

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

## Etude (BRUGEL-ETUDE-20230620-46)

Relative à l'adéquation des quotas de certificats verts en  
Région de Bruxelles-Capitale

Établi sur base de l'article 30bis §2, 2° de l'ordonnance du 19  
juillet 2001 relative à l'organisation du marché de  
l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale

**20/06/2023**

# Table des matières

1	Base légale.....	4
2	Introduction.....	5
3	Production d'électricité verte.....	6
3.1	Méthodologie générale.....	6
3.2	Hypothèses de production des installations photovoltaïques.....	6
3.2.1	Installations existantes.....	6
3.2.2	Nouvelles Installations .....	6
3.3	Hypothèses de production des installations de cogénération .....	7
3.3.1	Installations existantes.....	7
3.3.2	Nouvelles installations.....	7
3.4	Hypothèses de production de l'incinérateur.....	7
3.5	Evolution de la production d'électricité verte 2022-2026.....	8
4	Octroi de certificats verts.....	9
4.1	Hypothèses pour les installations photovoltaïques .....	9
4.1.1	Installations existantes.....	9
4.1.2	Nouvelles installations.....	9
4.2	Hypothèses pour les installations de cogénération.....	9
4.2.1	Installations existantes.....	9
4.2.2	Nouvelles installations.....	9
4.3	Scénarios retenus.....	9
4.4	Evolution des octrois de certificats verts 2022-2026 .....	10
5	Fourniture d'électricité.....	11
5.1	Méthodologie.....	11
6	Evolution du marché des certificats verts.....	12
6.1	Trajectoire quotas actuels .....	12
6.2	Trajectoire ISN 50% 2025 .....	14
6.3	Trajectoire ISN 50% 2024 .....	15
6.4	Trajectoire ISN 75% 2024 .....	16
7	Coût du système pour le consommateur .....	17
8	Quota de certificats verts et prix dans les autres régions.....	18
8.1	Wallonie.....	18
8.2	Flandre.....	18
9	Quotas au-delà de 2026 .....	18
10	Evolution du mécanisme de quota.....	19
11	Conclusions.....	19
12	Bibliographie.....	22

## Liste des illustrations

Figure 1 : Evolution de la puissance installée du parc d'électricité verte 2022-2026.....	8
Figure 2 : Evolution des productions cumulées du parc d'électricité verte 2022-2026.....	8
Figure 3 : Evolution du nombre de certificats verts octroyés sur la période 2022-2026.....	10
Figure 4 : Evolution de la fourniture d'électricité en RBC sur la période 2022-2026.....	11
Figure 5 : Evolution des stocks de CV sur la période 2022-2026 sous les quotas actuels.....	12
Figure 6 : Evolution de l'ISN sur la période 2022-2026 sous les quotas actuels.....	13
Figure 7 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2025.....	14
Figure 8 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2024.....	15
Figure 9 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 75% en 2024.....	16
Figure 10 : Quota et ISN pour les 3 trajectoires envisagées pour le scénario RES Min.....	20
Figure 11 : Quota et ISN pour les 3 trajectoires envisagées pour le scénario RES Moy.....	20

## I Base légale

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale prévoit, en son article 30bis §2, inséré par l'article 56 de l'ordonnance du 14 décembre 2006, que [1] :

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

*BRUGEL est chargée des missions suivantes :*

*...*

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

*... »*

La présente étude est réalisée à la demande du Ministre.

## 2 Introduction

En Région de Bruxelles-Capitale (RBC), les producteurs d'électricité verte peuvent se voir octroyer par BRUGEL, moyennant certification de leur installation, un nombre de certificats verts proportionnel à leur production pendant une période de 10 ans. Les fournisseurs d'électricité ont de leur côté une obligation de remettre annuellement un nombre déterminé de certificats verts représentant un pourcentage de leur fourniture (quota). Offre et demande en certificats verts se rencontrent ainsi sur le marché et résultent en un prix de marché.

Afin d'évaluer cet équilibre, BRUGEL effectue - depuis 2022 - annuellement une étude quantitative. L'étude de 2022 [2] avait mis en évidence la nécessité d'une révision à la hausse des quotas précédents.

Sur base de cet avis, le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale a repris les quotas proposés dans son arrêté modifiant celui du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes [3].

Année	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Quotas CV	10,8%	14,7%	18,5%	19,6%	20,6%	20,6%

**Tableau 1 : Quotas actuellement en vigueur**

Or, BRUGEL a constaté que certaines des hypothèses retenues dans le cadre de la réalisation de l'exercice 2022 n'ont pas été rencontrées dans la réalité :

- la fourniture d'électricité a été plus faible que prévue ;
- la production électrique des installations photovoltaïques a fortement augmenté (ensoleillement exceptionnel) ;
- la mise en service d'un nombre important de petites unités de cogénération avant le changement du niveau de soutien en 2022 a été observée ;
- le nombre de CV octroyés à l'incinérateur (augmentation de la production électrique et de la fraction biodégradable).

Ces éléments ont conduit à une augmentation du stock de CV.

La présente étude a pour objectif de mettre à jour les hypothèses tout en ayant une approche plus conservatrice afin de mettre en place des quotas qui assureront un retour à l'équilibre du marché des CV.

Le chapitre 3 analyse les projections de la production d'électricité verte du parc renouvelable bruxellois et le chapitre 4 analyse l'octroi de certificats verts associés à cette production en distinguant 3 scénarios. Sur base de ces 2 premiers chapitres et de l'évolution de la fourniture d'électricité (chapitre 5), le chapitre 6 analyse 4 trajectoires d'évolution des quotas ramenant afin de ramener le marché à l'équilibre.

Le chapitre 7 étudie l'impact financier des différentes trajectoires et le chapitre 8 compare cet impact avec les autres Régions du pays. La position de BRUGEL concernant les quotas au-delà de 2026 est développée dans le chapitre 9. Enfin, le chapitre 10 met en évidence la complexité de l'exercice et évoque la nécessité d'entrevoir la possibilité de réformer le mécanisme de quota.

## 3 Production d'électricité verte

### 3.1 Méthodologie générale

Afin d'évaluer l'évolution de la production d'électricité verte entre 2023 et 2026, différentes analyses ont été effectuées en tenant compte des éléments suivants :

1. Installations photovoltaïques : prise en compte de l'évolution de la production du parc existant (maintien, démantèlement et remplacement) et des investissements dans des nouvelles installations.
2. Installations de cogénération : prise en compte de l'évolution de la production du parc existant (maintien, démantèlement et remplacement), et des investissements dans des nouvelles installations ainsi que de la fin prévue du soutien aux cogénérations au gaz en 2025 [4].
3. Eolien, hydraulique et géothermie : étant donné le développement très faible de ces technologies à ce jour en RBC, leur impact sur le marché des certificats verts a été considéré comme négligeable ;
4. Incinérateur : l'étude 2022, basée sur les objectifs du Plan Energie Climat 2030 [4], a sous-estimé la production d'énergie verte de l'incinérateur. Des hypothèses plus conservatrices ont été retenues jusqu'à sa fin de période d'éligibilité en février 2026.

Les hypothèses détaillées sont développées dans les points suivants.

### 3.2 Hypothèses de production des installations photovoltaïques

#### 3.2.1 Installations existantes

1. Pas de renouvellement de l'installation, mais maintien de la production d'électricité de l'installation existante au-delà de la période d'octroi de certificats verts étant donné la durée de vie économique supposée de 25 ans ;
2. La productivité du parc solaire PV existant (kWh/kWc.an) est supposée rester constante sur la période 2022-2026. La valeur de 850 kWh/kWc a été retenue et correspond à une productivité moyenne observée sur 10 années dans l'étude du parc PV en RBC 2021 [5]. Cette valeur est plus élevée que celle retenue lors de l'étude d'adéquation précédente [2]. (750 kWh/kWc)

#### 3.2.2 Nouvelles Installations

La méthodologie retenue pour déterminer les différents scénarios de développement est identique à celle utilisée dans l'étude d'adéquation précédente [2].

1. Scénario PV-min : taux de croissance comparable à celui observé en moyenne en RBC sur la période 2012-2022 : +21,3 MWc/an ;
2. Scénario PV-moy : taux de croissance double du premier scénario : +42,6 MWc/an ;
3. Scénario PV-max : taux de croissance triple du premier scénario : +63,9 MWc/an.

A titre d'information, le record de puissance PV installée en RBC en une année a été atteint en 2020 avec l'installation de 68 MWc. L'année 2022 devrait quant à elle atteindre les 25 MWc<sup>1</sup>.

Les nouvelles installations sont supposées être mises en service à un rythme régulier au fil des différents trimestres. Par conséquent, pour une année considérée, seul un quart de la puissance nouvellement installée est active dès le premier trimestre.

---

<sup>1</sup> Toutes les données des installation mises en service courant 2022 ne sont pas encore connues à ce jour

### 3.3 Hypothèses de production des installations de cogénération

#### 3.3.1 Installations existantes

1. Maintien de la production d'électricité et des rendements sur base des moyennes calculées des index encodés pour la période 2012-2022 ;
2. Lorsqu'une installation alimentée en gaz naturel arrive en fin de durée de vie économique (10 ans), celle-ci est supposée être remplacée par une installation présentant les mêmes caractéristiques. La puissance installée après remplacement est toutefois fixée à 80% de la puissance installée initialement afin de se rapprocher du taux de remplacement observée en pratique sur la période 2012-2022.  
Ce taux de remplacement ne sera appliqué que jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025. Ensuite, ce taux tombera à zéro étant donné l'annonce de la fin du soutien des cogénérations au gaz.

#### 3.3.2 Nouvelles installations

La méthodologie retenue pour déterminer les différents scénarios de développement des cogénérations est identique à celle de l'étude d'adéquation précédente [2]. Ci-dessous les 3 scénarios retenus pour 2023-2024. Dans les 3 scénarios, la croissance sera nulle en 2025 et 2026. En effet, l'annonce de la fin du soutien des cogénérations utilisant le gaz naturel comme combustible à partir de 2025, entrainera la fin du développement des cogénérations au gaz. Le développement de cogénérations fonctionnant à l'huile de colza ou au biométhane est considéré à ce stade comme marginal.

1. Scénario CHP-min : stagnation de la puissance installée. Dans ce scénario, les nouveaux investissements compensent les 20% de pertes de puissance qui font suite aux renouvellement des installations existantes arrivées au terme de leur durée de vie économique (voir 3.3.1) : **+0 MWe/an** ;
2. Scénario CHP-moy : scénario intermédiaire dans lequel la puissance cumulée des nouveaux projets permettent de générer un accroissement de puissance du parc: **+1 MWe/an** ;
3. Scénario CHP-max : tendance historique en termes d'accroissement net : **+2 MWe/an**.

Le nombre d'heures de fonctionnement et la productivité des nouvelles cogénérations sont supposés identiques à la moyenne observée lors des 3 dernières années pour chaque catégorie de puissance ([0-15] kWe, ]15-50] kWe, ]50-200] kWe, ]200-1000] kWe et > 1000 kWe).

### 3.4 Hypothèses de production de l'incinérateur

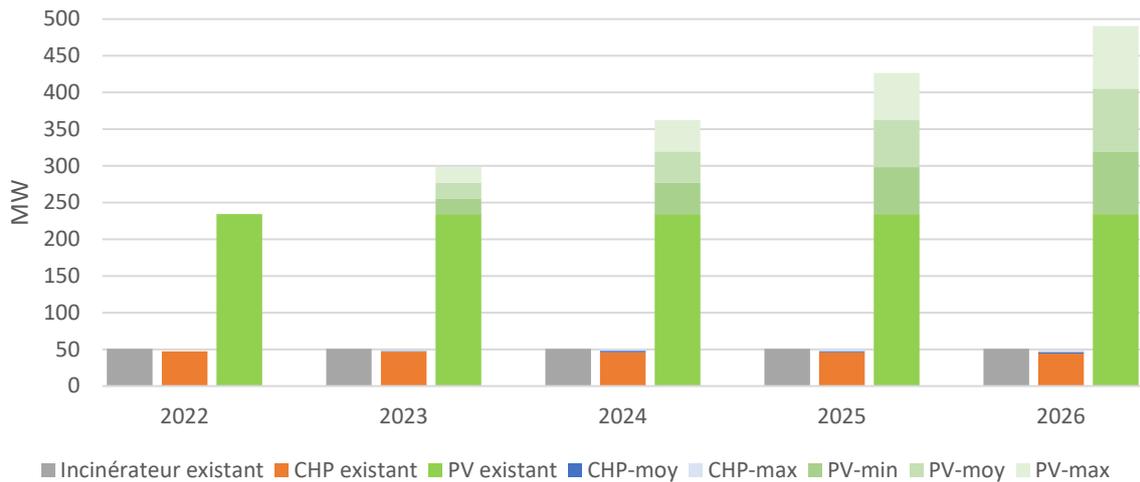
L'étude d'adéquation précédente [2] s'était basée sur le Plan Energie Climat 2030 [4] qui prévoyait une diminution de 6 % des déchets à l'horizon 2030. L'octroi estimé pour 2022 était de 111.840 CV. Or c'est plus de 122.000 CV qui ont été octroyés soit une différence de plus de 9 % qui s'explique par une augmentation de la production électrique de l'incinérateur. Par ailleurs, la fraction organique des déchets de l'incinérateur a été revue à la hausse. Dès lors, le nombre de CV octroyés, qui dépend du pourcentage de fraction organique, a également augmenté.

Dans cet exercice et sur base des recommandations du département Ressources – Déchets de Bruxelles Environnement, l'octroi a été considérée stable pour 2023 et 2024. Pour 2025, BRUGEL a appliqué une diminution de 15% de la production afin d'intégrer l'effectivité de la mise en place de la collecte des déchets organiques. Pour rappel, l'incinérateur ne percevra plus de CV à partir du 01/02/2026.

### 3.5 Evolution de la production d'électricité verte 2022-2026

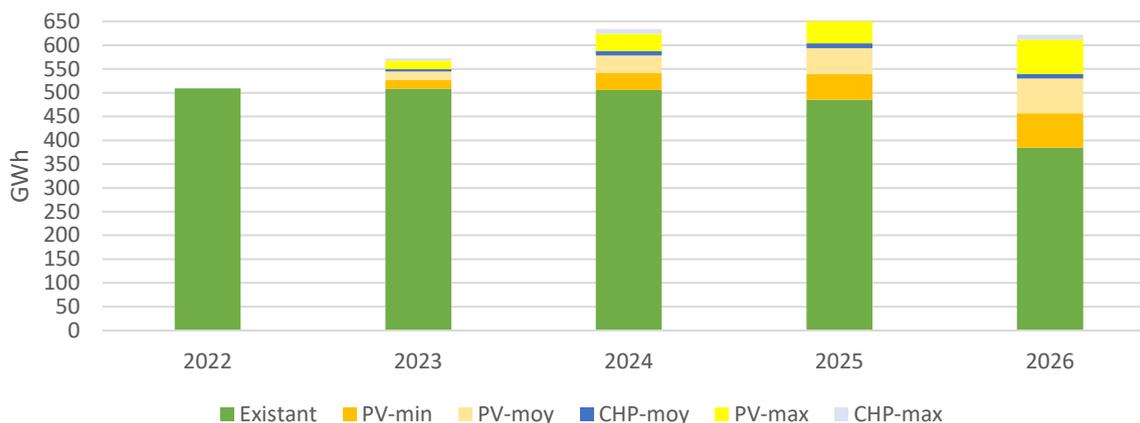
La Figure 1 montre l'évolution estimée de la puissance du parc de production d'électricité verte installée entre 2022 et 2026. Les 3 scénarios de développement considérés pour la cogénération et le photovoltaïque ainsi que le parc existant sont présentés distinctement.

On y observe que la prédominance des installations photovoltaïques devrait encore se renforcer avec une augmentation de la puissance existante de 36 à 109% à l'horizon 2026.



**Figure 1 : Evolution de la puissance installée du parc d'électricité verte 2022-2026**

En ce qui concerne l'évolution estimée de la production d'électricité verte éligible aux certificats verts (Figure 2), celle-ci pourrait passer de 509 GWh en 2022 à une valeur comprise entre 457 GWh (90%) dans le scénario minimal et 622 GWh en 2026 (122%)<sup>2</sup>. Il est à noter que la production des installations existantes diminue également étant donnée la mise hors service de certaines cogénérations ou la sortie de période d'éligibilité d'installations PV.



**Figure 2 : Evolution des productions cumulées du parc d'électricité verte 2022-2026**

<sup>2</sup> La diminution en 2026 est due au fait que la production de l'incinérateur n'obtiendra plus de CV à partir du 01/02.

## 4 Octroi de certificats verts

### 4.1 Hypothèses pour les installations photovoltaïques

#### 4.1.1 Installations existantes

Le taux d'octroi de certificats verts est fixé durant toute la période d'éligibilité de 10 ans d'une installation. Par conséquent, aucune modification n'est faite pour les installations existantes.

#### 4.1.2 Nouvelles installations

Le scénario retenu est celui d'un maintien courant 2024 du taux d'octroi actuel de certificats verts. Une diminution du niveau de soutien de l'ordre de 10% est par la suite estimée et appliquée sur les années 2025 et 2026. Cette diminution correspond à une tendance historique de diminution du soutien PV tout niveau de puissance confondu.

### 4.2 Hypothèses pour les installations de cogénération

#### 4.2.1 Installations existantes

Le taux d'octroi de certificats verts est fixé durant toute la période d'éligibilité de 10 ans d'une installation. Par conséquent, aucune modification n'est faite pour les installations existantes.

#### 4.2.2 Nouvelles installations

Cette simulation fait l'hypothèse que les coefficients multiplicateurs entrés en vigueur en mai 2022 resteront constants pour la période 2023-2024<sup>3</sup>.

### 4.3 Scénarios retenus

Le Tableau 2 montre les scénarios retenus pour l'octroi de certificats verts.

Scénario RES (Renewable Energy Source)	PV	CHP
RES-Min	PV-Min	CHP-Min
RES-Moy	PV-Moy	CHP-Moy
RES-Max	PV-Max	CHP-Max

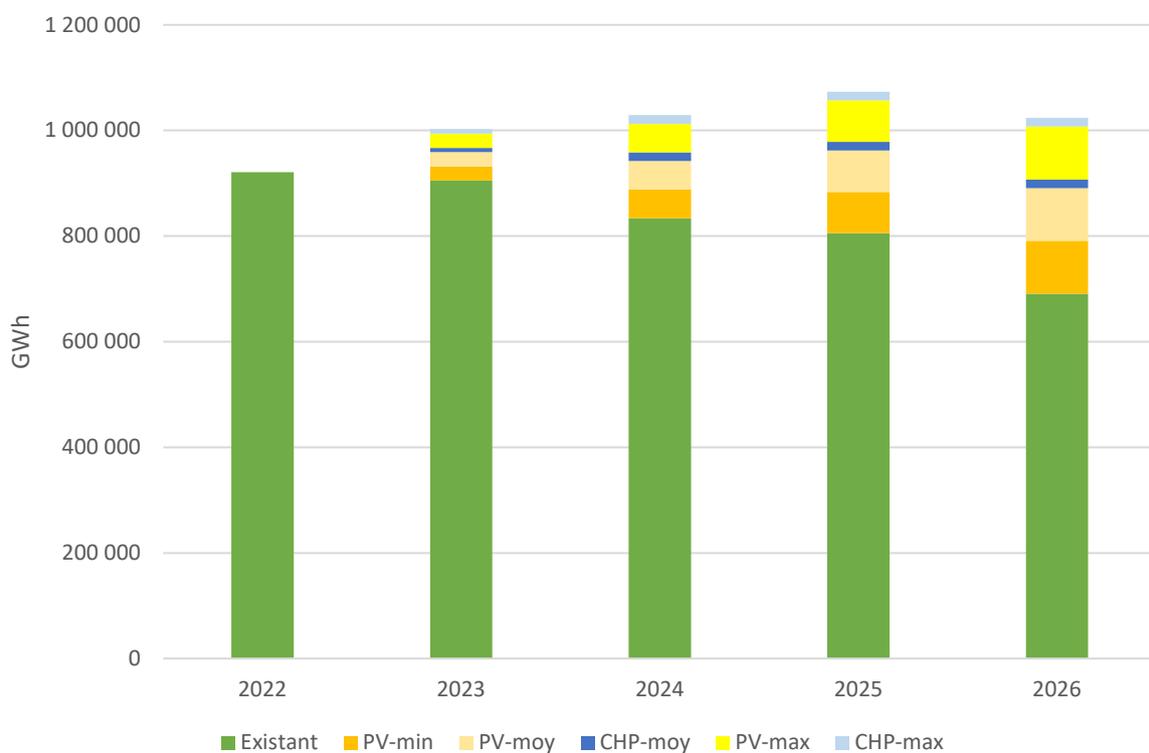
**Tableau 2 : scénarios d'octroi retenus**

<sup>3</sup> Les nouvelles installations CHP au gaz naturel ne recevront plus de CV à partir du 01/01/2025.

## 4.4 Evolution des octrois de certificats verts 2022-2026

La Figure 3 ci-dessous reprend l'estimation de l'évolution du nombre de certificats verts octroyés pour la période 2022-2026. Le nombre de CV octroyés pour le parc existant diminue étant donné que des installations arrivent à la fin de leur période d'éligibilité au cours des années à venir.

Le nombre total de CV octroyés annuellement pourrait, selon la dynamique du marché, évoluer à la baisse en cas de développement faible des installations. En effet, dans le scénario RES-Min, la quantité de CV dont les nouvelles installations bénéficieraient, ne contrebalancerait pas la diminution des CV octroyés aux installations existantes. En cas de développement maximal (RES-Max), on pourrait atteindre les 1.023.000 CV octroyés en 2026 contre 921.000 en 2022. Dans le cas RES-min, ce nombre diminuerait à 791.000 CV.



**Figure 3 : Evolution du nombre de certificats verts octroyés sur la période 2022-2026**

## 5 Fourniture d'électricité

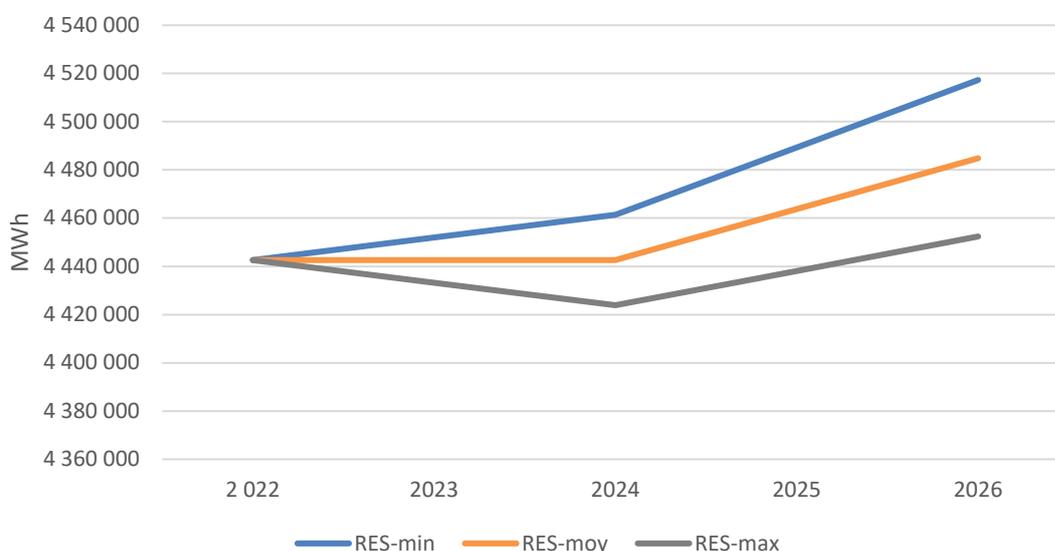
### 5.1 Méthodologie

La méthodologie pour établir les prévisions de fourniture d'électricité pour les années 2023 à 2026 est semblable à celle développée dans l'étude d'adéquation précédente [2].

Néanmoins, dans un souci de simplification, seuls 3 scénarios ont été retenus sur base des hypothèses suivantes :

- Augmentation annuelle légère de la consommation (+0,4%). Elle était de 4.442.000 MWh en 2022. Cette légère augmentation compense ainsi l'augmentation de la production autoconsommée issue du scénario RES-moy. L'idée étant que ce scénario résulte dans une stagnation de l'électricité fournie par les fournisseurs.
- A partir de 2025, une augmentation liée au développement de l'électromobilité sur base des hypothèses de l'étude précitée a été intégrée (+21.117 MWh). Ce développement est estimé notamment au regard de la réforme du régime de déductibilité fiscale des véhicules de société<sup>4</sup>.
- Intégration de l'autoconsommation générée par les nouvelles installations de production d'électricité verte selon les 3 scénarios RES du Tableau 2.

La Figure 4 montre les 3 scénarios possibles d'évolution de la fourniture d'électricité en RBC en fonctions des hypothèses ci-dessus.



**Figure 4 : Evolution de la fourniture d'électricité en RBC sur la période 2022-2026**

<sup>4</sup> À partir de 2026, seules les voitures de société sans émission carbone (électrique) seront déductibles à 100%. Cette réforme prévoit que le système actuel de taxation sera modifié à partir de 2023 pour défavoriser davantage encore les voitures thermiques jusqu'en 2026. C'est pourquoi nous prévoyons une augmentation de la consommation électrique dès 2025.

## 6 Evolution du marché des certificats verts

Sur base des chapitres précédents, ce chapitre vérifie dans un premier temps si les quotas en vigueur (Trajectoire BAU – Business As Usual) sont en adéquation avec les évolutions probables de la production d'électricité verte et de la fourniture d'électricité. Dans un second temps, 3 trajectoires comprenant une adaptation des quotas sont analysées.

Vu le contexte de crise énergétique actuel et les incertitudes qui pèsent sur le marché de l'énergie, des prévisions au-delà de 2026 apparaissent complexes à effectuer. C'est la raison pour laquelle les 3 trajectoires ne s'étendent pas au-delà de 2026. Dans le cas présent, BRUGEL suggère de maintenir les quotas établis pour 2026 jusqu'en 2030.

### 6.1 Trajectoire quotas actuels

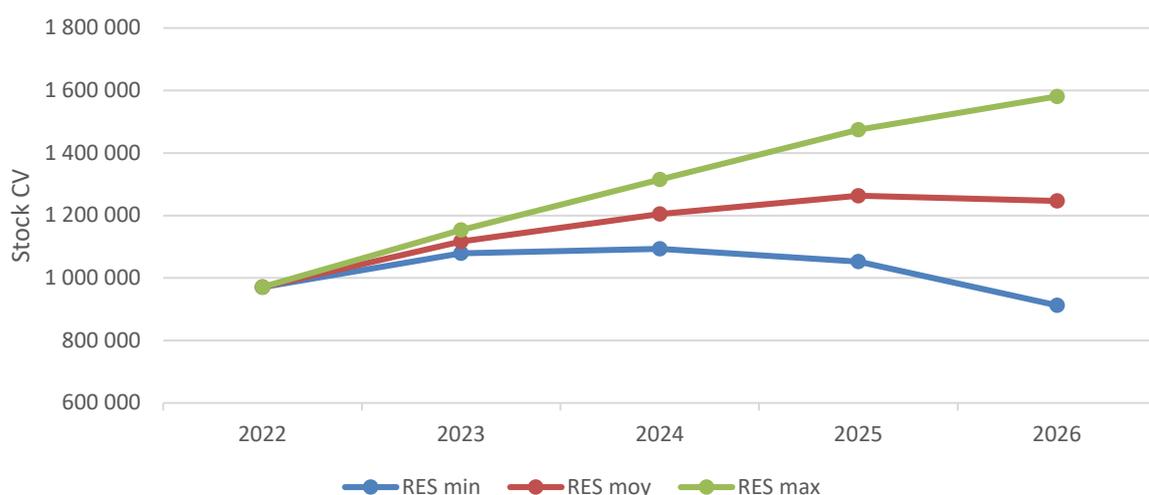
Cette trajectoire suit les quotas revus en 2022 (Tableau 3) avec pour objectif d'atteindre un indicateur de stock normalisé (ISN) de 50% en 2025.

Quotas CV	2022	2023	2024	2025	2026
En vigueur	14,7%	18,5%	19,6%	20,6%	20,6%

**Tableau 3 : Quotas en vigueur pour la période 2023-2026**

Rappelons que l'ISN permet d'estimer si ces stocks sont problématiques ou non. Il correspond au volume du stock de certificats verts au 1<sup>er</sup> avril (après « retour quota ») rapporté au volume de certificats verts à rendre pour l'année considérée. On considère généralement que la valeur de l'ISN doit être comprise entre 25 et 100% pour assurer une liquidité suffisante d'une part, et pour éviter un déséquilibre majeur d'autre part.

La Figure 5 indique que, dans le cas d'un déploiement soutenu des moyens de production d'électricité verte (RES max), on observe un stock qui atteindrait près de 1,6 millions de CV en 2026. Dans le cas contraire, les stocks pourraient revenir autour des 921.000 CV.

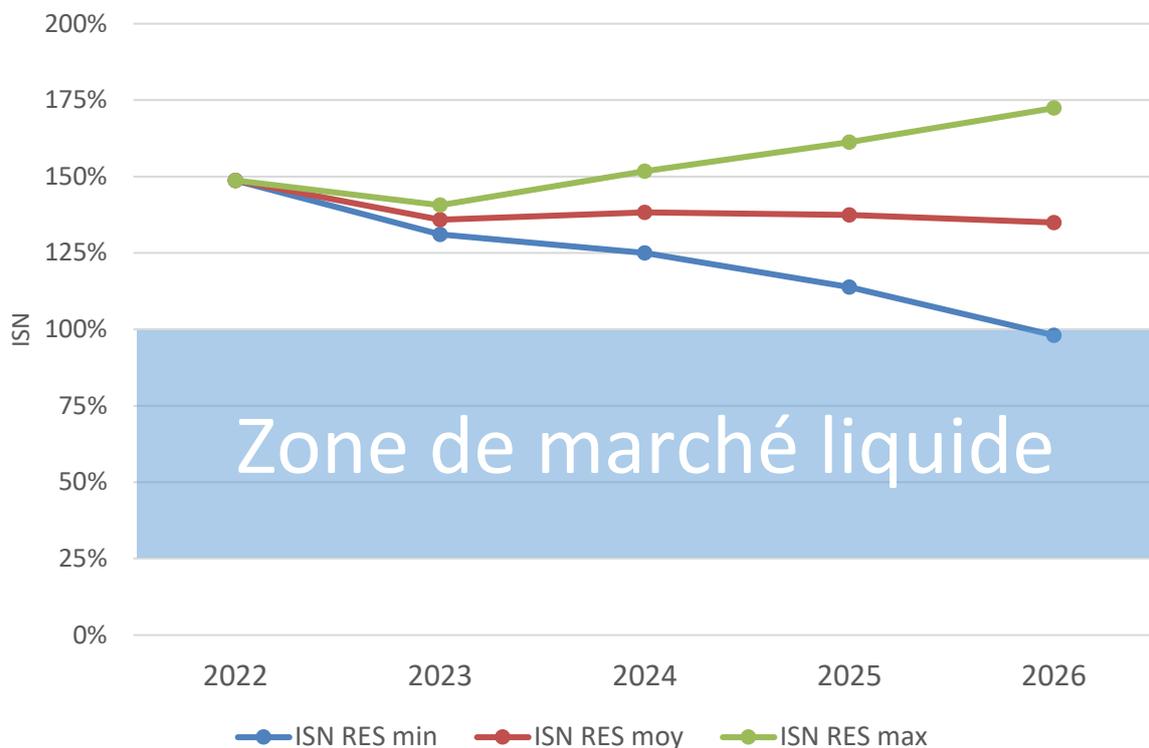


**Figure 5 : Evolution des stocks de CV sur la période 2022-2026 sous les quotas actuels**

La Figure 6 montre l'évolution de l'ISN entre 2022 et 2026 en fonction des différents scénarios en tenant compte des quotas actuels. L'ISN s'élevait à 149 % à la clôture de la période retour quota 2022, et devrait diminuer avec les quotas en vigueur uniquement dans le cas du scénario d'un développement minimal des moyens de production d'électricité verte (RES min) et atteindre les 100 % en 2026. Dans les autres scénarios, l'ISN stagne ou s'envole pour approcher les 175 %.

Il s'agit clairement d'une situation déséquilibrée. Vu l'abondance de l'offre, les prix des certificats verts ont diminué jusqu'au prix minimal garanti de 65 €. En effet, certains fournisseurs ont adapté leur politique de rachat de CV au prix de 65€ depuis le 01/03/2023.

Les scénarios des points suivants explorent l'impact sur les quotas d'un retour plus ou moins rapide à une situation d'équilibre (stock à 50 %).



**Figure 6 : Evolution de l'ISN sur la période 2022-2026 sous les quotas actuels**

## 6.2 Trajectoire ISN 50% 2025

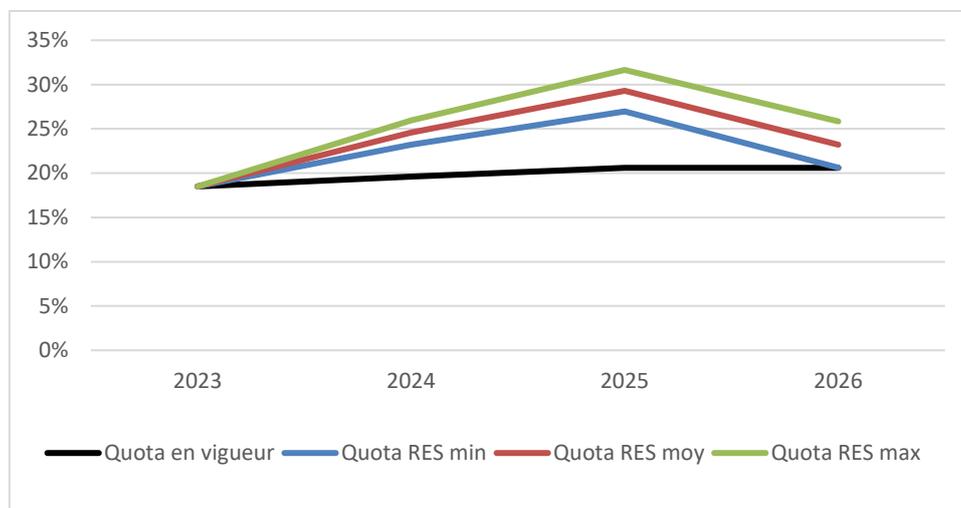
En se fixant un objectif d'ISN à un horizon temporel donné, il est possible d'estimer quels quotas sont nécessaires pour l'atteindre. La trajectoire présentée dans cette section (voir Tableau 4) fixe des quotas en vue d'atteindre un ISN de 50% en 2025.

A noter que pour des raisons de sécurité juridique et de prévisibilité, les quotas d'une année ne peuvent pas être revus en cours de cette même année. C'est la raison pour laquelle le quota 2023 reste inchangé.

	2023	2024	2025	2026
Trajectoire ISN	131%	90%	50%	50%
Quota en vigueur	18,5%	19,6%	20,6%	20,6%
Quota RES min	18,5%	23,2%	27,0%	20,6%
Quota RES moy		24,6%	29,3%	23,2%
Quota RES max		26,0%	31,7%	25,8%

**Tableau 4 : Trajectoire d'ISN objectif 50% en 2026**

La Figure 7 reprend de manière visuelle les quotas selon les différents scénarios. L'objectif étant d'atteindre en 2025 un retour à un marché liquide, l'augmentation est moins forte que les scénarios suivants mais l'effort reste conséquent en 2025 (entre +7 et +11%) pour rediminuer par la suite à un taux proche des quotas en vigueur dans le cas d'un développement faible des moyens de production.



**Figure 7 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2025**

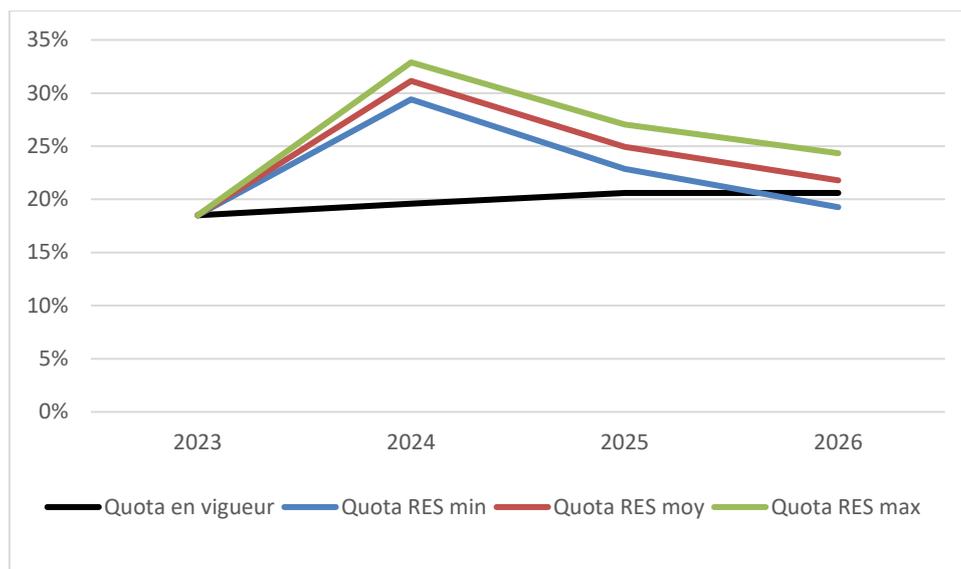
### 6.3 Trajectoire ISN 50% 2024

La trajectoire présentée dans cette section (voir Tableau 5) fixe des quotas en vue d'atteindre un ISN de 50% le plus rapidement possible c'est-à-dire en 2024.

	2023	2024	2025	2026
Trajectoire ISN	130%	50%	50%	50%
Quota en vigueur	18,5%	19,6%	20,6%	20,6%
Quota RES min	18,5%	29,4%	22,9%	19,3%
Quota RES moy		31,1%	24,9%	21,8%
Quota RES max		32,9%	27,0%	24,3%

**Tableau 5 : Trajectoire d'ISN objectif 50% en 2024**

La Figure 8 reprend de manière visuelle les quotas selon les différents scénarios. L'objectif étant d'atteindre en 2024 un retour à un marché liquide, l'augmentation est très forte en 2024 (entre 10 et 13%) pour rediminuer par la suite à un taux plus faible que les quotas en vigueur dans le cas d'un développement faible des moyens de productions.



**Figure 8 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 50% en 2024**

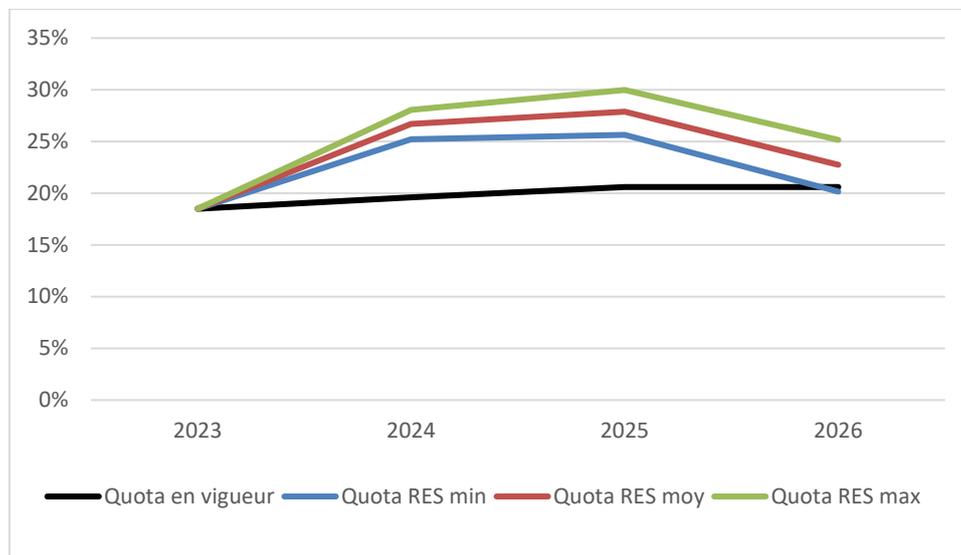
## 6.4 Trajectoire ISN 75% 2024

Le même exercice a été réalisé en appliquant une trajectoire intermédiaire entre les deux trajectoires précédentes avec un ISN de 75% en 2024 et 50% en 2025.

	2023	2024	2025	2026
Trajectoire ISN	131%	75%	50%	50%
Quota en vigueur	18,5%	19,6%	20,6%	20,6%
Quota RES min	18,5%	25,2%	25,6%	20,2%
Quota RES moy		26,7%	27,9%	22,7%
Quota RES max		28,0%	30,0%	25,2%

**Tableau 6 : Trajectoire boost d'ISN objectif 75% en 2024**

Comme le montre la Figure 9, la trajectoire est plus progressive et étale l'effort sur 2024 et 2025.



**Figure 9 : Ajustement des quotas pour les 3 scénarios en vue de l'ISN 75% en 2024**

## 7 Coût du système pour le consommateur

Le présent chapitre évalue le surcoût des différentes trajectoires présentées dans le chapitre précédent. Le coût du système de certificats verts pour le consommateur est calculé en EUR par MWh par an et correspond au produit du quota de certificats verts par la valeur du certificat vert.

Concernant l'évolution de la valeur du certificat vert, celle-ci peut évoluer en théorie entre une valeur de 65€ correspondant au prix d'achat garanti par Elia et une valeur maximale (hors effet fiscal) de 100€ correspondant au prix de l'amende applicable aux fournisseurs qui ne satisfont pas à leur obligation de quota de certificats verts. Dans le cadre de cet exercice, le calcul du coût est réalisé avec un prix par certificat vert à 80€<sup>5</sup>.

Le coût moyen annuel du système CV avec les quotas actuels est de 15,9 €/MWh sur les années 2023-2026. Il est important de signaler que ce coût n'est pas appliqué sur les factures des ménages bénéficiant du tarif social.

Ci-dessous le Tableau 7 reprend les surcoûts des différentes trajectoires en fonction des 3 scénarios. Ce surcoût annuel moyen varie entre 2,7 et 6,3 €/MWh.

Trajectoire	Scénario	2023	2024	2025	2026	Surcoût moyen
Quota en vigueur (BAU)		14,8 €	15,7 €	16,5 €	16,5 €	- €
ISN 50 % 2024	RES Min	-	7,8€	1,8€	-1,1€	2,9€
	RES Moy	-	9,2€	3,5€	0,9€	4,5€
	RES Max	-	10,6€	5,2€	3,0€	6,3€
ISN 50 % 2025	RES Min	-	2,9€	5,1€	0,0€	2,7€
	RES Moy	-	4,0€	7,0€	2,1€	4,3€
	RES Max	-	5,1€	8,8€	4,2€	6,0€
ISN 75 % 2025	RES Min	-	4,5€	4,0€	-0,3€	2,7€
	RES Moy	-	5,7€	5,8€	1,7€	4,4€
	RES Max		6,8€	7,5€	3,7€	6,0€

**Tableau 7: Surcoût annuel du système de CV en suivant les différentes trajectoires par rapport aux quotas en vigueur (€/MWh)**

L'exercice montre finalement un impact relativement limité d'une adaptation des quotas quelle que soit la trajectoire. Pour un ménage médian consommant 2.036 kWh/an dont la facture moyenne en 2023 est de 869 €, le surcoût de l'adaptation des quotas varierait entre 0,6 % et 1,5%.

<sup>5</sup> Bien que la part des CV vendus sur le marché au prix de 65€ a augmenté, le prix moyen pondéré reste à l'heure actuelle de l'ordre de 77,51€. De plus, nous prévoyons une potentielle augmentation du prix des CV dans le cas où une réhausse des quotas serait adoptée.

## 8 Quota de certificats verts et prix dans les autres régions

### 8.1 Wallonie

En Wallonie, le quota à atteindre par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau est fixé par l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006, art. 25, §3 [7]. Il prévoit une progressivité de ce quota jusqu'en 2030. Il distingue les quotas « nominaux » ne tenant pas compte des possibilités de réduction pour les fournisseurs qui alimentent les sièges d'exploitation d'entreprises répondant aux conditions d'octroi de la réduction de quota de CV. Lorsqu'il est tenu compte des réductions accordées, le quota devient alors un quota « effectif ». Il y a près de 10% de différence entre les deux.

Année	Quota nominal (%)	Quota effectif (%)
2023	39,8	30,65
2024	40,28	31,02
2025	43,34	33,37
2026	43,13	33,21

**Tableau 8: Quotas de certificats verts 2023-2026 en Wallonie**

Le prix moyen du certificat vert en Wallonie était de 66,54 € en 2022 ce qui a représenté un coût sur la facture de 20,15 €/MWh.

### 8.2 Flandre

En Flandre, une distinction est réalisée entre les certificats octroyés aux cogénérations et ceux attribués aux autres installations de production d'électricité verte. Pour les premiers, le quota s'élève à 11,2% tandis que pour les seconds, celui-ci est de 21,5%, et ce depuis 2019 [8]. C'est donc 32,7% de la fourniture qui est soumise à quota.

A noter qu'il y a, comme en Wallonie, un système d'exemption progressive pour la fourniture de gros clients (>1000 MWh/an). Plus d'informations sont disponibles dans la note émise par le VREG sur cette thématique [9].

Le prix de vente moyen pour la période 2022-2023 était de 96,39 €/CV électricité verte et de 24,50 €/Certificat cogénération ce qui a représenté un coût sur la facture 23,47 €/MWh. De plus amples informations sur l'évolution du marché des certificats en Flandre sont disponibles dans un rapport dédié à cet effet [10].

## 9 Quotas au-delà de 2026

L'incertitude à plus long terme, c'est-à-dire au-delà de 2026, est importante. Ceci a toujours été le cas, cependant les événements macro-économiques des dernières années l'ont démontré une fois encore.

Cette incertitude touche tant le côté offre, c'est-à-dire le rythme des nouvelles installations, leur type, nombre, puissance, leur taux d'octroi et leur production, que le côté demande, c'est-à-dire la fourniture d'électricité. Cette marge d'incertitude se cumule et s'amplifie à travers les années. C'est la raison pour laquelle BRUGEL préfère, en particulier dans la situation de la crise énergétique et géopolitique actuelle, s'abstenir de réaliser des estimations au-delà du terme des trois années suivantes.

Néanmoins, afin de donner un signal au marché et de créer le cadre minimal, BRUGEL propose de « caper », de manière transitoire, les quotas des années 2027 et suivantes au niveau du quota qui sera retenu pour l'année 2026. BRUGEL propose également d'effectuer une mise à jour annuelle de l'analyse de l'adéquation des quotas.

## 10 Evolution du mécanisme de quota

Ce 3<sup>ème</sup> exercice d'adéquation met une nouvelle fois en exergue la difficulté d'estimer l'adaptation des quotas au regard de l'incertitude et la volatilité d'une multitude de paramètres et d'hypothèses.

Notons par exemple la variation de production liée à la météo (ensoleillement pour le PV, température pour les cogénérations), le contexte international exerçant des pressions sur les prix de l'électricité et des matériaux, ou encore les orientations politiques entre autres au niveau de l'efficacité énergétique, le soutien à la production, l'électromobilité ou l'électrification du chauffage.

Des pistes d'amélioration du système des CV existant ou alternativement d'adaptation du système sont étudiées dans le cadre d'un groupe de travail sur la révision du système de soutien que BRUGEL mène actuellement.

En attendant la mise en place d'une éventuelle évolution, BRUGEL recommande également au Gouvernement d'adapter les articles 2 et 2bis de l'arrêté du Gouvernement de la RBC du 29 novembre 2012 fixant les quotas de CV pour les années 2013 et suivantes qui traitent du mécanisme d'ajustement des quotas. En effet, comme indiqué dans l'Avis 346 de BRUGEL [6], telle que formulé, ce mécanisme d'ajustement est inapplicable<sup>6</sup>.

## 11 Conclusions

A la demande du Ministre, BRUGEL a analysé, dans la présente étude, si les quotas 2023-2026 en vigueur permettent d'assurer un retour à l'équilibre sur le marché des certificats verts qui subit actuellement un déséquilibre important étant donné le stock élevé de CV.

Pour ce faire, les projections de l'évolution de la production d'électricité verte, de l'octroi de certificats verts et de la fourniture soumise à quota ont été mises à jour. La méthodologie utilisée est semblable à celle qui avait été mise en place lors de l'étude d'adéquation des quotas réalisée en 2022. Néanmoins, la présente étude a pris des hypothèses plus conservatrices afin d'éviter de sous-estimer les quotas futurs.

Outre les quotas actuels, 3 trajectoires de quotas ont été analysées :

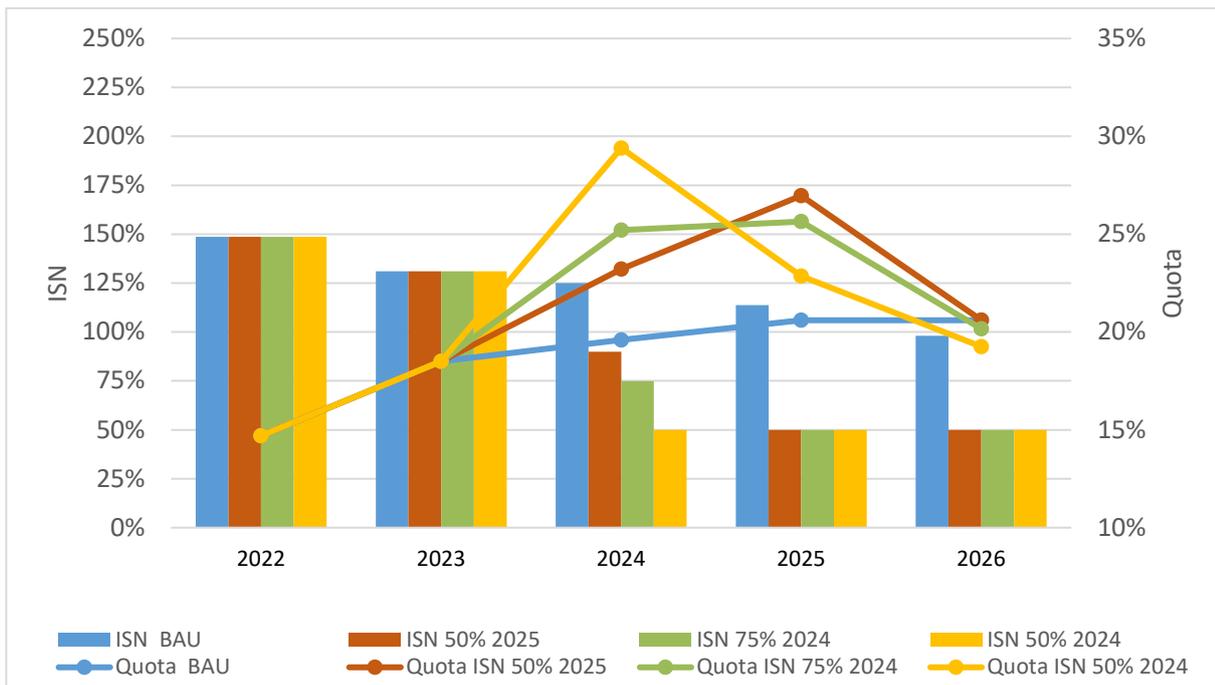
1. ISN 50% 2024
2. ISN 50% 2025
3. ISN 75% 2024

Ces trajectoires ont été établis selon 3 scénarios de développement des énergies renouvelables (RES Min, Res Moy et RES Max). Elles ont pour objectif un retour à un ISN de 50%, avec des rythmes d'absorption de stock de certificats verts différents. Pour chacune d'elles, 3 scénarios d'évolution de la fourniture soumises à quota correspondant ont été considérés.

La Figure 10 reprend les quotas et les ISN pour les 3 trajectoires sur base des scénarios de développement minimal des énergies renouvelables (RES Min).

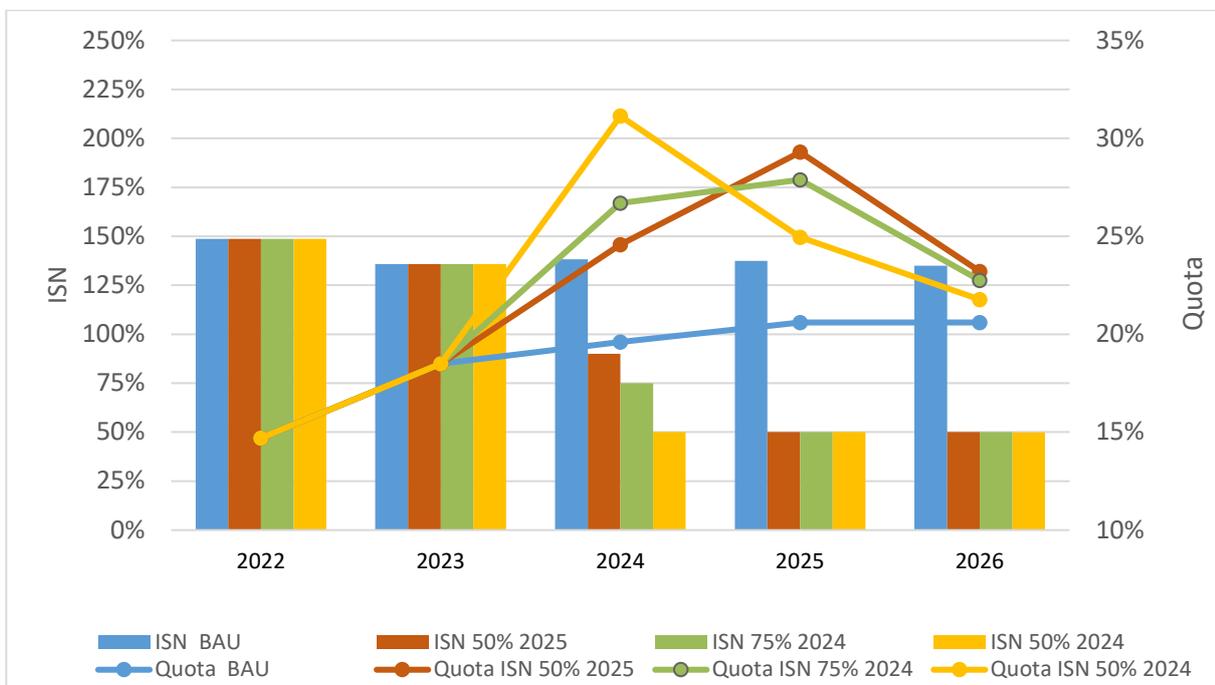
---

<sup>6</sup> Les articles 2 et 3 de l'arrêté contiennent des notions qui ne sont pas en adéquation avec la réalité du marché des CV et ne sont dès lors pas praticables (notamment les différentes temporalités utilisées). De plus, la mécanique de révision prévue et les seuils de 5% et 12% ne permettent pas d'assurer la stabilité et la liquidité suffisante dans le marché.



**Figure 10 : Quota et ISN pour les 3 trajectoires envisagées pour le scénario RES Min**

La Figure 11 reprend les quotas et les ISN pour les 3 trajectoires sur base des scénarios de développement moyen des énergies renouvelables (RES Moy). Les quotas y sont logiquement plus élevés.



**Figure 11 : Quota et ISN pour les 3 trajectoires envisagées pour le scénario RES Moy**

Le scénario maximal de développement du renouvelable semblant moins probable, il n'est pas illustré ici dans un graphique dédié.

Les Figures 10 et montrent clairement qu'avec les quotas actuellement en vigueur, s'ils devaient être maintenus, l'ISN reste durablement au-dessus des 100% ce qui maintient un déséquilibre élevé sur le marché et probablement des prix des certificats verts au prix plancher.

L'impact de l'augmentation des quotas sur la facture annuelle des consommateurs devrait rester limité et de l'ordre d'un surcoût, par rapport aux quotas actuels, de 0,6-1,5% en fonction des trajectoires. Signalons également que ce coût ne sera pas répercuté sur la facture des consommateurs qui bénéficient du tarif social.

Sur base de l'analyse de la situation du marché, BRUGEL recommande au Ministre à privilégier une augmentation rapide des quotas soit avec la trajectoire « ISN 50% en 2024 » ou la trajectoire « ISN 75% en 2024 ». Ce choix appartient au Gouvernement, tout comme le choix de l'hypothèse de trajectoire de développement du renouvelable.

Il est à noter que les quotas proposés dans ces trajectoires restent toujours inférieurs à ceux en vigueur en Wallonie et en Flandre. Le coût du système quant à lui, en tenant compte des différentes trajectoires de quotas proposées dans cette étude, devrait être dans les mêmes ordres de grandeur. Il pourrait se situer entre 18,6 et 26,3 €/MWh en 2024 pour la Région de Bruxelles-Capitale (en fonction du scénario choisi) alors qu'il était de 20,2 €/MWh en Wallonie et 23,5 € en Flandre en 2022.

Vu le contexte de crise énergétique actuel et les incertitudes qui pèsent sur le marché de l'énergie, des prévisions au-delà de 2026 apparaissent hasardeuses à effectuer. C'est la raison pour laquelle les trois scénarios ne s'étendent pas au-delà de 2026. Dans le cas présent, BRUGEL suggère de maintenir les quotas établis pour 2026 jusqu'en 2030.

Ce 3<sup>ème</sup> exercice d'adéquation met une nouvelle fois en exergue la difficulté d'estimer l'adaptation des quotas au regard de l'incertitude et la volatilité d'une multitude de paramètres et d'hypothèses. BRUGEL analysera dans le cadre du groupe de travail mené sur la révision du système de soutien, la possibilité de faire évoluer le mécanisme de quota.

Enfin, BRUGEL recommande également au Gouvernement d'adapter les articles 2 et 2bis de l'arrêté du Gouvernement de la RBC du 29 novembre 2012 fixant les quotas de CV pour les années 2013 et suivantes qui traitent du mécanisme d'ajustement des quotas, en se basant dorénavant sur des objectifs d'ISN.

\* \*

\*

## 12 Bibliographie

1. Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.
2. Etude 41 de BRUGEL du 21 juin 2022 relative à l'adéquation des quotas de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale  
<https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2022/fr/ETUDE-41-ADEQUATION-QUOTAS-2022-2025.pdf>
3. Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 15 février 2023 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes.
4. Plan Energie Climat 2030 : <https://environnement.brussels/citoyen/nos-actions/plans-et-politiques-regionales/plan-energie-climat>
5. Etude relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale 2021 – à paraître courant juin 2023
6. Avis 346 du 23 août 2022 relatif au projet d'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale, adopté en première lecture le 20 juillet 2022, modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes :  
[brugel.brussels/publication/document/avis/2022/fr/AVIS-346-AGRBC-QUOTAS-2022.pdf](https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2022/fr/AVIS-346-AGRBC-QUOTAS-2022.pdf)
7. 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
8. Arrêté du Gouvernement flamand du 8 mai 2009 portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie, article 7.1.1.1
9. Quotumberekening en inleveringsprocedure MEDE-2022-04:  
<https://www.vreg.be/nl/document/mede-2022-04>
10. Certificatenmarkt rapport 2021-2022 : RAPP-2022-13 :  
<https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2023-10>