dommages et intérêts lorsqu'une erreur dans l'émission des GO était commise.

L'article 6 modifie l'article 27, § 1^{er}, de l'arrêté du 30 novembre 2006 en prévoyant que l'Administration ne peut annuler que les GO non expirées pour permettre la vérification du fuel mix.

L'article 7 modifie l'article 28, § 1^{er}, de l'arrêté du 30 novembre 2006. Cette disposition a trait à la reconnaissance des GO émises dans des Etats tiers. Il permet la transposition de l'article 19, § 11, de la directive (UE) 2018/2021. La modification est ici aussi de nature littérale.

L'article 8 modifie l'article 29, alinéa 1, de l'arrêté du 30 novembre 2006. Cette disposition vise le rapport annuel de l'Administration sur l'évolution du marché des CV et des GO. Il permet la transposition de l'article 6, § 3, de la directive (UE) 2018/2021.

La modification impose à l'Administration d'établir un calendrier dans lequel préfigure l'octroi escompté de CV additionnels par filières de production d'électricité, de méthodes de production d'électricité ou de classes de puissance éligibles, qui couvre au moins les cinq années suivantes ou, en cas de contraintes de planification budgétaire, les trois années suivantes. L'Administration ayant déjà l'obligation de procéder à la publication du rapport annuel, la réforme n'implique qu'une modification limitée de la pratique de l'Administration.

L'article 9 de l'arrêté modificatif rétablit l'article 31sexies de l'arrêté du 30 novembre 2006, abrogé par l'arrêté du 11 avril 2019, dans la rédaction suivante :

« Art. 31sexies. A compter du 30 juin 2021, le Ministre évalue tous les cinq ans l'efficacité du mécanisme des certificats verts en faveur de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ainsi que ses effets distributifs majeurs sur les différentes catégories de consommateurs et sur les investissements. Cette évaluation tient compte des effets d'éventuelles modifications du mécanisme.

Le Ministre fait rapport de l'évaluation au Gouvernement, qui l'approuve et le cas échéant adapte en conséquence la planification indicative à long terme des décisions relative au mécanisme des certificats verts et la conception éventuelle de nouveaux types d'aide.

Le Gouvernement inclut cette évaluation dans la mise à jour du plan régional intégré en matière d'énergie et de climat. ». Il permet la transposition littérale de l'article 6, § 4, de la directive (UE) 2018/2021.

Dans le cadre de la notification du régime d'aide à la production d'électricité verte auprès de la Commission européenne, il est apparu que la Région wallonne devrait organiser deux évaluations du mécanisme des CV d'ici à 2028.

L'article 10 insère un article 31septies dans l'arrêté du 30 novembre 2006 : « Les garanties d'origine respectent la norme CEN - EN 16325 ». Il permet la transposition littérale de la dernière phrase de l'article 19, § 6, de la directive (UE) 2018/2021.

Cette norme, établie au niveau international, établit des conditions auxquelles l'émission, le transfert et l'annulation de GO doivent répondre. Elle est imposée par ailleurs au niveau de l'AIB.

La conformité à la norme CEN - EN 16325 est obligatoire pour permettre le maintien de l'adhésion à l'AIB et donc l'échange international des GO. Cette obligation de conformité, qui impliquera des investissements supplémentaires au niveau de l'Administration, est donc en pratique rendue obligatoire par ailleurs.

2.6.2.2. Modification de l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 février 2022 relatif aux critères de durabilité et aux critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre applicables à la biomasse pour la production d'énergie ainsi qu'aux combustibles renouvelables d'origine non biologique et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération

L'arrêté modificatif apporte également des modifications à l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 février 2022 relatif aux critères de durabilité et aux critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre applicables à la biomasse pour la production d'énergie ainsi qu'aux combustibles renouvelables d'origine non biologique et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (ci-après « arrêté du 10 février 2022 ») en y ajoutant notamment les articles 16/1 et 16/2. Ces articles établissent que les règles relatives aux critères de durabilité de l'article 16 s'appliquent indépendamment du fait que les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse sont produits à l'intérieur de l'Union européenne ou importés. Ils prévoient également l'obligation pour les fournisseurs de combustibles et de carburants de mettre à disposition des consommateurs les informations sur l'origine géographique et les types de matières premières des bioliquides et des combustibles issus de la biomasse sur leur site internet.

Il est également établi que lorsqu'un opérateur économique apporte une preuve ou des données obtenues dans le cadre d'un système qui a fait l'objet d'une décision conformément à l'article 16, il ne peut plus être exigé au fournisseur d'apporter d'autres preuves de conformité aux critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre établis aux articles 5 à 11 de l'arrêté du 10 février 2022.

2.6.3. Arrêté du Gouvernement wallon du 28 mars 2024 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 février 2022 relatif aux critères de durabilité de la biomasse pour la production d'énergie et des critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération

Cet arrêté modificatif revisite dans l'arrêté du 10 février 2022 la définition de la cogénération à haut rendement en précisant que le calcul d'économie d'énergie primaire de dix pour cent se fait sur une base annuelle. La définition est dorénavant formulée comme suit : « La cogénération à haut rendement est une cogénération assurant des économies d'énergie primaire d'au moins dix pour cent sur base annuelle par rapport aux données de référence de la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité ou d'énergie mécanique. »

Cet arrêté a également allongé la période de la disposition transitoire prévue à l'article 28/1 de l'arrêté du 10 février 2022 durant laquelle les lots de biomasse utilisés pour la production d'énergie renouvelable sont présumés être en conformité avec les critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre en cas de respect des critères prévus par cette disposition. Cette période a pris fin le 31 décembre 2024.

2.6.4. Arrêté du Gouvernement wallon du 16 mai 2024 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables, et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 10 février 2022 relatif aux critères de durabilité de la biomasse pour la production d'énergie et des critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération, en vue de permettre la reconnaissance du caractère renouvelable ou bas carbone du gaz consommé en Région wallonne

2.6.4.1. Modification de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz

Cet arrêté du 16 mai 2024 modifie l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché du gaz (ci-après « arrêté du 30 mars 2006 »).

Une nouvelle définition des GO a été introduite dans le décret du 19 décembre 2002, basée sur la définition de la directive (UE) 2018/2001. Cette définition a vocation à s'appliquer à tous les arrêtés d'exécution du décret du 19 décembre 2002, y compris l'arrêté du 30 mars 2006. Compte tenu de cette définition décrétole et étant donné qu'une définition plus précise n'est pas nécessaire dans le cadre de l'arrêté du 30 mars 2006, l'article 2, 13°, qui définissait les labels de garantie d'origine gaz issu de SER, est abrogé.

2.6.4.2. Modification de l'arrêté du 30 novembre 2006

L'arrêté modifie également l'arrêté du 30 novembre 2006 et plus particulièrement l'article 2 – définitions.

Afin de ne pas confondre les notions de GO pour l'électricité et de GO pour le gaz et compte tenu des spécificités du mécanisme des CV additionnels, l'article 2, 24° de l'arrêté du 30 novembre 2006 est modifié afin d'y introduire une définition de la notion de GO gaz-SER, plus précise que la définition générale introduite dans le décret du 19 décembre 2002. Cette définition, basée sur la définition de la directive (UE) 2018/2001, est formulée comme suit : « GO gaz SER » est la garantie d'origine Gaz SER attribuée par l'Administration pour les gaz issus de sources d'énergie renouvelables qui sont produits et injectés en Région wallonne sur le réseau de distribution ou de transport de gaz naturel, en application de l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats de garantie d'origine et aux garanties d'origine pour les gaz issus de renouvelables ou bas carbone ».

Afin d'aligner la terminologie wallonne avec la terminologie européenne, les références à la notion de « label » de garantie d'origine et de « L » -GO gaz SER sont supprimées de toutes les dispositions de l'arrêté.

2.6.4.3. Modification de l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables

L'arrêté modifie enfin l'arrêté du Gouvernement wallon du 23 décembre 2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables (ci-après « arrêté du 23 décembre 2010 ») comme suit :

➤ Extension du champ d'application des GO

La directive 2024/1788 de la Commission³⁰ entend faciliter le passage de la consommation de gaz naturel vers celle de gaz renouvelable ou bas carbone (y compris l'hydrogène) en facilitant leur accès au marché et leur prise en compte dans les objectifs nationaux. L'objectif est d'aligner les gaz « bas carbone » sur les gaz renouvelables et donc de les soumettre également à certification et aux GO.

La notion de « gaz bas carbone » a donc été introduite dans le décret du 19 décembre 2002. Ce décret laisse au Gouvernement la faculté de déterminer plus en détail cette nomenclature de façon à couvrir, avec les gaz renouvelables et les gaz fossiles, l'ensemble des produits énergétiques gazeux amenés à être commercialisés en Wallonie à court, moyen et long terme.

La terminologie « bas carbone », au sens du décret du 19 décembre 2002, couvre l'ensemble des gaz produits à partir de sources d'énergie non renouvelables garantissant un taux minimal (restant à déterminer) de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il peut s'agir par exemple de gaz de synthèse produit à partir d'électricité nucléaire ou encore de récupération de gaz de mines issus d'anciens sites d'exploitation situés en Wallonie.

Par ailleurs, la directive (UE) 2018/2001 (article 19, §2) permet explicitement aux États membres de prévoir que des GO puissent être émises pour d'autres types d'énergie, y compris produite à partir de sources non renouvelables.

C'est pourquoi l'intitulé de l'arrêté, l'article 2,3°, l'article 3, §1 et §2, l'article 4, §2, l'article 15, §1, l'article 19 et l'article 20 de l'Arrêté du 23 décembre 2010 ont été modifiés afin d'y inclure la notion de « gaz bas carbone ».

Pour les mêmes raisons, l'intitulé du Chapitre II, l'intitulé du Chapitre III, l'intitulé des Sections 1 à 4 du Chapitre III, ainsi que l'intitulé du Chapitre IV ont été modifiés.

➤ Introduction d'un nouvel article 19/1

Avant l'introduction de cet article, le cadre réglementaire détaillait uniquement l'octroi des GO pour le gaz produit et injecté sur le réseau de distribution ou de transport wallon. L'utilisation de ces GO n'était abordée que dans le cadre du mécanisme de CV additionnels. Autrement dit, le cas d'un client final voulant faire reconnaître le caractère renouvelable ou bas carbone du gaz qu'il consomme n'était pas prévu.

³⁰ Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE (refonte)

Or, en vertu du cadre européen, il est établi que les opérateurs économiques ne peuvent démontrer le caractère renouvelable ou bas carbone du gaz qu'ils produisent ou consomment qu'au moyen de GO émises conformément à l'article 19 de la directive (UE) 2018/2001. C'est par ailleurs l'unique fonction de cet instrument.

C'est pourquoi on a introduit un nouvel article 19/1 dans l'arrêté du 23 décembre 2010 pour permettre la reconnaissance du caractère renouvelable ou bas carbone du gaz consommé en Wallonie.

À l'instar de ce qui est prévu pour le marché de l'électricité, on a opté pour un mécanisme de type « book and claim » dans lequel les GO peuvent être vendues indépendamment des quantités physiques des flux pour lesquels elles ont été émises. Pour ce faire, le client final voulant se prévaloir du caractère renouvelable ou bas carbone d'une quantité de gaz consommée apporte la preuve de l'annulation pour son compte, dans la banque de données gérée par l'Administration ou dans une banque de données d'un organisme compétent ou d'une autorité compétente reconnue en Région wallonne, des GO émises pour la production de cette quantité de gaz renouvelable ou bas carbone.

Cette proposition permet également au client final situé en Région wallonne de faire reconnaître le caractère renouvelable ou bas carbone du gaz qu'il consomme lorsque celui-ci est produit hors Région wallonne.

À cet égard, outre les GO, il ne peut être exclu qu'en dehors de la Région wallonne, d'autres instruments attestent également du caractère renouvelable ou bas carbone du gaz. Par conséquent, en vue d'éviter tout risque de « double comptage » au profit d'un autre consommateur final, l'annulation est imposée pour le compte du consommateur final ou la remise par celui-ci, selon les cas, de tous les types de certificats et attestations démontrant le caractère renouvelable ou bas carbone de la quantité de gaz consommée.

C'est au Ministre de fixer les modalités à satisfaire pour apporter cette preuve d'annulation.

➤ Introduction d'un nouvel article 19/2

L'article 33 sexies, alinéa 2, du décret du 19 décembre 2002, habilite le Gouvernement wallon à définir les conditions auxquelles les GO produites en dehors de la Région wallonne peuvent être reconnues.

À cet effet, un nouvel article 19/2 est introduit dans l'arrêté du 23 décembre 2010 pour permettre la reconnaissance par la Région wallonne des banques de données étrangères. Afin d'éviter tout risque de double comptage, la reconnaissance des GO émises par une autre région ou par un autre État nécessite l'établissement d'un protocole de vérification de la conformité des GO, certificats ou attestations entre la Région wallonne et l'autorité compétente de la région ou de l'État en question. Cet article précise ce que doit contenir ce protocole de vérification.

2.6.4.4. Modification de l'arrêté du 10 février 2022

Des modifications ont été apportées à l'intitulé de l'arrêté du 10 février 2022 et à ses articles 2, 3 et 16 pour étendre les règles préexistantes aux combustibles renouvelables d'origine non biologique.

2.6.5. Arrêtés du Gouvernement wallon du 23 mai 2024 modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération

Quatre arrêtés du Gouvernement publiés le 23 mai 2024 modifient l'arrêté du 30 novembre 2006.

- Un premier arrêté a reporté au 1^{er} juin 2024 l'entrée en application de la nouvelle formule de calcul des CV octroyés visée à l'article 15, § 1^{er}bis/2, de l'arrêté du 30 novembre 2006, c'est-à-dire la méthodologie CPMA ;
- Un deuxième arrêté modifie l'annexe 14 de l'arrêté du 30 novembre 2006 à propos de la méthodologie de calcul du taux d'octroi additionnel de CV applicable pour les installations de cogénération fossile participant au mécanisme de verdissement du gaz naturel, défini à l'article 15decies de l'arrêté du 30 novembre 2006 afin de tenir compte de l'indexation des frais opérationnels de la filière et de permettre une révision trimestrielle. La formule du coefficient Δ_{gaz} est remplacée pour permettre aux producteurs d'atteindre le revenu cible. La manière d'appliquer le coefficient économique q_{ECO} est également revue selon le débit d'injection périodique mesuré.
- Un troisième arrêté :
 - définit à l'article 2, 35° de l'arrêté du 30 novembre 2006 les « cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale » comme les plantes riches en amidon, les plantes sucrières ou les plantes oléagineuses, produites sur des terres agricoles à titre de culture principale, à l'exclusion des résidus, des déchets ou des matières ligno-cellulosiques et les cultures intermédiaires telles que les cultures dérobées et les cultures de couverture, pour autant que l'utilisation de ces cultures intermédiaires ne crée pas une demande de terres supplémentaires » ;
 - insère un paragraphe 1^{er} quinquies à l'article 15 rédigé comme suit : « Les unités de production d'électricité verte relevant des filières biogaz et biogaz sans intrant externe, ayant fait l'objet d'une demande de réservation de certificats verts introduite à partir du 1^{er} janvier 2025 en vertu de l'article 15, § 1^{er}bis/2, ne peuvent bénéficier de certificats verts pour la quantité d'intrants biomasse relevant de cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale excédant 15% de la quantité totale d'intrants biomasse, exprimée en tonnes de matière fraîche par an et moyennée sur 3 ans. Le respect de cette condition est vérifié annuellement par l'Administration conformément aux prescriptions du Code de comptage. Le cas échéant, l'Administration procède à la récupération des certificats verts indûment octroyés, selon la procédure visée à l'article 13, § 2. » ; cet ajout vise à limiter la quantité de CV pouvant être octroyés pour l'énergie produite à partir de cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale ;
 - revoit à la baisse les quotas à l'article 25, §3 ; les objectifs par filières, fixés à l'annexe 4 de l'arrêté ont quant à eux été revus à la hausse ;
 - modifie l'annexe 7 fixant les seuils de rentabilité de référence par filière ; plusieurs taux de rentabilité sont revus à la baisse ;
 - modifie l'annexe 8, relative aux enveloppes de CV additionnels par an par filière susceptibles de réservation au titre des articles 15 § 1^{er}bis et 15bis/1 pour les nouveaux projets, pour la période 2024 à 2030 ; ces enveloppes sont également réduites ;

- modifie le point 3 de la section III et le point 25 de la section VI de l'annexe 10 afin de fixer des plafonds à la valeur du taux d'octroi applicable aux installations éoliennes et solaires d'une puissance inférieure à 1 MW et au CPMC ; il en est de même pour le point 33 de l'annexe 12.
- Enfin, un quatrième arrêté :
 - remplace les alinéas 1 à 3 de l'article 25, §5 de l'arrêté du 30 novembre 2006 par ce qui suit :

« Lorsqu'un ou plusieurs fournisseurs alimentent un client final qui est membre d'une communauté carbone au sens de l'article 28, 2°, du décret du 16 novembre 2023 Neutralité Carbone qui a conclu une convention carbone conformément à l'article 34, alinéa 1er, 4°, du décret du 16 novembre 2023 Neutralité Carbone, ceux-ci peuvent bénéficier d'une réduction du nombre de certificats verts à remettre à l'Administration conformément aux dispositions des paragraphes 1 à 3.

Lorsqu'un auto producteur conventionnel produisant au minimum 1,25 GWh par trimestre est membre d'une communauté carbone au sens de l'article 28, 2°, du décret du 16 novembre 2023 Neutralité Carbone qui a conclu une convention carbone conformément à l'article 34, alinéa 1, 4°, du décret du 16 novembre 2023 Neutralité Carbone, celui-ci peut bénéficier d'une réduction de certificats verts à remettre à l'Administration conformément aux paragraphes 1 à 3. La réduction est octroyée aux conditions définies dans les conventions carbone. ».

Cet article a donc été modifié pour permettre aux fournisseurs de clients finals membres de communautés carbone et à ces derniers de bénéficier d'une réduction de quota.

2.6.6. Arrêté ministériel du 24 mai 2024 fixant les taux d'octroi et les valeurs de référence intervenant dans le calcul du niveau de soutien octroyé dans le cadre du régime d'octroi de certificats verts visé à l'article 15, § 1er bis/2, du régime des extensions visé à l'article 15ter/1 et du régime des prolongations visé à l'article 15ter/2 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération

Cet arrêté fixe les taux d'octroi de CV et les valeurs de référence intervenant dans le calcul du niveau de soutien sous le régime CPMA jusqu'au 31 décembre 2023.

La première annexe de cet arrêté fixe les principes applicables en matière de détermination des valeurs de référence des paramètres de marché et des prix de marché, ainsi que les mixtes de combustibles de référence considérés pour les filières à combustible.

La deuxième annexe fixe les paramètres intervenant dans le calcul du taux d'octroi de CV applicable aux unités de production éligibles aux régimes d'octroi de CV visés à l'article 15, § 1er bis/2 et à l'article 15ter/1 de l'arrêté du 30 novembre 2006 (nouvelles installations et extensions), les valeurs de référence retenues pour ces paramètres, les taux d'octroi de CV qui en résultent, ainsi que les paramètres pour lesquels une valeur propre peut être retenue en lieu et place des valeurs de référence.

La troisième annexe fixe les paramètres intervenant dans le calcul du taux d'octroi de CV applicable aux unités de production éligibles au régime d'octroi de certificats verts visé à l'article 15ter/2 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 (prolongations), les valeurs de référence retenues pour ces paramètres, les taux d'octroi de CV qui en résultent, ainsi que les paramètres pour lesquels une valeur propre peut être retenue en lieu et place des valeurs de référence.

L'entrée en vigueur de cet arrêté n'avait pas été fixée lors de son adoption. Il était simplement établi qu'il entrerait en vigueur le jour de l'entrée en vigueur de l'arrêté du Gouvernement wallon du 24 novembre 2022³¹. Puisque cet arrêté est entré en vigueur le 1^{er} juin 2024, l'arrêté du 24 mai 2024 est désormais également en vigueur. Cependant, pour qu'il puisse produire ses effets, cet arrêté nécessite l'adoption d'un arrêté ministériel fixant les valeurs de marché. Cet arrêté n'ayant pas encore été adopté, l'arrêté du 24 mai 2024 est encore sans effet.

2.6.7. Arrêté ministériel du 5 juin 2024 fixant les valeurs de référence pour les paramètres techniques, économiques et financiers intervenant dans le calcul du niveau de soutien octroyé dans le cadre du régime d'octroi de certificats verts visé à l'article 15, § 1er bis/2, du régime des extensions visé à l'article 15ter/1 et du régime des prolongations visé à l'article 15ter/2 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération

Cet arrêté s'applique pour les demandes de réservations de CV introduites sous le régime CPMA effectuées entre le 1^{er} janvier 2024 et le 31 décembre 2024. Il fixe dans sa première annexe les principes applicables en matière de détermination des mixtes de combustibles de référence considérés pour les filières à combustible.

La deuxième annexe fixe les paramètres techniques, économiques et financiers intervenant dans le calcul du taux d'octroi de CV applicable aux unités de production éligibles aux régimes d'octroi de CV visés à l'article 15, § 1er bis/2 et à l'article 15ter/1 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006, les valeurs de référence retenues pour ces paramètres, les taux d'octroi de CV qui en résultent, ainsi que les paramètres pour lesquels une valeur propre peut être retenue en lieu et place des valeurs de référence.

La troisième annexe fixe les paramètres techniques, économiques et financiers intervenant dans le calcul du taux d'octroi de certificats verts applicable aux unités de production éligibles au régime d'octroi de certificats verts visé à l'article 15ter/2 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 les valeurs de référence retenues pour ces paramètres, les taux d'octroi de CV qui en résultent, ainsi que les paramètres pour lesquels une valeur propre peut être retenue en lieu et place des valeurs de référence.

L'entrée en vigueur de cet arrêté n'avait pas été fixée lors de son adoption. Il était simplement établi qu'il entrerait en vigueur à la date fixée par le Ministre qui a l'Energie dans ses attributions. Puisque cette condition ne s'est pas encore matérialisée, cet arrêté n'est pas encore entré en vigueur. Cet arrêté nécessite, pour produire ses effets, l'adoption d'un arrêté ministériel fixant les valeurs de marché. Cet arrêté n'a pas encore été adopté.

³¹ Arrêté du Gouvernement wallon du 24 novembre 2022 modifiant l'AGW du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération en vue d'établir et de réformer la méthodologie de calcul applicable aux cas de prolongation, d'extension et de nouvelles unités de production.

3. ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE VERTE EN 2024

Les premiers sites de production ont bénéficié d'un soutien depuis fin 2002. La législation prévoit que celui-ci s'arrête au terme d'une période variant selon les filières et les régimes de soutien³². Au terme de cette période³³, il n'y a plus de CV octroyés.

Ce chapitre porte exclusivement sur la production du parc renouvelable bénéficiant d'un soutien. Les statistiques liées aux sites dont le soutien est expiré ne sont donc pas prises en compte. Aucune obligation d'informer l'Administration n'existe pour les producteurs concernés et, vice-versa, aucune obligation de suivi de ces sites n'existe dans le chef de l'Administration, excepté le cas où des relevés d'injection sont envoyés afin d'obtenir des GO. En conséquence, seuls les sites ayant bénéficié d'un soutien sous la forme de CV durant l'année 2024 sont comptabilisés dans ce chapitre. Les sites bénéficiant de GO mais ne bénéficiant plus de CV sont dès lors retirés des statistiques.

Afin d'obtenir une vision plus complète de la production wallonne d'énergie renouvelable, il convient de se référer aux [bilans énergétiques wallons](#)³⁴. Durant le processus d'acquisition des données pour ce rapport, l'Administration met également à jour les chiffres des années précédentes. Cela concerne notamment les sites dont l'initialisation des compteurs a eu lieu avant 2024 mais pour lesquels le CGO n'a été analysé qu'en 2024.

Pour commencer, ce chapitre expose les évolutions du parc de production par rapport à l'année 2023, filière par filière. Ensuite, il présente l'état du parc à la suite de ces évolutions, afin d'effectuer le bilan des productions électrique et thermique en 2024. La production propre à chaque filière sera également analysée dans le détail. Ce chapitre se termine par l'analyse du coût du soutien par filière afin de mettre en perspective les chiffres présentés dans les sections précédentes de ce chapitre.

3.1. Parc de production bénéficiant de CV

Dans cette section est présentée l'évolution du parc de production soutenu par l'octroi de CV. Une distinction est effectuée entre les installations selon leur puissance, inférieure ou égale à 10 kW ou supérieure à 10 kW, mais également selon le type de technologie : d'une part les filières n'utilisant pas de combustibles (photovoltaïque, éolien, hydraulique) et dont le coût de production est essentiellement déterminé par le coût d'investissement (« CAPEX-driven technologies ») et, d'autre part, les filières utilisant des combustibles (biomasse, biogaz et cogénération fossile) pour lesquelles le coût de production est essentiellement déterminé par les frais d'exploitation et de maintenance (« OPEX-driven technologies »). Pour finir, cette section présente la problématique de la fin d'octroi ainsi que le bilan du parc de production soutenu à la date du 31 décembre 2024.

³² La date du contrôle de conformité au Règlement général sur les installations électriques [RGIE] de l'installation faisant foi.

³³ Conformément à l'article 15ter de l'arrêté du 30 novembre 2006, tel que modifié par l'arrêté du Gouvernement wallon du 11 avril 2019, le régime de la modification significative permettant de prolonger cette durée d'octroi a été remplacé par deux nouveaux mécanismes, la prolongation et l'extension.

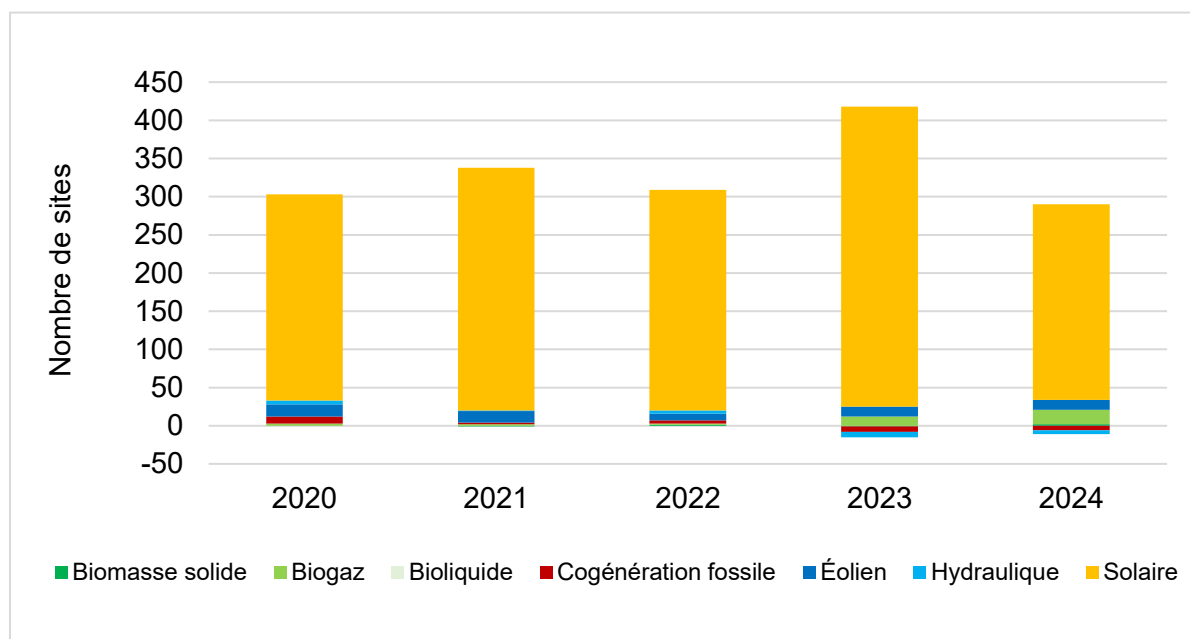
³⁴ <https://energie.wallonie.be/fr/bilans-energetiques-wallons.html?IDC=6288>

3.1.1. Évolution du parc de production bénéficiant de CV

En 2024, la Wallonie a enregistré une augmentation de la capacité de production³⁵ nette de 139 MW par rapport à 2023, contre une augmentation de 163 MW entre 2022 et 2023. Cette augmentation de capacité de production est contrebalancée par une diminution de l'ordre de 143 MW liée à la fin du régime Solwatt, ce qui se traduit par une évolution nette totale à la baisse de l'ordre de 4 MW en 2024.

Contrairement à la filière solaire, qui est composée d'un nombre conséquent d'installations de faible puissance suite à l'engouement lié au régime Solwatt³⁶, les sites « autres filières » d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW restent marginaux. Il s'agit principalement de micro-cogénérations fossiles et de petits moulins dans la filière hydraulique. Le développement de ces installations de « petite puissance », hors photovoltaïque, reste négligeable par rapport à l'apport des installations de plus de 10 kW, aussi bien en nombre qu'en puissance. Le graphique 3.1 présente l'évolution du nombre de sites soutenus par filières, toutes puissances confondues (aussi bien les sites dont la puissance est inférieure à 10 kW que les sites de puissance supérieure à 10 kW).

Pour une meilleure lisibilité des graphiques, l'évolution des sites Solwatt n'est pas reprise dans les graphiques 3.1 et 3.2. La fin d'octroi progressive des sites du régime Solwatt est détaillée dans la section suivante (section 3.1.2) ainsi que dans la section dédiée à la filière photovoltaïque (section 3.3.1). Les données relatives à l'évolution entre 2023 et 2024, illustrées dans les graphiques 3.1 et 3.2 sont reprises dans le tableau 3.1.



Graphique 3.1 : Évolution nette, à la hausse ou à la baisse, du nombre de sites par filière du parc de production d'électricité verte (hors Solwatt)

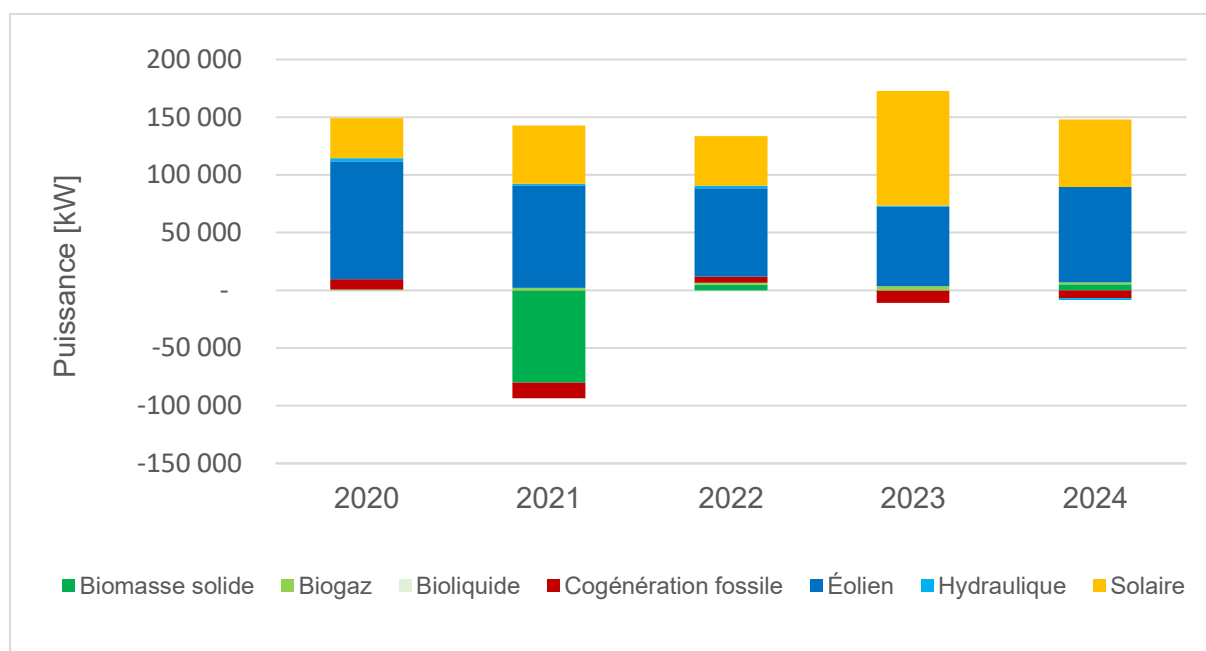
³⁵ Toutes les puissances sont, sauf mention contraire, exprimées en puissance électrique nette développable (Pend) telle que définie dans le code de comptage : « *puissance électrique générée par l'installation de production avant transformation éventuelle vers le réseau, obtenue en déduisant la puissance moyenne des équipements fonctionnels de la puissance maximale réalisable* ». Quoique cette convention facilite la comparaison entre filières, cette pratique rompt avec l'habitude du secteur photovoltaïque où les puissances sont exprimées en puissance crête installée (Wc) ; cette dernière est environ 10 % plus importante que la puissance nette pour la filière photovoltaïque.

³⁶ Les spécificités du régime Solwatt sont détaillées dans le focus dédiée à la filière solaire (Section 3.3.1).

Le graphique 3.1 montre pour l'année 2024 un nombre supplémentaire net (le nombre de sites mis en service³⁷ moins le nombre de sites démantelés ou dont la durée d'octroi a expiré) de 277 sites de production contre 405 en 2023.

Depuis plusieurs années maintenant, l'accroissement en nombre des sites de production reste faible, à l'exception des nouveaux dossiers dans la filière photovoltaïque supérieure à 10 kW (+256 en 2024).

Toutefois, au-delà du nombre de sites, c'est bien en termes de puissance qu'il faut raisonner pour identifier l'évolution de la capacité de production des différentes filières. En ce sens, le graphique 3.2 présente l'évolution nette du parc de production d'électricité verte en termes de capacité de production par filière et par année.



Graphique 3.2 : Évolution nette, à la hausse ou à la baisse, de la puissance par filière du parc de production d'électricité verte (hors Solwatt)

Les principaux apports de capacité proviennent des filières éolienne et photovoltaïque (>10 kW), avec respectivement 82,5 MW et 58,5 MW. L'augmentation nette de 82,5 MW pour l'éolien résulte d'une augmentation de puissance de 120 MW contrebalancée par la fin d'octroi de sites représentant 37,5 MW.

Bien que la filière solaire compte l'évolution la plus importante en nombre de sites, sa progression en termes de puissance est relativement moins importante. Les sites éoliens qui se développent ont une puissance moyenne de l'ordre de 6,5 MW tandis que la puissance moyenne d'une installation solaire est de l'ordre de 229 kW. La puissance installée de la filière photovoltaïque progresse ainsi de 10 % cette année pour les installations de plus de 10 kW, tandis que la filière éolienne progresse de 6 %.

³⁷ Relevé initial faisant foi.

Le tableau 3.1 ci-dessous décompose l'évolution du parc de production d'électricité verte entre l'arrivée de nouveaux sites et le retrait des statistiques des sites de production en fin d'octroi ou démantelés. Parmi les arrêts de sites > 10 kW, un site solaire de 34 kW, deux sites hydrauliques (un de 1,5 MW et un 45 kW), quatre sites éoliens (un de 15,7 MW, un de 9,9 MW et deux de 5,9 MW), ainsi que sept sites cogénération fossile (un de 4,2 MW, un de 2 MW, un de 329 kW, un de 300 kW, un 137 kW et un de 120 kW et un de 18 kW) ont atteint la fin de leur période d'octroi. Tandis que deux sites solaires, de 2 MW et 200 kW et un site hydraulique de 85 kW ont été démantelés.

Filière	Apport nouveaux sites		Arrêt de sites		Solde	
	Nombre	Pend [kW]	Nombre	Pend [kW]	Nombre	Pend [kW]
Sous-total CAPEX-driven technologies	+281	+180 865	-17	-41 499	+264	+139 367
Puissance inférieure ou égale à 10 kW						
Hydraulique	+3	+11	-5	-47	-2	-36
Éolien	+1	+10	-2	-13	-1	-3
Puissance supérieure à 10 kW						
Solaire	+259	+60 752	-3	-2 294	+258	+60 718
Hydraulique	-	-	-3	-1 649	-3	-1 649
Éolien	+18	+120 092	-4	-37 496	+14	+82 596
Sous-total OPEX-driven technologies	+22	+6 917	-11	-7 071	+11	-154
Puissance inférieure ou égale à 10 kW						
Biomasse solide	-	-	-	-	-	-
Biogaz	+1	+9	-	-	1	9
Bioliqvide	-	-	-2	-15	-2	-15
Cogénération fossile	-	-	-2	-2	-2	-2
Puissance supérieure à 10 kW						
Biomasse solide	+2	+5 090	-	-	+2	+5 090
Biogaz	+18	+1 769	-	-	+18	+1 769
Bioliqvide	-	-	-	-	-	-
Cogénération fossile	+1	+49	-7	-7 054	-6	-7 005
Total	+303	+187 782	-28	-48 570	+275	+139 212

Tableau 3.1 : Évolution du parc de production d'électricité verte entre 2023 et 2024

Il est à noter que les sites considérés en fin d'octroi sont ceux n'ayant bénéficié d'aucun CV en 2024 suite à l'expiration de leur durée d'octroi l'année précédente. Les sites ayant atteint l'expiration de leur durée d'octroi au cours de l'année 2024 sont encore considérés comme soutenus cette année et sortiront des statistiques seulement l'année prochaine.

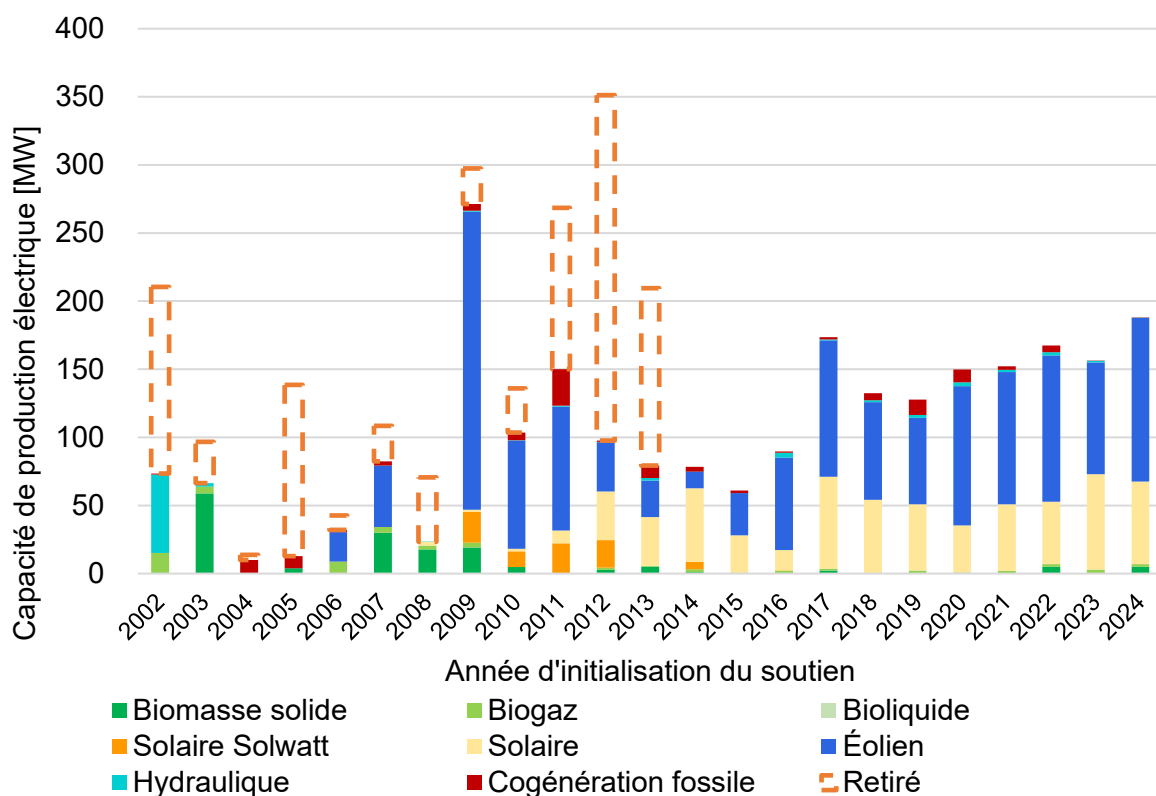
Il est également important de noter que pour ces sites dont le soutien a expiré (excepté les filières photovoltaïque et cogénération fossile) il est possible d'introduire une demande de prolongation depuis le 1^{er} juin 2024 pour bénéficier d'une nouvelle période d'octroi. Les productions de ces installations pourraient alors réintégrer les statistiques à partir de l'année prochaine.

3.1.2. Fin d'octroi des sites de production

Le parc de production d'électricité renouvelable wallon a pu bénéficier d'un soutien depuis 2002, hormis les incinérateurs qui n'atteignent pas la performance environnementale exigée. Pour les premiers producteurs verts, principalement issus de la filière hydraulique, la période de soutien est arrivée à échéance au cours de l'année 2017.

Le nombre d'installations dont l'octroi de CV est arrivé à expiration dans le courant de l'année 2024 (initialisées en 2009), et dont l'arrêt du soutien sera comptabilisé en 2025, représente 26 MW Solwatt et 63 MW non solwatt.

Le graphique 3.3 ci-dessous illustre la fin d'octroi sur le parc de production d'électricité verte soutenue par des CV sous l'angle de la capacité de production. Il permet notamment de visualiser les pertes de capacité des années 2018 à 2024 (respectivement les sites ayant comme année d'initialisation du soutien 2002 à 2008).



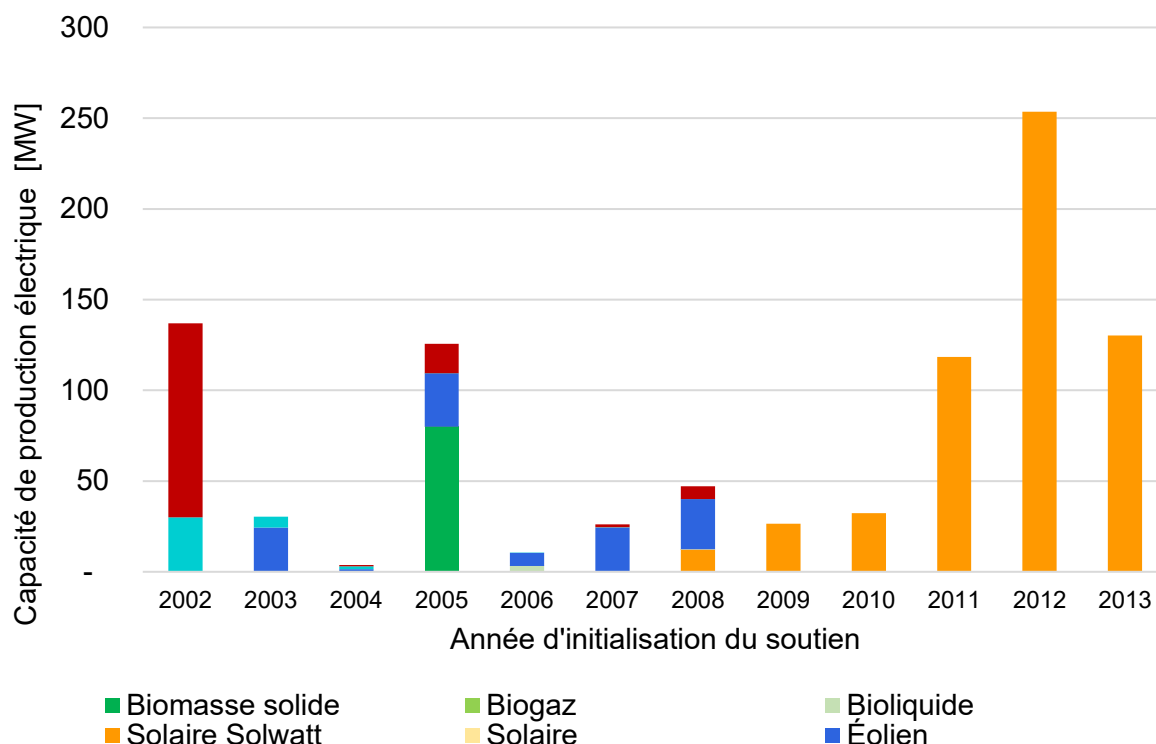
Graphique 3.3 : Capacité de production d'électricité verte soutenue par des CV selon l'année d'initialisation du soutien et la filière

Les installations initialisées avant 2009, qui bénéficient toujours d'un soutien en 2024, disposent soit d'une autre unité initialisée plus tardivement, ce qui implique que leur durée d'octroi initiale de 15 ans est toujours en cours, ou ont réalisé une modification significative prolongeant de fait leur durée de soutien.³⁸

³⁸ Un mécanisme de prolongation entrera prochainement en vigueur et permettra aux sites existants de continuer à bénéficier de l'octroi de CV à l'avenir malgré l'arrêt du mécanisme de modification significative.

La capacité de production électrique arrivée en fin d'octroi, et donc retirée dans le graphique 3.3 pour les années 2009 à 2013, correspond aux installations Solwatt avec une durée d'octroi limitée à 10 ans.

Afin de mieux comprendre quelles filières sont les plus concernées par la fin du soutien, le graphique 3.4 détaille la capacité de production arrivée en fin de période d'octroi, extraite du graphique 3.3.



Graphique 3.4 : Capacité de production d'électricité verte arrivée en fin d'octroi selon l'année d'initialisation du soutien et la filière

Le graphique 3.4 met notamment en évidence la fin d'octroi des sites historiques de la filière hydraulique initialisés en 2002, représentant une capacité de production de 30 MW. Également initialisées en 2002, deux installations de cogénération fossile de 94,5 MW et 12,5 MW ont très largement contribué à la baisse de puissance enregistrée en 2018.

L'autre perte de puissance significative, liée à l'expiration de sa durée d'octroi, concerne la filière biomasse solide avec les 80 MW de la centrale des Awirs qui avait été initialisée en 2005.

La filière éolienne a également vu ses sites les plus anciens arriver au terme de leur durée d'octroi (24 MW, 29 MW, 7 MW, 24 MW et 28 MW respectivement initialisés en 2003, 2005, 2006, 2007 et 2008).

Pour terminer sur la question de la fin d'octroi, les sites Solwatt poursuivent leur sortie du parc de production d'électricité verte soutenu. Cette sortie des statistiques se poursuit en 2024 avec 130 MW installés en 2013 après les 254 MW initialisés en 2012 et 118 MW initialisés en 2011 contre quelques dizaines de MW les trois années précédentes.

3.1.3. État du parc de production soutenu au 31 décembre 2024

Fin 2024, 273 installations de moins de 10 kW autres que photovoltaïques étaient enregistrées dans la banque de données de l'Administration, portant la puissance totale installée à 1 395 kW pour ces filières et cette gamme de puissance.

Concernant la filière photovoltaïque de moins de 10 kW, à savoir principalement Solwatt, le nombre d'installations et la puissance installée soutenue continue progressivement de diminuer avec la fin du régime Solwatt. Pour rappel, la section 3.3.1 détaille les spécificités liées à ce régime.

En ce qui concerne les installations de plus de 10 kW, celles-ci ont fait l'objet d'un suivi trimestriel tant au niveau de leur certification (modifications, pannes, caractère renouvelable et émissions de CO₂ des intrants biomasse, etc.) qu'au niveau des octrois de CV et de GO.

Le tableau 3.2 ci-après présente le parc de production d'électricité verte soutenu par le mécanisme de CV en 2024³⁹. On dénombre 3 958 installations de plus de 10 kW certifiées et enregistrées dans la banque de données de l'Administration. Au total, 20 437 installations sont soutenues par des CV avec une puissance totale de près de 2,5 GW.

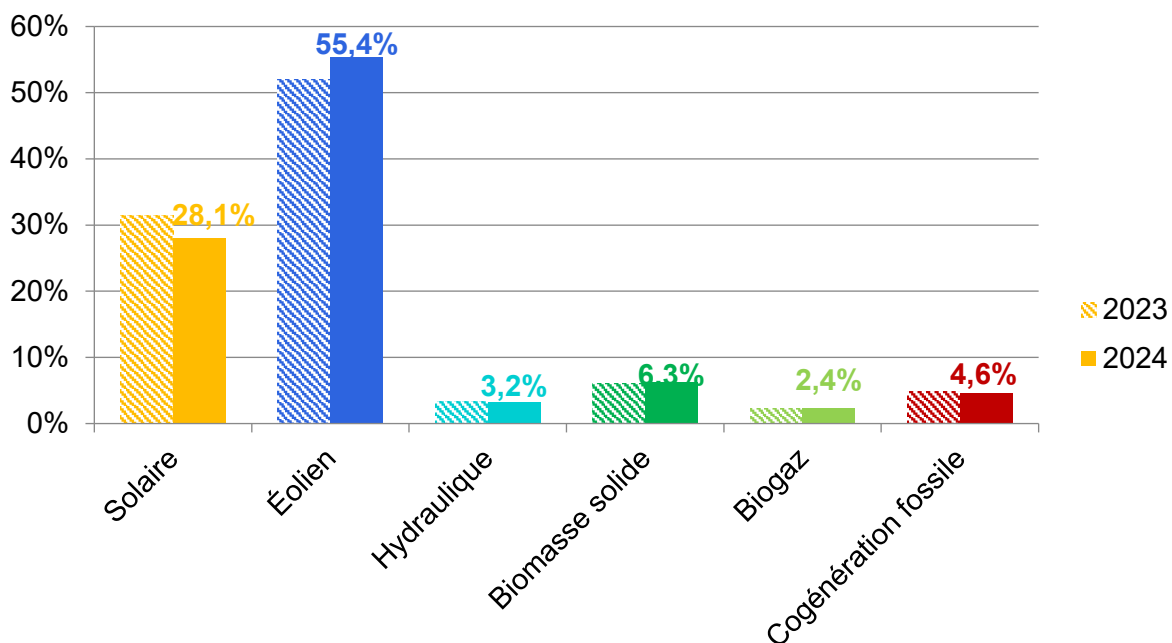
Filière	Nombre de sites	Pend [kW]
Sous-total CAPEX-driven technologies	20 041	2 151 287
Puissance inférieure ou égale à 10 kW	16 327	82 676
Solaire	16 208	81 831
Hydraulique	69	413
Éolien	50	431
Puissance supérieure à 10 kW	3 716	2 068 611
Solaire	3 493	616 024
Hydraulique	44	79 070
Éolien	179	1 373 516
Sous-total OPEX-driven technologies	396	329 156
Puissance inférieure ou égale à 10 kW	154	551
Biomasse solide	-	-
Biogaz	9	77
Bioliquide	1	10
Cogénération fossile	144	465
Puissance supérieure à 10 kW	242	328 605
Biomasse solide	22	155 509
Biogaz	75	59 531
Bioliquide	-	-
Cogénération fossile	145	113 566
Total	20 437	2 480 443

Tableau 3.2 : Parc de production d'électricité verte bénéficiant de CV au 31 décembre 2024

Les quelques sites ne répondant pas ou plus aux conditions de soutien ne sont pas repris ci-dessous, sauf si une production donnant droit aux CV a été enregistrée en 2024.

³⁹L'installation d'Uvéla de 30 MW et le centre de valorisation énergétique de Thumaide de 42 MW ne reçoivent pas de CV et ne sont pas repris dans les statistiques de ce chapitre.

En ce qui concerne la puissance soutenue, telle qu'illustrée sur le graphique 3.5, 87 % de la puissance électrique certifiée verte en Wallonie correspond aux filières CAPEX et 13 % aux filières OPEX. La filière éolienne représente à elle seule plus de 55 % de la puissance totale installée à la date du 31 décembre 2024, suivie par la filière solaire qui en représente 28 %.



Graphique 3.5 : Répartition par filière de la puissance électrique soutenue en 2024

3.2. Production d'électricité verte soutenue par des CV

Cette section détaille l'évolution de la production entre 2023 et 2024 en distinguant la production totale d'électricité soutenue de la production renouvelable soutenue. Une brève comparaison entre les productions des différentes filières est réalisée. Pour finir, la production de l'année 2024 est comparée à la fourniture d'électricité.

3.2.1. Évolution de la production par filière sur la période 2023/2024

Le tableau 3.3 (repris à la page suivante) compare la puissance installée éligible aux CV et la production d'électricité verte⁴⁰ et renouvelable par filière.

En 2024, la production d'électricité verte^{41, 42} soutenue par des CV est en baisse par rapport à l'année précédente pour se situer à 4,25 TWh (-15 %). La production d'électricité renouvelable⁴³ soutenue baisse également à 4 TWh (-12 %). Ces baisses sont toutefois à relativiser. En effet, les filières CAPEX-driven ou de flux (photovoltaïque, hydraulique, éolien) sont soumises aux aléas climatiques et présentent toutes une variabilité annuelle et saisonnière. En raison de conditions climatiques moins favorables que l'année précédente, les nouvelles capacités mises en service n'ont pas permis le maintien de la productivité éolienne de 2023. Pour la filière photovoltaïque, les installations « Solwatt » atteignent progressivement la fin de leur période d'octroi, ce qui explique la baisse de capacité de production de 13 % (de 68 % pour le régime Solwatt). Le très faible ensoleillement de 2024 a accentué la baisse de production soutenue de 13 %. Par contre, la production de la filière hydraulique a été bien supérieure à celle de 2023 avec une augmentation de 30 %.

En 2024, la part de l'électricité produite dans les filières OPEX-driven, c'est-à-dire valorisant des combustibles fossiles et/ou biomasse, atteint 22 % de l'électricité soutenue en Wallonie, contre 30 % en 2022 (et 51 % en 2017). Cette diminution s'explique notamment par la stagnation des capacités de ces filières face à l'augmentation des capacités de l'éolien et du solaire mais également par un besoin de consolidation des données de gros sites « Biomasse solide ». Cette baisse apparente de production pourrait être atténuée lors de la sortie des chiffres consolidés l'année prochaine.

⁴⁰ Conformément au décret du 12 avril 2001, l'électricité verte comprend l'électricité renouvelable et l'électricité issue de cogénération de qualité ; elle donne droit aux CV (cf. chapitre 2).

⁴¹ Les chiffres présentés dans le rapport de l'année précédente ont été ajustés pour tenir compte de modifications suite aux rectificatifs de production, à des dossiers tardifs, incomplets ou rectifiés et à une estimation améliorée de la production photovoltaïque tenant compte de la performance observée du parc. Toutes ces statistiques comportent une part de production estimée pour tenir compte des sites dont les données de l'année sont incomplètes ou manquantes.

⁴² Les valeurs de production sont basées sur les déclarations des producteurs vérifiées par un organisme agréé et par l'Administration, sauf pour la production des installations solaires de moins de 10 kW où la production est estimée sur base d'un profil de production corrigé pour tenir compte des performances observées du parc. Pour les déclarations de début d'année ne commençant pas au 1^{er} janvier ou de fin d'année ne se terminant pas au 31 décembre, la production déclarée a été allouée *pro rata temporis*, sauf pour le solaire où le profil de production corrigé a été utilisé. Cette allocation débute au relevé initial pour les sites qui démarrent. Les valeurs des sites pour lesquels des données de production ne sont pas encore disponibles ont été extrapolées de la même façon, sauf en cas d'arrêt ou d'incident. Pour le solaire, la production est estimée sur base de la puissance installée multipliée par la durée d'ensoleillement quotidienne attendue à partir du mois suivant le relevé initial de l'installation.

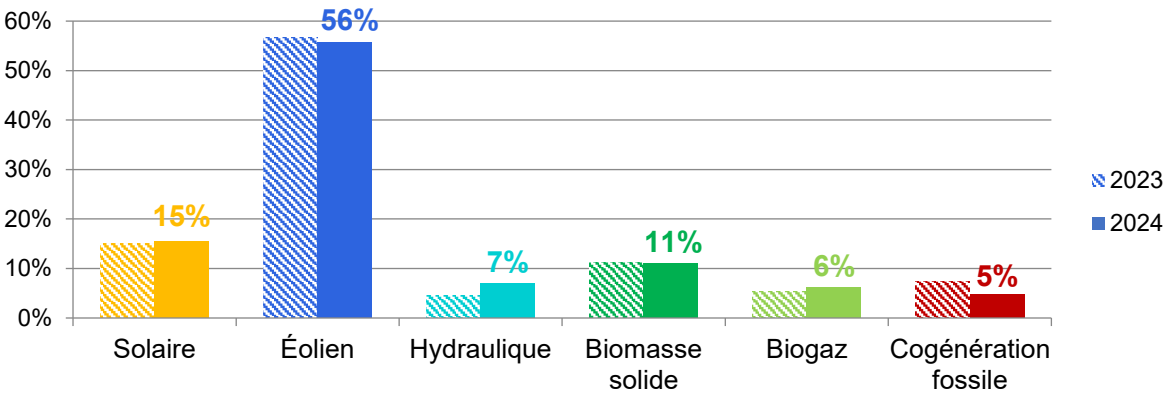
⁴³ Conformément au décret du 12 avril 2001, l'électricité renouvelable comprend seulement l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables ; dans certaines circonstances, il pourrait arriver qu'elle ne donne pas droit aux CV (par exemple pour une installation en ayant déjà reçu pendant 15 ans) (cf. chapitre 2). Par contre, l'électricité renouvelable injectée dans le réseau donne droit aux GO, hormis en cas de compensation (puisque dans ce cas le prosumer est considéré comme bénéficiaire de sa propre production).

L'annexe 1 reprend l'évolution de la production d'électricité par filière pour les 10 dernières années.

Filière	Filière détaillée	2023			2024			2023 – 2024		
		Pend	Production	Production renouvelable	Pend	Production	Production renouvelable	Variation		
		[MW]	[MWh]	[MWh-SER]	[MW]	[MWh]	[MWh-SER]			
Photovoltaïque		782	709 434	709 434	698	614 396	614 396	-11%	-13%	-13%
dont	Solwatt	224	203 354	203 354	82	65 270	65 270	-64%	-68%	-68%
	Autres ≤10 kW	0,2	31	31	0,2	1	1	=	-98%	-98%
	> 10 KW	557	506 049	506 049	616	549 125	549 125	+10%	+9%	+9%
Hydraulique		81	226 034	226 034	79	294 954	294 954	-2%	+30%	+30%
Éolien		1 291	2 872 443	2 872 443	1 374	2 385 243	2 385 243	+6%	-17%	-17%
Biomasse		208	836 206	725 399	215	749 142	685 037	+3%	-10%	-6%
dont	Biogaz CET	16	32 273	32 209	16	30 624	30 563	=	-5%	-5%
	Biogaz STEP	0,4	1 296	1 293	0,4	940	938	=	-27%	-27%
	Biogaz FFOM	2	9 269	9 251	2	7 444	7 429	=	-20%	-20%
	Biogaz agricole	10	61 438	55 562	11	61 931	53 848	+18%	+1%	-3%
	Biogaz autre	10	53 182	29 933	10	50 763	36 205	=	-5%	-7%
	Biogaz IAA	21	113 244	112 938	21	115 641	115 304	=	+2%	+2%
	Solide bois tout-venant	112	416 562	387 220	117	332 557	317 355	+4%	-20%	-18%
	Solide autre	36	148 876	96 969	36	149 058	123 211	=	=	+27%
	Solide gazéification	1,2	65	25	1,2	184	183	+8%	+182%	+647%
Sous-total renouvelable		2 363	4 644 117	4 533 310	2 366	4 043 735	3 979 630	=	-13%	-12%
Cogénération fossile		121	373 120	32 653	114	210 703	22 000	-6%	-44%	-33%
dont	Fossile	84	260 985	0	77	137 000	0	-9%	-48%	-
	Co-combustion	37	112 135	32 653	37	73 703	22 000	+1%	-34%	-33%
Total		2 484	5 017 237	4 565 963	2 480	4 254 437	4 001 630	-0,1%	-15%	-12%

Tableau 3.3 : Évolution de la production d'électricité verte soutenue par des CV entre 2023 et 2024

Comme illustré sur le graphique 3.6 ci-après, 22 % de la production d’électricité verte soutenue est issue des filières OPEX-driven et 78 % des filières de type CAPEX-driven. La première filière est l’éolien avec 56 % de la production totale, loin devant le photovoltaïque qui représente 15 %.



Graphique 3.6 : Répartition par filière de la production d’électricité verte soutenue par des CV en 2024

En ce qui concerne la variabilité annuelle des différentes filières, le tableau 3.4 donne les durées d’utilisation moyennes observées par filière en 2024 pour les installations existantes au 31 décembre.

Filière	Durée d'utilisation 2023 [h/an]	Durée d'utilisation 2024 [h/an]	Référence
Solaire	912	820	950 - 1 000
Éolien	2 224	1 736	2 200
Hydraulique	2 785	3 711	3 000
Biomasse solide	3 803	3 133	-
Biogaz	4 681	4 485	-
Cogénération Fossile	3 083	1 848	-

Tableau 3.4 : Durée d’utilisation moyenne observée par filière en 2023-2024

La productivité des filières CAPEX est principalement influencée par les conditions météorologiques comme décrit dans la section 3.3 dédiée à un focus par filière. Ainsi, l’année 2024 ayant connu moins de vent et d’ensoleillement que la normale, les durées d’utilisation, et par conséquent la productivité, des filières « Solaire » et « Éolien » ont fortement diminué entre 2023 et 2024. La filière hydraulique a quant à elle connu des conditions plus favorables augmentant ainsi sa productivité.

Contrairement aux filières CAPEX, la production électrique des filières OPEX est influencée essentiellement par la conjoncture économique (besoin de chaleur pour des processus industriels) et, dans une moindre mesure, par des facteurs climatiques (besoin de chaleur pour le chauffage).

La durée d'utilisation moyenne observée est supérieure aux filières sans combustibles mais continue de diminuer année après année. Les chiffres 2024 n'étant pas encore suffisamment consolidés, ce sont donc les chiffres 2023 qui sont pris comme référence pour illustrer la diminution progressive de la durée d'utilisation des filière OPEX.

Pour la filière cogénération fossile, la durée d'utilisation moyenne se stabilise, avec 3 083 heures en moyenne en 2023 (contre 2 953 h et 5 000 h en 2022 et 2017 respectivement).

La diminution depuis 2017 s'explique par le retrait des statistiques de gros sites industriels arrivés en fin d'octroi en 2017 et qui tiraient fortement la moyenne à la hausse. De plus, de nombreux sites en arrêt pour une raison technique font diminuer cette moyenne.

Pour la filière biomasse solide, la durée d'utilisation moyenne continue de diminuer, avec 3 803 heures en moyenne en 2023 (contre 5 193 h en 2022).

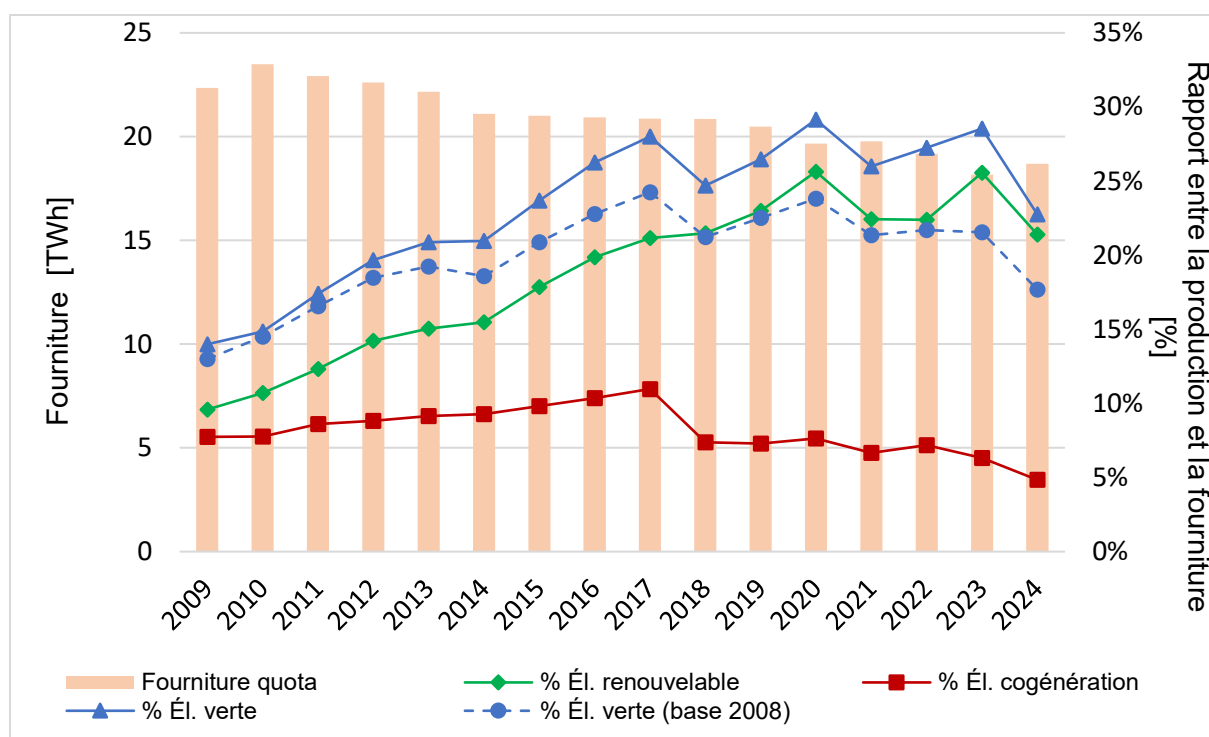
3.2.2. Production d'électricité verte soutenue par des CV rapportée à la fourniture d'électricité

Depuis 2003, l'électricité renouvelable soutenue en Wallonie est passée de 2,4 % à 26 % de la fourniture soumise à quota⁴⁴. Toutefois, on observe une forte variabilité ces dernières années, en particulier entre 2023 et 2024. En effet, l'année 2024 a connu une forte diminution de cette part d'électricité renouvelable soutenue dans la fourniture (21 %) par rapport à 2023 (26 %). Cette variabilité est principalement due aux aléas climatiques, les années 2020 et 2023 étant particulièrement propices à la production éolienne et dans une moindre mesure solaire.

Quant à l'électricité issue de cogénération de qualité, elle est passée de 4,4 % à 4,8 % entre 2003 et 2024 atteignant un pic de 11 % en 2017. La part d'électricité issue de cogénération dans la fourniture a crû de manière continue jusqu'en 2018, où elle a connu une chute de plus de 3 points, et décroît depuis lors.

Suite à la baisse de production constatée en 2018, liée à l'arrêt de gros sites de production de cogénération de qualité, la production d'électricité des installations certifiées vertes rapportée à la quantité d'électricité fournie en Wallonie et soumise à quota est passée de 28 % en 2017 à 25 % en 2018. Depuis lors, elle fluctue en fonction notamment des aléas climatiques à la hausse pour atteindre 29 % en 2020 ou à la baisse avec 23 % en 2024. La chute en 2021 à 27 % est également due à l'arrêt de la centrale biomasse des Awirs.

Le graphique 3.7 présente l'évolution de la part de production d'électricité verte soutenue par des CV dans la fourniture d'électricité soumise à quota en Wallonie.



Graphique 3.7 : Évolution de l'électricité verte soutenue par des CV par rapport à la fourniture soumise à quota

⁴⁴ Depuis le lancement de la nouvelle plateforme d'Atrias liée au MIG 6, une nouvelle procédure de reporting de données de fourniture a été mise en place. Les données étant transmises directement par les GRD, l'Administration ne dispose plus de la consommation propre des fournisseurs qui permettait la détermination de la fourniture aux tiers. Dorénavant, c'est la fourniture soumise au quota, légèrement inférieure mais du même ordre de grandeur, qui est prise comme référence.

3.3. Focus par filière

Cette section aborde les faits saillants de chaque filière en décrivant ses spécificités et en analysant plus en détail son évolution, sa productivité ou encore sa répartition par classes de puissance.

3.3.1. Filière photovoltaïque

La filière photovoltaïque se distingue des autres filières par sa forte proportion d'installations dites de « petite puissance » (Solwatt). Cette section détaille donc les particularités de ce régime avant d'aborder la productivité de la filière photovoltaïque en 2024.

➤ Particularité du régime Solwatt - Traitement du facteur "k"

Le mécanisme de soutien Solwatt bénéficie aux installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW datant d'avant le 1^{er} mars 2014, date à laquelle le régime des primes QualiWatt est entré en vigueur.

Le traitement des octrois de CV pour ces installations prendra fin en 2024, soit dix ans après la mise en service des dernières installations ayant bénéficié du soutien Solwatt. Toutefois, en raison de la possibilité de bénéficier de l'application d'un facteur "k" propre à leur installation, certains producteurs continueront à recevoir des CV pour la production d'électricité de leur installation de la 11^{ème} à la 15^{ème} année d'octroi, reportant de fait la fin des octrois pour le régime Solwatt à 2027⁴⁵.

Au total, un peu plus de 50 % des 84 342 unités de production concernées et toujours actives ont effectivement fait l'objet d'une demande de révision du facteur "k"⁴⁶. Fin 2024, les demandes de révision du facteur "k" avaient été traitées pour 99 % des unités pour lesquelles une demande de révision avait été introduite.

Année de mise en service	Nombre de (sous-)unités pour lesquelles une demande a été introduite	Nombre de (sous-)unités pour lesquelles une demande a été acceptée	Nombre de (sous-)unités pour lesquelles une demande a été refusée	Facteur "k" moyen si demande acceptée
2009	4 566	3 960	586	89%
2010	5 090	2 470	2 594	77%
2011	15 157	4 429	10 411	71%
2012	17 926	3 340	14 503	66%
Total	42 739	14 199	28 094	76%

Tableau 3.5 : Nombre de (sous-)unités pour lesquelles une demande de révision a été introduite, acceptée ou refusée et facteur "k" moyen pour les demandes acceptées, par année de mise en service des installations (au 31/12/2024).

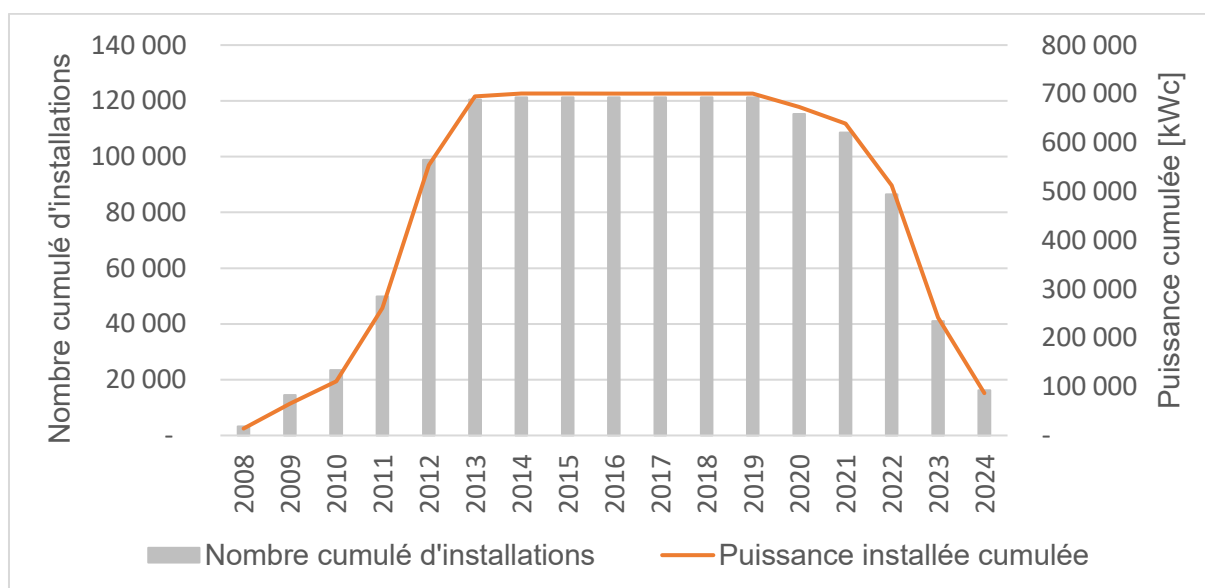
⁴⁵ Conformément à l'arrêté ministériel du 29 novembre 2018 modifiant l'arrêté ministériel du 29 septembre 2011 déterminant le facteur de réduction "k" à partir du 1^{er} octobre 2011.

⁴⁶ Une demande de révision peut être liée à une ou plusieurs (sous-)unités de production.

➤ Évolution du parc Solwatt

Fin 2024, l'ensemble du parc Solwatt toujours soutenu comptait 16 190 installations pour une puissance de 86,5 MWc. Ce nombre représente 4 %⁴⁷ des installations d'une puissance inférieure à 10 kW installées en Wallonie. La puissance moyenne par installation Solwatt est de l'ordre de 5,3 kWc. Ces données évoluent chaque année, d'une part, en raison du démantèlement de certaines installations et, d'autre part, à la suite d'augmentations ou de diminutions de la puissance installée ainsi qu'à l'application du facteur "k".

Le graphique 3.8 ci-dessous montre l'évolution du nombre et de la puissance des installations Solwatt. On constate que l'année 2012 a enregistré le nombre record de mises en service. Ce pic résulte du nombre important de commandes passées auprès des installateurs fin 2011 suite à l'annonce de la diminution future du soutien à la production pour les nouvelles installations.



Graphique 3.8 : Évolution du nombre et de la puissance cumulée des installations Solwatt soutenues

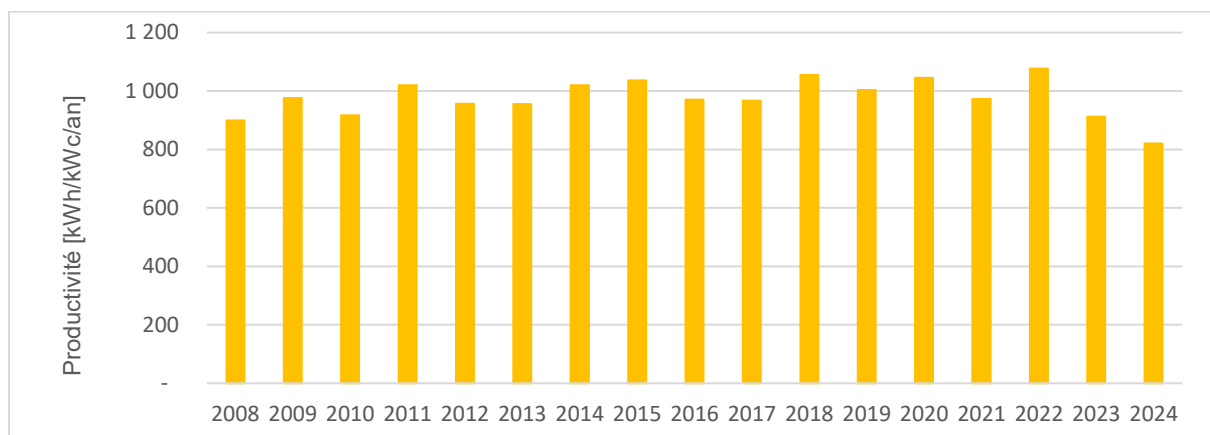
Malgré l'absence de nouvelles installations Solwatt, les GRD restent chargés, dans le cadre du guichet unique, d'encoder les dossiers complémentaires introduits par les producteurs suite à des changements intervenus au niveau de leur compte producteur ou à une modification de l'installation.

Au 31 décembre 2024, on dénombrait 16 installations solaires d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW non raccordées au réseau de distribution pour une puissance totale installée de 151 kW.

⁴⁷ Ce pourcentage correspond à la part des 86,5 MWc d'installations Solwatt soutenues par rapport à l'ensemble des installations installées en Wallonie tous régimes confondus (Solwatt, Quali watt, non soutenu). Au 31 décembre 2024, ces installations inférieures à 10 kVA représentaient 2 155 MWc tous régimes confondus. Ces informations communes par communes sont disponibles sur le site « [Energie Wallonie](#) ».

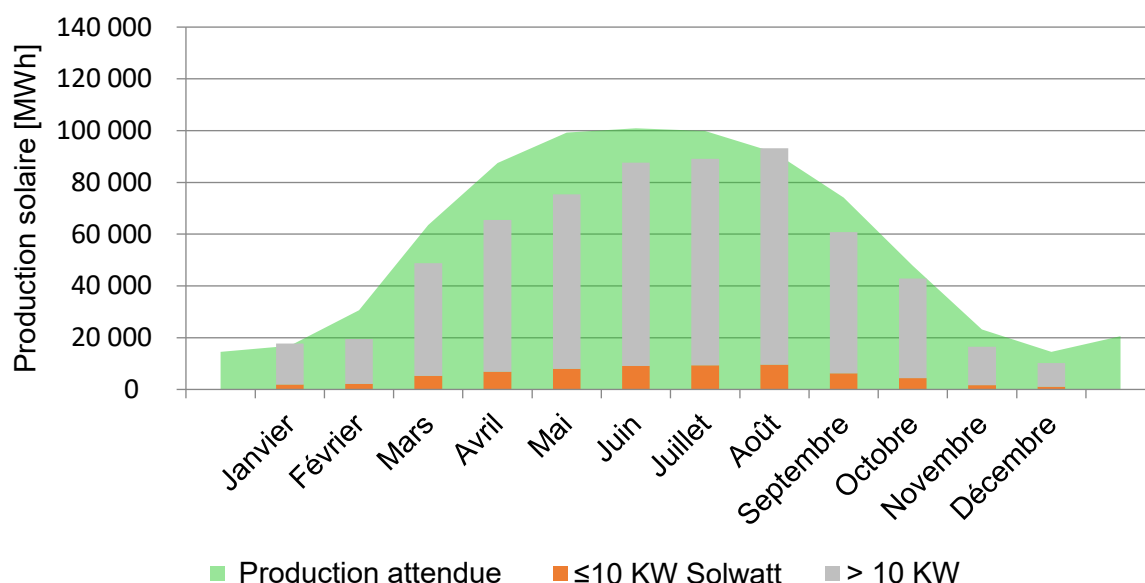
➤ Ensoleillement et productivité photovoltaïque en 2024

En 2024, le parc photovoltaïque a bénéficié de conditions climatiques extrêmement peu propices à la production d'électricité avec une productivité de 820 heures en moyenne pour la Wallonie dans le cas d'un positionnement optimal. Cette valeur est historiquement basse et bien inférieure à la moyenne des 5 dernières années (966 h). Le graphique 3.9 présente l'évolution de cette productivité photovoltaïque depuis l'arrivée des premières installations Solwatt en 2008.



Graphique 3.9 : Évolution de la productivité photovoltaïque

Le graphique 3.10 donne une estimation de la production mensuelle d'électricité au cours de l'année 2024 pour les installations photovoltaïques. Cette estimation est établie sur base de l'évolution mensuelle de la puissance installée ainsi que sur la base des productions mensuelles de référence retenues par l'Administration (kWh/kWc/mois) pour tenir compte des conditions climatiques observées. Le caractère non optimal du parc de production, que ce soit d'un point de vue de l'orientation, de l'inclinaison ou de critères de performance plus généraux, a également été pris en compte.



Graphique 3.10 : Comparaison entre la production d'électricité photovoltaïque observée en 2024 et la production attendue basée sur la moyenne des années antérieures

La prévision (en vert sur le graphique 3.10) se base sur la productivité moyenne mensuelle des années antérieures, à savoir de 2008 à 2023, et dont la moyenne annuelle est de 981 kWh/kWc. La comparaison entre la production de 2024 et la moyenne des années antérieures montre qu'à l'exception des mois de janvier et août, l'ensoleillement a été particulièrement peu favorable en 2024.

Afin de permettre la comparaison avec les données des années antérieures, le tableau 3.6 donne la puissance photovoltaïque installée exprimée en puissance crête.

Filière par régime de soutien	2023		2024	
	Puissance électrique nette développable	Puissance électrique installée	Puissance électrique nette développable	Puissance électrique installée
	[MW]	[MWc]	[MW]	[MWc]
Solwatt	224	242	82	86
Autres PV <= 10 kW	0,2	0,2	0,2	0,2
PV > 10 kW	557	693	616	771
Total Solaire	782	935	698	858

Tableau 3.6 : Correspondance entre puissance nette développable et puissance crête

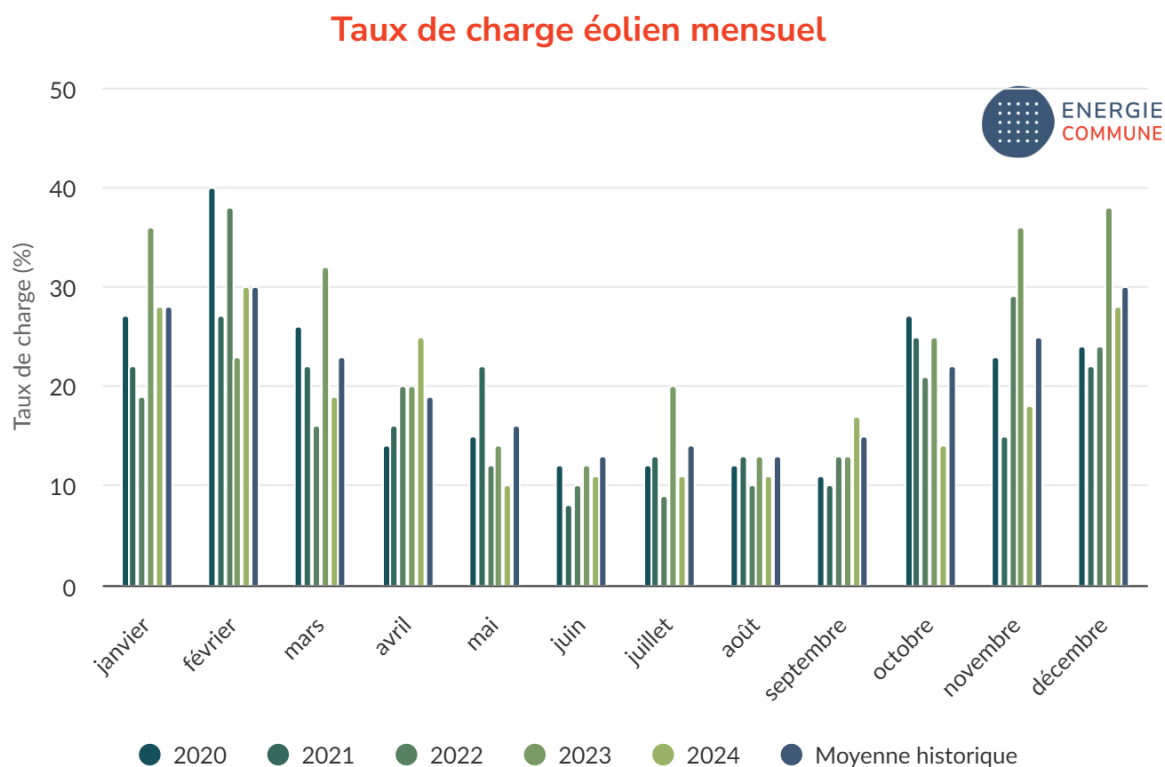
Pour terminer, le tableau 3.7 présente la filière photovoltaïque (puissance > 10 kVA) par catégorie de puissance, ce qui permet de mettre en évidence un parc solaire majoritairement constitué, aussi bien en nombre qu'en puissance, par des installations de quelques centaines de kW. La puissance moyenne du parc photovoltaïque équivaut ainsi à 176 kW. Cela s'explique notamment par la superficie nécessaire pour atteindre des puissances élevées. Actuellement, peu de « fermes » solaires ont vu le jour en Wallonie, à l'exception de l'installation de Pairi Daiza qui atteint une puissance de près de 30 MW et celle d'UCB Pharma de l'ordre de 12,5 MW.

Intervalle de Puissance [kW]	Nombre de sites [-]	[%]	Puissance totale [kW]	[%]
] 10 100]	2 111	60,44%	106 141	17,23%
] 100 500]	1 207	34,55%	232 894	37,81%
] 500 1 000]	104	2,98%	74 166	12,04%
] 1 000 5 000]	64	1,83%	125 813	20,42%
] 5 000 25 000]	6	0,17%	47 525	7,71%
] 25 000 50 000]	1	0,03%	29 485	4,79%
Total	3 493	100%	616 024	100%

Tableau 3.7 : Répartition par catégorie de puissance en nombre de sites et en puissance installée pour la filière solaire

3.3.2. Filière éolienne

Comme les autres filières « CAPEX-driven », la filière éolienne se caractérise par l'intermittence de sa production qui peut être quantifiée par le « facteur de charge ». Le graphique 3.11 présente l'évolution mensuelle du facteur de charge au niveau national sur les cinq dernières années.



Graphique 3.11 : Comparaison du taux de charge mensuel de la filière éolienne Onshore au niveau national sur la période 2020 - 2024 – Données Energie Commune⁴⁸

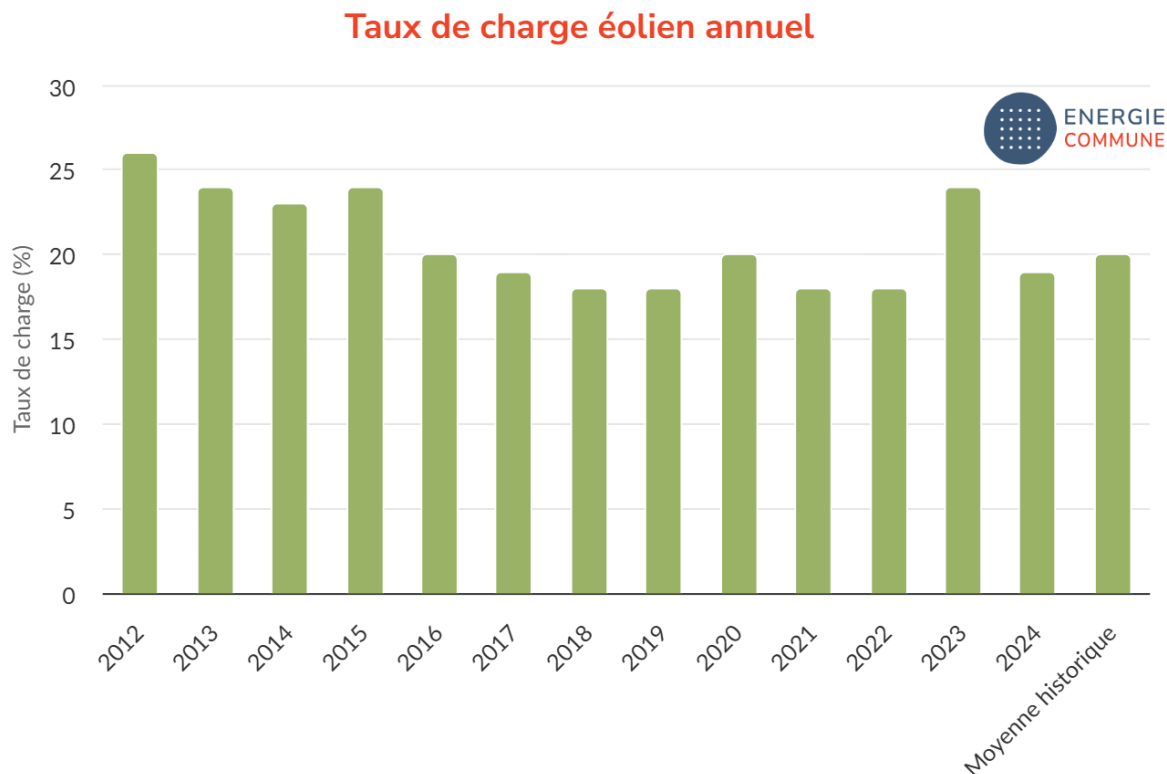
Les mois les plus favorables à l'énergie éolienne sont les mois automnaux et hivernaux pouvant atteindre un taux de charge de 40 %. Tandis que les mois d'été sont moins propices avec des taux de charges de l'ordre de 10 %.

Le graphique 3.12 présente l'évolution annuelle du facteur de charge au niveau national de 2020 à 2024.

On constate ainsi que pour 2023, année particulièrement venteuse qui a conduit à une forte production éolienne, le taux de charge moyen atteignait 24 % contre 18 % en 2021 et en 2022. Pour l'année 2024, le taux de charge moyen de 19 % était bien inférieur à celui de l'année 2023 mais dans l'ordre de grandeur des années précédentes, expliquant la baisse de la production éolienne entre 2023 et 2024 malgré une augmentation de puissance.

⁴⁸ Le graphique et les données nationales proviennent du site d'[Energie Commune](https://energiecommune.fr).

En effet, alors que la capacité de la filière a augmenté de 6 % (+ 83 MW) au 31 décembre 2024, sa production d'électricité a, pour sa part, diminué de 17 % pour atteindre près de 2,4 TWh proche des 2,48 TWh réalisés en 2020 (avec une puissance installée cette année-là de 1060 MW).



Graphique 3.12 : Comparaison du taux de charge annuel de la filière éolienne Onshore au niveau national sur la période 2020 - 2024 – Données Energie Commune⁴⁹

La durée d'utilisation dans la filière éolienne, inférieure à 1 800 h de fonctionnement à pleine charge en 2024 (voir tableau 3.4) contre près de 2 250 h en 2023, illustre également les conditions climatiques moins favorables bien que résultant d'une moyenne entre un parc vieillissant et des installations plus récentes.

⁴⁹ Le graphique et les données nationales proviennent du site d'[Energie Commune](https://energiecommune.fr).

En termes de puissance, le parc éolien wallon soutenu par les CV se répartit comme suit :

Intervalle de Puissance [kW]	Nombre de sites [-]	[%]	Puissance totale [kW]	[%]
] 0 100]	66	28,82%	1 236	0,09%
] 100 1 000]	3	1,31%	2 556	0,19%
] 1 000 10 000]	109	47,60%	500 437	36,42%
] 10 000 25 000]	48	20,96%	714 623	52,01%
] 25 000 50 000]	2	0,87%	75 507	5,50%
] 50 000 100 000]	1	0,44%	79 589	5,79%
Total	229	100%	1 373 947	100%

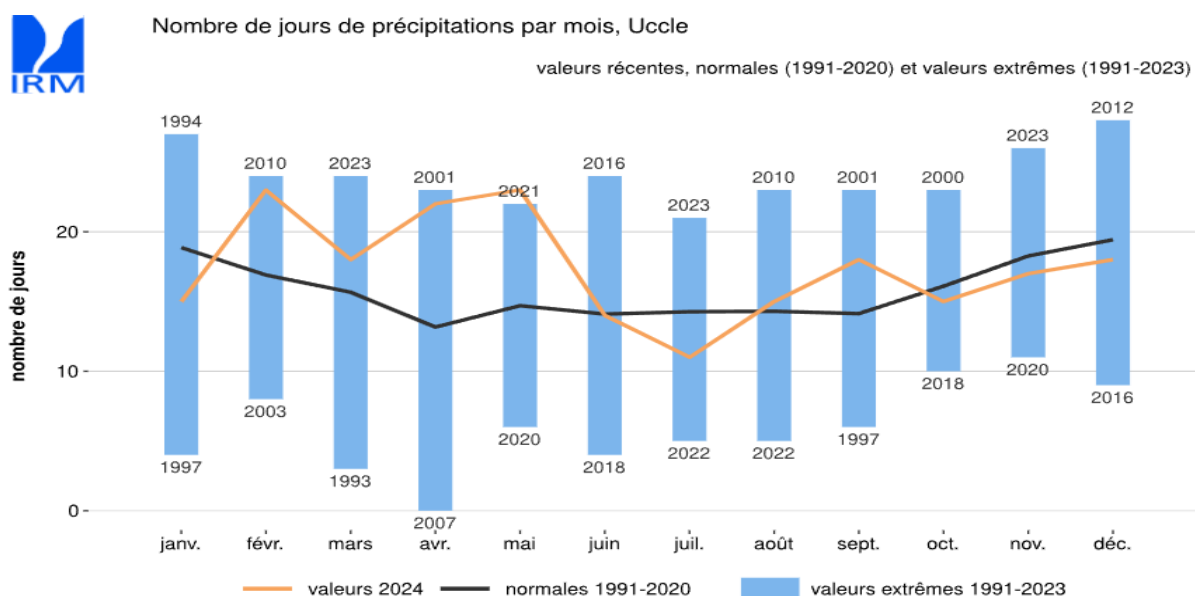
Tableau 3.8 : Répartition par catégorie de puissance en nombre de sites et en puissance installée pour la filière éolienne

La catégorie de 0 à 100 kW correspond en bonne partie à des éoliennes à axe vertical. Cette catégorie représente certes 29 % du nombre de sites mais ne compte par site qu'une seule éolienne de faible puissance. Sur l'ensemble du parc, cette catégorie reste donc marginale en termes de production. La majorité du parc éolien appartient aux catégories de puissance supérieure à 1 MW, où un même site peut regrouper plusieurs éoliennes. Dans la méthodologie CPMA, la catégorie de puissance la plus haute correspond à une puissance au-delà de 1 MW. Afin de mieux visualiser les plus gros parcs éoliens, le tableau 3.8 subdivise cette catégorie en 4 pour illustrer notamment la présence d'un parc de près de 80 MW. En termes de nombre de sites, c'est la catégorie de 1 MW à 10 MW qui prédomine tandis qu'en termes de puissance, il s'agit de la catégorie de 10 MW à 25 MW.

La puissance moyenne sur l'ensemble du parc est de 6 MW avec une certaine hétérogénéité. Il est important de préciser une nouvelle fois que l'on parle ici de la puissance moyenne d'un site éolien qui peut donc compter plusieurs éoliennes. En fonction de la technologie utilisée (hauteur de mât, diamètre du rotor...), la puissance d'une éolienne peut varier entre 1,5 et 4,2 MW. L'hétérogénéité du parc tient également à son vieillissement, les éoliennes mises en service il y a quinze ans ayant une puissance moins élevée. Dans les années à venir, suite à la mise en place notamment de la « Pax Eolienica » et afin d'atteindre les objectifs européens du plan « Repower EU », les éoliennes les plus anciennes seront remplacées progressivement par d'autres plus puissantes et plus hautes.

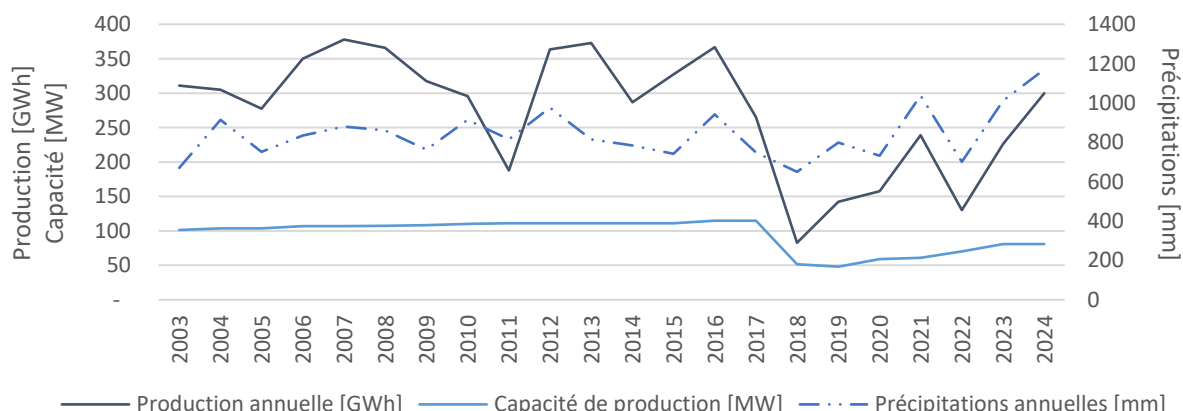
3.3.3. Filière hydraulique

Comme pour les filières éolienne et photovoltaïque, la production de la filière hydraulique varie en fonction des conditions climatiques et notamment des précipitations. Une distinction peut toutefois être faite selon le type d'installations hydrauliques, à accumulation (type barrage) ou au fil de l'eau. La majorité des installations sont au fil de l'eau et dépendent du débit des cours d'eau et donc des précipitations. Les graphiques 3.13 et 3.14 présentent l'évolution mensuelle des précipitations en 2024 ainsi que la corrélation entre précipitations et production d'hydro-électricité depuis 2003.



Graphique 3.13 : Quantités mensuelles des précipitations en 2024 – Chiffres IRM⁵⁰

Comme le montre le graphique 3.13, les précipitations en 2024 ont de nouveau été très importantes, atteignant 1 170,7 mm sur l'année, bien au-dessus des normales (837,3 mm). Ces fortes précipitations expliquent en partie le regain de production par rapport à l'année précédente (+30 %) avec une production hydraulique de près de 300 GWh qui avait déjà marqué une augmentation de production par rapport à l'année antérieure (+53 %).



Graphique 3.14 : Evolution de la production hydro-électrique (soutenue) depuis 2003

⁵⁰ Pour plus d'informations sur les données climatiques, le lecteur est invité à consulter le [site internet de l'IRM](https://www.irm.be/).

En termes de puissance, le parc hydro-électrique wallon soutenu par le mécanisme de CV se répartit comme suit :

Intervalle de Puissance		Nombre de sites [-]		[%]	Puissance totale [kW]		[%]
] 0	5]	36	31,86%		150	0,19%	
] 5	10]	33	29,20%		263	0,33%	
] 10	100]	17	15,04%		795	1,00%	
] 100	500]	5	4,42%		1 180	1,48%	
] 500	1 000]	8	7,08%		5 822	7,32%	
] 1 000	25 000]	14	12,39%		71 274	89,67%	
Total		113	100%		79 483	100%	

Tableau 3.9 : Répartition par catégorie de puissance en nombre de sites et en puissance installée pour la filière hydraulique

La majorité des installations hydrauliques sont de petites puissances (inférieures ou égales à 10 kW) et au fil de l'eau qui ne représentent qu'une très faible capacité de production. La principale capacité de production provient des sites dont la puissance dépasse 1 MW.

3.3.4. Filière biomasse

La biomasse recouvre une large diversité de ressources catégorisées de la manière suivante :

- La biomasse solide, principalement du bois (sous diverses formes : plaquettes, écorces, sciures, granulés, etc.), mais aussi des déchets ménagers⁵¹, des graisses animales ou des résidus agricoles ;
- La biomasse liquide ou bioliquide, principalement des huiles végétales (non raffinées) telles que l'huile de colza ;
- La biomasse gazeuse ou biogaz, provenant d'une conversion microbienne de biomasse solide ou liquide en méthane ou d'une gazéification du bois.

À ces catégories de biomasse peuvent correspondre des produits ou matières premières, mais également des résidus ou déchets, correspondant à de la matière qui ne peut pas être utilisée pour un usage considéré comme noble pour des raisons techniques (par exemple, du bois recouvert de peinture au plomb ou de l'eau de lavage de betteraves), commerciales (par exemple, des légumes défraîchis) ou légales (par exemple, des conserves dont la date de péremption est dépassée).

⁵¹ Les unités de valorisation énergétique de déchets (incinérateurs) en Wallonie n'atteignent pas le seuil de 10 % d'émissions évitées de CO₂. Elles ne reçoivent donc pas de CV et leur production n'est dès lors pas incluse dans ces statistiques, sauf mention contraire.

Ces catégories peuvent ainsi être étendues à diverses sous-catégories qui dépendent de la ressource principale⁵² utilisée.

Pour la biomasse solide :

- Gazéification du bois : Processus thermochimique durant lequel le bois est converti en syngaz en présence réduite et contrôlée d'oxygène ;
- Solide bois granulés : correspond aux installations consommant des pellets ;
- Solide bois tout-venant : reprend les installations utilisant tout type d'intrant, résidu ou déchet issu du bois ;
- Solide autre : intègre les installations consommant de la biomasse solide n'étant pas issue du bois (graisses animales, son de blé...).

Pour le biogaz :

- Biogaz co-combustion : reprend l'ensemble des cogénérations fonctionnant au gaz naturel avec un appoint de biogaz. Cela concerne quelques sites sucriers qui puisent ce biogaz d'appoint dans des stations d'épuration fonctionnant par digestion anaérobie. L'utilisation du biogaz dans ces installations est périodique et dépend des campagnes de récolte menées à différents moments de l'année. Cette contrainte fait que l'apport de biogaz dans ce type d'installation reste faible et secondaire par rapport au gaz naturel. Cette filière comprend également, depuis cette année, les cogénérations fossiles consommant du biométhane produit par des biométhanisations et injecté sur le réseau de gaz ;
- Biogaz CET : correspond aux cogénérations utilisant le biogaz produit dans les centres d'enfouissement technique ;
- Biogaz STEP : correspond aux cogénérations consommant le biogaz issu des stations d'épuration publiques ;
- Biogaz FFOM : correspond aux installations de biométhanisation qui utilisent comme sources d'intrants les déchets municipaux ;
- Biogaz agricole : concerne les installations de biométhanisation utilisant majoritairement des intrants, déchets ou résidus issus de l'agriculture ou de l'élevage dans leur mix énergétique pour produire de l'énergie via cogénération ;
- Biogaz IAA : correspond aux installations de biométhanisation qui utilisent principalement des déchets et des résidus issus de l'industrie agro-alimentaire ;
- Biogaz autre : correspond aux cogénérations consommant du biogaz n'étant pas issu d'une des sources décrites ci-dessus ;
- Biométhane : correspond aux installations de biométhanisation, peu importe leur mix énergétique, qui purifient et injectent sur le réseau le biogaz produit, plutôt que de le consommer sur place, dans une cogénération.

⁵² L'intrant principal est celui qui est majoritairement utilisé comme source d'énergie dans l'installation. Cela ne signifie cependant pas que d'autres types d'intrants ne peuvent pas être utilisés dans ces installations.

Le tableau 3.10 dresse le bilan énergétique des installations soutenues selon les types de biomasse utilisée décrits ci-dessus. La colonne “Energie primaire biomasse” représente la quantité d’énergie primaire issue d’intrants renouvelables.

	Énergie primaire biomasse [GWh]	Énergie thermique valorisée [GWh]	Électricité nette produite [GWh]	Électricité verte produite [GWh]	Taux de renouvelable	Rendement électrique	Rendement thermique
Solide bois tout-venant	2 431,5	756,0	332,6	317,4	93,32%	12,76%	29,02%
Solide bois granulés	0,0	0,0	0,0	0,0	0	/	/
Solide autre	713,6	577,4	149,1	123,2	50,96%	17,26%	66,85%
Gazéification bois	0,7	0,2	0,2	0,2	99,80%	25,93%	33,03%
Biogaz CET	106,0	4,6	30,6	30,6	99,80%	28,84%	4,33%
Biogaz agricole	180,6	18,6	61,9	53,8	89,08%	30,55%	9,17%
Biogaz IAA	339,4	39,9	115,6	115,3	99,72%	33,98%	11,71%
Biogaz autre	96,3	47,1	50,8	36,2	72,37%	38,14%	35,35%
Biogaz STEP	5,2	0,0	0,9	0,9	99,80%	18,14%	0,00%
Biogaz FFOM	24,1	7,7	7,4	7,4	99,80%	30,77%	31,71%
Bioliquide	0,0	0,0	0,0	0,0	0	/	/
Biogaz co-combustion	89,1	188,8	73,7	22,0	28,50%	23,58%	60,39%
Total bioénergies	3 986,4	1 640,26	822,84	707,04	80,82%	17,91%	35,7%

Tableau 3.10 : Bilan des productions d’électricité verte soutenue par catégorie de bioénergie en 2024

En 2024, la consommation totale de biomasse à des fins de production électrique en Wallonie s’est élevée à 3 986,4 GWh primaires. Grâce à l’utilisation de la cogénération comme procédé principal de combustion, les différentes filières consommant de la biomasse ont généré 822,84 GWh d’électricité et 1 640,26 GWh de chaleur. Concernant le taux de matière renouvelable, il est de 80,82 % en 2024 ce qui est un peu moins bon par rapport aux 85,4 % de 2023.

Par rapport à 2023, on constate une légère diminution de la production d’électricité et de chaleur où ces productions étaient respectivement de 838,1 GWh et de 1 670 GWh. Cette baisse suit une diminution plus marquée entre 2022 et 2023. Elle devrait disparaître après la consolidation des données l’année prochaine, en raison du changement de régime de soutien pour certains sites biomasse solide dont le traitement administratif est encore en cours. Leur production sera donc bien prise en compte une fois que le changement de régime de soutien sera acté et la production d’électricité et de chaleur devrait être similaire à celle de 2022.

Pour la plupart des filières biomasse, quelques dixièmes de pourcent d’énergie fossile sont nécessaires afin de procéder au démarrage des installations, ce qui fait que le taux de renouvelable est toujours inférieur à 100 %.

Les filières “biogaz autre” et “biomasse solide autre” utilisent moins de biomasse à cause de leurs contraintes industrielles (fourniture de chaleur, de température ou de pression...) ou environnementales (charge des effluents...) qui leur imposent d’utiliser un combustible fossile en complément. A l’inverse, ces filières présentent des rendements globaux supérieurs à ceux des autres filières grâce à cette intégration dans l’industrie, notamment par rapport aux sites de production isolés en filière biogaz qui peinent à trouver des utilisations proches pour la chaleur produite. Cela concerne par exemple les sites Biogaz CET et Biogaz agricole qui présentent un rendement thermique moyen faible.

3.3.4.1. Biomasse solide

Comme on peut voir dans le tableau 3.10, 481,6 GWh d'électricité verte proviennent de la biomasse solide, soit 64,2 % de la production d'électricité verte à partir de biomasse. En analysant les données de production selon la sous-filière, on constate que 72 % de l'électricité verte issue de la biomasse solide est produite à partir de bois (77,2 % en 2023 et 76,1 % en 2022), le solde provenant de quelques installations utilisant principalement des graisses animales d'abattoir ou déclassées, ainsi qu'une installation utilisant du son de blé.

L'utilisation de biomasse à des fins énergétiques est, depuis 2021, soumise aux critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre de la directive (UE) 2018/2001⁵³. Ces critères ont été transposés dans la législation wallonne⁵⁴ et sont entrés en vigueur le 23 février 2023. Une période transitoire a cependant été mise en place jusqu'au 31 décembre 2024.

En Wallonie, cela fait cependant plus de dix ans que certains utilisateurs de biomasse bois vont plus loin en termes de durabilité, puisqu'ils préfèrent, pour des raisons pratiques et lorsqu'il est disponible, utiliser du bois certifié ou contrôlé dont la certification atteste d'une gestion forestière durable (FSC, PEFC) ou de sa durabilité (SBP). De plus, l'octroi de CV pour la production électrique à partir de biomasse bois requiert une connaissance chiffrée des émissions de CO₂ tout au long de la chaîne de production, de conditionnement et de transport du combustible. Ces étapes font l'objet d'un audit spécial qui établit le bilan carbone des intrants lorsque la provenance de la biomasse est à risque.

➤ Gazéification du bois

Cette filière est aujourd'hui constituée de peu d'installations qui ont toutes une puissance inférieure à 100 kW et qui rencontrent des difficultés opérationnelles liées à l'utilisation des intrants. La gazéification est donc encore une filière immature dont la production est marginale par rapport aux autres filières.

➤ Bois granulés

Depuis l'arrêt de la production sur le site des Awirs en septembre 2020, il n'y a plus qu'un site d'environ 2 MWe fonctionnant principalement aux pellets sur le territoire wallon. L'Administration n'a pas reçu d'information sur la production de ce site en 2024. La production est donc considérée comme étant nulle pour cette catégorie dans ce rapport. Le bois granulé est utilisé dans d'autres installations mais pas comme intrant principal. L'utilisation de pellets pour la production d'énergie soutenue par les CV est donc marginale en Wallonie par rapport à l'utilisation d'autres intrants solides.

⁵³ Articles 29 et 30.

⁵⁴ Arrêté du Gouvernement wallon du 10 février 2022 relatif aux critères de durabilité de la biomasse pour la production d'énergie et des critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre et modifiant l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

➤ Bois tout-venant

En 2024, les autres combustibles de bois ont permis la production de 317,4 GWh d'électricité verte soutenue par des CV en Wallonie, ce qui constitue une diminution de 204,3 GWh par rapport à 2022. Cette diminution s'explique par le changement de régime de certains sites importants pour lesquels le traitement administratif n'est pas encore terminé. La consolidation des données l'année prochaine devrait montrer que la production d'électricité verte en 2024 est similaire ou supérieure à la production de 2022 puisque le nombre d'installations enregistrées pour cette filière n'a pas diminué par rapport à 2022.

➤ Solide autre

Les installations de cette sous-filière sont directement intégrées dans l'industrie ce qui explique le rendement thermique moyen élevé constaté qui est largement supérieur à celui des autres sous-filières.

3.3.4.2. Biomasse liquide

La biomasse liquide est marginale car majoritairement constituée d'installations de très petite taille, fonctionnant à l'huile de colza d'origine locale. Cette biomasse satisfait aux critères de durabilité fixés par l'arrêté du 30 novembre 2006.

3.3.4.3. Biogaz

➤ Biogaz utilisé en cogénération sur site

D'après le tableau 3.10, en 2024, 37,66 % de l'électricité verte produite à partir de combustibles issus de la biomasse l'a été à partir de biogaz. Cette proportion doit cependant être interprétée précautionneusement étant donné que la production d'électricité à partir de biomasse devrait être sensiblement revue à la hausse lors de la consolidation des données l'année prochaine. Cette année, l'électricité verte produite par ces filières provient ainsi principalement de la valorisation énergétique des déchets agro-industriels (Biogaz IAA) (43,30 %) et des biométhanisations agricoles (20,22 %).

Depuis 2021, les performances des filières biogaz montrent une évolution positive puisque la consommation de biogaz est passée de 571,9 GWh en 2021, 642,2 GWh en 2022 et 754,3 GWh en 2023 à 840,7 GWh en 2024 tandis que la production d'électricité verte a augmenté de 189 GWh en 2021 à 266,3 GWh en 2024. Cette augmentation est notamment due à l'augmentation du nombre de petites et moyennes installations produisant du biogaz à partir de matières agricoles.

La production de chaleur reste relativement faible pour la filière par rapport à la quantité d'électricité qu'elle génère. Cela s'explique notamment par une faible disponibilité de pistes de valorisation de la chaleur autour des sites de production qui sont souvent isolés ainsi que d'un cadre légal qui incite peu à l'utilisation de la chaleur produite. Néanmoins, cette faible valorisation thermique est à mettre en perspective avec le fait que certaines installations valorisent bien une partie de la chaleur produite mais n'installent pas les compteurs nécessaires pour mesurer ces flux énergétiques.

Cette pratique est due au fait que le niveau de soutien est plafonné pour ces installations et qu'une comptabilisation ou non de la chaleur valorisée n'a pas d'impact sur le taux d'octroi de CV. Cette quantité de chaleur valorisée ne peut donc pas être mesurée et n'est ainsi pas reprise dans nos bilans.

Filière combustible	Énergie primaire biomasse [GWh]	Énergie thermique verte valorisée [GWh]	Électricité nette produite [GWh]	Électricité verte produite [GWh]	Taux de renouvelable [%]
Biogaz CET	106,0	4,6	30,6	30,6	99,8%
Biogaz agricole	180,6	18,6	61,9	53,8	89,1%
Biogaz IAA	339,4	39,9	115,6	115,3	99,7%
Biogaz autre	96,3	47,1	50,8	36,2	72,4%
Biogaz STEP	5,2	-	0,9	0,9	99,8%
Biogaz FFOM	24,1	7,7	7,4	7,4	99,8%
Biogaz co-combustion	89,1	188,8	73,7	22,0	28,5%
Total biogaz	840,7	306,5	341,0	266,3	74,77%

Tableau 3.11 : Bilan de production par sous-filière biogaz en 2024

Selon une étude de Valbiom⁵⁵, le potentiel réaliste qui correspond aux gisements de matières résiduelles existantes (effluents d'élevage, résidus de culture, résidus agro-alimentaires, boues, ordures ménagères) additionné au surplus de production de biomasse à développer (CIVE, ressources prairiales...), le tout pondéré par un coefficient de mobilisation tenant compte de différentes contraintes, se situerait aux alentours de 15,6 TWh pour la Belgique et 8,27 TWh pour la Wallonie. Cela signifie que les 0,841 TWh de biogaz actuellement consommés représentent seulement 10 % du potentiel de cette filière en Wallonie.

Le développement limité de cette filière peut être expliqué par plusieurs facteurs. Le cadre réglementaire pour le soutien de cette filière est actuellement très peu flexible. Il n'existe aujourd'hui qu'une aide à la production d'électricité via les CV et toute autre utilisation du biogaz (sous forme de biocarburants, de bio-CNG ou pour une valorisation en chaudière par exemple) n'est pas soutenue.

➤ Injection de biométhane

Une autre perspective pour cette filière consiste à épurer le biogaz produit afin de rendre sa composition conforme à une injection sur le réseau de gaz naturel. Cette pratique permet ainsi de contourner plusieurs inconvénients liés à la consommation directe du biogaz en cogénération sur le site de production. En effet, les installations de production de biogaz sont généralement implantées à proximité de zones où la matière première est disponible, notamment en milieu rural où la matière agricole est accessible.

⁵⁵ Valbiom, Quelle place pour le biométhane injectable en Belgique, Gas.be, octobre 2019

L'inconvénient pour ces zones d'implantation est la faible disponibilité d'activités à proximité présentant un besoin en chaleur. Une grande partie de la chaleur produite par cogénération n'est donc pas valorisée. L'injection de biométhane sur le réseau permet donc d'améliorer l'efficacité énergétique de la filière en permettant la consommation du biométhane dans des zones où la demande énergétique est plus importante.

Depuis 2018⁵⁶ et la mise en place du régime de soutien à l'injection de biométhane, 3 sites de production ont vu le jour en Wallonie. En 2024, ils ont ainsi injecté 167,7 GWh de biométhane, ce qui constitue une augmentation de 45,2 GWh. Comme il n'y a pas eu de nouveau site d'injection installé en 2024, cette augmentation s'explique par le choix des producteurs de favoriser l'épuration de biogaz pour une injection de biométhane sur le réseau au profit de la consommation directe de biogaz dans leur cogénération installée sur site. Au total, ce sont donc 167 700 GO gaz-SER qui ont été octroyées.

Aujourd'hui, la production de biométhane injecté sur le réseau de gaz naturel peut bénéficier d'un soutien via l'octroi de GO gaz-SER. Ces GO gaz-SER ne sont pas valorisées directement, mais peuvent permettre l'octroi de CV additionnels lorsqu'elles sont utilisées dans des installations de cogénération fossile pour produire de l'électricité et de la chaleur. Il s'agit d'un mécanisme de soutien indirect, mis en place pour lancer le développement de la filière en s'appuyant sur un système préexistant. Pour bénéficier de CV additionnels, la cogénération doit être contrôlée annuellement par un organisme agréé mais ne doit pas nécessairement déjà bénéficier de CV 'classiques' pour l'utilisation d'un combustible fossile.

3.4. Niveau de soutien par filière

Pour l'ensemble du parc de production d'électricité verte soutenue par des CV, le taux d'octroi moyen effectif est passé à 0,978 CV/MWh contre 1,727 en 2018. Légèrement inférieur à 1, il résulte d'une part de la baisse du soutien aux filières CAPEX (application du k_{ECO} recalculé) et de la fin du soutien important de la filière Solwatt et, d'autre part, du sauvetage biomasse.

Le tableau 3.12 donne les valeurs du niveau de soutien moyen par filière en 2024. Avec un prix moyen d'achat en 2024 de 66,08 EUR/CV (en légère hausse par rapport aux 65,6 EUR/CV observés en 2023) pour les producteurs Solwatt et de 67,08 EUR/CV pour les autres producteurs (cf. chapitre 4, section 4.2.3 – Evolution du prix des CV), le soutien moyen est estimé à 67 EUR/MWh, en baisse par rapport à 2022 (90,27 EUR/MWh) et du même ordre de grandeur qu'en 2023 (69,79 EUR/MWh). Cette faible baisse peut s'expliquer en partie par l'application du k_{ECO} recalculé (à 0 pour de nombreuses filières CAPEX) contrebalancée par un soutien au régime Solwatt plus élevé que l'année précédente suite à la révision facteur "k". En effet, de nombreux rectificatifs de déclarations existantes ainsi que des déclarations de longue période pour les producteurs qui attendaient leur facteur "k" ont été réalisées en 2024.

⁵⁶ CWaPE, Communication CD-18k14-CWaPE-0055, novembre 2018

Filière	Taux d'octroi moyen CV/MWh	Prix moyen au producteur EUR/CV	Niveau de soutien moyen EUR/MWh
Solaire	1,508	66,81	100,77
Solaire Solwatt	3,112	66,08	205,65
Solaire > 10 kW	1,264	67,08	84,79
Hydraulique	0,816	67,08	54,76
Éolien	0,603	67,08	40,44
Biomasse totale	2,033	67,08	136,36
Biogaz CET	0,645	67,08	43,24
Biogaz STEP	0,194	67,08	13,02
Biogaz FFOM	1,797	67,08	120,57
Biogaz agricole	2,344	67,08	157,24
Biogaz autre	2,018	67,08	135,35
Biogaz IAA	2,677	67,08	179,55
Solide bois tout-venant	1,836	67,08	123,18
Solide autre	2,155	67,08	144,58
Solide gazéification	2,500	67,08	167,70
Cogénération fossile	0,450	67,08	30,16
Fossile	0,184	67,08	12,35
Co-combustion	0,943	67,08	63,25
Moyenne	0,978	-	65,57

Tableau 3.12 : Niveau de soutien moyen par filière en 2024⁵⁷

Le niveau de soutien global le plus élevé concerne pour la deuxième année consécutive la filière biomasse totale suivie par la filière photovoltaïque. Celle-ci est toutefois en forte diminution par rapport aux années précédentes suite à la fin progressive du soutien Solwatt et l'application du facteur "k".

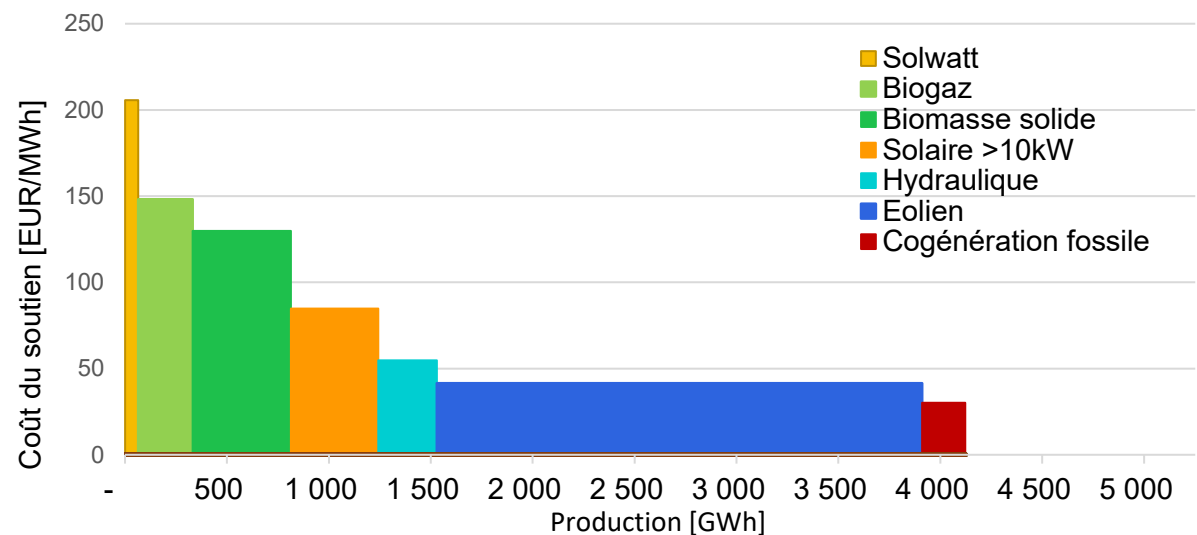
Le soutien moyen aux installations photovoltaïques de plus de 10 kW diminue (1,264 CV/MWh en 2024 contre 1,429 CV/MWh en 2023, 1,749 CV/MWh en 2022, 2,011 CV/MWh en 2021, 2,284 CV/MWh en 2020 et 2,489 CV/MWh en 2019), du fait de la révision semestrielle des [coefficients économiques \$k_{ECO}\$](#) attribués aux nouvelles installations, ceux-ci ayant évolué à la baisse au cours des derniers semestres. De plus, le [coefficient \$k_{ECO}\$ recalculé](#) a eu un impact significatif sur les filières CAPEX sous régime k_{ECO} . En effet, la hausse des prix de l'électricité en 2022 et 2023 a conduit à une forte diminution du soutien en 2024 pouvant atteindre 0 CV pour l'éolien par exemple.

Au sein de la filière biomasse, ce sont les installations de biométhanisation (grâce notamment au plan de sauvetage, soutien jusqu'à 3 CV/MWh permettant de dépasser le plafond de 2,5 CV/MWh) qui bénéficient du soutien le plus important. Le niveau de soutien le plus faible au sein de cette filière est observé pour les installations au biogaz de STEP. Ce soutien varie d'une année à l'autre en fonction de la performance des installations.

Le graphique 3.15 représente, pour l'année 2024, le coût du soutien des différentes filières en fonction de l'électricité produite.

⁵⁷ Pour plus d'informations sur le prix de marché des CV - cf. chapitre 4.

Dans ce graphique, la superficie de chaque rectangle correspond au coût du soutien de la filière, leur hauteur au coût unitaire du soutien et leur base à la production électrique. Plus de 81 % de l'électricité verte produite en 2024 a bénéficié d'un niveau de soutien inférieur à 100 EUR/MWh. Ces mêmes filières ont reçu 57,5 % du soutien. La filière éolienne est la filière qui produit le plus d'électricité verte en Wallonie avec un coût limité par rapport aux autres filières.



Graphique 3.15 : Niveau de soutien et production d'électricité verte soutenue par des CV

Le tableau 3.13 indique, par ordre décroissant, le niveau de soutien total par filière. Le coût de chaque filière a été obtenu en multipliant le niveau de soutien moyen par la quantité d'électricité produite. Au global, le soutien à la production d'électricité verte par le mécanisme des CV est estimé à 270 Mio EUR pour 2024 (-22 %).

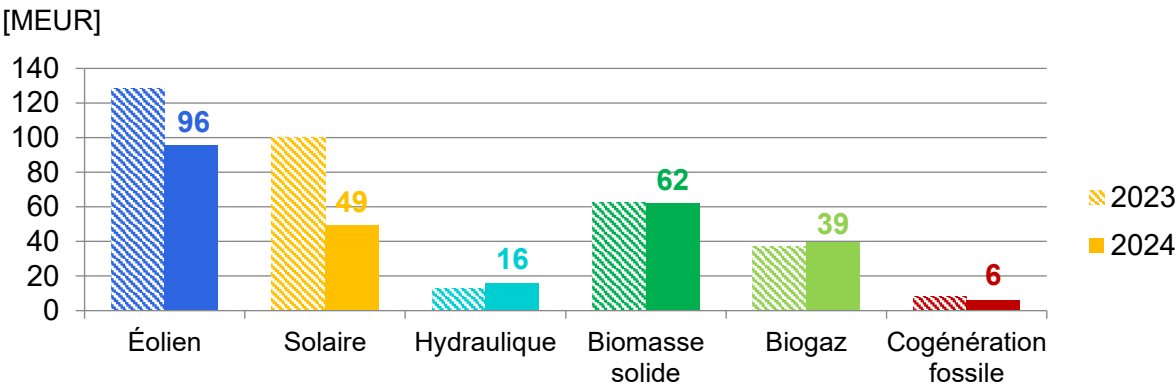
Filière	2023 Mio EUR	2024 Mio EUR	Variation %
Éolien	128,0	96,3	-25%
Biomasse solide Bois tout-venant	42,1	41,0	-3%
Solaire > 10 KW	42,1	36,3	-14%
Biomasse solide Autre	20,2	21,6	+7%
Biogaz IAA	20,4	20,8	+2%
Hydraulique	12,6	15,8	+25%
Solaire Solwatt	56,9	13,4	-76%
Biogaz agricole	10,2	9,7	-5%
Biogaz autre	4,0	6,9	+71%
Co-combustion Fossile/Biogaz	5,7	4,7	-19%
Cogénération Fossile	2,2	1,7	-23%
Biogaz CET	1,3	1,3	-0%
Biogaz FFOM	1,1	0,9	-22%
Biogaz STEP	0,1	< 0,1%	-87%
TOTAL	347,0	270,3	-22%

Tableau 3.13 : Comparaison du coût du mécanisme des CV par filière 2023-2024

Pour la deuxième année consécutive depuis le pic de soutien du régime Solwatt, la première (sous-)filère soutenue n'est plus le régime Solwatt mais la filière éolienne avec plus de 96 Mio EUR. Le soutien au régime Solwatt continue sa diminution, passant de 56,9 Mio EUR en 2023 à 13,4 Mio EUR en 2024, soit dix-sept fois moins qu'en 2020 (238 Mio EUR).

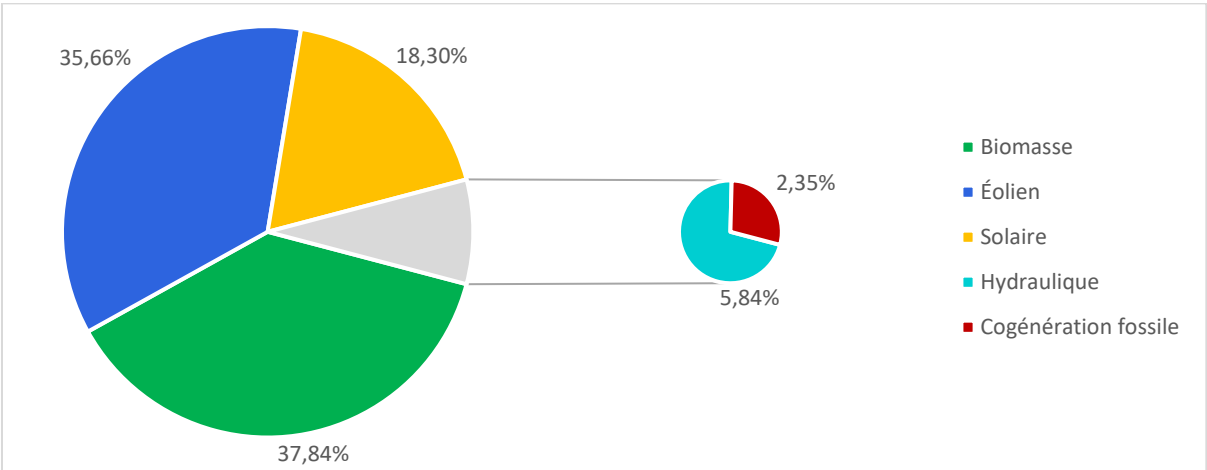
Globalement, la filière la plus soutenue est, pour la première fois, la filière biomasse dans son ensemble avec près de 102 Mio EUR devant la filière éolienne et ses 96 Mio EUR tandis que la filière photovoltaïque dans son ensemble arrive en troisième position avec près de 50 Mio EUR. Il est cependant essentiel de ramener ce soutien à la production réalisée afin de tenir compte du vrai coût par filière. Bien que recevant 96,5 Mio EUR, la filière éolienne a produit, en 2024, 2 374 GWh soit un soutien de 40,44 EUR/MWh bien inférieure aux autres filières renouvelables tandis que la filière biomasse dans son ensemble reçoit près de 102 EUR/MWhe pour une production de 749 GWhe soit un soutien de 136,6 EUR/MWhe.

Le graphique 3.16 illustre la contribution de chaque filière dans le coût global.



Graphique 3.16 : Répartition du coût du mécanisme de soutien par filière – Comparaison entre 2023 et 2024

Comme le montre le graphique 3.17, la filière éolienne représente en 2024 plus de 35 % (35,66 %) du coût global tandis que le solaire représente un peu plus de 18 %, en baisse par rapport aux années précédentes (47,2 % en 2020). De leur côté, les filières OPEX (cogénération fossile et biomasse) représentent 40,19 % du coût global du mécanisme mais génèrent 22 % de l'électricité verte produite, comme indiqué au graphique 3.6.



Graphique 3.17 : Répartition du soutien par filière principale

4. MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS

Le présent chapitre expose l'évolution du marché des CV jusqu'à la fin de l'année 2024.

La première section se focalise sur les octrois de CV en faisant la distinction entre les installations selon leur puissance. Les CV octroyés périodiquement aux producteurs constituent la partie principale de l'offre du marché des CV. La seconde partie de l'offre résulte du retour des CV temporairement retirés du marché à la suite de la mise en place d'opérations de financement externe du mécanisme de CV (temporisation)⁵⁸. Ceux-ci sont revenus progressivement sur le marché en intégrant le stock de CV en circulation.

La section suivante est consacrée aux transactions de vente de CV réalisées par les producteurs. Elle présente, d'une part, les ventes aux intermédiaires et aux fournisseurs d'électricité et, d'autre part, les achats de CV réalisés par Elia au prix garanti dans le cadre de son OSP. Ensuite, cette section expose les statistiques liées au prix d'achat des CV.

La troisième section du chapitre dresse le bilan de l'application du quota de CV à charge des fournisseurs d'électricité et des GRD pour les fournitures d'électricité entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2024. À la fin de cette section, se trouvent également les statistiques relatives aux transactions d'annulation de CV enregistrées dans la banque de données de l'Administration suite à cette OSP. Les CV ainsi annulés constituent la demande du marché.

Le résultat de l'analyse de l'évolution du stock de CV sur la période 2006-2024 termine le présent chapitre.

4.1. Octroi des CV

Les CV sont octroyés aux producteurs d'électricité certifiée verte sur la base des relevés de comptage qu'ils transmettent trimestriellement.

Pour les producteurs non-Solwatt, les octrois de 2024 ont été réalisés sur la base de relevés trimestriels recouvrant la majeure partie de l'année 2024 et la fin de l'année 2023. Ce décalage entre la période de production et les émissions de CV⁵⁹ est lié au délai de traitement, qui est en moyenne de trois mois en fonction de la complexité des installations et des contrôles requis par la législation (registre des intrants, calcul du taux d'économie de CO₂ effectif, valorisation de la chaleur en « bon père de famille », etc.).

En ce qui concerne la filière Solwatt, l'octroi de CV s'effectue maximum une fois tous les trois mois (un délai de minimum 90 jours entre l'encodage de deux relevés doit être respecté). L'octroi des CV se fait majoritairement de manière automatique mais il peut aussi y avoir un décalage entre la période de production et les émissions de CV, compte tenu de la date d'encodage du relevé, des contrôles de vraisemblance de production à effectuer par l'Administration et du délai de traitement des demandes de révision du facteur "k".

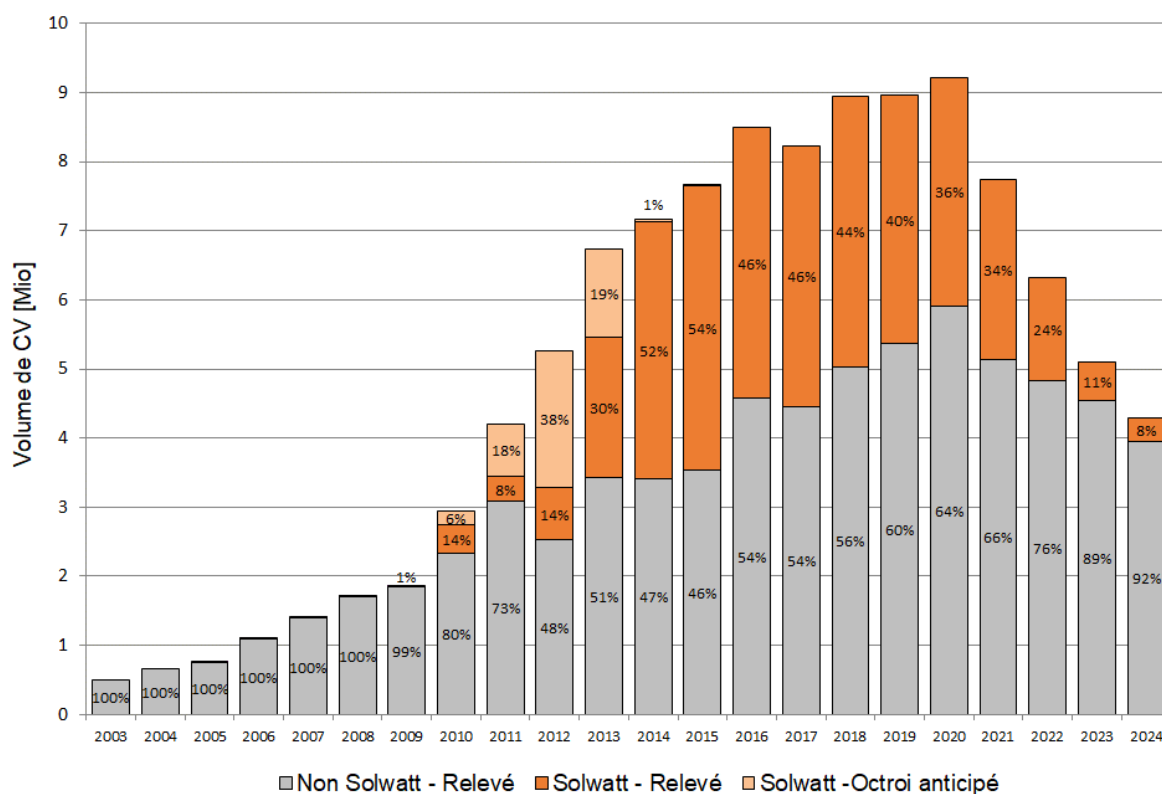
⁵⁸ Tous les mécanismes de financement sont expliqués dans les sections 2.3.2 et 5.3.2. Au moment de la rédaction de ce rapport, la temporisation, le seul mécanisme qui était encore en cours durant l'année 2024, a été clôturée grâce au succès de deux ventes aux enchères qui se sont déroulées en mai et en novembre 2024.

⁵⁹ L'« émission de CV » est l'opération suite à laquelle les CV octroyés sont déposés sur les comptes des producteurs et rendus disponibles à la vente sur le marché des CV.

4.1.1. Évolution du nombre de CV émis sur la période 2003-2024

Durant la période 2003-2009, les émissions de CV concernaient essentiellement les installations d'une puissance supérieure à 10 kW. Avec l'introduction d'un facteur multiplicateur pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW, la filière Solwatt a pris, à partir de l'année 2010⁶⁰, une part de plus en plus importante dans le total des émissions de CV en Wallonie.

Comme illustré sur le graphique 4.1 ci-dessous, la filière Solwatt ne représentait qu'environ 20 % des émissions totales de CV en 2010. Elle a atteint son plus haut niveau en 2015 avec près de 54 % des émissions totales. De 2016 à 2018, la tendance s'est inversée et cette filière ne représentait plus qu'environ 45 % des émissions totales. Pour les années 2019 à 2024, la part de CV octroyés aux installations Solwatt a continué de diminuer et représentait, en 2024, seulement 8 % de la totalité des CV émis aux producteurs. Cela s'explique d'une part, par la fin du soutien d'un certain nombre de sites ainsi que par l'application des régimes dégressifs pour la filière Solwatt et, d'autre part, par une augmentation du nombre d'installations de plus de 10 kW.



Graphique 4.1 : Évolution du nombre de CV émis sur la période 2003-2024

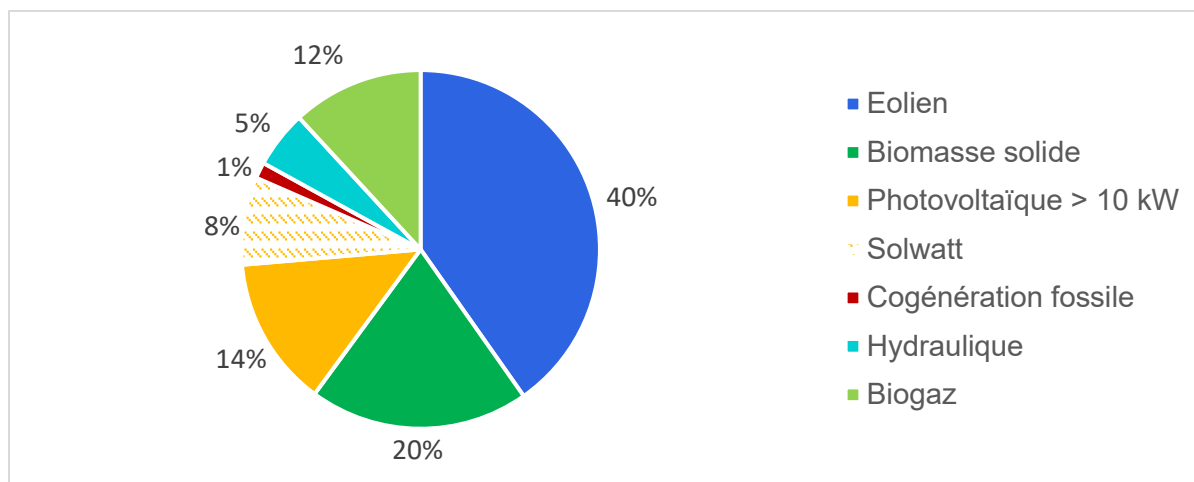
Au total, sur la période 2003-2024, toutes filières confondues, environ 109 209 167 CV ont été émis, dont près de 70 028 000 CV pour les installations non-Solwatt (64 % des émissions) et près de 39 181 000 CV pour les installations Solwatt (36 % des émissions).

⁶⁰Entre 2010 et 2013, les octrois réalisés pour les installations de moins de 10 kW ont été constitués en partie d'octrois anticipés. Le nombre de CV octroyés anticipativement en masse durant cette période a augmenté significativement le volume de CV arrivant sur le marché. Le mécanisme d'octroi anticipé de CV, instauré dans la foulée de la suppression des primes Solwatt a été définitivement supprimé par l'arrêté du Gouvernement wallon du 11 avril 2019, modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006.

4.1.2. Émissions de CV sur l'année 2024

En 2024, environ 4 283 500 CV (5 100 000 CV en 2023) ont été émis dont 92 % étaient issus des installations non-Solwatt. Les raisons de cette chute significative du volume de CV, observée depuis 2021, sont expliquées dans les sous-sections 4.1.2.1 et 4.1.2.2.

Tel qu'illustré dans le graphique 4.2, 8 % des CV émis en 2024 proviennent des relevés transmis par les producteurs Solwatt. La part de CV octroyés pour les filières biomasse solide, biogaz et éolienne représente plus de 70 % des CV octroyés aux sites de production toutes filières confondues (y compris les installations Solwatt). La part de CV octroyés aux différentes filières dépend à la fois de leur production mais également de leur taux d'octroi propre. Afin de mieux comprendre le soutien apporté à chacune, le lecteur est invité à lire le chapitre 3 sur les statistiques de production.⁶¹



Graphique 4.2 : Ventilation par filière des CV émis en 2024

4.1.2.1. Sites de production de moins de 10 kW

➤ Installations photovoltaïques

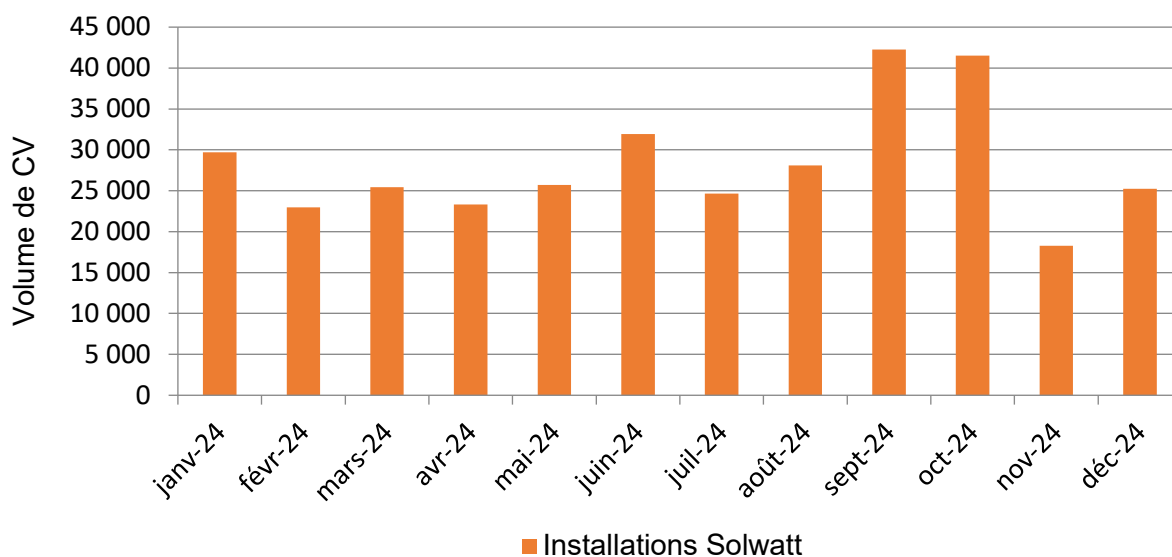
Les producteurs Solwatt ont transmis environ 31 545 relevés sur l'année 2024 (63 000 relevés en 2023) avec une moyenne de 90 relevés par jour et avec des pics jusqu'à 398 relevés par jour.

Sur base de ces relevés, 339 140 CV ont été octroyés et déposés sur les comptes-titres courants des producteurs. Par rapport à l'année 2023, cela représente une diminution de 218 160 CV octroyés à cette filière durant l'année 2024. Comme expliqué ci-avant, cette diminution est notamment liée à l'application des régimes d'octroi dégressifs pour un grand nombre d'installations Solwatt et à la fin progressive du soutien accordé à cette filière.

Le taux d'activité en 2024, à savoir la part des producteurs Solwatt ayant transmis un relevé de production dans le courant de l'année sur l'ensemble des installations Solwatt, est de 68 %.

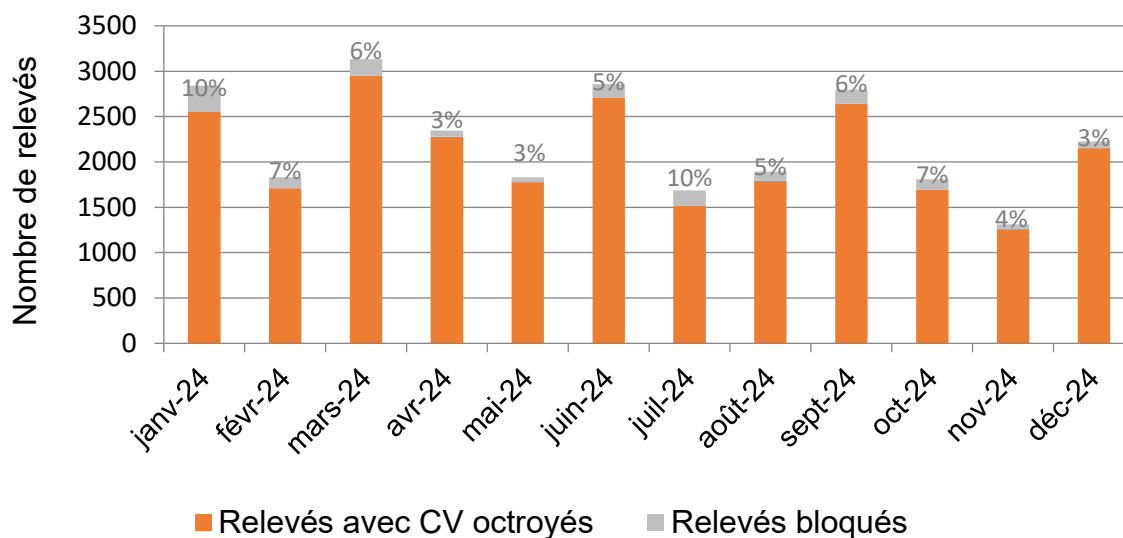
Le graphique 4.3 illustre la répartition mensuelle des octrois de CV pour les installations Solwatt. Malgré le fait que la date des relevés ne correspond pas, pour la plupart des installations Solwatt, à la fin d'un trimestre calendrier, on remarquera en 2024 le nombre important des octrois en fin de ces périodes (mars, juin, septembre et janvier pour les relevés du mois de décembre 2023).

⁶¹ La section 3.4 est consacrée plus particulièrement au soutien accordé aux différentes filières.



Graphique 4.3 : CV octroyés en 2024 aux installations Solwatt

Le graphique 4.4 illustre l'évolution du nombre de relevés encodés en ligne ou envoyés par courrier postal à l'aide du formulaire ad hoc par les producteurs ne disposant pas d'un accès à internet. En ce qui concerne le taux de relevés bloqués à la suite des contrôles de vraisemblance automatisés effectués par l'Administration, celui-ci est de 6 % en moyenne sur l'année 2024, ce qui représente environ 1 500 relevés.



Graphique 4.4 : Évolution mensuelle du nombre de relevés introduits en 2024

➤ Autres filières

En 2024, près de 3 432 CV ont été octroyés aux installations de moins de 10 kW non photovoltaïques. Ce volume de CV est dérisoire par rapport à l'ensemble des CV octroyés sur l'année.

4.1.2.2. Sites de production de plus de 10 kW

En ce qui concerne les sites de production de plus de 10 kW, en moyenne 2 173 relevés d'index ont été transmis trimestriellement à l'Administration en 2024. Au total, près de 3 945 000 CV ont été octroyés en 2024 à la suite de ces relevés, soit une diminution d'environ 595 000 CV par rapport à l'année 2023.

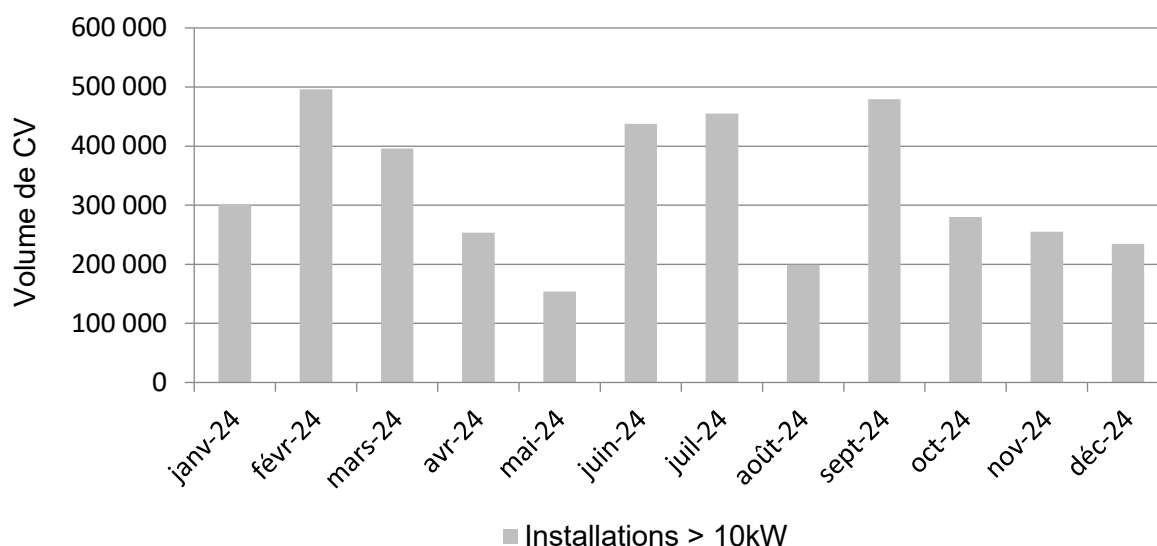
Cette baisse varie fortement en fonction des régimes et des filières. Il est important de mentionner que les prévisions en termes d'émissions de CV publiées par l'Administration pour l'année 2024 annonçaient environ 5 400 000 CV pour les sites de production non-Solwatt, soit plus de 1 400 000 CV de plus par rapport à la réalité. Outre les facteurs pouvant expliquer en partie ce phénomène comme les fluctuations climatiques, le retard dans la transmission des données pour l'octroi de CV ou les délais de traitement (dossiers nécessitant une analyse plus approfondie), l'ampleur et les causes de l'écart varient en fonction du régime d'octroi.

Pour les filières CAPEX, on constate que les aléas climatiques jouent un rôle prépondérant (voir section 3.2.1) tandis que, pour la filière cogénération fossile, c'est la performance d'économie en CO₂ qui peut être la source de fluctuation.

Quant aux filières CAPEX du régime k_{ECO} , une autre raison de cette diminution, ces dernières années, est le facteur rho (remplacé par le « coefficient k_{ECO} recalculé »). Depuis 2022, suite à la hausse des prix de l'électricité, le facteur rho, puis le coefficient k_{ECO} recalculé, ont diminué, ce qui a réduit les émissions de CV pour les sites de production concernés. Ainsi en 2024, plus de 1,6 Mio CV n'ont pas été émis suite à l'application du k_{ECO} recalculé contre plus de 1,2 Mio CV en 2023. De plus, cette diminution des émissions est renforcée par un nombre plus grand que prévu de non-concrétisation des réservations ou par le retard dans la transmission des données pour l'octroi de CV.

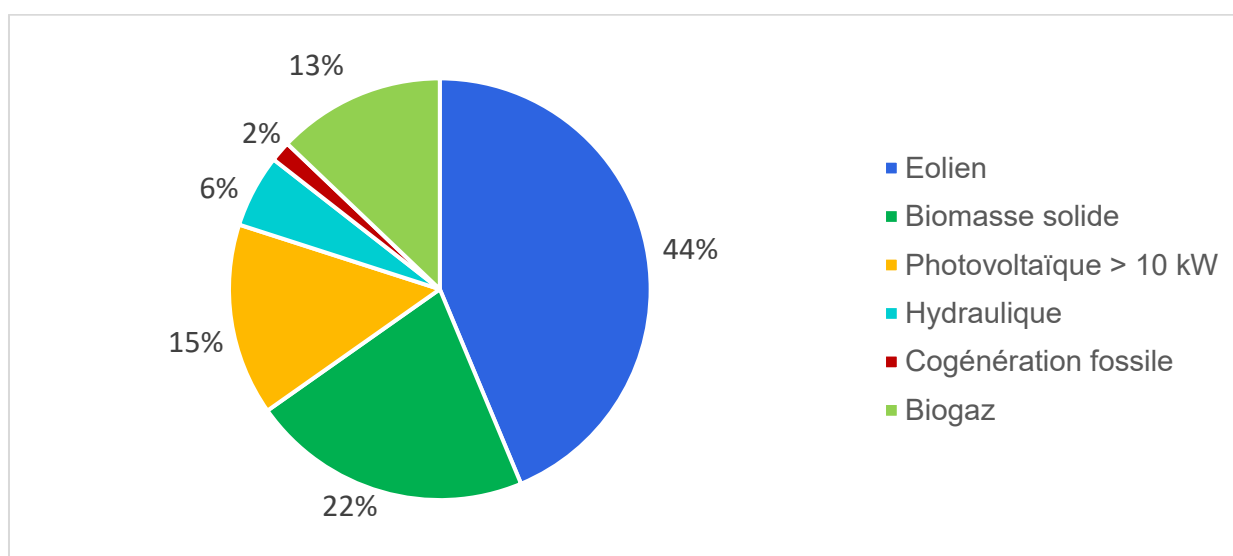
En ce qui concerne les filières OPEX de l'ancien régime (k_{CO_2}), l'écart par rapport aux perspectives 2024, représentant plus de 750 000 CV, provient d'une part des reports successifs du mécanisme de prolongation et, d'autre part, des retards soit dans la transmission des DO soit dans leur traitement et, par conséquent, dans l'octroi de CV. Pour rappel, le mécanisme de prolongation aurait dû voir le jour à la fin du mécanisme de modification significative en 2020. Depuis, les sites arrivant progressivement en fin d'octroi s'accumulent ainsi que les CV dus. Lors de la mise en application prochaine de ce mécanisme, un volume important de CV sera dès lors émis, comblant en partie les baisses d'émissions des dernières années.

Le graphique 4.5 illustre la dynamique annuelle des octrois de CV pour les installations de plus de 10 kW avec des pics d'émission en février (octrois des CV pour la période de production de fin d'année 2023) et aux alentours des juin, juillet et septembre. L'augmentation importante des émissions en juillet est liée, d'une part, à des octrois de CV pour la production communiquée par les producteurs fin juin ou début juillet et, d'autre part, à des octrois effectués par l'Administration en lien avec l'actualisation des valeurs k_{ECO} pour les années 2022-2024. Rien que pour la filière photovoltaïque, plus de 42 000 CV ont été émis en plus suite à cette correction.



Graphique 4.5 : CV octroyés en 2024 aux installations de plus de 10 kW

Telle qu'illustrée dans le graphique 4.6, la part des CV octroyés aux sites de production des filières biomasse solide, biogaz et éolienne représente à elle seule 79 % des CV octroyés aux sites de production de plus de 10 kW sur l'année 2024. Les parts liées à la filière éolienne (44 %) et photovoltaïque (15 %) sont stables par rapport à celles de l'année 2023 (respectivement 45 % et 14 %). Quant à la part de CV octroyés aux installations de cogénération fossile (2 %), celle-ci a diminué par rapport à l'année précédente (4 %). La part provenant des filières hydrauliques a, quant à elle, augmenté de 2 % par rapport à l'année 2022. En ce qui concerne la filière biomasse solide et biogaz, celles-ci représentent 35 % des CV octroyés en 2024 aux installations de grosse puissance.



Graphique 4.6 : CV octroyés en 2024 aux installations de plus de 10 kW - Ventilation par filière

4.2. Vente des CV

Les statistiques de ventes des CV présentées dans cette section concernent uniquement les transactions effectuées par les producteurs d'électricité verte. Elles se basent sur les opérations de transfert de CV à partir des comptes des producteurs vers les comptes des fournisseurs, des intermédiaires ou vers le GRTL, Elia.

Les ventes de CV entre les intermédiaires et entre les intermédiaires et les fournisseurs ou les GRD ne sont pas analysées dans le présent rapport. Cela permet notamment de ne pas comptabiliser plusieurs fois la vente des CV qui seraient achetés par un intermédiaire avant leur achat final par un fournisseur (ou un GRD). Cependant, un projet d'étude complémentaire sur les ventes et les achats de CV par les acteurs autres que les producteurs est mené par l'Administration et pourrait être intégré dans les publications à venir. Cette analyse reste complexe étant donné que l'Administration ne dispose pas de toutes les informations relatives aux transactions effectuées par ces acteurs du marché.

La présente section expose d'abord l'évolution du nombre de CV vendus par les producteurs sur la période 2009-2024. Ensuite, elle présente une répartition entre les ventes de CV réalisées sur le marché et au GRTL au prix garanti. Pour finir, une brève analyse relative aux prix de vente des CV est présentée.

4.2.1. Évolution du nombre de CV vendus sur la période 2009-2024

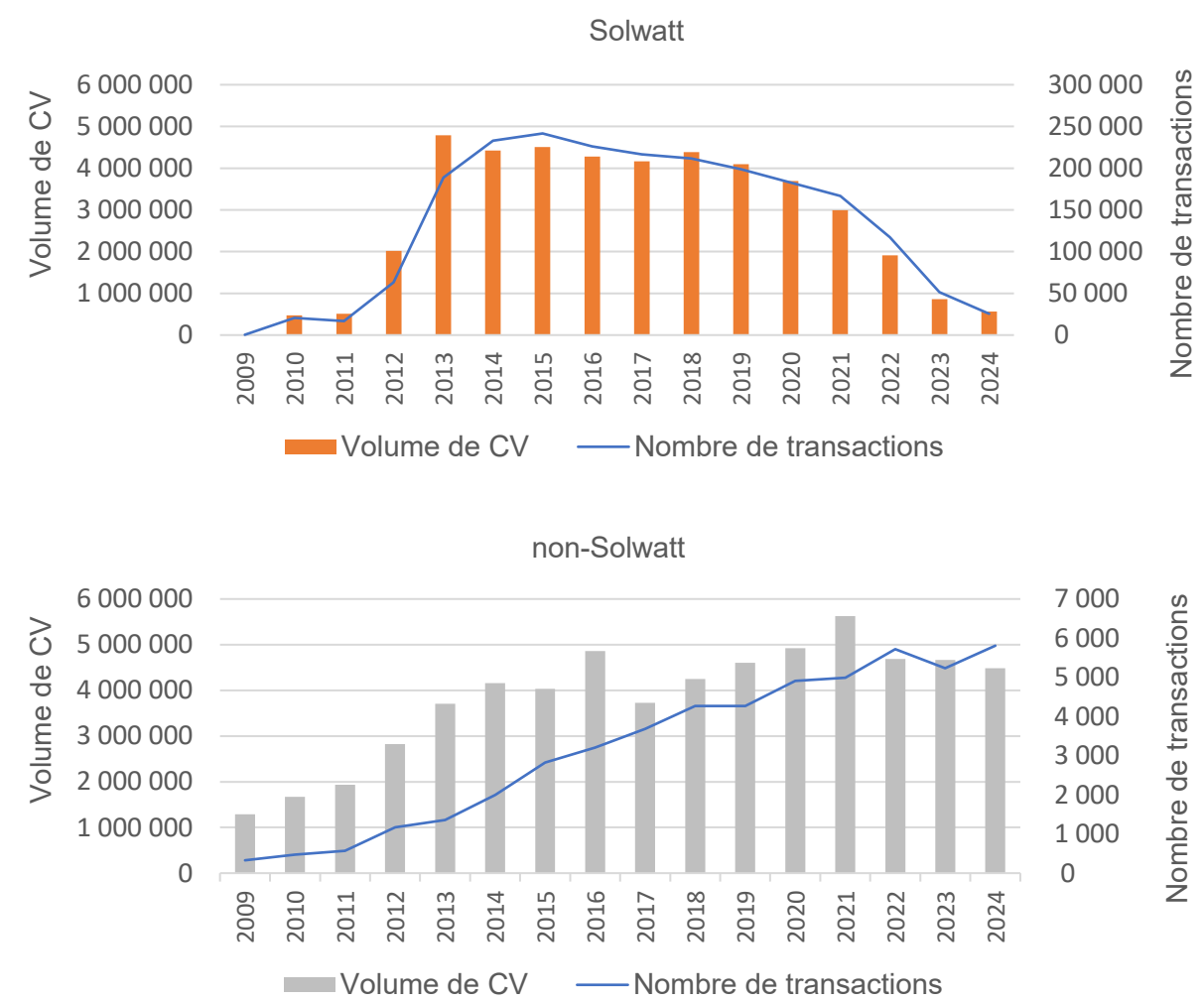
Les années 2009 à 2011, comme illustré dans les graphiques 4.7, ont été caractérisées par un nombre relativement faible de transactions de vente de CV sur le marché (respectivement 1 300 000 CV, 2 140 000 CV et 2 445 000 CV pour ces trois années) par rapport au nombre de transactions enregistrées à partir de l'année 2012. Durant cette période, les achats de CV aux producteurs ont été réalisés principalement par les fournisseurs et les intermédiaires.

En 2012, le volume de CV vendus par les producteurs Solwatt sur le marché « global » (marché et Elia) a atteint 2 020 500 CV (512 200 CV en 2011), soit 42 % des ventes totales. L'augmentation massive des installations Solwatt a conduit, pour les années suivantes et jusqu'en 2018, à un volume annuel moyen de vente de 4 425 000 CV. À partir de la fin de l'année 2011, on constate également une augmentation soudaine du nombre de transactions vers Elia. Ce début de l'activation du prix garanti pour la vente de CV a été initié par l'octroi des premiers CV anticipés aux producteurs Solwatt. Depuis 2019, on observe une diminution des ventes pour la filière Solwatt.

En ce qui concerne les producteurs non-Solwatt, on constate, d'une année à l'autre, une augmentation constante des transactions de vente, proportionnelle au nombre croissant des installations de plus de 10 kW.

À partir de l'année 2019, et contrairement aux années précédentes (sauf l'année 2016), le volume de CV vendus par les producteurs non-Solwatt est supérieur au nombre de CV vendus par la filière Solwatt. En effet, près de 53 % des CV vendus sur le marché global en 2019 proviennent des filières non-Solwatt et atteignent 89 % en 2024 (84 % en 2023).

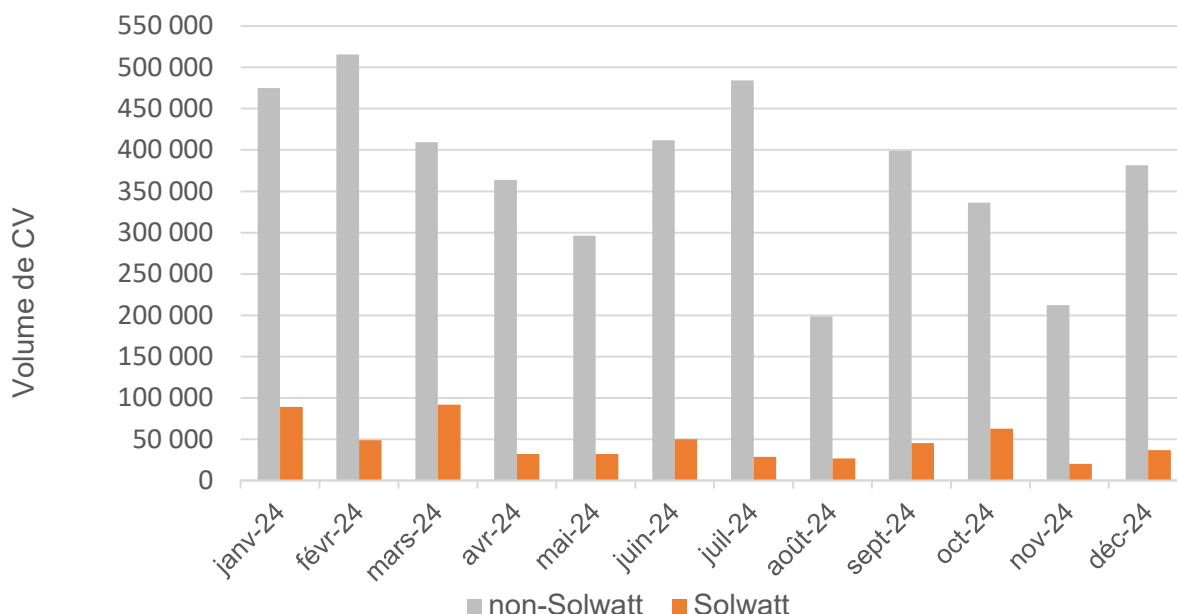
Le graphique 4.7 montre que le nombre de transactions de vente réalisées par les producteurs Solwatt diminue fortement depuis l’année 2015. En ce qui concerne les producteurs non-Solwatt, le nombre de transactions suit une tendance à la hausse. Cependant, le volume de CV vendus en 2024 diminue. Cette baisse s’explique par une diminution des émissions de CV enregistrées pour ce groupe de producteurs (cf. section 4.1.2.2)



Graphique 4.7 : Évolution des transactions de CV sur la période 2009-2024 (Solwatt et non-Solwatt)

En 2024, près de 31 200 transactions (56 550 en 2023) pour un montant d’environ 338 Mio EUR (HTVA) ont été identifiées (368 Mio EUR en 2023). Elles représentent un volume total de 5 048 096 CV qui est supérieur au volume de CV émis sur l’année 2024 (4 283 451 CV).

Le graphique 4.8 illustre la dynamique annuelle des ventes des CV effectuées par les producteurs.



Graphique 4.8 : Évolution mensuelle du nombre de CV vendus en 2024

4.2.2. Valorisation des CV

Le producteur d'électricité verte a la possibilité de valoriser ses CV sur le marché ou en activant la vente au prix garanti vers le GRTL, Elia. La décision d'opter pour le prix garanti ou pour la vente sur le marché est arrêtée par le producteur lors de la transmission des relevés de comptage trimestriels.

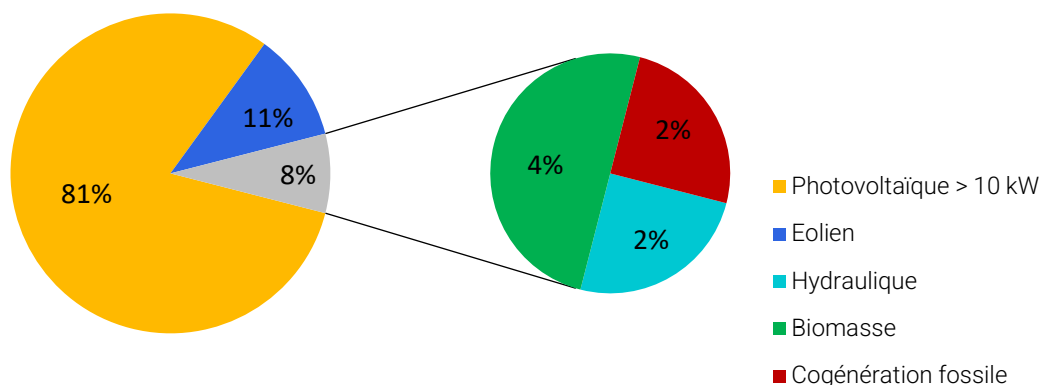
4.2.2.1. Transactions au prix garanti régional

La garantie d'achat au prix régional est automatiquement accordée aux installations d'une puissance inférieure ou égale à 10 kW ainsi qu'aux nouvelles unités de production soumises au système de réservation de CV (cf. chapitre 2).

En 2024, la part des CV vendus à Elia par les producteurs Solwatt (212 500 CV) représentait 63% des CV émis et 37 % des ventes totales issues de cette même filière. La baisse du nombre de CV vendus au prix garanti par la filière Solwatt est liée à la diminution, depuis 2019 des émissions de CV en lien avec la fin progressive du soutien accordé aux installations Solwatt.

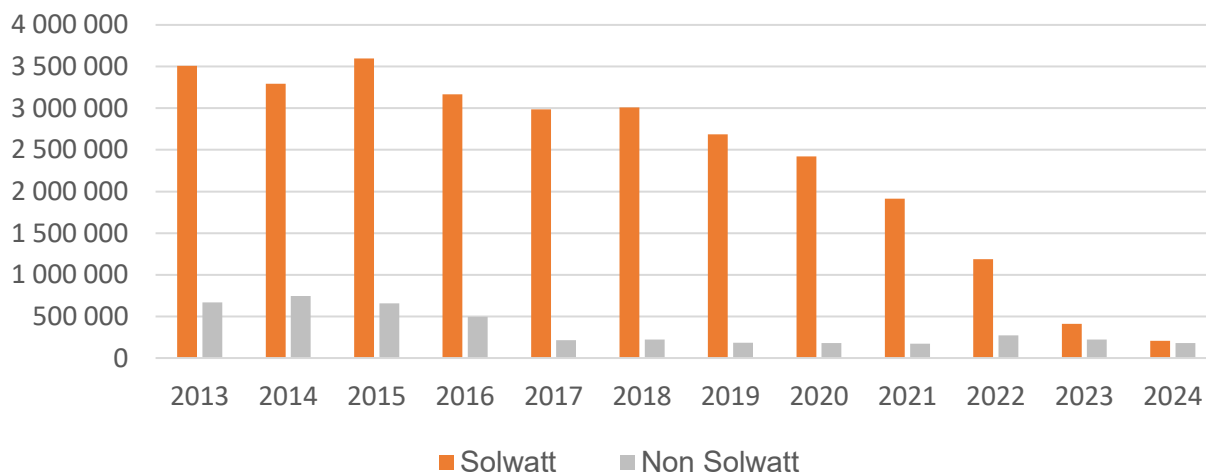
Depuis 2022, le recours au prix minimum garanti dans le chef des producteurs non Solwatt varie de 5 à 6 %. L'Administration continue à observer le comportement de ces producteurs vis-à-vis du prix garanti, qui semble, progressivement mais encore de manière aléatoire, marquer une tendance à la hausse.

Comme le montre le graphique 4.9, la part des CV vendus à Elia par les producteurs non-Solwatt concerne principalement la filière photovoltaïque (81 %). Par rapport à l'année 2023, on constate une augmentation de la part des CV vendus à Elia par la filière hydraulique qui représente 2 % (1 % en 2023) et une diminution des ventes par la filière éolienne avec 11 % (15 % en 2023).



Graphique 4.9 : CV vendus à Elia au prix garanti de 65 EUR/CV en 2024 - ventilation par filière (hors Solwatt)

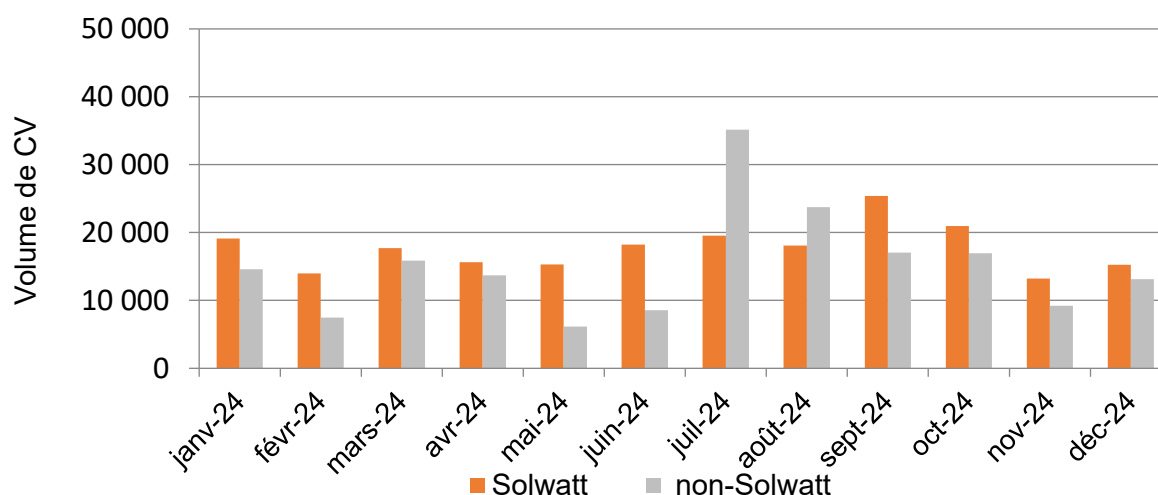
Le graphique 4.10 illustre l'évolution des ventes au prix garanti sur la période 2013-2024. Pour l'ensemble des producteurs, les ventes au prix garanti, en volume de CV, représentaient près de la moitié des ventes jusqu'en 2015 pour diminuer progressivement et atteindre 9 % en 2024. Cette baisse est liée principalement à l'application du taux d'octroi dégressif et à la fin progressive de l'octroi pour les installations Solwatt.



Graphique 4.10 : Valorisation des CV – Nombre de CV vendu au prix garanti

Au total, durant l'année 2024, près de 394 100 CV ont été vendus à Elia, dont 54 % venant des producteurs Solwatt. Le solde d'environ 181 600 CV provient donc des installations de plus de 10 kW ainsi que des sites hors PV d'une puissance inférieure à 10 kW.

Le graphique 4.11 montre la répartition mensuelle des ventes au prix garanti en 2024. La part des CV vendus par les producteurs Solwatt représente chaque mois entre 36 et 71 % des ventes totales mensuelles au prix garanti.



Graphique 4.11 : Évolution mensuelle du nombre de CV vendus au GRTL (Elia) au prix garanti de 65 EUR/CV en 2024

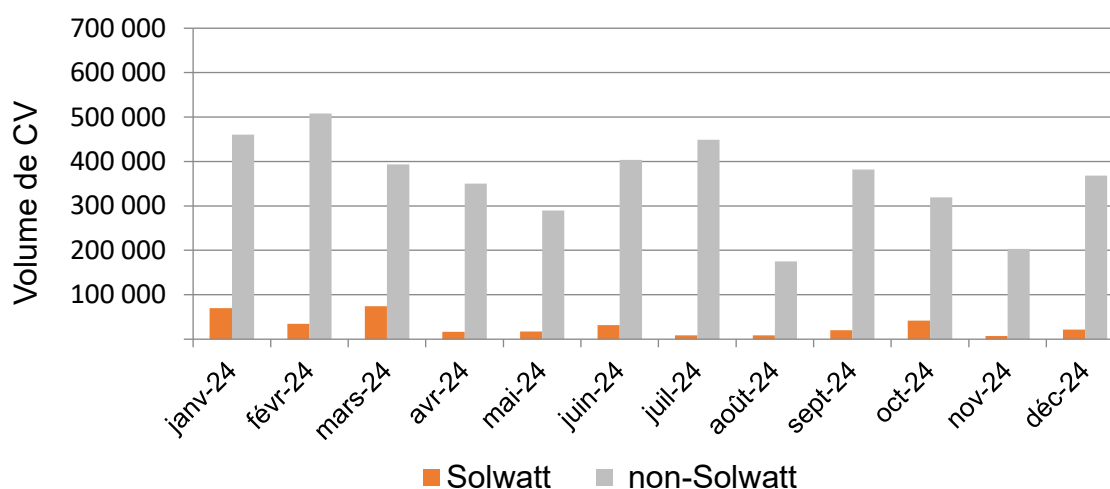
4.2.2.2. Transactions sur le marché des CV

Les producteurs effectuent les transactions de vente de CV sur le marché en négociant les conditions avec les acheteurs (cf. section 2.2.2.1).

Pour l'ensemble des producteurs, les ventes sur le marché représentaient 92 % en 2024.

Au total, environ 5 048 100 CV ont ainsi été vendus sur le marché en 2024, dont près de 4 654 000 provenant d'installations non-Solwatt (92 % des ventes sur le marché) et près de 351 780 CV d'installations Solwatt (8 %).

Comme illustré sur le graphique 4.12, la vente sur le marché est dominée par les CV issus des filières autres que Solwatt. Le volume de CV vendus est proportionnel, pour la plupart des mois, au nombre de CV émis pour les mêmes périodes de l'année.



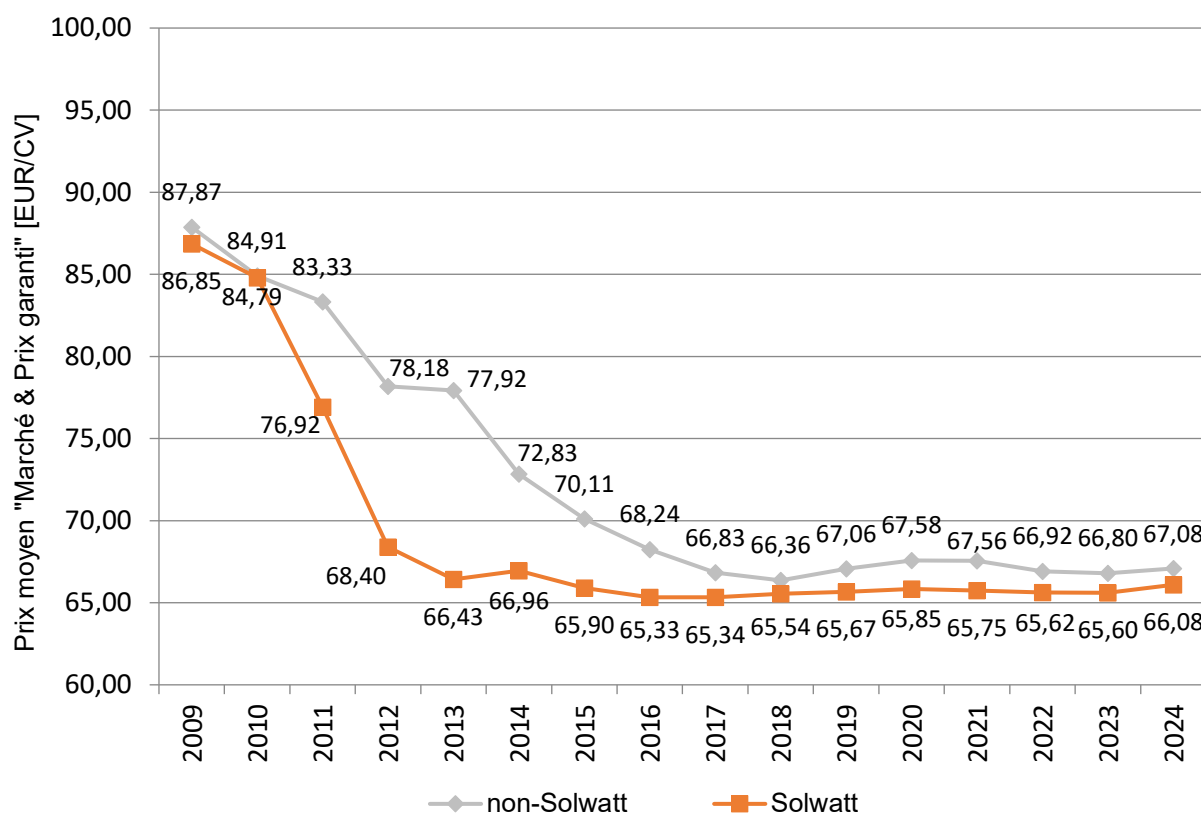
Graphique 4.12 : Évolution mensuelle du nombre de CV vendus par les producteurs sur le marché en 2024

4.2.3. Évolution du prix des CV

Sur base des informations transmises par les producteurs, les statistiques relatives au prix unitaire moyen (payé au producteur en Wallonie pour la vente des CV) sont trimestriellement publiées par l'Administration⁶². Ces prix se basent sur les ventes de CV sur le marché (aux intermédiaires et aux fournisseurs) ainsi que les ventes de CV à Elia au prix minimum garanti de 65 EUR/CV.

Les prix pratiqués sur le marché (hors prix garanti) couvrent à la fois des contrats à terme conclus dans le passé (non impactés par le déséquilibre observé sur le marché des CV depuis l'année 2011), les nouveaux contrats à terme et les ventes sur le marché « spot ».

Le graphique 4.13 illustre une diminution progressive des prix de vente des CV sur la période 2009-2024. Cette baisse est le résultat de l'excédent de CV observé sur le marché depuis fin 2010. En 2024, on observe une légère augmentation du prix unitaire tant pour les producteurs Solwatt que non-Solwatt. Cette augmentation est dictée par la baisse des ventes au prix garanti dans les ventes totales.



Graphique 4.13 : Évolution annuelle du prix de vente moyen du CV sur la période 2009-2024

⁶² <https://energie.wallonie.be/fr/les-statistiques-sur-le-prix-du-marche-des-certificats-verts.html?IDD=136175&IDC=9822>

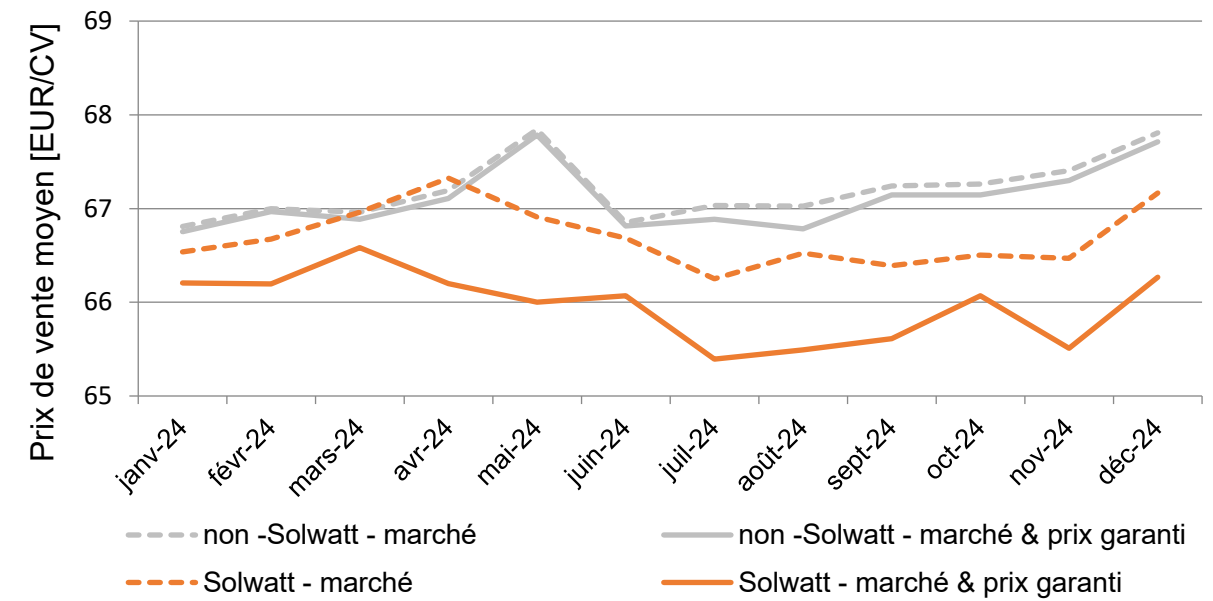
Le tableau 4.1 reprend les valeurs pour les transactions de vente de CV effectuées en 2024. On y distingue d’une part le prix moyen observé sur le marché (ventes hormis celles au prix garanti) et d’autre part, le prix moyen observé sur toutes les ventes (« Marché & prix garanti »).

Prix moyen au producteur [EUR/CV]						
Trimestres	Solwatt		non-Solwatt		Toutes filières	
	Marché	Marché & prix garanti	Marché	Marché & prix garanti	Marché	Marché & prix garanti
T1 2024	66,74	66,35	66,92	66,87	66,90	66,80
T2 2024	66,91	66,09	67,24	67,18	67,22	67,08
T3 2024	66,39	65,52	67,11	66,96	67,08	66,84
T4 2024	66,70	66,03	67,52	67,41	67,46	67,25
2024	66,73	66,08	67,17	67,08	67,13	66,97

Tableau 4.1 : Prix moyens des transactions de CV en 2024

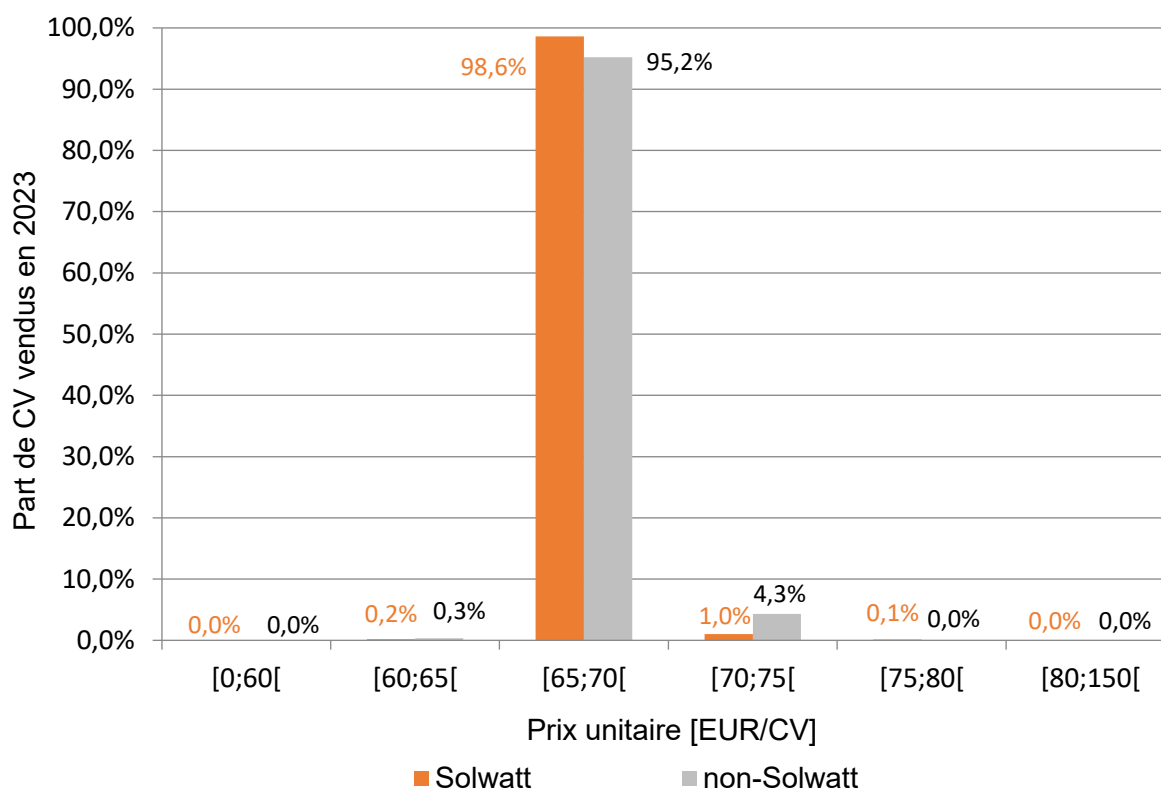
En 2024, le prix unitaire moyen sur le marché (hors prix garanti), pour l’ensemble des filières, s’est établi à 67,13 EUR (66,82 EUR en 2023).

Le graphique 4.14 illustre l’évolution mensuelle du prix moyen de vente du CV sur l’année 2024. Pour la filière Solwatt, le prix de vente moyen (Marché & prix garanti) a oscillé entre 65,39 et 66,58 EUR/CV. Pour la même filière, le prix unitaire proposé par les acteurs du marché variait entre 66,25 et 67,32 EUR/CV. Pour les autres filières, le prix unitaire moyen sur le marché global est quasi identique au prix d’achat proposé par les fournisseurs et les intermédiaires. Celui-ci a oscillé entre 66,75 EUR/CV et 67,78 EUR/CV. Ce phénomène s’explique, comme précisé dans les sections précédentes, par un recours au prix garanti encore relativement faible dans le chef des producteurs non-Solwatt.



Graphique 4.14 : Évolution mensuelle du prix de vente moyen du CV en 2024

Comme présenté sur le graphique 4.15, tant les producteurs Solwatt que non-Solwatt ont vendu leurs CV, majoritairement à un prix compris entre 65 et 70 EUR/CV.



Graphique 4.15 : Variabilité des prix de vente des CV en 2024

4.3. Application du quota de CV

La présente section dresse le bilan de l'application de l'OSP liée au quota à charge des fournisseurs d'électricité et des GRD pour les fournitures d'électricité entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2024 validées par l'Administration sur base des déclarations transmises jusqu'au début mars 2025 (déclaration du quatrième trimestre 2024). On notera que, compte tenu des délais légaux en vigueur, les transactions d'annulation des CV relatives aux déclarations du quatrième trimestre de l'année en cours peuvent être enregistrées dans la banque de données de l'Administration jusqu'en mai de l'année suivante. Les données présentées aux sous-sections 4.3.1 et 4.3.2 diffèrent par conséquent des données relatives aux transactions d'annulation observées strictement en 2024 au point 4.3.3.

4.3.1. Quota nominal de CV en Wallonie

Le nombre de CV à restituer par les fournisseurs et GRD est établi trimestriellement par l'Administration sur base du quota « nominal » applicable.

Pour les fournisseurs, le volume d'électricité pris en compte est celui fourni à leurs clients finals tandis que pour les GRD, le quota est applicable à leurs propres consommations électriques et, le cas échéant, à l'électricité fournie aux clients finals.

La procédure de « restitution du quota » pour les fournisseurs et GRD se déroule en quatre étapes :

1. Transmission à l'Administration des relevés trimestriels de fourniture ;
2. Calcul par l'Administration du nombre de CV à remettre sur base du quota et des éventuelles réductions ;
3. Annulation dans la banque de données de l'Administration des CV restitués ;
4. Calcul par l'Administration du montant des amendes à appliquer, en cas d'insuffisance du nombre de CV devant être annulés.

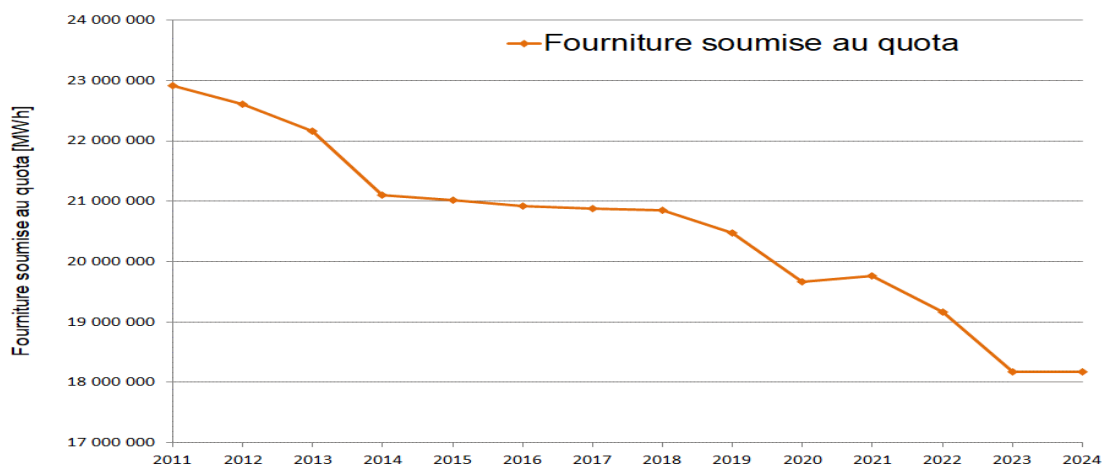
Le quota nominal de CV est fixé à 40,28 % pour l'année 2024 (39,80 % en 2023).

Les fournitures d'électricité déclarées et prises en compte dans le cadre de l'obligation de restitution de CV en 2024 sont de 18 718 710 MWh⁶³, soit une augmentation de 3% par rapport à l'année 2023.

Le nombre de CV à annuler en 2024 (hors réduction de quota) était de 7 539 896 contre 7 229 843 en 2023, soit une augmentation du quota « nominal » correspondant à 310 054 CV.

Il est à noter qu'à l'heure d'écrire ces lignes, les volumes utilisés pour calculer les quotas de CV de l'année 2024 ne sont toujours pas définitifs.

Le graphique 4.16 montre l'évolution à la baisse observée du niveau de la fourniture soumise au quota de CV en Wallonie entre 2011 et 2024.



Graphique 4.16 : Évolution de la fourniture soumise au quota de CV sur la période 2011-2024

⁶³ Il s'agit de la valeur déclarée par les fournisseurs et les GRD début mars 2025. Les rectificatifs postérieurs à cette date ne sont pas pris en compte dans le calcul des quotas 2024 mais sont reportés dans le calcul des quotas 2025.

4.3.2. Quota effectif applicable aux fournisseurs et GRD

Les quotas fixés par le Gouvernement wallon sont des quotas « nominaux » ne tenant pas compte des possibilités de réductions pour les fournisseurs qui alimentent les sièges d'exploitation d'entreprises répondant à certaines conditions (cf. 4.3.2.1) ni de l'exonération du quota valable pour la fourniture aux clients protégés régionaux et la fourniture effectuée via une ligne directe verte.

Lorsqu'il est tenu compte des réductions accordées, le quota devient alors un quota « effectif ». Les CV comptabilisés dans les quotas sont limités aux CV octroyés en Wallonie.

Le quota effectif global (rapport entre le nombre de CV à annuler et le nombre de MWh fournis) appliqué pour 2024 est de 30,10 % (30,98 % en 2023). Il représente 5 634 612 CV à remettre par les fournisseurs et les GRD à l'Administration pour annulation. L'écart entre le quota nominal et l'effectif en 2024 est de 10,18 %.

Les points suivants de la présente sous-section dressent un état des lieux des différents paramètres faisant passer le quota nominal au quota effectif.

4.3.2.1. Réductions pour les entreprises

Les fournisseurs d'électricité au(x) point(s) d'accès du réseau (code EAN) d'un client final actif dans un secteur énuméré à l'annexe 3 des Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ou qui présente une électro-intensité d'au moins 20 % et relève d'un secteur énuméré à l'annexe 5 desdites Lignes directrices ou d'un client final adhérent, directement ou par le biais d'une fédération, à une convention avec la Région wallonne signée avant le 1^{er} juillet 2014 peuvent bénéficier d'une réduction de quota en fonction des consommations électriques de ce client final pendant un trimestre donné. Les réductions de coûts qui en résultent doivent être répercutées directement par les fournisseurs sur chaque client final qui en est à l'origine.

La réduction du nombre de CV correspond à une diminution du quota selon les formules suivantes et est appliquée aux entreprises formant une entité géographique et technique au sens des accords de branche :

- pour la tranche de consommation trimestrielle d'électricité comprise entre 0 et 5 GWh inclus, application de 75 % de quota annuel de l'année en cours ;
- pour la tranche de consommation trimestrielle d'électricité comprise entre 5 et 25 GWh inclus, application de 50 % de quota annuel de l'année en cours ;
- pour la tranche de consommation trimestrielle d'électricité comprise entre 25 et 75 GWh inclus, application de 15 % de quota annuel de l'année en cours ;
- pour la tranche de consommation trimestrielle d'électricité supérieure à 75 GWh, application de 10 % de quota annuel de l'année en cours.

Le tableau 4.2 résume le quota avec la réduction d'application en 2024 pour les différentes tranches de consommation trimestrielle.

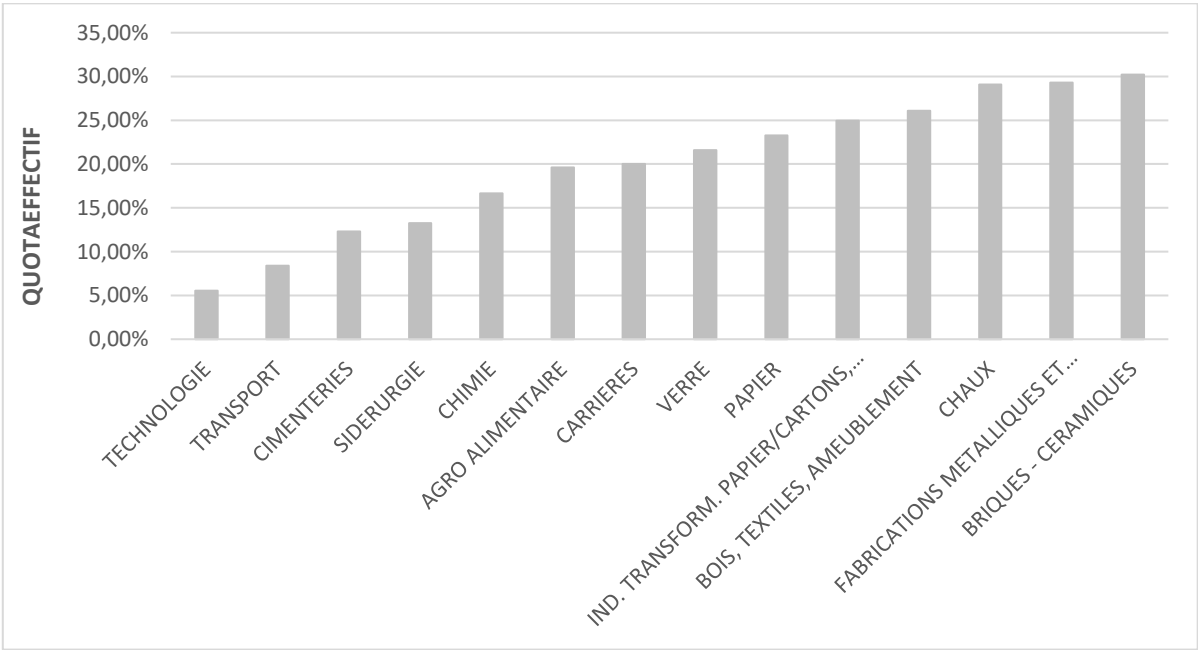
Année	2024
Quota nominal	40,28 %
Quota applicable pour la tranche de 0 à 5 GWh	30,21 %
Quota applicable pour la tranche de 5 à 25 GWh	20,14 %
Quota applicable pour la tranche 25 à 75 GWh	6,042 %
Quota applicable pour la tranche > 75 GWh	4,028 %

Tableau 4.2 : Quota avec réduction pour 2024

Pour rappel, la procédure à suivre pour pouvoir bénéficier de cette réduction du quota ainsi que les modalités de calcul font l'objet de communications officielles disponibles sur le site internet de l'Administration (energie.wallonie.be).

En 2024, 176 entreprises ont bénéficié d'une réduction du quota de CV pour au moins un trimestre. L'annexe 2 du présent rapport reprend la répartition des entités par secteur d'activité « accords de branche ».

Le graphique 4.17 illustre le quota effectif (après application de la réduction de CV) ventilé par secteur d'activité pour l'année 2024.



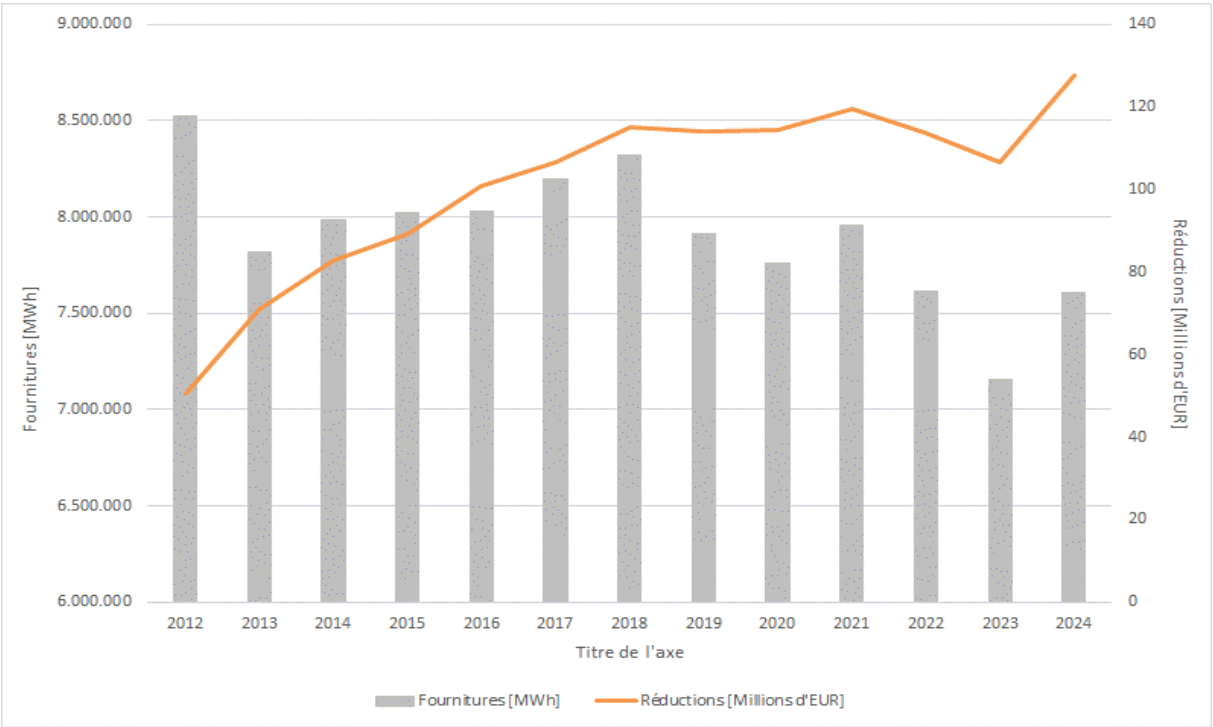
Graphique 4.17 : Réduction de CV – quota effectif par secteur d'activité en 2024

Le tableau 4.3 donne une estimation de l'économie obtenue via les réductions du quota de CV par les fournisseurs au bénéfice de leurs clients finals en se basant sur le prix moyen du CV sur le marché global (y compris prix garanti) en 2024, qui est de 66,97 EUR.

SECTEUR	NBRE CLIENTS	Fournitures [MWh]	REDUCTION [CV]	REDUCTION [EUR]
BRIQUES - CERAMIQUES	3	31 431,75	3 165,18	211 971,97
CHAUX	3	48 697,20	5 456,73	365 437,34
IND. TRANSFORM. PAPIER/CARTONS, IND. GRAPHIQUES	4	99 434,86	15 247,36	1 021 115,77
PAPIER	2	94 673,79	16 108,22	1 078 767,63
FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES	15	168 835,36	18 556,23	1 242 710,92
BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT	14	136 239,79	19 325,37	1 294 219,83
CARRIERES	13	358 794,25	72 742,77	4 871 583,04
VERRE	6	433 936,33	81 066,24	5 429 005,82
CIMENTERIES	2	514 680,17	144 034,24	9 645 972,99
TRANSPORT	1	506 601,63	161 499,22	10 815 602,96
AGRO ALIMENTAIRE	58	1 061 669,83	219 475,04	14 698 243,29
SIDERURGIE	7	1 341 041,04	362 313,97	24 264 166,24
TECHNOLOGIE	1	1 098 003,29	381 283,04	25 534 524,92
CHIMIE	46	1 714 673,63	405 011,04	27 123 589,55
Total général	175	7 608 712,91	1 905 284,64	127 596 912,27

Tableau 4.3 : Coût évité correspondant à la réduction de quota de CV – ventilation par secteur

Le graphique 4.18 représente, d’une part, l’évolution de la fourniture totale (en MWh) des entités en convention carbone, et d’autre part, les montants des réductions accordées (soit le nombre de CV bénéficiant d’une réduction du quota multiplié par le prix du marché CV pour l’année concernée). En 2024, cette réduction accordée aux entreprises atteint plus de 127 Mio EUR.



Graphique 4.18 : Évolution de la fourniture des entités en convention carbone et des réductions accordées en EUR

En ce qui concerne les réductions de quota, l'Administration doit tenir compte de l'article 39 du décret du 12 avril 2001 qui stipule ceci : « *Après avis de l'Administration, le Gouvernement wallon fixe la quantité minimale et les caractéristiques des certificats verts qui doivent être remis à l'Administration par les gestionnaires de réseau, les fournisseurs, les détenteurs d'une licence limitée de fourniture en vue d'assurer leur propre fourniture et les autoproducteurs conventionnels en sorte de constamment couvrir une période totale de huit ans. Le Gouvernement wallon peut moduler la quantité minimale visée à l'alinéa 1^{er} en fonction du niveau de consommation et de l'importance du coût du mécanisme de certificats verts dans les coûts de production des clients finals et moyennant un engagement pris par ces derniers en matière d'économie d'énergie. Cette modulation bénéficie directement aux clients en question et ne peut pas excéder un volume correspondant à 22,5 % du quota annuel de l'année en cours.* »

« *Le Gouvernement wallon peut moduler la quantité minimale visée à l'alinéa 1^{er} pour des raisons sociales. Cette modulation bénéficie directement aux clients finals résidentiels et ne peut pas excéder un volume correspondant à 0,5 % du quota annuel de l'année en cours.* ».

Cela signifie donc que le volume de réduction de CV accordé ne peut pas dépasser 23 % du quota nominal de l'année en cours.

Le tableau 4.4 reprend les données du calcul du seuil des réductions accordées pour les entreprises en convention carbone et les clients protégés régionaux pour l'année 2024.

2024	
Fournitures soumises [Wh]	18 718 718
Quota	40,28%
Quota nominal (hors réduction) [CV]	7 539 896
Réduction accordée aux entreprises en convention carbone [CV]	1 905 285
Réduction accordée aux clients protégés [CV] (exonération à 100% du quota pour ce type de client)	20 805
Pourcentage de réduction accordée (art 39 décret)	25,55%

Tableau 4.4 : Seuil des réductions accordées pour les entreprises en convention carbone et les clients protégés régionaux – 2024

Le total s'établit donc à 25,55 % pour l'année 2024 dont 25,27 % pour les entreprises en convention carbone et 0,28 % pour les clients protégés régionaux.

Il est à noter que ces chiffres ne sont pas encore définitifs étant donné que les fournisseurs et les GRD ont la possibilité d'effectuer des modifications sur maximum quatre trimestres pouvant chevaucher deux exercices.

Pour l'année 2024, 28 fournisseurs et 11 GRD ont été tenus d'introduire trimestriellement à l'Administration leurs fournitures ainsi qu'un nombre de CV correspondant au quota effectif calculé pour leurs clients finals.

Le tableau 4.5 reprend le détail sur base annuelle⁶⁴, par fournisseur et par GRD, des fournitures d'électricité, réductions de CV accordées, CV à rendre et rendus en 2024.

ANNEE 2024	Fournitures soumises pour l'année [MWh]	Quota de CV hors réduction	Réduction CV	CV à introduire	Quota effectif	CV rendus	CV manquants	Amende admin [en euros]
Fournisseurs								
Arcelor	886 859,25	357 226,91	259.333	97 894,04	11,04%	97 894,04	0	0
Aspiravi	254,47	102,50	0	102,50	40,28%	102,50	0	0
Axpo	650 583,62	262 055,08	121 036,27	141 018,81	21,68%	141 018,81	0	0
Bee	22 876,80	9 214,77	648	8 566,83	37,45%	8 566,83	0	0
Bolt	7 048,25	2 839,04	0	2 839,04	40,28%	2 839,04	0	0
Cociter	41 373,83	16 665,38	0	16 665,38	40,28%	16 665,38	0	0
Dats24	9 794,80	3 945,35	0	3 945,35	40,28%	3 945,35	0	0
Ecopower	43,74	17,62	0	17,62	40,28%	17,62	0	0
Electrabel	9 666 107,98	3 893 508,30	1.079.663	2813 845,17	29,11%	2813 845,17	0	0
Elegant	3 139,22	1 264,48	0	1 264,48	40,28%	1 264,48	0	0
Elindus	78 267,30	31 526,07	0	31 526,07	40,28%	31 526,07	0	0
Eneco Belgium	694 674,09	279 814,72	1 945,45	277 869,28	40,00%	277 869,28	0	0
Eoly	84 104,59	33 877,33	0	33 877,33	40,28%	33 877,33	0	0
Luminus	3 155 010,77	1 270 838,34	201 276,16	1069 562,18	33,90%	1069 562,18	0	0
OctaPlus	191 911,69	77 302,03	0	77 302,03	40,28%	77 302,03	0	0
Power Online	365 272,08	147 131,60	0	147 131,60	40,28%	147 131,60	0	0
RWE Supply	210 746,94	84 888,87	0	84 888,87	40,28%	84 888,87	0	0
Schoot	210 401,51	84 749,73	6.130	78 619,90	37,37%	78 619,90	0	0
SEGE	525 098,76	211 509,78	168 205,06	43 304,72	8,25%	43 304,72	0	0
Slim met Energie België	11 822,75	4 762,21	0	4 762,21	40,28%	4 762,21	0	0
TotalEnergies Fr	1 341,82	540,48	0	540,48	40,28%	540,48	0	0
TotalEnergies Gas & Power Western Eu	257 727,16	103 812,50	67.048	36 764,56	14,26%	36 764,56	0	0
TotalEnergies Power & Gas Belgium	1 346 636,04	542 425,00	0	542 425,00	40,28%	542 425,00	0	0
Trevion	11 685,70	4 707,00	0	4 707,00	40,28%	4 707,00	0	0
Vlaams Energie Bedrijf	111 758,88	45 016,48	0	45 016,48	40,28%	45 016,48	0	0
Madeleine	6,89	2,78	0	2,78	40,28%	2,78	0	0
SOLEIL AUBANGE	0,733	0,295	0	-	0,00%	-	0	0
Yuso	990,54	398,99	0	398,99	40,28%	398,99	0	0
Sous-total fournisseurs	18 545 539,47	7 470 143,30	1 905 284,64	5 564 858,66	30,01%	5 564 858,66	0	0
Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)								
ORES_BRABANT_WALLON	1 575,74	634,71	0	634,71	40,28%	634,71	0	0
ORES_EST	2 571,82	1 035,93	0	1 035,93	40,28%	1 035,93	0	0
ORES_HAINAUT	8 870,99	3 573,23	0	3 573,23	40,28%	3 573,23	0	0
ORES_LUXEMBOURG	2 391,21	963,18	0	963,18	40,28%	963,18	0	0
ORES_MOUSCRON	59 385,51	23 920,48	0	23 920,48	40,28%	23 920,48	0	0
ORES_NAMUR	8 172,52	3 291,89	0	3 291,89	40,28%	3 291,89	0	0
ORES_VERVIERS	4 393,34	1 769,64	0	1 769,64	40,28%	1 769,64	0	0
AIEG	20 083,91	8 089,80	0	8 089,80	40,28%	8 089,80	0	0
AIESH	6 846,98	2 757,97	0	2 757,97	40,28%	2 757,97	0	0
REGIE_DE_WAVRE	58 475,03	23 553,74	0	23 553,74	40,28%	23 553,74	0	0
RESA	410,21	165,23	0	165,23	40,28%	165,23	0	0
Sous-total GRD	173 177,25	69 755,79	0,00	69 755,79	40,28%	69 755,79	0	0
TOTAL GÉNÉRAL	18 718 716,71	7 539 899,09	1 905 284,64	5 634 614,45	30,10%	5 634 614,45	0	0

Tableau 4.5 : Retour quota de CV en 2024

⁶⁴ Les ventes totales reprises dans ce tableau correspondent aux montants déclarés début mars 2025. Les rectificatifs postérieurs à cette date ne sont pas pris en compte dans le calcul des quotas 2024, mais sont reportés dans le calcul des quotas 2025.

4.3.2.2. Fournitures en ligne directe verte

Depuis le 1^{er} janvier 2019, conformément à l'article 39 du décret du 12 avril 2001, la fourniture d'électricité verte via une ligne directe est exonérée de l'obligation de quota. Cette exonération est plafonnée à hauteur de 5 % du quota nominal de CV de l'année en cours.

Comme illustré dans le tableau 4.6, pour l'année 2024, la fourniture via une ligne directe verte a atteint 76 696,075 MWh.

2024	
Fournitures soumises (MWh)	18 718 761
Quota	40,28%
Quota nominal - hors réduction (CV)	7 539 896
Fourniture via ligne directe verte (MWh)	76 696,075
Exonération du quota (CV)	70 117,08
Pourcentage de réduction accordée (art 39 décret)	0,38%

Tableau 4.6 : Fourniture via ligne directe verte pour 2024

4.3.2.1. Les communautés d'énergie

L'AGW paru au moniteur belge du 8 octobre 2023 indique que les communautés d'énergie et les clients actifs agissant collectivement au sein d'un même bâtiment pour l'électricité consommée et provenant d'une activité de partage d'énergie ainsi que les clients actifs pour l'électricité échangée de pair-à-pair sont soumis au quota de CV.

En 2024, 2 communautés d'énergie ont été soumises au quota CV.

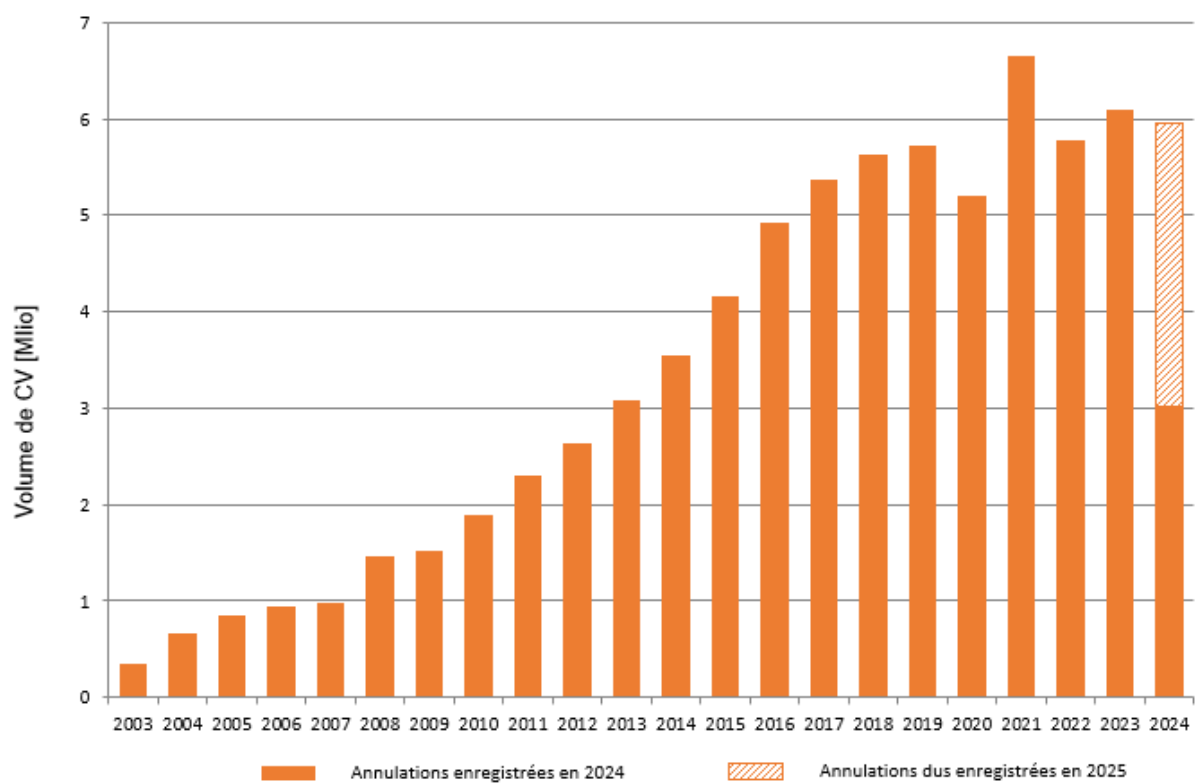
4.3.3. Annulation des CV en vue de satisfaire à l'obligation de restitution du quota

Cette section fait référence à l'annulation des CV par les fournisseurs et les GRD en vue de satisfaire à leur obligation de quota en Wallonie.

Elle porte sur les annulations effectives dans la banque de données de l'Administration. Pour rappel, compte tenu des délais légaux en vigueur, les transactions d'annulation qui sont enregistrées trimestriellement durant l'année 2024 portent sur l'obligation du quota liée à la période du 1^{er} juillet 2023 au 30 juin 2024.

Dès lors que la transaction est enregistrée dans la banque de données de l'Administration, les CV relatifs à cette transaction ne sont plus disponibles sur le marché.

Le graphique 4.19 illustre l'évolution sur la période 2003-2024 du nombre de CV annulés sur base de la date d'enregistrement de la transaction d'annulation. Durant l'année 2024, seuls environ 3 000 000 CV ont été effectivement enregistrés pour l'annulation (6 085 560 en 2023) et donc retirés du marché. Ce volume n'est pas représentatif car en réalité le volume de CV à annuler pour la période s'élève à environ 5 840 000 CV. Le solde, à savoir plus de 2 837 000 CV (représenté sur le graphique par le bâtonnet hachuré) seront annulés en 2025 suite à un retard causé par les modifications législatives.



Graphique 4.19 : Évolution des CV annulés sur la période 2003-2024

4.4. Évolution des CV en circulation (stock)

Le stock de CV est défini comme la différence entre l'offre de CV (composée des CV émis sur le marché et des CV sortis des comptes de temporisation) et les CV annulés (composés notamment des CV annulés dans le cadre de l'obligation de quota de CV, les CV vendus par les producteurs au prix garanti au GRTL ainsi que les CV périmés).

Sur la période 2013-2017, le marché des CV a été marqué par la baisse du stock de CV disponibles. La baisse observée durant cette période s'explique notamment par la croissance des quotas, par l'augmentation des ventes des CV au GRTL, Elia, au prix minimum garanti ainsi que par les opérations de mise en réserve et de temporisation de CV qui ont été réalisées sur la période 2015-2018. Pour cette période, le stock de CV calculé au 31 décembre est ainsi passé de plus de 4 050 000 CV en 2013 à environ 3 600 000 CV en 2014 pour atteindre finalement une valeur proche de 2 320 000 CV en 2018 (une valeur légèrement supérieure à celle observée en 2017).

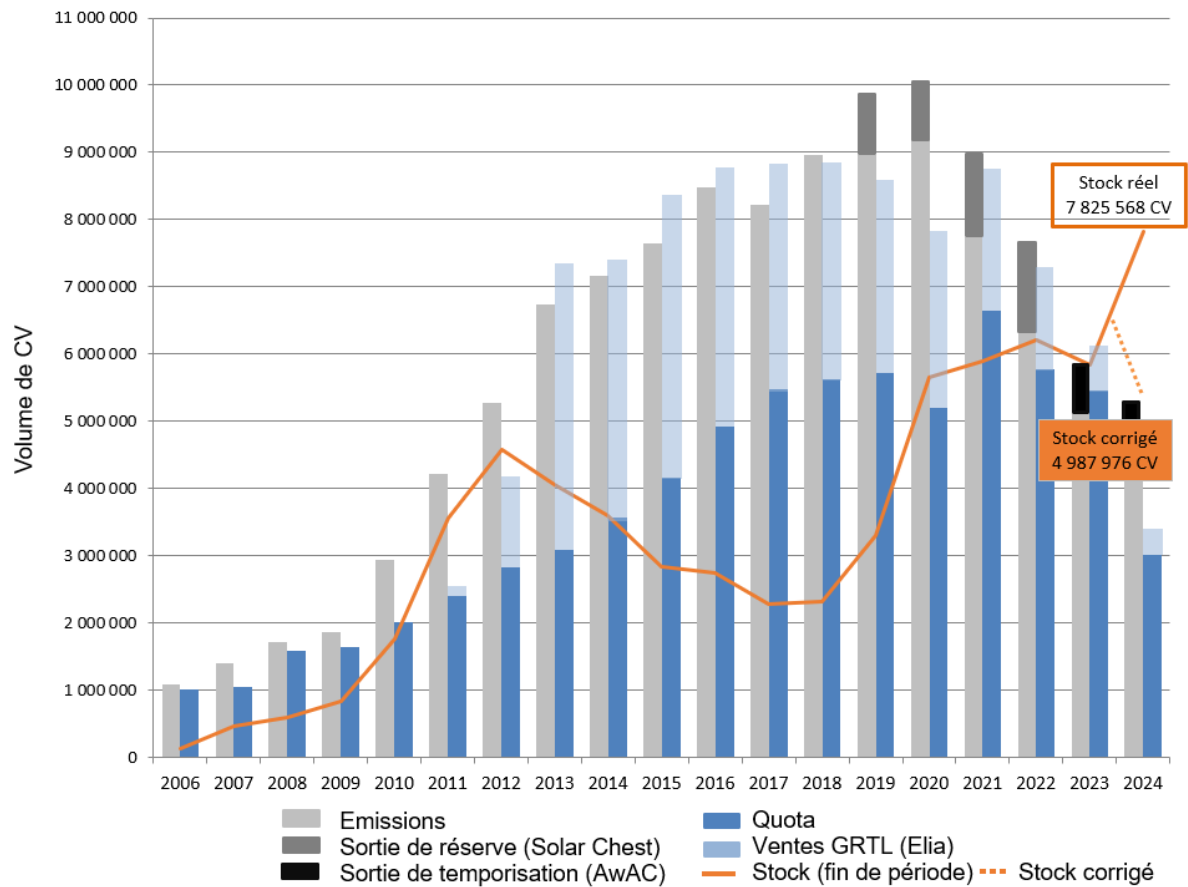
À partir de l'année 2019, le stock est reparti à la hausse en atteignant à la fin de l'année 3 290 000 CV et en augmentant ensuite progressivement chaque année. Cette augmentation est une conséquence, d'une part, du retour sur le marché des CV mis en réserve par Solar Chest suite à la mise aux enchères jusqu'en 2022 ainsi que du retour des CV temporisés suite aux enchères organisées par l'AwAC en 2023 et 2024. D'autre part, elle résulte d'une baisse des ventes de CV au prix minimum garanti.

Comme illustré par le graphique 4.20, en 2024, le stock réel de CV augmente significativement et atteint plus de 7 800 000 CV en fin d'année. Cependant, ce niveau de stock n'est pas représentatif étant donné que celui-ci ne comptabilise pas les annulations de quota pour les troisième et quatrième trimestres de l'année concernée (cf. point 4.3.3). En prenant en compte, dans l'état du stock, le volume de CV estimé (2 837 000 CV) correspondant aux deux trimestres du quota non enregistrés, on constate qu'en réalité le niveau de stock diminue. Cette dynamique se dessine malgré la sortie de temporisation d'un volume de 1 108 680 CV suite aux mises aux enchères organisées par l'AwAC en mai et en novembre 2024. Le stock ainsi corrigé est fixé à 4 987 976 CV au 31 décembre 2024.

La diminution du stock peut s'expliquer par les facteurs suivants :

- malgré un nombre total de CV vendus au GRTL en baisse lié, dans une faible mesure, au nombre plus faible de CV émis pour les producteurs non-Solwatt mais surtout à l'entame de la fin progressive du régime Solwatt (cf. section 2.2.2.1) ;
- le nombre total de CV émis d'environ 4 283 500 CV est en diminution par rapport à l'année 2023 (cf. section 4.1) et est, comme en 2023, inférieur à la demande nette des quotas ; le nombre de CV manquants passe de 350 000 à 1,5 Mio CV ;
- les ventes de CV temporisés sur le marché par l'AwAC ne contrebalancent que partiellement cette dynamique, la totalité de ces CV ayant été acquis par les acteurs du marché.

Comme pour l'année 2023, une analyse complémentaire des données a été réalisée par l'Administration à la fin de l'année 2024, afin de vérifier le niveau réel du stock des CV en circulation. Les résultats obtenus en utilisant deux méthodologies différentes ont été parfaitement cohérents.



Graphique 4.20 : Évolution du stock de CV en fin d'année sur la période 2006-2024

5. PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DU MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS POUR LA PÉRIODE 2025-2032

Afin de répondre à des obligations décrets⁶⁵, l'Administration publie semestriellement des rapports sur les perspectives d'évolution du marché des CV. Le présent chapitre s'appuie notamment sur les analyses menées dans le cadre des prévisions publiées en février 2025, qui étaient basées sur les meilleures statistiques disponibles relatives à l'année 2024. Toutefois, l'Administration tient également compte de nouvelles données identifiées au moment de la rédaction du présent rapport.

Ce chapitre présente les perspectives d'évolution du marché des CV pour la période 2025-2032. Elles se basent sur la législation actuellement en vigueur, à savoir principalement sur l'arrêté du 30 novembre 2006, qui fixe notamment les quotas de CV jusqu'en 2032 ainsi que les enveloppes de CV par filière pour les nouveaux projets jusqu'en 2028⁶⁶. L'ensemble des projections reprises au sein du présent chapitre tient compte des révisions du mécanisme des CV adoptées ces dernières années.

Il est à noter que les simulations et estimations présentées dans ce chapitre ont été réalisées sur la base de données pouvant comporter des incertitudes et approximations que l'Administration n'est raisonnablement pas en mesure de quantifier.

Dans un premier temps, ce chapitre décrit les projections d'évolution de l'offre et de la demande de CV, en tenant compte de paramètres qui leur sont propres. Au-delà de l'offre (émission de CV) et de la demande (annulation quota), d'autres mécanismes coexistent tels que l'obligation de rachat des CV par le GRTL et le financement externe (temporisation). Dans un second temps, la méthodologie sur laquelle sont basées les prévisions ainsi que l'influence de ces différents mécanismes sur les perspectives d'évolution du marché des CV sont détaillées. Pour terminer, un tableau illustrant l'évolution du marché des CV est présenté et commenté sur base des éléments évoqués précédemment.

⁶⁵ Art. 42/1 § 2 du décret du 12 avril 2001

⁶⁶ Suite à la notification du mécanisme de soutien « CV » comme aide d'état à la commission européenne en 2022, ce mécanisme prendra fin en 2028, le régime d'aide d'état étant valable pour une durée de 6 ans.

5.1. Projections d'évolution de l'offre de CV

L'offre totale de CV est constituée de l'ensemble des CV arrivant sur le marché, c'est-à-dire aussi bien les CV octroyés aux producteurs (offre « brute »), en tenant compte des différents régimes d'octroi coexistants, que les CV issus des opérations de temporisation (cf. partie 2.3) proposés au marché par le biais de mises aux enchères. Dans cette section n'est abordée que l'offre brute tandis que le mécanisme de financement externe est détaillé dans la section 5.3.2.

Les projections d'octroi tiennent compte des installations préexistantes ainsi que de celles ayant vu le jour en cours d'année et ce, en distinguant 3 régimes :

- le régime « k_{CO_2} » ;
- les régimes « k_{ECO} » et « CPMA » (régimes sous réservation);
- le régime « Solwatt ».

5.1.1. Régime k_{CO_2}

En ce qui concerne les CV octroyés dans le cadre du régime k_{CO_2} (régime antérieur au régime k_{ECO}), les projections sont établies sur base des sites de production bénéficiant du régime en vigueur avant le 1^{er} juillet 2014 (hors Solwatt).

Conformément à l'article 15ter de l'arrêté du 30 novembre 2006, tel que modifié par l'arrêté du 11 avril 2019, le régime de la modification significative a été remplacé, à partir du 1^{er} janvier 2020, par un nouveau mécanisme : la prolongation. La méthodologie de calcul du mécanisme de prolongation pour les installations issues des filières éolienne, hydraulique, biomasse et biogaz a été adoptée par le Gouvernement wallon mais les valeurs de référence doivent encore faire l'objet d'une publication au moniteur belge avant d'être effectives.

Toutefois, à la suite des consultations du secteur organisées par l'Administration et du travail effectué sur ces valeurs de référence, les taux d'octroi pris en considération pour les installations faisant la demande d'une prolongation du soutien ont pu être mis à jour par rapport à ceux présentés dans l'avis CD-18I04-CWaPE-1821 relatif au mode de financement durable de la dette des CV et la révision du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte en Wallonie. Les taux d'octroi théoriques moyens retenus en cas de prolongation sont les suivants :

- éolien : 0,4 CV/MWh ;
- hydraulique : 0,8 CV/MWh ;
- biomasse et biogaz : taux d'octroi supposé identique à celui déjà perçu.

Dès que les textes législatifs régissant la prolongation deviendront effectifs, une analyse sera menée afin d'évaluer plus précisément l'impact de la prolongation sur l'offre de CV.

5.1.2. Régimes sous réservation - régime k_{ECO} & régime CPMA

Les projections concernant le régime k_{ECO} se basent sur la consommation réelle des enveloppes clôturées (années 2014 à 2023). Etant donné le retard dans la mise en œuvre du régime CPMA qui aurait dû intervenir au 1^{er} juin 2024, la consommation des CV des enveloppes 2024 n'est actuellement⁶⁷ pas de 100 % comme supposé. Une fois les enveloppes 2024 clôturées, les perspectives d'évolution du régime k_{ECO} seront mises à jour. Pour les années suivantes, la consommation des enveloppes retenue est de 100 %, soit la consommation réelle des enveloppes depuis 2017. Ces volumes de CV seront octroyés aux producteurs en fonction de leur niveau de production.

Les principaux paramètres influençant l'arrivée sur le marché des CV réservés sont :

- le taux de concrétisation des projets ;
- les délais entre la réservation et le relevé d'initialisation des comptages ;
- la sur/sous-estimation des CV réservés par rapport aux CV effectivement octroyés.

Ces paramètres sont appliqués filière par filière. Pour la filière éolienne, la forte production de l'année 2020 suivie d'une année 2021 moins propice a amené l'Administration à revoir le paramètre de surestimation des CV réservés en se basant sur une moyenne consolidée sur les 5 dernières années. Pour cette filière, il n'est pas inhabituel que le permis du producteur fasse l'objet d'un recours devant le Conseil d'État, ce qui retarde la mise en service du projet.

Il n'est pas possible de tenir compte dans nos prévisions de ces perturbations liées à des conditions extérieures. Afin de tenir compte de l'allongement des délais, lié notamment aux raccordements, le délai entre réservation et mise en service, pour la filière éolienne, passe de 2 à 3 ans en concertation avec le secteur.

Une source d'incertitude supplémentaire vient de l'enveloppe inter-filière (cf. section 2.2.1). Certaines filières bénéficient en effet de plus de CV que prévu dans leur enveloppe initiale. Compte tenu des paramètres de sur/sous-estimation des CV et du délai séparant la réservation du relevé d'initialisation des comptages propres à chaque filière, cette redistribution des enveloppes a une incidence sur le nombre total de CV réservés par filière difficilement prévisible.

5.1.3. Régime Solwatt

Les projections relatives au nombre de CV à émettre pour les productions des sites Solwatt tiennent compte des particularités du régime détaillées à la section 3.3.1.

⁶⁷ Dans le rapport publié au 1^{er} février 2025 sur les perspectives d'évolution du marché des CV, la première modification effectuée concernait la mise à jour de la consommation des enveloppes des différentes filières pour l'année 2024 : « Cette mise à jour est partielle étant donné le traitement mis en suspend des réservations sous CPMA et qui sont, à ce jour, en attente de l'adoption des derniers textes régissant ce nouveau mécanisme. La mise à jour complète sera réalisée » dès que possible.

5.2. Projections d'évolution de la demande de CV

Le volume de CV à restituer par les fournisseurs et les GRD dans le cadre de l'obligation du quota de CV constitue la demande sur le marché des CV.

Dans le cadre du présent rapport, l'Administration a procédé à une vérification des différents paramètres qui constituent la base pour les estimations de la fourniture soumise au quota. L'Administration a également comparé les données estimées avec les volumes effectivement fournis pour l'année 2024 et s'est assurée que, pour cette période, les estimations ne s'écartent pas de plus de 5 % par rapport aux données réelles.

Suite aux analyses effectuées, les perspectives d'évolution de la fourniture présentées dans ce chapitre se basent donc sur les éléments suivants :

- les projections de la consommation finale brute d'électricité sur le territoire wallon ;

Suite notamment à la hausse du prix de l'électricité, une diminution de la consommation au niveau belge avait été observée ces dernières années passant de l'ordre de 84 TWh en 2021 à 78 TWh en 2023. En 2024, la consommation est repartie à la hausse avec 80,5 TWh. A long terme, les objectifs européens se basent sur une accentuation de l'électrification des usages (mobilité, chauffage...) dans les années à venir. Pour la Wallonie, les projections de consommation reviendraient à 28,2 TWh en 2030 (contre 27,3 TWh estimés dans le Plan Wallon Energie Climat). Cet objectif intermédiaire se base sur une perspective nationale de 135 TWh en 2050 en considérant la part wallonne qui s'élève actuellement à 30 % de la consommation nationale.

- la valeur des pertes de distribution et de transformation annuelles ;

Celle-ci tient compte de la moyenne des 3 dernières années figurant dans les [bilans énergétiques wallons](#). Elle est fixée à 1,1 TWh pour la période 2025-2032.

- les données relatives au niveau d'autoconsommation.

Celles-ci sont déterminées à partir des statistiques historiques du parc de production d'électricité verte. Les taux d'autoconsommation ont été actualisés en prenant en compte les données les plus récentes.

Conformément au décret du 12 avril 2001, le volume de fourniture soumis au quota de CV est estimé en déduisant de la fourniture totale d'électricité à des tiers les éléments suivants :

- l'électricité fournie aux clients protégés exclusivement régionaux : prise en compte d'un volume constant entre 2024 et 2032 de 0,06 TWh, tel qu'observé en 2024 ;
- l'électricité prélevée du réseau par le biais d'un point d'accès exclusivement destiné à un processus de stockage (actuellement, pour les centrales de Coo et de la Plate Taille) : malgré des fluctuations observées, le volume retenu de 1,6 TWh est considéré comme stable ; ce volume est adapté en 2025 afin de tenir compte du projet d'investissement relatif à la centrale de Coo (augmentation de la capacité de 80 MW) ;
- l'électricité verte fournie en lignes directes⁶⁸ : la valeur de l'année 2024 a été mise à jour sur la base de la valeur réelle et la tendance des années précédentes est conservée afin d'extrapoler les années futures.

⁶⁸ A la suite de la modification de l'article 39 § 1^{er} du décret du 12 avril 2001 introduite par le décret-programme du 17 juillet 2018, la fourniture d'électricité verte en ligne directe est exonérée de l'OSP quota de CV. Cette exonération est plafonnée à hauteur de 5% du quota nominal de CV de l'année en cours.

Le tableau 5.2 ci-après reprend l'évolution de la fourniture soumise au quota de CV à l'horizon 2032.

[TWh]	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Consommation finale d'électricité	25,01	25,66	26,30	26,95	27,60	28,24	28,89	29,54
Pertes de distribution et de transformation	-1,10	-1,10	-1,10	-1,10	-1,10	-1,10	-1,10	-1,10
Autoconsommation	-3,57	-3,98	-4,39	-4,80	-5,21	-5,62	-4,93	-5,34
Fourniture d'électricité [TWh]	20,34	20,57	20,81	21,05	21,29	21,52	22,85	23,09
Fourniture aux clients protégés régionaux	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06
Energie prélevée pour un processus de stockage	-1,70	-1,70	-1,70	-1,70	-1,70	-1,70	-1,70	-1,70
Fourniture en lignes directes vertes	-0,09	-0,10	-0,11	-0,12	-0,13	-0,14	-0,15	-0,16
Fourniture soumise à quota [TWh]	18,49	18,72	18,95	19,18	19,40	19,63	20,95	21,18

Tableau 5.1 : Fourniture d'électricité et fourniture soumise au quota de CV à l'horizon 2032

Le point de départ de l'estimation du volume soumis au quota de CV est la consommation finale brute d'électricité en Wallonie. Afin d'obtenir la fourniture à des tiers, il est nécessaire de déduire de la consommation finale brute d'électricité les pertes de distribution et de transformation ainsi que l'autoconsommation des clients finals bénéficiant d'une production propre d'électricité. Pour établir cette dernière, les taux d'autoconsommation par filière (tableau 5.3 ci-dessous) ont été actualisés afin de les appliquer aux données de projection de production d'électricité verte à l'horizon 2032. Pour le calcul de l'autoconsommation de la filière photovoltaïque de petite puissance (≤ 10 kVA), une distinction est effectuée selon l'année d'installation :

- Avant 2024 : l'installation a droit à la compensation jusqu'en 2030 et le taux d'autoconsommation considéré est de 100 % ;
- A partir de 2024 : l'installation n'a pas droit à la compensation et le taux d'autoconsommation considéré est de 37 %. Ce taux est également appliqué à partir de 2031 aux installations d'avant 2024 qui n'ont plus droit à la compensation. Ce qui explique la chute d'autoconsommation entre 2030 et 2031.

Filière de production d'électricité verte	Taux d'autoconsommation
Photovoltaïque ≤ 10 kW	100% / 37%
Photovoltaïque > 10 kW	65%
Éolien	6%
Hydraulique	7%
Géothermie	0%
Biomasse	57%
Cogénération fossile	98%

Tableau 5.2 : Taux d'autoconsommation par filière

Comparativement aux années antérieures, l'Administration constate que l'autoconsommation des différentes filières est relativement stable à l'exception de la filière photovoltaïque (> 10 kW) qui passe de 71 % à 65 %. Les projections de production d'électricité verte à l'horizon 2030 correspondent aux objectifs d'électricité renouvelable définis dans le PACE (décrits dans la section 2.1).

À partir de ces hypothèses, le volume d'électricité verte autoconsommée passerait de 3,57 TWh en 2025 à 5,62 TWh en 2030 avant de redescendre à 4,93 TWh en 2031 et reprendre sa croissance avec 5,34 TWh en 2032. Cette projection ne tient pas compte du décret du 4 mai 2022 modifiant les décrets du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité⁶⁹, ni des directives européennes (UE) 2018/2001 et 2019/944⁶⁹ introduisant de nouvelles formes de partage d'énergie. Il n'est pas possible de prévoir l'impact de ces nouvelles formes de partage d'énergie sur le marché des CV.

Le nombre de CV constituant la demande est obtenu en multipliant le volume de fourniture soumis au quota de CV par le quota annuel défini par le Gouvernement wallon et en tenant compte du montant maximum de réduction de quota défini dans le décret du 12 avril 2001, soit 23 % au total. Ce pourcentage global de réduction de quota pourrait évoluer à la hausse avec le développement des communautés carbone. L'augmentation de ces réductions de quota conduirait, sans adaptation des quotas nominaux, à une baisse du quota effectif et donc à une baisse de la demande des CV.

Comme observé dans le tableau 5.4 ci-dessous, le volume d'électricité soumis au quota de CV croît sur la période 2025–2032 malgré notamment l'augmentation de la part de production d'électricité verte autoconsommée dans la consommation totale d'électricité en Wallonie. Plus particulièrement, cette croissance du volume d'électricité soumis au quota de CV marque un bond après 2030 avec la fin de la compensation qui pourrait induire une baisse de l'autoconsommation des ménages équipés de panneaux photovoltaïques. En termes de nombre de CV dus pour le quota, ce bond est cependant contrebalancé par la forte baisse du quota nominal en 2031 et 2032.

Année	Fourniture éligible aux CV [MWh]	Quota nominal [% de fourniture]	Quota effectif [% de fourniture]	Nb de CV à restituer selon le quota
2025	18 553 339	<i>40,00%</i>	<i>30,80%</i>	5 696 415
2026	18 721 764	<i>40,00%</i>	<i>30,80%</i>	5 766 303
2027	18 948 675	<i>40,00%</i>	<i>30,80%</i>	5 836 192
2028	19 175 586	<i>40,00%</i>	<i>30,80%</i>	5 906 081
2029	19 402 497	<i>39,00%</i>	<i>30,03%</i>	5 826 570
2030	19 629 408	<i>36,40%</i>	<i>28,03%</i>	5 501 731
2031	20 951 889	<i>33,80%</i>	<i>26,03%</i>	5 542 939
2032	21 178 800	<i>31,20%</i>	<i>24,02%</i>	5 087 995

Tableau 5.3 : Évolution de la demande de CV sur le marché

⁶⁹ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE.

Comparativement aux perspectives du rapport annuel 2023, la mise à jour de certains paramètres de la demande (dont principalement les prévisions d'autoconsommation) conduit à une légère baisse de la fourniture éligible aux CV qui, couplée à la baisse du quota nominal, induit une diminution du nombre de CV à restituer selon le quota.

Ainsi la demande passe à l'horizon 2030 de 5 525 086 CV pour le rapport annuel 2023 (6 592 189 CV pour le rapport annuel 2022) à 5 501 731 CV. Les variations des dernières années illustrent la forte incertitude sur l'évolution, d'une part, de la consommation et du rythme à venir de l'électrification et, d'autre part, de la fourniture soumise à quota.

Il est également important de mentionner que le quota effectif se déduit du quota nominal en appliquant le taux global lié aux réductions de quota de 23 %. Comme souligné ci-dessus, ce taux de réduction pourrait dans les faits augmenter, ce qui diminuerait d'autant le nombre de CV à restituer selon le quota et pourrait dès lors déséquilibrer le marché des CV. La diminution du quota nominal dès 2029 et son accentuation les années suivantes risquent de contribuer au déséquilibre du marché comme décrit au point 5.3.3.

5.3. Projections d'évolution du marché des CV

Au-delà des projections relatives à l'offre et la demande de CV, l'évolution du marché des CV dépend également de différents mécanismes mis en place en vue d'atténuer les conséquences liées au déséquilibre du marché des CV. Ces mécanismes ont une influence soit sur l'offre de CV arrivant sur le marché, à l'instar du mécanisme de temporisation, soit sur la demande « élargie » en considérant l'ensemble des annulations à la fois liées aux quotas mais également aux ventes au prix minimum garanti.

La méthodologie de calcul du stock de CV⁷⁰ propose différents scénarios basés sur une évolution du comportement des producteurs vis-à-vis du prix minimum garanti. Dans cette méthodologie, le stock n'est plus un objectif comme par le passé mais une conséquence de l'évolution du marché (offre, demande, ventes au GRTL), ce qui permet de se rapprocher au mieux du fonctionnement actuel du marché.

5.3.1. Évolution des ventes de CV au GRTL

Annuellement, l'écart entre l'offre et la demande de CV sur le marché est compensé concomitamment par l'achat de CV au prix minimum garanti par le GRTL, Elia, et par la variation de stock. Dans le cadre de l'obligation d'achat de CV par Elia, ce dernier n'a pas d'autre choix que de financer toutes les demandes d'achat qui lui parviennent (cf. section 2.2.2.2).

Dans le but de lisser l'impact de ce financement par Elia des CV achetés au prix garanti sur la surcharge régionale et, indirectement, sur la facture des consommateurs, les volumes de CV à acheter par Elia font l'objet d'une analyse constante, particulièrement des changements de comportement dans le chef des producteurs vis-à-vis du prix minimum garanti.

Toute prévision quant à l'évolution de ces comportements reste néanmoins incertaine. Elle dépend de fait de plusieurs facteurs :

- le choix de vendre des CV au GRTL au prix minimum garanti ou non s'opère par les producteurs à chaque trimestre lors de l'encodage des index ; cette décision est définitive pour le trimestre concerné, une fois les index envoyés à l'Administration, mais l'option de vente choisie peut être différente d'un trimestre à l'autre ;
- pour les producteurs Solwatt, on estime que le choix de vente de CV à Elia est dicté principalement par la question de la facilité de procédure (dans ce cas, il n'y a pas de nécessité de négocier les conditions de vente avec les acteurs du marché et le prix d'achat reste plutôt avantageux par rapport aux prix du CV proposés aux particuliers). Cependant, le taux annuel moyen de recours au prix garanti devient instable (75 % en 2023, 65 % en 2024 et 80 % au 1^{er} trimestre 2025) pour ce groupe de producteurs avec la fin progressive du régime. On ne peut pas exclure un retour vers le marché ou une augmentation des ventes à Elia qui pourraient se manifester afin de s'adapter notamment à des changements de conditions du marché (prix, délai de paiement, activité accrue ou, au contraire, réduction de nouveaux contrats d'achat par certains acteurs...) ;

⁷⁰ Par le stock de CV on entend la différence entre l'offre de CV et les CV annulés (composée des CV annulés dans le cadre de l'obligation de quota de CV et des CV vendus par les producteurs au prix garanti au GRTL) ; contrairement à la définition reprise dans le chapitre 4- section 4.4, les projections d'évolution du marché des CV ne tiennent pas en compte, dans les CV annulés, la partie de CV qui seraient retirés du marché suite à la péremption puisque ces données sont imprévisibles.

- en ce qui concerne le comportement des producteurs non-Solwatt, celui-ci fait l'objet d'un suivi particulier ; en pratique, l'abondance du stock de CV observée sur le marché pourrait pousser les producteurs non-Solwatt à se tourner vers Elia pour l'achat de leurs CV ; le taux de recours au prix garanti reste stable à 5 % ; cette lente adaptation des comportements des producteurs s'explique probablement par une certaine inertie liée à des contrats à long terme au sujet desquels l'Administration ne dispose pas d'informations ;

- enfin, on observe sur le marché des CV des mouvements dans le chef des acheteurs : d'une part, il s'agit de l'arrêt de certaines activités (retraits de licence de fourniture, restructurations, arrêt des services d'achat de CV pour certaines catégories de producteurs) et d'autre part, l'apparition de nouveaux acteurs (intermédiaires) dont le champ d'activité sur le marché n'est pas encore connu ; à ce jour, l'Administration n'est pas en mesure d'estimer l'impact de ces changements sur les futures ventes de CV à Elia.

Afin de tenir compte des éléments ci-dessus, différents scénarios comportementaux sont présentés dans ce rapport. Ceux-ci ont pour objectif d'identifier le champ des possibles par rapport à l'évolution comportementale des producteurs non-Solwatt, en considérant respectivement 5 %, 10 % et 15 % des CV octroyés aux producteurs non-Solwatt vendus au GRTL. En ce qui concerne les producteurs Solwatt, le taux de 75 % est maintenu pour les trois scénarios.

5.3.2. Évolution des mécanismes de financement de CV

Les trois mécanismes de financement externe adoptés par le Gouvernement wallon en vue de remédier au déséquilibre sur le marché des CV sont présentés dans le chapitre 2 (cf. section 2.3) du présent rapport. Jusqu'à présent, seuls les mécanismes de mise en réserve et de temporisation ont été mis en place. Le premier s'est clôturé avec la dernière enchère organisée par Solar Chest en février 2022 tandis que le second s'est clôturé fin 2024 avec la vente aux enchères, par l'AwAC, des derniers CV temporisés. Quant à la mise en place du mécanisme de mobilisation, celui-ci n'a jamais abouti et, vu l'évolution du marché des CV, aucun financement de ce type n'est envisagé à ce jour.

La vente des CV temporisés a permis de vider progressivement les comptes de temporisation détenus par l'AwAC. En 2024, le Gouvernement wallon, sur base d'un avis de l'Administration, a pris la décision d'autoriser les opérations de sorties de temporisation suivantes :

- Durant le premier semestre 2024, l'AwAC a organisé la vente aux enchères de 600 000 CV, tous acquis par les acteurs du marché ;
- Durant le second semestre 2024, l'AwAC a organisé la vente aux enchères de 508 680 CV, tous acquis par les acteurs du marché ;

Au 31 décembre 2024, l'AwAC ne disposait plus d'aucun CV sur ses comptes de temporisation.

Contrairement au mécanisme de portage de CV où les trois mises en réserve de CV (Solar Chest) étaient des opérations uniques, le Gouvernement wallon pourrait envisager de nouvelles temporisations en cas d'afflux massif de CV vers le GRTL (scénarios 2 et 3). Ainsi Elia a la possibilité d'introduire la demande de temporisation de CV de manière trimestrielle. Cette flexibilité du mécanisme a été assurée jusque fin 2024. Le Gouvernement wallon a l'intention de pérenniser ce mécanisme afin de rendre plus flexible le marché des CV si le besoin s'en faisait ressentir.

5.3.3. Évolution du marché des CV

Le tableau 5.5 présente les perspectives d'évolution du marché des CV. Les principales modifications par rapport aux prévisions publiées en février 2025 concernent la demande, comme expliqué dans la section 5.2, et ses implications sur le niveau du stock.

En considérant l'ensemble des éléments présentés précédemment, plusieurs conclusions, détaillées ci-après, peuvent être tirées des perspectives d'évolution du marché.

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
O F F R E	Nb de CV à octroyer - régime kECO		3 737 539	3 935 985	4 432 302	4 611 782	4 752 840	4 859 212	4 855 814	4 796 681
	Diminution CV (Keco recalculé 2024)		1 089 950	1 050 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
	Nb de CV à octroyer - régime non kECO		3 219 902	3 068 026	2 949 658	2 792 538	2 632 421	2 578 646	2 578 646	2 578 646
	Nb de CV à octroyer - Solwatt		134 560	77 328	9 613	0	0	0	0	0
	Nb total de CV à octroyer		6 002 051	6 031 340	6 391 573	6 404 319	6 385 261	6 437 858	6 434 460	6 375 327
	Nb total de CV arrivant sur le marché (offre)		6 002 051	6 031 340	6 391 573	6 404 319	6 385 261	6 437 858	6 434 460	6 375 327
D E M A N D E	Fourniture éligible aux CV (en MWh)		18 494 853	18 721 764	18 948 675	19 175 586	19 402 497	19 629 408	20 951 889	21 178 800
	Quota nominal (% de fourniture)		40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	39,00%	36,40%	33,80%	31,20%
	Quota effectif (% de fourniture) - Réduction quota de 23 %		30,80%	30,80%	30,80%	30,80%	30,03%	28,03%	26,03%	24,02%
	Nb de CV à restituer selon le quota (demande)		5 696 415	5 766 303	5 836 192	5 906 081	5 826 570	5 501 731	5 452 939	5 087 995
	Nb de CV vendus au GRTL (Hors sortie temporisation)									
	Comportement non-Solwatt 5%		394 295	355 697	326 308	320 216	319 263	321 893	321 723	318 766
	Comportement non-Solwatt 10%		679 365	687 669	653 397	645 406	640 432	638 526	643 786	643 446
	Comportement non-Solwatt 15%		981 044	951 098	964 504	960 648	957 789	965 679	965 169	956 299
	Stock [CV] (Hors sortie temporisation)		4 987 976							
	Comportement non-Solwatt 5%		4 899 317	4 808 657	5 037 730	5 215 753	5 455 181	6 069 416	6 729 214	7 697 780
	Comportement non-Solwatt 10%		4 605 943	4 217 582	4 127 557	3 985 364	3 905 529	4 197 871	4 535 946	5 185 745
	Comportement non-Solwatt 15%		4 312 568	3 626 507	3 217 384	2 754 975	2 355 877	2 326 326	2 342 678	2 673 711

Tableau 5.4 : Évolution du marché des CV pour la période 2025-2032

5.3.3.1. Évolution de l'offre de CV

Dans les projections à l'horizon 2032 présentées dans le tableau 5.5, le volume de CV octroyés aux producteurs sur la période 2025-2032 se chiffre à 50 462 189 CV.

Le nombre de CV octroyés aux producteurs réaugmente en 2025 par rapport à 2024. Malgré la diminution du soutien octroyé aux installations photovoltaïques bénéficiant du régime Solwatt, la baisse des prix de l'énergie a conduit à des k_{ECO} recalculés plus élevés que l'année dernière contribuant à augmenter l'offre de CV arrivant sur le marché. Le nombre de CV non émis en raison du k_{ECO} recalculé est ainsi passé de l'ordre de 1 645 000 CV en 2024 à 1 090 000 CV en 2025.

Suite aux derniers renflouements d'enveloppes, l'offre totale de CV sur le marché présente une tendance à la hausse jusqu'en 2028 suivie d'une tendance à la baisse expliquée par la fin de la période de soutien aux sites bénéficiant de l'ancien régime en vigueur avant le 1^{er} juillet 2014. Ces sites pourront bénéficier d'une prolongation du soutien mais avec un taux d'octroi potentiellement inférieur à celui des 15 premières années de soutien. Le mécanisme des enveloppes prenant fin après le premier trimestre 2028, l'offre de CV du régime k_{ECO} atteindrait son pic en 2030 avec près de 4,9 Mio CV.

Les perspectives présentées sont basées sur les enveloppes fixées par l'arrêté du 30 novembre 2006. Toute évolution des enveloppes à venir impliquera une adaptation des perspectives.

5.3.3.2. Évolution de la demande de CV

La demande de CV sur le marché s'élève, sur la période 2025-2032, à 45 074 225 CV avec une tendance annuelle à la hausse jusqu'en 2028, du fait de l'augmentation supposée de la fourniture soumise à quota en lien avec l'électrification des besoins. Après 2028, la demande de CV sur le marché présente une tendance à la baisse en raison de la diminution du quota nominal. Comme déjà indiqué plus précédemment, cette diminution de la demande pourrait être amplifiée avec la mise en place des communautés carbone. Ce nouveau cadre pourrait augmenter le taux de réduction de quota passant potentiellement de 23 % à 33 %.

Il est important de mentionner que l'apparition de nouvelles formes de partage de l'énergie (voir section 5.2) ainsi que l'autoconsommation pourraient également accentuer le déséquilibre du marché des CV. Contrairement à l'offre qui est contrôlée grâce notamment au mécanisme de réservation (voir section 5.1), la demande risque d'être directement impactée par l'autoconsommation et par certaines formes de partage de l'énergie. Les perspectives actuelles ne sont donc valables qu'à fonctionnement du marché inchangé, toute modification de celui-ci étant susceptible d'impacter l'équilibre du marché.

5.3.3.3. Évolution des ventes au GRTL

Les différents scénarios de ventes au GRTL sont illustrés dans le tableau 5.5 par un code couleur : les scénarios 5 %, 10 % et 15 % correspondent respectivement aux couleurs « vert », « bleu » et « orange ».

En 2025, il est attendu que le volume de CV à acheter par Elia atteigne près de 400 000 CV. Ce volume représente à la fois les 75 % de l'offre Solwatt (en diminution étant donné la fin progressive du régime Solwatt) et les 5 % de l'offre non-Solwatt.

Cependant, il est important de noter qu'en réalité, un décalage d'au moins un trimestre entre la production et l'émission de CV peut être observé, notamment pour les CV octroyés aux producteurs Solwatt. Si la périodicité trimestrielle est globalement respectée par les producteurs non-Solwatt, il n'en est pas de même des producteurs Solwatt dont le comportement reste complexe à modéliser.

De plus, l'application du facteur "k" sur dossier et les variations climatiques inhérentes à la filière photovoltaïque compliquent encore un peu plus les perspectives de sortie de ce régime particulier.

Pour toute la période des perspectives, on constate une tendance à la baisse des ventes au GRTL. Celle-ci résulte d'une diminution des ventes Solwatt au GRTL suite à la fin progressive du soutien accordé à ce groupe de producteurs. Sur la période 2025-2032, le nombre de CV vendus au GRTL (scénario non-Solwatt 5%) atteindrait de l'ordre de 2 700 000 CV.

5.3.3.4. Évolution du stock du CV

Comme décrit dans la méthodologie appliquée, le stock n'est qu'une résultante des évolutions précédemment abordées. Au 31 décembre 2024, le stock de CV était légèrement inférieur à 5 000 000 CV. L'évolution du stock pour l'année 2024 est détaillée dans le chapitre 4 (cf. section 4.4).

Pour l'année 2025, le stock devrait continuer de diminuer pour atteindre 4 900 000 CV. La diminution du stock des dernières années est principalement liée à une offre réelle plus faible que prévue. Cet écart entre réalité et perspectives est notamment dû aux reports successifs du nouveau mécanisme CPMA et en particulier du mécanisme de prolongation. En effet, ce mécanisme étant supposé imminent, les CV dus à ce mécanisme sont comptabilisés dans les perspectives alors qu'en réalité ils n'ont pas encore pu être émis.

Avec un peu moins de 5 000 000 de CV, le stock a fortuitement atteint un niveau raisonnable, représentant entre 3 et 4 trimestres de quota. Cependant, il est important de garder à l'esprit qu'une fois le mécanisme CPMA pleinement en vigueur, le stock risque d'augmenter de manière plus abrupte que prévu.

Le stock de CV en circulation résulte principalement de la rencontre entre l'offre et la demande. Cela signifie qu'une offre totale de CV (50,5 Mio CV sur la période 2025-2032) bien supérieure à la demande des quotas (45,1 Mio CV sur la période 2025-2032) risque d'augmenter considérablement le stock. A court et moyen terme, l'offre de CV, la demande de CV et les ventes au prix garanti permettent de maintenir le stock à l'équilibre entre 5 et 5,5 millions de CV. Par contre, à long terme, à partir de 2030, la baisse anticipée du quota nominal ne suit pas l'évolution de l'offre de CV ce qui impliquerait une augmentation du stock. Le stock pourrait alors atteindre près de 7 700 000 CV en 2032. Un niveau du stock aussi élevé et sur une longue période pourrait avoir une incidence non négligeable sur les prix et sur le comportement vis-à-vis du prix minimum garanti. La récente diminution du quota nominal semble dès lors prématurée.

6. EXONÉRATION PARTIELLE DE LA SURCHARGE RELATIVE AUX CERTIFICATS VERTS WALLONS

Ce chapitre est consacré à l'exonération partielle de la surcharge relative aux CV wallons. La première section précise le contexte légal et les conditions pour bénéficier de cette exonération partielle de la surcharge. La seconde section concerne l'évolution de l'exonération partielle de la surcharge sur les années précédentes.

6.1. La surcharge

Pour financer en partie le développement des énergies renouvelables, le législateur wallon a imposé au GRTL (Elia) d'acheter les CV au prix unitaire de 65 EUR sous certaines conditions. Pour satisfaire à cette obligation de service public⁷¹, Elia perçoit via la facture d'électricité une surcharge composée du terme 1 d'un montant de 5,9249 EUR par MWh consommé⁷² en 2024. Le montant de cette surcharge varie en fonction des quantités de CV qu'Elia doit acheter aux différents producteurs et est approuvé annuellement par le régulateur fédéral, la CREG.

Le législateur a été attentif aux gros consommateurs d'électricité en offrant une exonération partielle de la surcharge aux entreprises moyennant le respect de certaines conditions, comme pour le bénéfice des réductions du quota de CV.

L'article 42bis § 1er du décret du 12 avril 2001 qui encadre l'exonération partielle de la « surcharge CV wallons » a été modifié par le décret du 25 avril 2024⁷³ (publié au moniteur belge le 4 octobre 2024) avec un effet rétroactif au 1^{er} janvier 2024. Cette modification entraîne des changements pour les bénéficiaires de cette exonération partielle. Les différents taux d'exonération sont, depuis lors, liés à la conclusion d'une convention carbone et aux codes NACE. En pratique, sur base de ce décret, pour l'année 2024 une exonération partielle du premier terme de la surcharge est accordée aux clients finals suivants :

- A) Pour les clients finals membres d'une communauté carbone qui a conclu une convention carbone, prélevant de l'électricité à partir d'un ou plusieurs points d'accès identifiés par un code EAN inclus dans la communauté carbone, pour une activité relevant d'un secteur exposé à un risque important que des activités soient délocalisées en dehors de l'Union européenne, visé à la section 4.11.3.1, point 405, a), et listé à l'annexe 1 de la communication de la Commission européenne relative aux lignes directrices concernant les aides d'état au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 :

Exonération à concurrence de 85 %.

- B) Pour les clients finals membres d'une communauté carbone qui a conclu une convention carbone, prélevant de l'électricité à partir d'un ou plusieurs points d'accès identifiés par un code EAN inclus dans la communauté carbone, pour une activité relevant d'un secteur exposé à un risque que des activités soient délocalisées en dehors de l'Union européenne, visé à la section 4.11.3.1, point 405, b), et listé à l'annexe 1 de la communication de la Commission

⁷¹ Article 34, 4° du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité

⁷² Il est à noter que le terme 2 est, suite à l'entrée en vigueur du décret du 2 mai 2019 modifiant le décret du 12 avril 2001, égal à 0 pour les volumes consommés depuis le 1er janvier 2020.

⁷³ Décret modifiant le décret du 11 mars 2004 relatif aux incitants régionaux destinés à favoriser la protection de l'environnement et l'utilisation durable de l'énergie.

européenne relative aux lignes directrices concernant les aides d'état au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 :

Exonération à concurrence de 75%.

C) Pour les clients finals qui ne sont pas visés aux A) et B), raccordés à un niveau de tension supérieur à la basse tension et dont la consommation annuelle est supérieure à 1 GWh, prélevant de l'électricité à partir d'un point d'accès identifié par un code EAN, pour une activité relevant des codes NACE primaires suivants :

- 1° enseignement (85) ;
- 2° hôpitaux (86) ;
- 3° médico-social (87-88) :

Exonération à concurrence de 50%.

L'application de l'exonération partielle de la « surcharge CV wallons » a nécessité la mise en œuvre de processus (transmission de données, calendrier de remboursement...) entre les différents acteurs du marché de l'électricité. Celui-ci est décrit dans une communication et publiée sur le site energie.wallonie.be.

6.2. Évolution de l'exonération partielle de la surcharge

Chaque trimestre, les fournisseurs, les détenteurs d'accès, Elia et l'Administration suivent un processus minutieux en vue de répercuter les exonérations partielles de la « surcharge CV wallons » aux bénéficiaires listés à la section précédente.

Au total, selon les années, entre 500 et 600 entreprises sont concernées par ces exonérations.

Au total et depuis l'origine du mécanisme introduit en 2013, les entreprises éligibles ont ainsi bénéficié d'un peu plus de 400 Mio EUR d'exonérations.

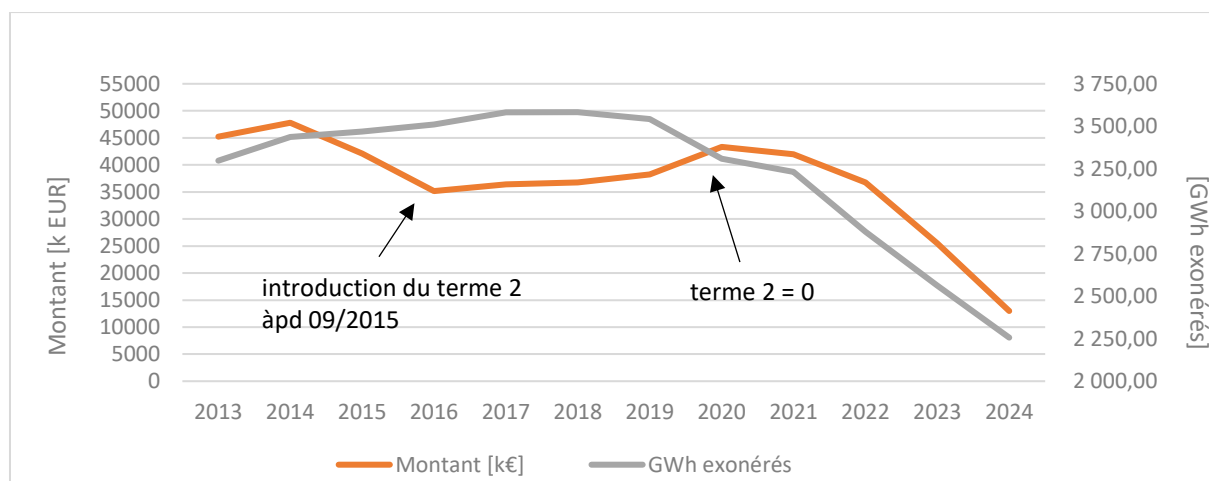
Le tableau 6.1 ci-après reprend les montants remboursés par année.

Année	GWh exonérés	Montant [kEUR]
2013	3 297,66	45 203,30
2014	3 438,03	47 799,97
2015	3 468,56	42 111,65
2016	3 510,00	35 188,93
2017	3 581,36	36 422,97
2018	3 583,14	36 780,76
2019	3 542,24	38 253,28
2020	3 309,18	43 322,65
2021	3 232,72	41 985,26
2022	2 846,34	36 357,61
2023	2 471,23	24 629,61
2024	2 256,51	12 981,72
TOTAL	38 662,17	442 353,57

Tableau 6.1 : Exonération partielle de la surcharge relative aux CV wallons

Il est à noter que les chiffres pour les années 2023 et 2024 sont encore provisoires étant donné que la possibilité d'introduire une demande d'exonération partielle de la surcharge peut être effectuée jusqu'à deux ans après la fin de l'année concernée par l'exonération, soit jusqu'au 31 décembre 2025 pour l'année 2023 et jusqu'au 31 décembre 2026 pour l'année 2024.

Le graphique 6.1 ci-dessous montre l'évolution par année du montant des exonérations ainsi que des GWh exonérés. Comme indiqué plus haut, les données de 2023 et 2024 sont toujours provisoires. La baisse des GWh exonérés en 2024 peut s'expliquer en partie par les nouvelles conditions pour bénéficier d'une exonération, liées à l'entrée en vigueur du nouveau décret du 25 avril 2024 sur base duquel les volumes transmis ont été traités.



Graphique 6.1 : Exonération partielle de la surcharge CV wallons

7. MARCHÉ DES GARANTIES D'ORIGINE DE L'ÉLECTRICITÉ

Le présent chapitre reprend un descriptif des activités menées par l'Administration sur le plan européen en vue d'améliorer et d'harmoniser l'implémentation des mécanismes liés aux GO pour l'électricité décrits dans la partie 2.5 du document, ainsi que les différentes statistiques disponibles en la matière.

Le site de l'AIB et son rapport annuel⁷⁴ reprennent les volumes des émissions, des transactions et des annulations par pays et par technologie pour ses pays/régions membres.

7.1. Audit wallon de l'AIB

L'une des activités clés de l'AIB consiste à réaliser des audits réguliers auprès de ses membres, appelés audits AIB. Ces audits ont pour objectif de vérifier la conformité des pratiques d'émission et de gestion des GO des membres de l'AIB aux normes et règles établies. Ils jouent un rôle essentiel en garantissant la qualité et la fiabilité des GO émises par les différents pays/régions, ainsi que leur traçabilité et leur crédibilité sur le marché.

Les résultats des audits AIB revêtent une importance capitale pour renforcer la confiance et la crédibilité des GO sur le marché européen. Lorsque les membres de l'AIB réussissent ces audits, cela atteste de leur conformité aux normes et procédures requises, ce qui renforce la valeur et la légitimité des GO qu'ils émettent. Les résultats positifs des audits contribuent à instaurer la confiance des parties prenantes, y compris les producteurs d'énergie renouvelable, les consommateurs et les acteurs du marché, dans l'intégrité et la transparence du système des GO.

En 2022, un audit portant sur la Wallonie a été effectué. Il a ainsi été rapporté que la quantité d'électricité injectée, qui permet de déterminer le nombre de GO à octroyer, ne peut pas être déterminée à partir de relevés de compteurs effectués par le producteur d'énergie lui-même, mais bien à partir d'une source tierce.

Il a été demandé à la Wallonie de se conformer à son Domain Protocol⁷⁵ et de manière plus générale aux règles de fonctionnement de l'AIB, en prévoyant une disposition imposant la transmission de relevés d'injection émanant d'un gestionnaire de réseau ou d'un organisme de contrôle agréé.

Une modification de l'arrêté du 30 novembre 2006, introduisant l'obligation que la preuve d'injection sur le réseau soit apportée exclusivement au moyen d'un document émanant d'un GRD, du GRTL ou d'un organisme de contrôle agréé est en cours de préparation.

7.2. Octroi des GO pour l'électricité

En 2024, 4 495 424 GO élec-SER et 13 416 GO CHP ont été octroyées par l'Administration pour l'électricité produite.

Le tableau 7.1 reprend la répartition, par filière de production d'électricité verte, des octrois de GO aux installations de production certifiées situées en Wallonie.

⁷⁴ <https://www.aib-net.org/news-events/annual-reports?year=2024>

⁷⁵ <https://www.aib-net.org/facts/aib-member-countries-regions/domain-protocols>

	GO élec-SER	GO CHP
Eolien	3 239 722	-
Hydraulique	523 376	-
Solaire	174 978	-
Biomasse	557 348	-
Cogénération fossile	-	13 416
Sous-total	4 495 424	13 416
Total	4 508 840	

*GO élec-SER : sources d'énergie renouvelables y compris la cogénération biomasse (GO SER & CHP)
GO CHP : sources d'énergie fossiles et cogénération à haut-rendement*

Tableau 7.1 : Octroi de GO électricité en 2024

Pour l'année 2024, le nombre de GO élec-SER octroyées par l'Administration a représenté 0,42 % du total des GO élec émises par les pays/régions membres de l'AIB. L'ensemble des zones de Belgique (Mer du Nord, Wallonie, Flandre et Bruxelles) représentent 0,63 % des octrois européens.

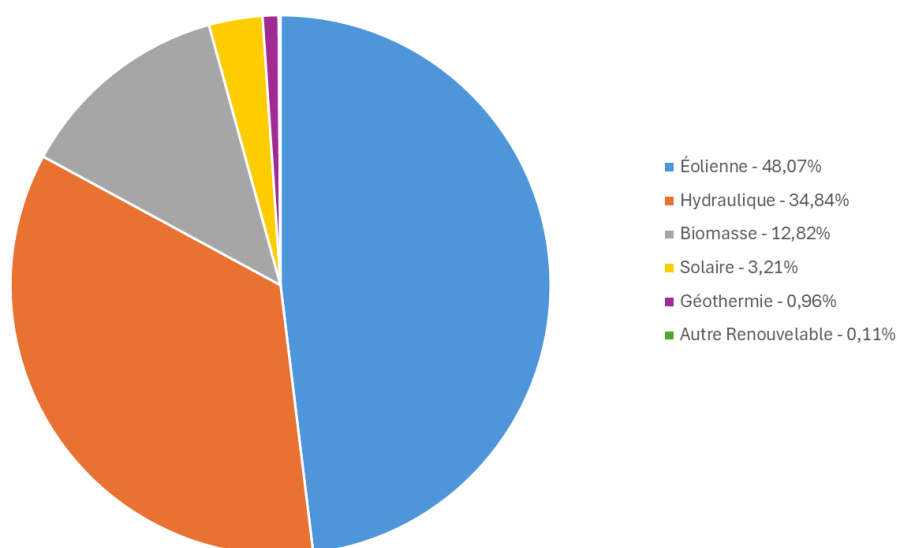
En 2024, la Norvège est restée le principal émetteur de GO (14,10 %). Elle est suivie par la France et l'Italie, ces 3 pays totalisant ensemble 36,6 % des GO émises.

Au niveau des activités d'exportation et d'importation de GO, la Norvège (45%) reste le premier exportateur en 2024, suivie par la France (10%), la Suède (7%) et de l'Italie (6%). Les principaux importateurs en 2024 étaient la Norvège (39 %) et l'Allemagne (19,5 %).

7.3. Annulation des GO pour l'électricité

En 2024, le nombre de GO conformes au standard EECS utilisées (et donc annulées) en Belgique (Wallonie, Flandre et Bruxelles) représentait 2,98 % des annulations au sein de l'AIB, dont 0,88 % pour la Wallonie. Le pays qui a annulé le plus de GO en 2024 est l'Allemagne avec 22,68 % du total européen.

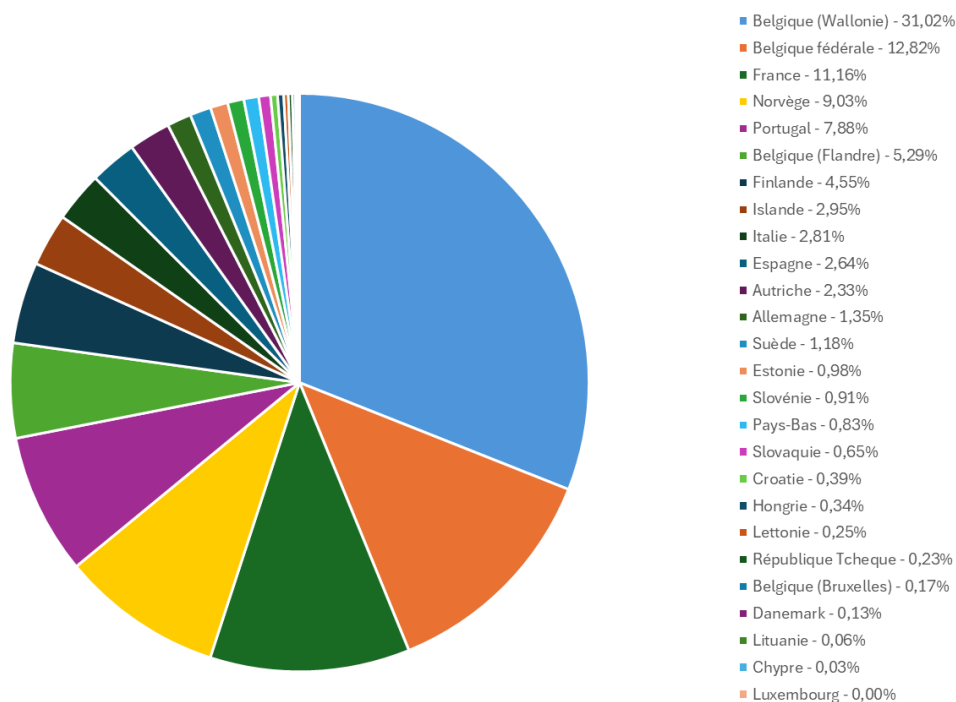
Tel qu'illustré sur le graphique 7.1, dans le cadre de l'établissement du fuel-mix 2024 pour la Wallonie, les GO utilisées par les fournisseurs pour les annulations provenaient majoritairement de la filière éolienne.



Graphique 7.1 : Répartition par filière des GO élec-SER utilisées par les fournisseurs en 2024 en Wallonie

Malgré la forte présence de production solaire en Belgique, celle-ci n'est qu'anecdotique dans ces graphiques relatifs à la fourniture d'électricité (c'est-à-dire la vente). En effet, le consommateur qui dispose de panneaux photovoltaïques et consomme sa production (grâce au système de compensation et aux conditions de rentabilité économique liées à l'autoconsommation) n'a pas besoin de recevoir de GO pour connaître l'origine de sa propre production.

Pour l'année 2024, sur les 7 670 331 GO annulées dans le cadre du fuel-mix des fournisseurs en Wallonie, 2 379 300 GO étaient d'origine wallonne, ce qui représente 31,02 % du total des annulations. Viennent ensuite les GO octroyées par la CREG aux éoliennes de la mer du Nord, avec 12,82 % des annulations. La répartition détaillée des GO utilisées en Wallonie par pays/régions est présentée dans le graphique 7.2.



Graphique 7.2 : Répartition par pays/régions des GO élec-SER utilisées par les fournisseurs en 2024 en Wallonie

7.4. Prix de marché des GO pour l'électricité en Wallonie

D'une manière générale, les niveaux de prix des GO pour l'électricité observés en Belgique sont essentiellement dictés par l'abondance relative de l'offre par rapport à une faible demande au niveau européen. La production verte locale ne couvrant pas la demande contractuelle de fourniture verte, elle engendre un afflux massif de GO importées. Or cette demande belge ne suffit pas à générer une demande de niveau comparable à l'offre européenne.

Actuellement, l'Administration dispose des prix de transactions internes à la Wallonie, soit les prix offerts aux producteurs wallons. Ces prix varient entre 0 et 3 EUR pour l'année 2024. Un nombre important de GO s'échange à un prix nul ou non spécifié dans les transactions de vente, en raison de contrats de vente associant CV et GO. Le prix est transmis confidentiellement à l'Administration. C'est la date à laquelle la transaction a été enregistrée dans la banque de données de l'Administration qui est prise en compte dans les statistiques établies pour l'année 2024.

Les tableaux 7.2 et 7.3 reprennent les valeurs observées en 2024 :

Période	Prix moyen [EUR/GO]	Volume cumulé [GO]
T1	2,27	1 078 451
T2	1,51	979 282
T3	2,03	960 808
T4	2,13	968 356
TOTAL	1,99	3 986 897

Tableau 7.2 : Prix moyens d'achat des GO aux producteurs wallons en 2024

Période	Prix moyen [EUR/GO]	Volume cumulé [GO]
T1	3,81	157 281
T2	1,36	111 930
T3	1,39	102 578
T4	1,44	63 140
TOTAL	3,27	434 929

Tableau 7.3 : Prix moyens d'achat des GO sur le marché wallon (hors producteurs) en 2024

7.5. Mix Résiduel Européen

Les résultats du calcul du mix résiduel européen sont essentiels pour évaluer l'impact environnemental et énergétique des GO utilisées dans les différents pays/régions membres de l'AIB. En 2024, les données sur le mix résiduel ont été compilées et publiées dans le rapport final de l'AIB, intitulé "European Residual Mixes 2024"⁷⁶. Ce rapport fournit des informations détaillées sur la composition du mix énergétique résiduel pour chaque pays membre, permettant une meilleure compréhension de l'origine et de l'impact des GO annulées.

Les principaux éléments du mix résiduel européen en 2024 sont les suivants :

1. Proportion des énergies renouvelables : la part des énergies renouvelables dans le mix résiduel a continué de croître, reflétant les efforts continus pour augmenter la production d'énergie verte à travers l'Europe.
2. Énergies fossiles et nucléaire : malgré la progression des énergies renouvelables, les énergies fossiles et nucléaire restent une composante significative du mix résiduel dans de nombreux pays, nécessitant des efforts supplémentaires pour réduire leur part.
3. Importations et exportations de GO : les échanges de GO entre pays membres influencent fortement le mix résiduel. Les principaux exportateurs, comme la Norvège, et les principaux importateurs, comme l'Allemagne, jouent un rôle clé dans la dynamique du marché des GO.

⁷⁶ <https://www.aib-net.org/facts/european-residual-mix>

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES ACRONYMES

« AIB » : Association of Issuing Bodies ;

« AUTOPRODUCTION CONVENTIONNELLE » : autoproducteur d'électricité non produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération de qualité, à l'exception des autoproducteurs d'électricité issue de la valorisation de chaleur résiduaire ou de gaz fatal ;

« AwAC » : Agence wallonne de l'Air et du Climat ;

« Awirs » : Centrale électrique des Awirs ;

« CAPEX » : Dépenses d'investissement (« CAPital EXpenditure ») ;

« CEN » : Comité européen de normalisation ;

« CET » : Centre d'enfouissement technique ;

« CIVE » : Cultures intermédiaires à vocation énergétique ;

« CNG » : Gaz naturel comprimé (« Compressed Natural Gas ») ;

« COGÉNÉRATION DE QUALITÉ » : Production combinée de chaleur et d'électricité, conçue en fonction des besoins de chaleur ou de froid du client, qui réalise une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur, d'électricité et, le cas échéant, de froid dans des installations modernes de référence dont les rendements annuels d'exploitation sont définis et publiés annuellement par l'Administration ;

« CPMA » : Coût de production moyen actualisé ;

« CREG » : Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (régulateur fédéral) ;

« CV » : Certificat vert ;

« CWaPE » : Commission Wallonne pour l'Energie ;

« E-SER » : Electricité renouvelable ;

« EECS » : European Energy Certificate System ;

« FSC » : Forest Stewardship Council ;

« GO » : Garantie d'origine ;

« GO CHP » : Garantie d'origine pour l'électricité produite à partir de cogénération à haut rendement ;

« GO-SER » : Garantie d'origine pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ;

« GO gaz-SER » : Garantie d'origine octroyée pour du gaz de source renouvelable pouvant être annulée par des unités de cogénération en Wallonie consommant actuellement du gaz naturel et souhaitant verdir leur consommation ;

« GRD » : Gestionnaire de réseau de distribution ;

« GRT » : Gestionnaire de réseau de transport (Elia) ;

« GRTL » : Gestionnaire de réseau de transport local (Elia) ;

« k_{ECO} » : Coefficient économique appliqué de la première à la dernière année d'octroi ;

« MARCHÉ SPOT » : Il désigne les données de marché de l'instant présent. Cette signification provient, elle, du sens premier de « spot » en anglais, point précis, endroit exact ;

« NACE » Nomenclature statistique des Activités économiques dans la Communauté Européenne ;

« OPEX » : Dépenses d'exploitation (« OPerational EXpenditure ») ;

« OSP » : Obligation de service public ;

« PCI » : Pouvoir calorifique inférieur ;

« PEFC » : Programme de Reconnaissance de Systèmes de Certification Forestière ;

« PEND » : Puissance électrique nette développable ;

« PNEC » : Plan National Energie Climat ;

« RGIE » : Règlement général sur les installations électriques ;

« SBP » : Sustainable Biomass Program ;

« STEP » : Station d'épuration ;

« SYNGAZ » : Gaz de synthèse pouvant être produit à partir de matières contenant du carbone (pyrolyse de matériaux carbonés) ;

« TTF » : Title Transfer Facility (voir www.ice.com);

« Wc » : Le watt-crête est la puissance maximale d'un dispositif ;

« ZTP » : Zeebrugge Trading Point (voir www.eex.com).

BASES LÉGALES

Directive européenne 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ;

Directive européenne 2012/27/CE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique ;

Directive européenne (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ;

Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE ;

Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE (refonte) ;

Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;

Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ;

Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ;

Arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ;

Arrêté royal du 15 avril 2006 relatif aux instruments de mesure ;

Arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de services public dans le marché de l'électricité ;

Arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de services public dans le marché du gaz ;

Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération ;

Arrêté ministériel du 12 mars 2007 déterminant les procédures et le Code de comptage de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et/ou de cogénération ;

Arrêté ministériel 29 septembre 2011 déterminant le facteur de réduction "k" à partir du 1er octobre 2011 ;

Arrêté ministériel du 13 août 2021 transférant partie des certificats verts additionnels non-réservés ;

Arrêté ministériel du 31 août 2022 transférant une partie des certificats verts additionnels non-réservés.

ANNEXE 1 – PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE CERTIFICATS VERTS - VENTILATION PAR FILIÈRE

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Solaire	CV produits	4 755 128	4 915 077	4 438 900	4 258 353	4 614 910	4 503 638	4 407 173	3 324 144	3 074 528	1 496 815	744 407
	Électricité SER produite (MWh)	724 730	796 753	777 035	835 303	1 020 360	916 616	1 011 097	973 456	1 000 553	706 525	614 396
	Électricité nette produite (MWh)	724 730	796 753	777 035	835 303	1 020 360	916 616	1 011 097	973 456	1 000 553	706 525	614 396
Hydraulique	CV produits	104 413	123 826	164 428	110 922	84 590	104 655	115 984	212 944	136 166	189 073	235 250
	Électricité SER produite (MWh)	286 694	327 402	366 605	265 004	82 844	142 147	157 393	238 762	130 304	226 034	294 954
	Électricité nette produite (MWh)	286 694	327 402	366 764	265 004	82 844	142 147	157 393	239 140	130 304	226 034	294 954
Éolien	CV produits	1 325 285	1 511 039	1 404 423	1 568 550	1 713 521	2 053 526	2 459 274	2 119 402	2 152 567	1 916 427	1 435 452
	Électricité SER produite (MWh)	1 325 597	1 511 574	1 404 772	1 570 479	1 714 241	2 084 367	2 476 766	2 112 562	2 226 922	2 872 443	2 378 957
	Électricité nette produite (MWh)	1 325 597	1 511 574	1 404 772	1 570 479	1 714 241	2 084 367	2 476 766	2 117 145	2 226 922	2 872 443	2 378 957
Biomasse	CV produits	120 125	305 881	755 015	903 620	726 107	766 637	486 219	389 197	55 637	124 642	98 956
	Électricité SER produite (MWh)	150 553	294 108	650 176	761 736	644 559	663 147	473 563	273 621	41 691	141 932	53 917
	Électricité nette produite (MWh)	157 548	306 868	769 446	879 066	766 371	784 921	586 786	489 924	488 326	230 703	54 061
Cogénération biomasse	CV produits	1 280 245	1 431 172	1 616 785	1 663 337	1 690 124	1 723 568	1 680 862	1 349 752	1 586 617	1 364 333	1 423 920
	Électricité SER produite (MWh)	814 100	850 052	940 355	972 199	976 659	898 125	916 216	810 598	861 272	662 702	631 120
	Électricité COGEN produite (MWh)	904 948	951 403	1 050 346	1 080 211	1 100 869	1 109 993	1 061 419	891 468	982 861	763 707	687 636
	Électricité nette produite (MWh)	904 948	951 403	1 050 346	1 080 211	1 100 869	1 109 993	1 061 419	891 468	982 861	772 977	695 081
Biomasse totale	CV produits	1 400 371	1 737 053	2 371 801	2 566 957	2 416 231	2 490 205	2 167 082	1 738 950	1 642 254	1 488 975	1 522 875
	Électricité SER produite (MWh)	964 653	1 144 160	1 590 532	1 733 936	1 621 218	1 561 271	1 389 778	1 084 219	902 964	804 634	685 037
	Électricité COGEN produite (MWh)	904 948	951 403	1 050 346	1 080 211	1 100 869	1 109 993	1 061 419	891 468	982 861	763 707	687 636
	Électricité nette produite (MWh)	1 062 496	1 258 271	1 819 792	1 959 277	1 867 240	1 894 913	1 648 205	1 381 392	1 471 186	1 003 680	749 142
Cogénération fossile	CV produits	136 965	146 433	130 924	150 720	110 786	94 016	120 292	167 648	149 015	118 842	94 731
	Électricité SER produite (MWh)	3 337	4 356	5 514	5 465	3 523	3 381	5 926	24 335	31 092	32 653	22 000
	Électricité COGEN produite (MWh)	1 073 748	1 129 027	1 112 805	1 205 940	424 252	382 878	438 288	425 256	394 319	373 120	210 703
	Électricité nette produite (MWh)	1 073 748	1 129 027	1 112 805	1 205 940	424 252	382 878	438 288	425 256	394 319	373 120	210 703
Total électricité verte	CV produits	7 722 162	8 433 428	8 510 477	8 655 502	8 940 038	9 246 041	9 269 804	7 563 087	7 154 530	5 210 133	4 032 715
	Électricité SER produite (MWh)	3 305 011	3 784 245	4 144 458	4 410 186	4 442 187	4 707 783	5 040 960	4 433 334	4 291 836	4 642 289	3 995 344
	Électricité COGEN produite (MWh)	1 978 696	2 080 430	2 163 151	2 286 152	1 525 121	1 492 871	1 499 707	1 316 724	1 377 180	1 136 827	898 339
	Électricité nette produite (MWh)	4 473 265	5 023 027	5 481 168	5 836 003	5 108 937	5 420 921	5 731 750	5 136 389	5 223 285	5 181 802	4 248 152
	Tonnes de CO2 évitées	2 405 276	0	3 106 279	2 689 569	2 600 534	2 792 582	2 843 295	2 992 597	2 857 784	3 732 745	3 266 574
Part dans la fourniture***	Fournitures d'électricité en Wallonie	21 340 684	21 200 092	20 877 384	20 834 586	20 689 000	20 478 107	19 664 179	19 766 384	19 164 268	18 165 434	18 698 216
	% électricité SER (base année)*	15,49%	17,85%	19,85%	21,17%	21,47%	22,99%	25,64%	22,43%	22,39%	25,56%	21,37%
	% électricité COGEN**	9,27%	9,81%	10,36%	10,97%	7,37%	7,29%	7,63%	6,66%	7,19%	6,26%	4,80%
	% électricité nette produite	20,96%	23,69%	26,25%	28,01%	24,69%	26,47%	29,15%	25,99%	27,26%	28,53%	22,72%
	% électricité verte (base 2008)	18,59%	20,87%	22,78%	24,25%	21,23%	22,53%	23,82%	21,35%	21,71%	21,53%	17,65%

* l'électricité SER correspond à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables au sens européen (Directive 2009/28/CE)

** l'électricité COGEN correspond à l'électricité produite à partir d'installation de cogénération de qualité (combustibles fossiles et biomasses); cette notion wallonne est proche mais différente de la notion de cogénération à haut rendement au sens européen (Directive 2004/8/CE)

*** La fourniture reprise est la fourniture à des tiers. Elle diffère légèrement de la fourniture soumise à quota à partir de 2014.

**** les statistiques 2003 comprennent les quelques productions certifiées de 2002.

***** A partir de 2022, les statistiques de consommation propres indispensables au calcul de la fourniture à des tiers n'est plus disponible avec la nouvelle plateforme d'Atrias. C'est donc la fourniture quota qui est prise comme référence

ANNEXE 2 – SIÈGES D'EXPLOITATION AYANT BÉNÉFICIÉ D'UNE RÉDUCTION DU QUOTA DE CV EN 2024

CLIENT FINAL	SECTEUR
3B Fibreglass	VERRE
5N	CHIMIE
Advachem	AGRO ALIMENTAIRE
AGC Flat Glass Europe - Jemeppe/S	VERRE
Ahlstrom Malmedy	PAPIER
Air Liquide Industries Belgium - Marchienne	CHIMIE
Air Liquide Industries Belgium - Marchienne	CHIMIE
AISIN EUROPE SAAISIN EUROPE SA	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Akzonobel Chemicals	CHIMIE
Alia 2	AGRO ALIMENTAIRE
Alken Maes (Stassen)	AGRO ALIMENTAIRE
Ampacet	CHIMIE
APERAM Stainless Belgium	SIDERURGIE
Arcelor Mittal Belgium (Chaud) - Seraing	SIDERURGIE
Arcelor Mittal Industeel Belgium	SIDERURGIE
Armacell Benelux	CHIMIE
Asten Johnson	CHIMIE
Ateliers Du Monceau	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Avery Dennison Materials Belgium	IND. TRANSFORM. PAPIER/CARTONS, IND. GRAPHIQUES
Baxalta Belgium Manufacturing	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
BAXTER	CHIMIE
Beaulieu Technical Textiles	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Bel'Ardenne	AGRO ALIMENTAIRE
Belgian Quality Fish	AGRO ALIMENTAIRE
Belgomalt	AGRO ALIMENTAIRE
Belourthe	AGRO ALIMENTAIRE
Beneo - Orafti	AGRO ALIMENTAIRE
Bières De Chimay - Forges	AGRO ALIMENTAIRE
Biowanze	AGRO ALIMENTAIRE
Brasserie D'Orval	AGRO ALIMENTAIRE
Brasserie Du Bocq	AGRO ALIMENTAIRE
Bridgestone Aircraft Tire Europe	CHIMIE
Briqueterie De Ploegsteert (Barry)	BRIQUES - CERAMIQUES
BRU-CHEVRON	AGRO ALIMENTAIRE
BRU-CHEVRON	AGRO ALIMENTAIRE
Burgo Ardennes	PAPIER
Cabot Plastics Belgium - Loncin	CHIMIE
Café Liégeois	AGRO ALIMENTAIRE
Calcaires De Florenne	CARRIERES
Calcaires De La Sambre	CARRIERES
Cargill Chocolate Products	AGRO ALIMENTAIRE

Carmeuse - Aisemont	CARRIERES
Carrière Des Limites	CARRIERES
Carrières / Granulats du Hainaut	CARRIERES
Carrières de Grès Réunies	CARRIERES
Carrières et Fours à Chaux Dumont Wauthier	CHAUX
Carrières Pierre Bleue Belge	CARRIERES
Carrières Unies de Porphyre - Bierghes	CARRIERES
Cartonnage Lammerant	IND. TRANSFORM. PAPIER/CARTONS, IND. GRAPHIQUES
Cartonneries Thulin	CHIMIE
CBR - Antoing (Coucou 8)	CIMENTERIES
CCB - Gaurain-Ramecroix	CIMENTERIES
Chemviron	CHIMIE
CL - Warneton	AGRO ALIMENTAIRE
Coca Cola Europacific Partners Belgium - Chaudfontaine	AGRO ALIMENTAIRE
Cofely Data Solutions	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Come A Casa (Vamos)	AGRO ALIMENTAIRE
Comet Traitements - Obourg	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
COMETSAMBRE	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Crystal Computing	TECHNOLOGIE
D'Argifral	AGRO ALIMENTAIRE
De Poortere Deco	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
De Poortere Freres	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
DEPRO PROFILES	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
DESOBRY SA	AGRO ALIMENTAIRE
Detry Freres	AGRO ALIMENTAIRE
Devagel	AGRO ALIMENTAIRE
DOLOMIES DE MARCHE-LES-DAMES	CHAUX
Ecofrost	AGRO ALIMENTAIRE
Epur'Aubel	AGRO ALIMENTAIRE
EUROPA CUISSON	AGRO ALIMENTAIRE
Européenne de Lyophilisation	AGRO ALIMENTAIRE
FAMENNE ENROBES	CARRIERES
Firmenich	CHIMIE
Fonderies Marichal Ketin	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Fruytier	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Gamma Wopla	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Gerresheimer - Momignies	VERRE
GHL GROUPE	AGRO ALIMENTAIRE
Gourmand	AGRO ALIMENTAIRE
Gramybel / MyPower	AGRO ALIMENTAIRE
GSK Biologicals - Wavre	CHIMIE
Heritage 1466	AGRO ALIMENTAIRE
Hesbaye Frost	AGRO ALIMENTAIRE
Hoganas Belgium	CHIMIE
Holcim - Lessines	CARRIERES

Huilleries Savonneries Vandeputte - Pecq	CHIMIE
Hydro Extrusion	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Hydrometal	CHIMIE
IDEAL FIBRES & FABRICS	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Imerys Minéraux	CARRIERES
Imperial Meat Products	AGRO ALIMENTAIRE
Inbev	AGRO ALIMENTAIRE
Ineos - Feluy	CHIMIE
Infrabel	TRANSPORT
Inovyn Manufacturing	CHIMIE
Iwan Simonis	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Jindal Films Europe	CHIMIE
Jtekt Torsen Europe	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Kabelwerk Eupen (?)	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
KLK Tensachem	CHIMIE
Knauf Insulation	VERRE
La Lorraine Barchon	AGRO ALIMENTAIRE
La Lorraine Morlanwelz	AGRO ALIMENTAIRE
Lambiotte	CHIMIE
LES ENROBES DES 3 FRONTIERES	CARRIERES
Les Nutons	AGRO ALIMENTAIRE
Lhoist Industrie	CHAUX
Lonza Braine	CHIMIE
Lovenfosse	AGRO ALIMENTAIRE
Lutosa	AGRO ALIMENTAIRE
Magotteaux Liège	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Mamma Lucia	AGRO ALIMENTAIRE
Materne Confilux	AGRO ALIMENTAIRE
Mc Bride	CHIMIE
MD Verre	VERRE
Mima Films	CHIMIE
Molkerei Laiterie de Walhorn	AGRO ALIMENTAIRE
Molnlycke Health Care	AGRO ALIMENTAIRE
Mondelez - Namur	AGRO ALIMENTAIRE
Mydibel	AGRO ALIMENTAIRE
Nestle Waters Benelux	AGRO ALIMENTAIRE
Network Research Belgium	CHIMIE
NGK Europe	BRIQUES - CERAMIQUES
NLMK - Clabecq	SIDERURGIE
NLMK - La Louvière	SIDERURGIE
NMC	CHIMIE
NYCO-STPC	CHIMIE
Plukon	AGRO ALIMENTAIRE
Prayon / Silox	CHIMIE
Procoplast	CHIMIE

Puratos	AGRO ALIMENTAIRE
RABOTAGE ET SECHAGE DU BOIS	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Raffinerie Tirlemontoise - Wanze	AGRO ALIMENTAIRE
Recyfuel	CHIMIE
REVATECH	CHIMIE
RKW Ace	CHIMIE
Roger & Roger	AGRO ALIMENTAIRE
Rosier	CHIMIE
SALUC	CHIMIE
SCA Hygiène Products	IND. TRANSFORM. PAPIER/CARTONS, IND. GRAPHIQUES
Segal	SIDERURGIE
Sioen Fibers	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Slicing Packing Fun & Many More	CHIMIE
Smart Flow Europe	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Smurfitkappa Cartomills	IND. TRANSFORM. PAPIER/CARTONS, IND. GRAPHIQUES
Société D'Exploitation Des Carrières D'Yvoir	CARRIERES
Sol - Spa	CHIMIE
Solarec	AGRO ALIMENTAIRE
Sonaca	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
SPA Monopole	AGRO ALIMENTAIRE
Sprimoglass	VERRE
Stella	CHIMIE
Stockhabo - Mouscron (Fache)	AGRO ALIMENTAIRE
SUSKE / Ice-Kimo	AGRO ALIMENTAIRE
SYNACO	AGRO ALIMENTAIRE
Syngenta Chemicals	CHIMIE
Techspace Aero	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Thales Alenia Space Belgium	CHIMIE
Thy - Marcinelle	SIDERURGIE
TotalEnergies Petrochemicals / Polymers	CHIMIE
Traitex	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
TRANSMYL	AGRO ALIMENTAIRE
UCB Pharma	CHIMIE
UNILIN	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Utexbel	BOIS, TEXTILES, AMEUBLEMENT
Valeo Vision	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Vandemoortele - Seneffe	AGRO ALIMENTAIRE
Vandeputte	CHIMIE
Vinventions - Milmort	CHIMIE
VLEVIA	AGRO ALIMENTAIRE
Wienerberger - Mouscron	BRIQUES - CERAMIQUES
Yara Tertre	CHIMIE
Zinacor	FABRICATIONS METALLIQUES ET ELECTRIQUES
Zoetis Belgium	CHIMIE

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Tableaux

Enveloppes de CV de 2024 à 2030	14
Nombre de demandes de réservation réceptionnées en 2024 en attente de traitement	14
Évolution du parc de production d'électricité verte entre 2023 et 2024	50
Parc de production d'électricité verte bénéficiant de CV au 31 décembre 2024	53
Évolution de la production d'électricité verte soutenue par des CV entre 2023 et 2024	56
Durée d'utilisation moyenne observée par filière en 2023-2024	57
Nombre de (sous-)unités pour lesquelles une demande de révision a été introduite, acceptée ou refusée et facteur "k" moyen pour les demandes acceptées, par année de mise en service des installations (au 31/12/2024).	60
Correspondance entre puissance nette développable et puissance crête	63
Répartition par catégorie de puissance en nombre de sites et en puissance installée pour la filière solaire	63
Répartition par catégorie de puissance en nombre de sites et en puissance installée pour la filière éolienne	66
Répartition par catégorie de puissance en nombre de sites et en puissance installée pour la filière hydraulique	68
Bilan des productions d'électricité verte soutenue par catégorie de bioénergie en 2024	70
Bilan de production par sous-filière biogaz en 2024	73
Niveau de soutien moyen par filière en 2024	75
Comparaison du coût du mécanisme des CV par filière 2023-2024	76
Prix moyens des transactions de CV en 2024	90
Quota avec réduction pour 2024	94
Coût évité correspondant à la réduction de quota de CV – ventilation par secteur	95
Seuil des réductions accordées pour les entreprises en convention carbone et les clients protégés régionaux – 2024	96
Retour quota de CV en 2024	97
Fourniture via ligne directe verte pour 2024	98
Fourniture d'électricité et fourniture soumise au quota de CV à l'horizon 2032	106
Taux d'autoconsommation par filière	106
Évolution de la demande de CV sur le marché	107
Évolution du marché des CV pour la période 2025-2032	111
Exonération partielle de la surcharge relative aux CV wallons	115
Octroi de GO électricité en 2024	118
Prix moyens d'achat des GO aux producteurs wallons en 2024	121
Prix moyens d'achat des GO sur le marché wallon (hors producteurs) en 2024	121

Graphiques

Évolution de l'électricité renouvelable produite et des objectifs par technologie (GWh)	11
Fonctionnement et financement du mécanisme des CV	12
Évolution des quotas nominaux de CV sur la période –2012 - 2032	22
Coût à charge d'un client final bénéficiant de réduction du quota (EUR/MWh HTVA) – 2024	23
Comparaison en % et par catégorie du volume consommé, de la contribution nominale et de la contribution effective	31
Indices de proportionnalité de la surcharge	32
Indices de proportionnalité du quota	32
Indices de proportionnalité du total (surcharge + quota)	33
Graphique de proportionnalité entre consommation et contribution totale	33
Évolution nette, à la hausse ou à la baisse, du nombre de sites par filière du parc de production d'électricité verte (hors Solwatt)	48
Évolution nette, à la hausse ou à la baisse, de la puissance par filière du parc de production d'électricité verte (hors Solwatt)	49
Capacité de production d'électricité verte soutenue par des CV selon l'année d'initialisation du soutien et la filière	51
Capacité de production d'électricité verte arrivée en fin d'octroi selon l'année d'initialisation du soutien et la filière	52
Répartition par filière de la puissance électrique soutenue en 2024	54
Répartition par filière de la production d'électricité verte soutenue par des CV en 2024	57
Évolution de l'électricité verte soutenue par des CV par rapport à la fourniture soumise à quota	59
Évolution du nombre et de la puissance cumulée des installations Solwatt soutenues	61
Évolution de la productivité photovoltaïque	62
Comparaison entre la production d'électricité photovoltaïque observée en 2024 et la production attendue basée sur la moyenne des années antérieures	62
Comparaison du taux de charge mensuel de la filière éolienne Onshore au niveau national sur la période 2020 - 2024 – Données Energie Commune	64
Comparaison du taux de charge annuel de la filière éolienne Onshore au niveau national sur la période 2020 - 2024 – Données Energie Commune	65
Quantités mensuelles des précipitations en 2024 – Chiffres IRM	67
Evolution de la production hydro-électrique (soutenue) depuis 2003	67
Niveau de soutien et production d'électricité verte soutenue par des CV	76
Répartition du coût du mécanisme de soutien par filière – Comparaison entre 2023 et 2024	77
Répartition du soutien par filière principale	77
Évolution du nombre de CV émis sur la période 2003-2024	79
Ventilation par filière des CV émis en 2024	80
CV octroyés en 2024 aux installations Solwatt	81
Évolution mensuelle du nombre de relevés introduits en 2024	81
CV octroyés en 2024 aux installations de plus de 10 kW	83
CV octroyés en 2024 aux installations de plus de 10 kW - Ventilation par filière	83
Évolution des transactions de CV sur la période 2009-2024 (Solwatt et non-Solwatt)	85

Évolution mensuelle du nombre de CV vendus en 2024	86
CV vendus à Elia au prix garanti de 65 EUR/CV en 2024 - ventilation par filière (hors Solwatt)	87
Valorisation des CV – Nombre de CV vendu au prix garanti	87
Évolution mensuelle du nombre de CV vendus au GRTL (Elia) au prix garanti de 65 EUR/CV en 2024	88
Évolution mensuelle du nombre de CV vendus par les producteurs sur le marché en 2024	88
Évolution annuelle du prix de vente moyen du CV sur la période 2009-2024	89
Évolution mensuelle du prix de vente moyen du CV en 2024	90
Variabilité des prix de vente des CV en 2024	91
Évolution de la fourniture soumise au quota de CV sur la période 2011-2024	92
Réduction de CV – quota effectif par secteur d'activité en 2024	94
Évolution de la fourniture des entités en convention carbone et des réductions accordées en EUR	95
Évolution des CV annulés sur la période 2003-2024	99
Exonération partielle de la surcharge CV wallons	116
Répartition par filière des GO élec-SER utilisées par les fournisseurs en 2024 en Wallonie	119
Répartition par pays/régions des GO élec-SER utilisées par les fournisseurs en 2024 en Wallonie	120