

ETUDE 51

RELATIVE A L'ADEQUATION DES QUOTAS DE CERTIFICATS VERTS EN REGION DE BRUXELLES- CAPITALE

23/06/2026

Établie 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

BRUGEL-ETUDE-20260623-51

L'autorité bruxelloise de régulation dans les domaines de l'électricité, du gaz et du contrôle du prix de l'eau

Avenue de l'Astronomie 14 – B 1210 Bruxelles
T : 02/563.02.00 – info@brugel.brussels – www.brugel.brussels



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	8
3.5. Evolution de la puissance installée 2026-2029	8
3.6. Evolution de la production d'électricité verte éligible 2026-2029.....	9
4. Octroi de certificats verts (CV).....	10
4.1. Hypothèses pour les installations photovoltaïques	10
4.1.1. Installations existantes	10
4.1.2. Nouvelles installations	10
4.2. Hypothèses pour les installations de cogénération	10
4.2.1. Installations existantes	10
4.2.2. Nouvelles installations	10
4.3. Scénarios retenus	10
4.4. Evolution des octrois de certificats verts 2026-2029.....	11
5. Fourniture d'électricité	12
6. Evolution du marché des certificats verts	13
6.1. Trajectoire des quotas actuels	13
6.2. Trajectoire A : ISN de 50% en 2029 en modifiant dès 2027	15
6.3. Trajectoire B : ISN de 50% en 2029 en modifiant dès 2028.....	16
7. Coût du système pour le consommateur	17
8. Quotas au-delà de 2029	18
9. Conclusion	19
10. Bibliographie.....	21



Liste des illustrations

Figure 1 : Prévisions 2026-2029 de puissances installées en fin d'année du parc d'électricité verte.....	8
Figure 2 : Evolution des prévisions de productions cumulées du parc d'électricité verte 2026-2029	9
Figure 3 : Evolution du nombre de CV octroyés sur la période 2026-2029	11
Figure 4 : Fourniture d'électricité en RBC de 2015-2025 et scénarios jusque 2029	12
Figure 5 : Evolution des stocks de CV sur la période 2025-2029 sous les quotas actuels.....	14
Figure 6 : Evolution de l'ISN sur la période 2020-2029 sous les quotas actuels	14
Figure 7 : Ajustement des quotas selon les 3 scénarios pour la trajectoire A.....	15
Figure 8 : Ajustement des quotas selon les 3 scénarios pour la trajectoire B	16
Figure 9 : ISN & Quotas pour les 2 trajectoires envisagées pour le scénario RES Moy.....	20

Liste des tableaux

Tableau 1 : Quotas actuellement en vigueur	5
Tableau 2 : Puissance installée soutenue et non soutenue en MWc selon la catégorie et le scénario	7
Tableau 3 : scénarios de développement RES retenus.....	10
Tableau 4: Quotas en vigueur pour la période 2026-2030	13
Tableau 5 : Trajectoire A : ISN de 50% en 2029 en modifiant dès 2027	15
Tableau 6 : Trajectoire B : ISN de 50% en 2029 en modifiant dès 2028.....	16
Tableau 7 : Coût annuel du système de CV selon la trajectoire et le scénario par rapport à 2026 (€/MWh) ...	17



1. Base légale

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

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

BRUGEL est chargée des missions suivantes :

...

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

... »

La présente étude vise à assurer le suivi de l'évolution du marché des certificats verts au regard du déséquilibre historiquement constaté sur celui-ci, et à évaluer si les quotas actuellement en vigueur restent en adéquation avec l'évolution réelle du marché.



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 (CV) proportionnel à leur production durant une période de 10 ans. Les fournisseurs d'électricité ont, quant à eux, l'obligation de remettre annuellement un nombre déterminé de CV représentant un pourcentage de leur fourniture (quota). Ainsi, Offre et demande en CV se rencontrent sur le marché et aboutissent à un prix de marché.

Depuis 2022, BRUGEL réalise chaque année une étude quantitative afin d'évaluer cet équilibre.

Les quotas actuellement en vigueur sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Année	2025	2026	2027	2028-2030
Quotas CV	27,9%	26,9%	26,8%	26,2%

Tableau 1 : Quotas actuellement en vigueur

Les quotas actuellement en vigueur ont été fixés par le Gouvernement en janvier 2026 [2], sur base de l'étude n°50 réalisée par BRUGEL le 3 juin 2025 [3].

La présente étude vise à évaluer si les quotas actuels permettent de garantir un équilibre adéquat sur le marché des certificats verts. Cette analyse s'appuie notamment sur une actualisation de plusieurs paramètres, tels que la récente adaptation des niveaux de soutien pour les installations photovoltaïques ou encore le report de la mise en service de la nouvelle unité de biométhanisation.

A l'instar des exercices précédents, BRUGEL concentre son analyse des quotas sur une période de trois ans, en raison des incertitudes importantes qui rendent difficile toute estimation au-delà de cet horizon.

Le chapitre 3 présente les projections de la production d'électricité verte du parc renouvelable bruxellois, tandis que le chapitre 4 examine l'octroi des CV liés à cette production à travers trois scénarios distincts. En s'appuyant sur ces éléments, ainsi que sur l'évolution de la fourniture d'électricité analysée au chapitre 5, le chapitre 6 explore deux trajectoires possibles d'évolution des quotas afin de maintenir l'équilibre du marché.

Le chapitre 7 s'attache à estimer le coût du système pour les consommateurs et le chapitre 8 aborde la question des quotas au-delà de la période couverte par la présente étude.

Enfin, le chapitre 9 présente les conclusions de l'étude ainsi que les recommandations pratiques de BRUGEL.



3. Production d'électricité verte

3.1. Méthodologie générale

Afin d'évaluer l'évolution de la production d'électricité verte entre 2026 et 2029, 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 du soutien aux cogénérations au gaz depuis le 1^{er} janvier 2025.
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 CV a été considéré comme négligeable ;
4. Incinérateur : Prise en considération de l'évolution de la production d'électricité de l'incinérateur sur les dernières années en y intégrant des corrections liées à la mise à jour de la fraction organique et de la fin de l'octroi des CV qui a eu lieu 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. Octroi des CV jusqu'à la fin de la 10^{ème} année.
2. La productivité du parc solaire PV existant (kWh/kWc.an) est supposée rester constante sur la période 2026-2029. La valeur de 850 kWh/kWc a été retenue et correspond à une productivité moyenne sur 10 années calculée dans la dernière étude détaillée du parc PV en RBC, réalisée en 2021. Cette valeur est identique à celle retenue lors des études d'adéquation précédentes [3].

3.2.2. Nouvelles installations

La méthodologie utilisée pour définir les différents scénarios de développement a été ajustée par rapport à celle de l'étude d'adéquation précédente [3], afin de mieux refléter les valeurs effectivement observées au cours des dernières années.

1. Scénario PV-min : taux de croissance comparable à celui observé en moyenne en RBC sur la période 2015-2024 : +28,6 MWc/an ;
2. Scénario PV-moy : taux de croissance de 150% du premier scénario : +42,8 MWc/an ;
3. Scénario PV-max : taux de croissance de 200% du premier scénario : +57,1 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 69 MWc. L'année 2025 devrait quant à elle être de l'ordre de 30 MWc¹. C'est cette valeur qui a été prise en compte pour 2025.

Attention, les puissances citées ci-dessus pour les trois scénarios comprennent l'ensemble des puissances installées en Région de Bruxelles-Capitale, et non uniquement les puissances bénéficiant d'un soutien. En effet, depuis le 1er avril 2026, les installations photovoltaïques d'une puissance supérieure à 100 kWc ne bénéficient plus de soutien (voir point 4.1.2).

Le tableau 2 présente la répartition des puissances installées par catégorie de puissance, selon les différents scénarios envisagés.

catégorie	RES Min	RES Moy	RES Max
Puissance soutenue			
0-5 kWc	5,9	8,9	11,8
5-36 kWc	5,9	8,9	11,9
36-100 kWc	2,9	4,3	5,8
Puissance non soutenue			
100-250 kWc	4,2	6,3	8,4
> 250 kWc	9,7	14,5	19,3
Total	28,6	42,8	57,1

Tableau 2 : Puissance installée soutenue et non soutenue en MWc selon la catégorie et le scénario

3.3. Hypothèses de production des installations de cogénération

3.3.1. Installations existantes

1. La production d'électricité est calculée sur base des moyennes calculées pour la période 2019-2023;
2. Tout comme lors de l'exercice précédent, aucun remplacement d'installations n'est prévu après la période d'éligibilité de 10 ans, en raison de la fin du soutien aux cogénérations fossiles depuis le 1er janvier 2025 ;
3. En raison du délai pouvant aller jusqu'à plusieurs mois entre la mise en service d'une installation (avant le 1er janvier 2025) et sa certification, BRUGEL a consulté les principaux acteurs du marché ainsi que le gestionnaire de réseau de distribution afin d'estimer la puissance des installations non encore certifiées. Sur la base de ces échanges, il est estimé qu'environ 0,4 MWe supplémentaires doivent encore être pris en compte.

3.3.2. Nouvelles installations

1. Aucune nouvelle cogénération au gaz n'est envisagée après 2026.
2. Bruxelles-Propreté prévoit l'installation d'une cogénération de 1,2 MWe liée à la nouvelle unité de biométhanisation des déchets organiques. Contrairement à l'exercice précédent, où il était prévu qu'elle débute à pleine puissance dès 2028, Bruxelles-Propreté a confirmé qu'une mise en service est désormais envisagée à partir de 2029, avec une production estimée à 25 % de sa capacité la première année.

¹ Au moment de la rédaction de cette étude, il y avait 19 MWc enregistrées. Mais les dossiers de certification mettent parfois plusieurs mois avant d'être communiqués à BRUGEL.



3.4. Hypothèses de production de l'incinérateur

L'incinérateur est arrivé en fin de période d'éligibilité au 1^{er} février 2026. BRUGEL n'a pas encore reçu la production de janvier mais sur base de la production 2025, elle est estimée à près de 9.000 MWh.

De plus, un correctif potentiel d'environ 41.700 certificats verts, calculée sur la base d'une mise à jour du calcul de la fraction organique entre 2021 et 2025, devrait encore être attribué. Il a été pris en compte dans les projections.

3.5. Evolution de la puissance installée 2026-2029

La Figure 1 montre l'évolution estimée de la puissance du parc de production d'électricité verte installée entre 2026 et 2029 pour les 2 technologies principales² sans tenir compte si elles sont éligibles à l'obtention de CV ou non.

On y observe les 3 scénarios possibles pour le parc photovoltaïque variant de 386 MWc en 2026 (Scénario PV min) à 586 MWc en 2029 (Scénario PV max). A noter que la valeur PV-min pour 2026 comprend non seulement les 28,6 MWc qui devraient être mis en service en 2026, mais également une dizaine de MWc mis en service avant 2026 et qui seront certifiées d'ici là (voir 3.2.2).

Le parc des cogénérations devrait quant à lui diminuer en puissance passant de 46 MWe en 2026 à 36 MWe en 2029 car les cogénérations sont mises hors service après 10 années de fonctionnement. Cette diminution intervient malgré la mise en service de la cogénération liée à la centrale de biométhanisation et la prise en compte des dernières unités de cogénération qui ne sont pas encore encodées dans le système des certificats verts.

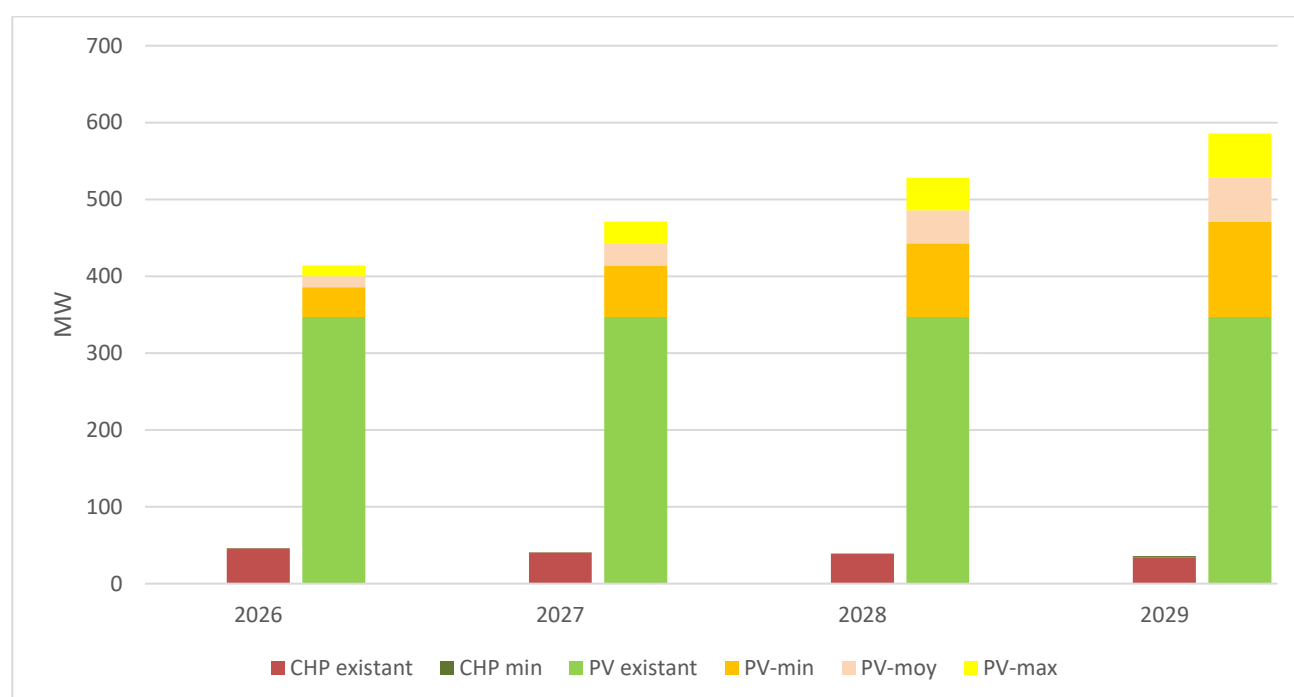


Figure 1 : Prévisions 2026-2029 de puissances installées en fin d'année du parc d'électricité verte

²L'incinérateur n'est plus pris en compte, dès lors qu'il ne reçoit plus de certificats verts depuis le 1er février 2026.



3.6. Evolution de la production d'électricité verte éligible 2026-2029

En ce qui concerne l'évolution estimée de la production d'électricité verte éligible (Figure 2), celle-ci pourrait passer de 515 GWh en 2026 à 437 GWh en 2029 (85 %) dans le scénario minimal, ou à 487 GWh en 2029 (95 %) dans le scénario maximal.

C'est donc globalement une diminution de la production soutenue qui s'explique par le fait que la production des nouvelles installations ne compense pas la production des installations existantes sortant progressivement de leur période d'éligibilité.

Enfin, la hausse observée en 2029 dans le scénario CHP-min s'explique par la mise en service de l'unité de biométhanisation des déchets organiques.

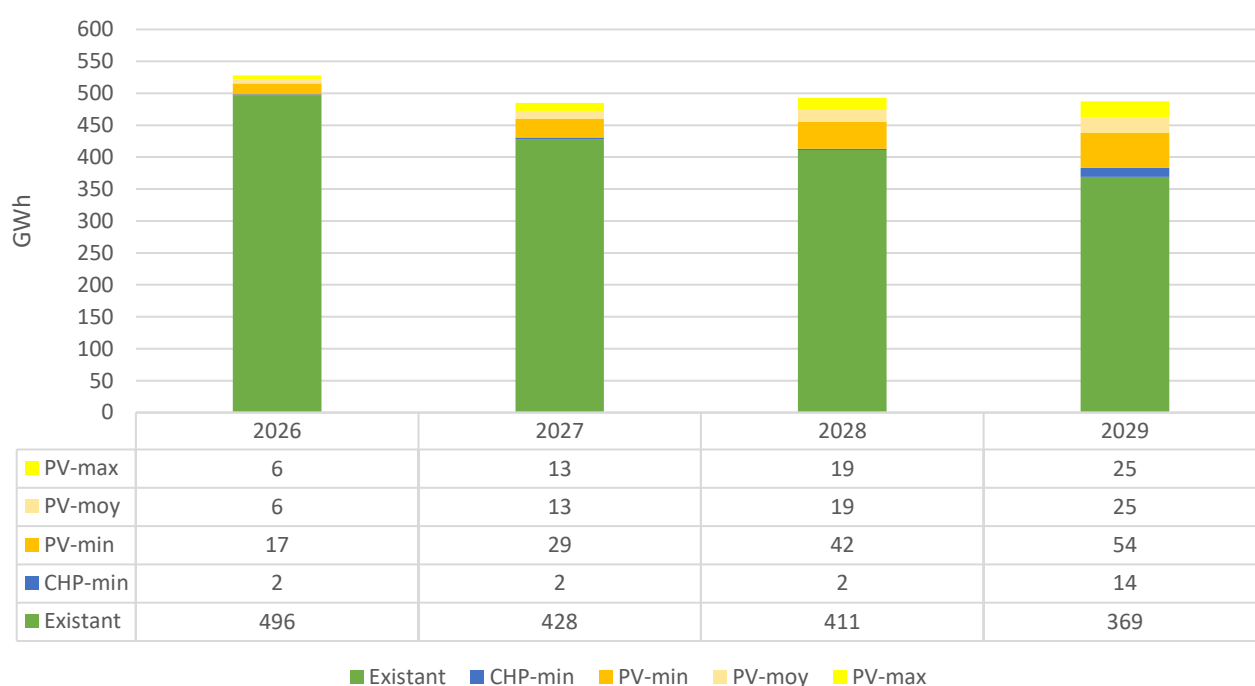


Figure 2 : Evolution des prévisions de productions cumulées du parc d'électricité verte 2026-2029



4. Octroi de certificats verts (CV)

4.1. Hypothèses pour les installations photovoltaïques

4.1.1. Installations existantes

Le taux d'octroi de CV 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, jusqu'en 2029, du taux d'octroi actuel des certificats verts [4], conformément à l'hypothèse retenue lors de l'étude précédente. Cela implique notamment que les installations photovoltaïques de plus de 100 kWc ne bénéficient plus du mécanisme de soutien.

4.2. Hypothèses pour les installations de cogénération

4.2.1. Installations existantes

Le taux d'octroi de CV 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

Aucune nouvelle cogénération au gaz n'est prévue, en raison de la fin du soutien pour cette technologie depuis le 1er janvier 2025.

Le scénario CHP-min prend néanmoins en compte deux éléments :

1. les installations au gaz non encore certifiées mais éligibles au soutien car réceptionnées avant le 1er janvier 2025.
2. la mise en service de l'unité de biométhanisation destinée au traitement des déchets organiques à partir de 2029.

4.3. Scénarios retenus

Le Tableau 3 montre les scénarios retenus pour le développement des énergies renouvelables.

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

Tableau 3 : scénarios de développement RES retenus



4.4. Evolution des octrois de certificats verts 2026-2029

La Figure 3 ci-dessous reprend l'estimation de l'évolution du nombre de CV octroyés pour la période 2026-2029. On observe une diminution progressive du nombre de certificats verts attribués aux installations existantes, en raison de l'arrivée à terme de leur période d'éligibilité.

En fonction des différents scénarios de développement du photovoltaïque, le nombre de certificats octroyés en 2029 devrait se situer entre 905.000 et 987.000 unités.

La Figure 3 intègre également la revente de CV à Elia et leur suppression du marché. Pour cette étude, l'hypothèse retenue est que le volume de certificats vendus à Elia restera stable entre 2027 et 2029, à un niveau équivalent à celui de 2026, soit environ 2.300 CV.

Enfin, la hausse observée en 2029 dans le scénario CHP-min s'explique par la mise en service de l'unité de biométhanisation des déchets organiques.

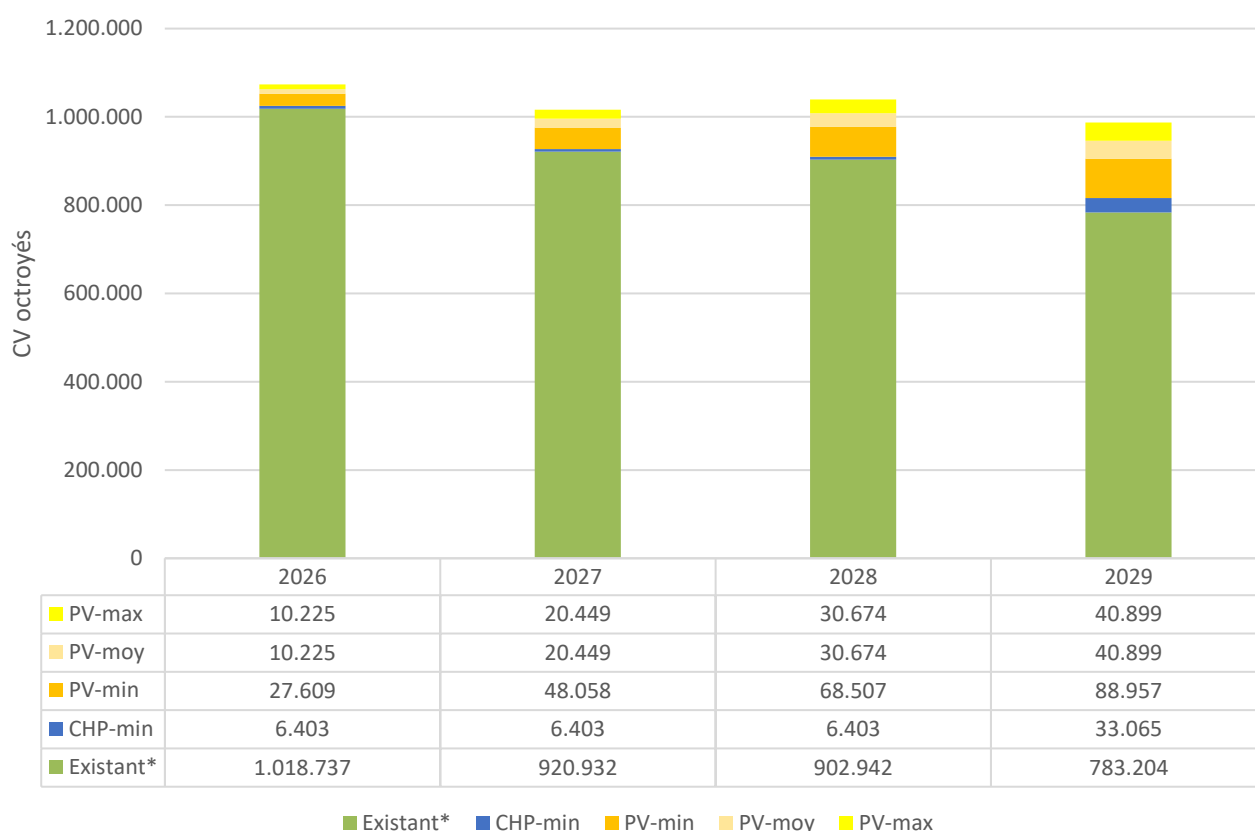


Figure 3 : Evolution du nombre de CV octroyés sur la période 2026-2029

* Intègre la revente à Elia



5. Fourniture d'électricité

Comme dans l'étude réalisée en 2025, la méthodologie d'estimation de la fourniture d'électricité repose sur des scénarios de diminution de la consommation. En effet, contrairement aux attentes initiales, l'impact de l'électrification des usages (véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.) ne se traduit pas encore par une hausse visible de la fourniture. Cette absence d'augmentation pourrait s'expliquer par le fait que ces nouveaux besoins sont entièrement absorbés par les mesures d'efficacité énergétique, les efforts de sobriété et l'autoconsommation croissante des nouvelles installations d'énergies renouvelables.

Le graphique ci-dessous reprend l'évolution de la fourniture de 2015 à 2029. On y constate une diminution annuelle moyenne de la fourniture de 2,1 % sur les 10 dernières années. En 2025, la diminution n'était que de 1,3%.

Pour la présente étude, nous avons tenu compte d'une diminution de 0,5% en tenant également compte des différents scénarios de développement du renouvelable. Plus le développement des renouvelables sera important, plus l'autoconsommation sera importante et influencera donc la fourniture à la baisse.

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

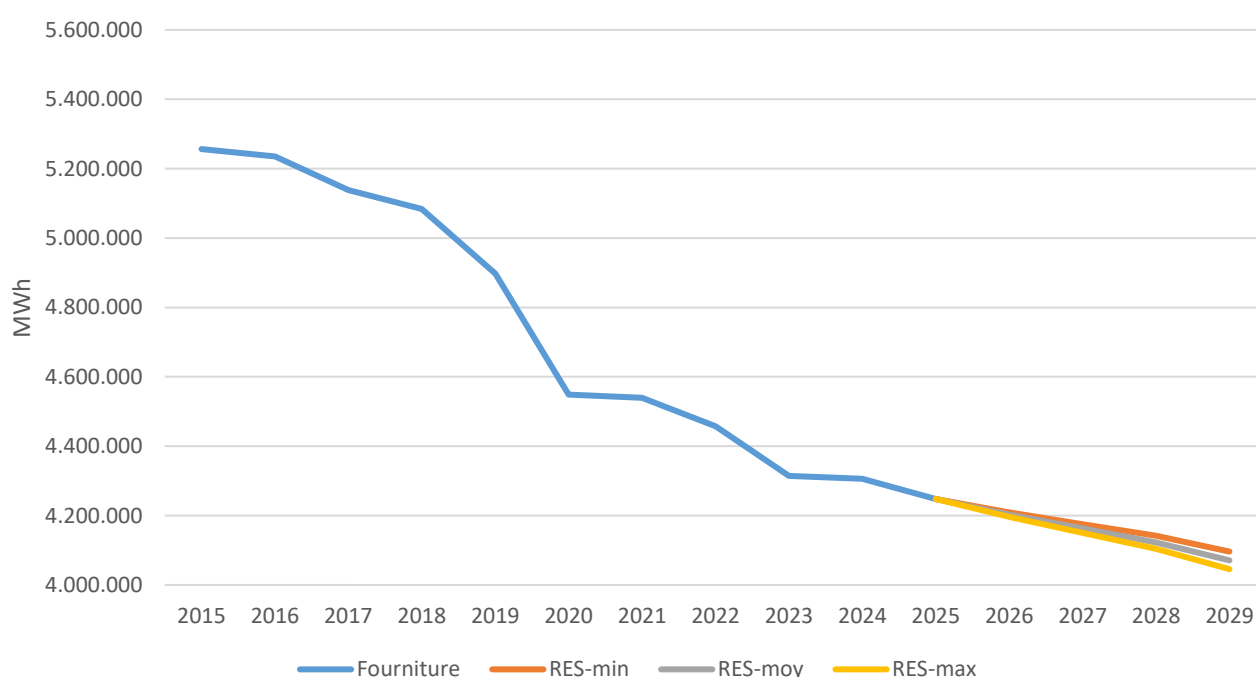


Figure 4 : Fourniture d'électricité en RBC de 2015-2025 et scénarios jusque 2029



6. Evolution du marché des certificats verts

Sur base des analyses précédentes, le présent 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, 2 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 2029 apparaissent complexes à effectuer. C'est la raison pour laquelle les 2 trajectoires ne s'étendent pas au-delà de 2029.

BRUGEL souligne également que les prochaines analyses d'adéquation des quotas revêtiront une importance accrue. En effet, les années 2030 et 2031 seront marquées par l'arrivée à la fin de la période d'éligibilité aux certificats verts de plus d'un tiers du parc photovoltaïque actuellement installé. Cette évolution pourrait entraîner une diminution importante du volume de certificats verts octroyés et exercer une pression à la baisse sur les quotas. Une analyse couvrant un horizon temporel plus large sera dès lors nécessaire afin d'anticiper ces évolutions structurelles du marché.

6.1. Trajectoire des quotas actuels

Cette trajectoire suit les quotas revus en janvier 2026 (Tableau 4). Ces quotas avaient été fixés afin d'atteindre un indicateur de stock normalisé (ISN) de 50% en 2027.

Année	2025	2026	2027	2028-2030
Quotas CV	27,9%	26,9%	26,8%	26,2%

Tableau 4: Quotas en vigueur pour la période 2026-2030

Rappelons que l'ISN permet d'estimer si ces stocks sont problématiques ou non. Cet indicateur correspond au volume du stock de CV au 1er avril (après « retour quota ») rapporté au volume de CV 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 montre que, dans l'ensemble des scénarios analysés, les quotas actuellement en vigueur permettent une diminution progressive du stock de certificats verts.

Dans le scénario de développement minimal des énergies renouvelables, le stock pourrait néanmoins être ramené à environ 295.000 certificats verts, impliquant une diminution importante du niveau de liquidité du marché.

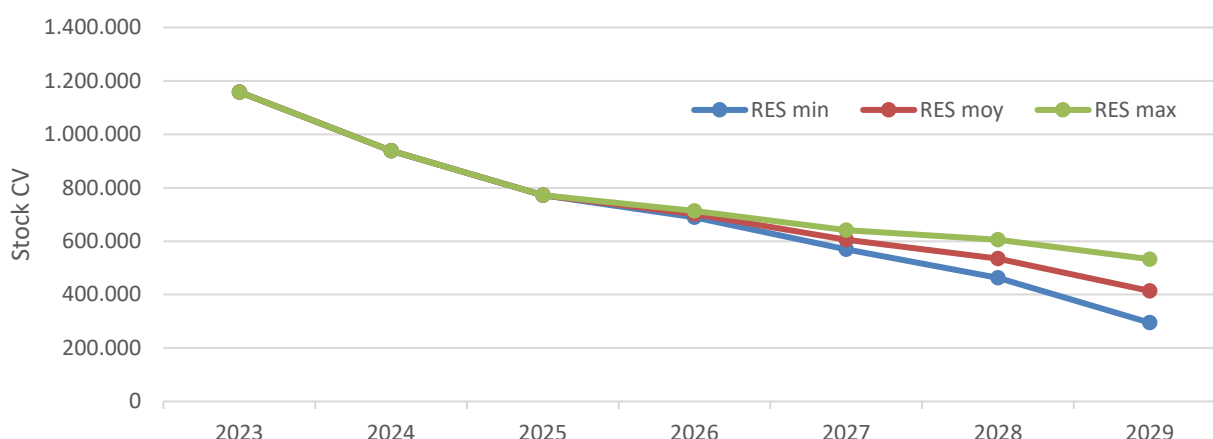


Figure 5 : Evolution des stocks de CV sur la période 2025-2029 sous les quotas actuels

La Figure 6 montre l'évolution de l'ISN entre 2023 et 2029 en fonction des différents scénarios en tenant compte des quotas actuels. Les dernières mises à jour des quotas des dernières années ont permis d'infléchir la trajectoire de l'ISN et de repasser dans la zone de marché liquide en passant de 145 % en 2023 à 65 % en 2025.

Le graphique montre que, dans le scénario RES-Min, l'ISN pourrait atteindre un niveau proche de 27 %, se rapprochant fortement de la limite inférieure de liquidité du marché des certificats verts. Une telle situation pourrait entraîner des tensions à la hausse sur les prix des certificats verts ainsi que des difficultés pour les fournisseurs à acquérir un volume suffisant de certificats verts afin de satisfaire à leurs obligations de quota.

Dans les deux autres scénarios, le niveau d'ISN resterait plus confortable et ne ferait pas apparaître de risque majeur pour la liquidité du marché.

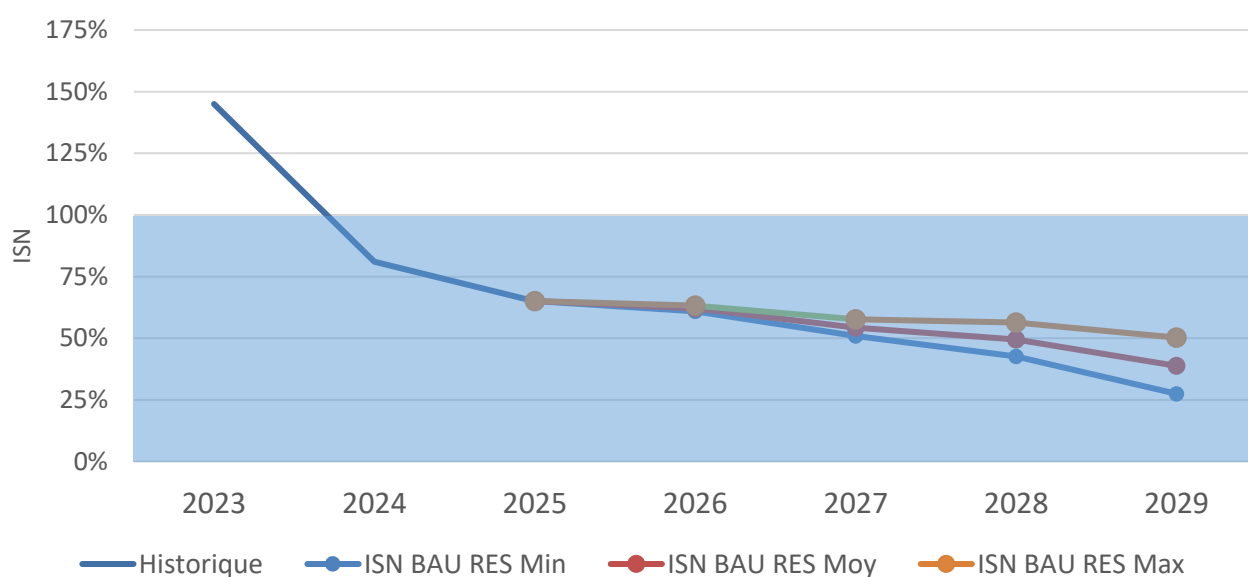


Figure 6 : Evolution de l'ISN sur la période 2020-2029 sous les quotas actuels

Les scénarios présentés dans les sections 6.2 et 6.3 et explorent l'impact de différentes trajectoires afin de viser un ISN autour des 50 % à l'horizon 2029.



6.2. Trajectoire A : ISN de 50% en 2029 en modifiant dès 2027

En fixant un objectif d'ISN à un horizon temporel donné, il est possible d'estimer quels quotas sont nécessaires pour l'atteindre. La trajectoire A présentée dans cette section (voir Tableau 5) fixe des quotas en vue d'atteindre un ISN de 50% en 2029 en modifiant les quotas dès 2027.

A noter que pour des considérations juridiques et pour une question de prévisibilité pour les acteurs du marché des CV, les quotas d'une année ne peuvent pas être revus en cours de cette même année. C'est la raison pour laquelle le quota 2026 reste inchangé.

	2026	2027	2028	2029
Trajectoire ISN	62%	58%	54%	50%
Quota en vigueur	26,9%	26,8%	26,2%	26,2%
Quota RES min	26,9%	25,6%	25,0%	23,8%
Quota RES moy		26,2%	25,8%	24,9%
Quota RES max		26,8%	26,6%	26,0%

Tableau 5 : Trajectoire A : ISN de 50% en 2029 en modifiant dès 2027

La Figure 7 reprend de manière visuelle les quotas selon les différents scénarios. Seul le scénario RES max nécessite une augmentation des quotas en 2028. Les deux autres scénarios proposent une diminution des quotas sur les 3 années.

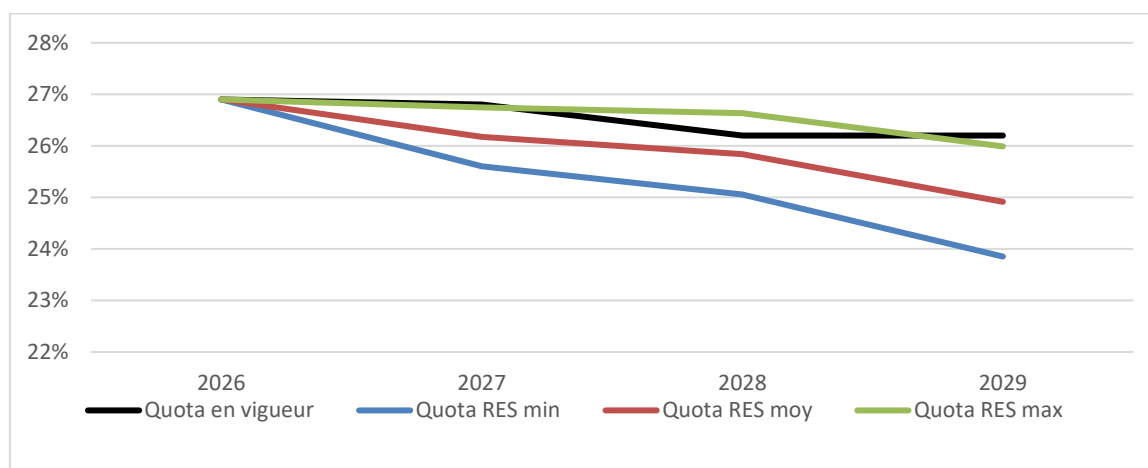


Figure 7 : Ajustement des quotas selon les 3 scénarios pour la trajectoire A



6.3. Trajectoire B : ISN de 50% en 2029 en modifiant dès 2028

La trajectoire B présentée dans cette section (voir Tableau 6) fixe des quotas en vue d'atteindre également un ISN de 50% en 2029 mais sans toucher aux quotas 2027.

	2026	2027	2028	2029
Trajectoire ISN	62%	54%	52%	50%
Quota en vigueur	26,9%	26,8%	26,2%	26,2%
Quota RES min			24,6%	23,4%
Quota RES moy	26,9%	26,8%	25,8%	24,5%
Quota RES max			26,9%	25,7%

Tableau 6 : Trajectoire B : ISN de 50% en 2029 en modifiant dès 2028

La Figure 8 montre qu'en maintenant les quotas actuels jusqu'en 2027, cela permet ensuite, sauf à nouveau pour le scénario RES Max, de diminuer les quotas de manière significative pour les deux années suivantes.

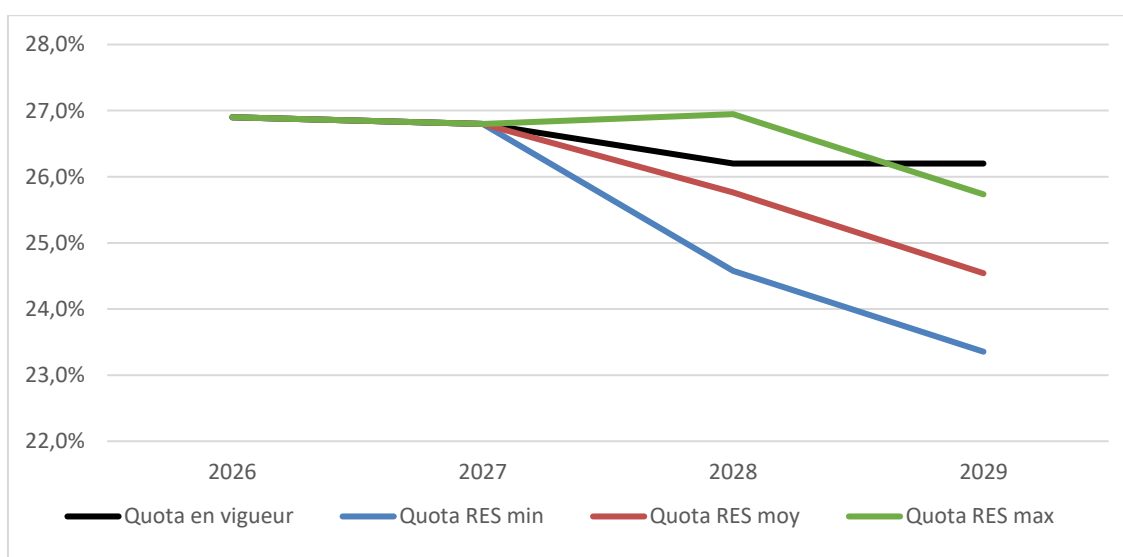


Figure 8 : Ajustement des quotas selon les 3 scénarios pour la trajectoire B



7. Coût du système pour le consommateur

Le présent chapitre évalue le coût des différentes trajectoires présentées dans le chapitre précédent. Le coût du système de CV pour le consommateur est calculé en EUR par MWh par an et correspond au produit du quota de CV 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 CV. Dans le cadre de cet exercice, le calcul du coût est réalisé avec un prix par certificat vert à 73€³.

Le coût du système CV avec le quota 2026 sera de 19,2 €/MWh. 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 différences de coûts pour les années suivantes selon les 2 trajectoires étudiées et les 3 scénarios. Etant donné que tous les scénarios impliquent des quotas plus faibles que le quota 2026 (26,9%), le coût du système diminuera globalement.

Trajectoire	Scénario	2026	2027	2028	2029
A	RES Min	19,6 €	-0,9 €	-1,3 €	-2,2 €
	RES Moy		-0,5 €	-0,8 €	-1,4 €
	RES Max		-0,1 €	-0,2 €	-0,7 €
B	RES Min		-0,1 €	-1,7 €	-2,5 €
	RES Moy		-0,1 €	-0,8 €	-1,7 €
	RES Max		-0,1 €	+0,0 €	-0,8 €

Tableau 7 : Coût annuel du système de CV selon la trajectoire et le scénario par rapport à 2026 (€/MWh)

Pour un ménage médian consommant 2.036 kWh/an dont la facture moyenne en 2026 est de 863 €⁴, le coût du système des CV sera de 39,15 € soit 4,5% de la facture.

³ Prix utilisé dans la proposition 37. Voir [4].

⁴ Prix moyen janvier-avril 2026, observatoire BRUGEL.



8. Quotas au-delà de 2029

L'incertitude à plus long terme, c'est-à-dire au-delà de 2029, est importante. Cette incertitude touche tant le côté offre (le rythme des nouvelles installations, leur type, nombre, puissance, leur taux d'octroi et leur production), que le côté demande (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, comme les années précédentes, s'abstenir de réaliser des estimations au-delà du terme des trois années suivantes.

Comme lors des exercices précédents, BRUGEL propose d'effectuer une mise à jour annuelle de l'analyse de l'adéquation des quotas. Toutefois, pour l'étude qui sera réalisée en 2027, BRUGEL propose exceptionnellement d'étendre l'analyse sur un horizon de cinq années, dès lors que les années 2030 et 2031 devraient être marquées par une forte diminution du nombre de certificats verts octroyés.

En effet, les années 2019 et 2020 ont constitué des années exceptionnelles en matière de développement des capacités photovoltaïques installées. Les installations mises en service durant cette période sortiront progressivement de leur période d'éligibilité aux certificats verts à partir de 2029, produisant leur plein effet sur le marché CV à partir de 2030.



9. Conclusion

Dans la présente étude, BRUGEL a analysé l'adéquation des quotas de certificats verts en vigueur pour la période 2026-2029 au regard des évolutions attendues de la production d'électricité verte et de la fourniture d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

Les analyses réalisées montrent que les adaptations successives des quotas au cours des dernières années ont permis de résorber le déséquilibre historique du marché. En effet, en 2023, l'indicateur de stock normalisé (ISN) atteignait près de 150 %. Depuis, l'ISN a fortement diminué pour atteindre, en 2026, une valeur de 65 %. Cette valeur se situe pleinement dans la zone de fonctionnement considérée comme liquide du marché, caractérisée par un ISN compris dans une fourchette acceptable, à savoir entre 25 % et 100 %.

Les quotas actuellement en vigueur ont été établis afin de tendre vers un objectif d'ISN de 50 %. Ces quotas ont notamment été définis en tenant compte de l'évolution attendue des installations de production, et en particulier de la mise en service de la nouvelle installation majeure de biométhanisation initialement prévue dès 2028.

Or, les nouvelles prévisions communiquées par l'Agence Bruxelles-Propreté prévoient désormais une mise en service en 2029, accompagnée d'une montée en puissance progressive de l'installation.

Par ailleurs, les quotas actuellement en vigueur ne prennent notamment pas en compte l'adaptation récente des niveaux de soutien, laquelle prévoit la fin du soutien pour les installations photovoltaïques de plus de 100 kWc.

Dans ce contexte, dès lors que l'ISN a fortement diminué et que les perspectives actuelles devraient encore conduire à une poursuite de cette tendance, une révision des quotas pourrait être envisagée afin de permettre, pour la première fois depuis la mise en place du mécanisme des certificats verts, une diminution progressive de ceux-ci.

En l'absence d'adaptation des quotas, l'ISN pourrait continuer à diminuer pour atteindre un niveau proche de 39 % à l'horizon 2029, se rapprochant ainsi de la limite inférieure de la zone de liquidité fixée à 25 %. En cas de développement plus faible des capacités renouvelables, la diminution de l'ISN pourrait être encore plus marquée.

Une diminution des quotas permettrait d'éviter des tensions excessives sur le marché des certificats verts. Ces tensions risqueraient d'entraîner des difficultés de sourcing pour les fournisseurs ainsi qu'une hausse des prix des CV.

Afin de préserver un fonctionnement équilibré du marché, BRUGEL a analysé deux trajectoires alternatives visant à stabiliser l'ISN autour de 50 % à l'horizon 2029 (voir Figure 9). Ces deux trajectoires s'inscrivent dans un scénario de développement moyen des renouvelables (RES Moy) qui est considéré comme le plus probable aux vues du rythme d'installation des deux dernières années.

1. Trajectoire A : impliquant une adaptation des quotas dès 2027 ;
2. Trajectoire B : maintien des quotas actuels jusqu'en 2027 et adaptation des quotas à partir de 2028.

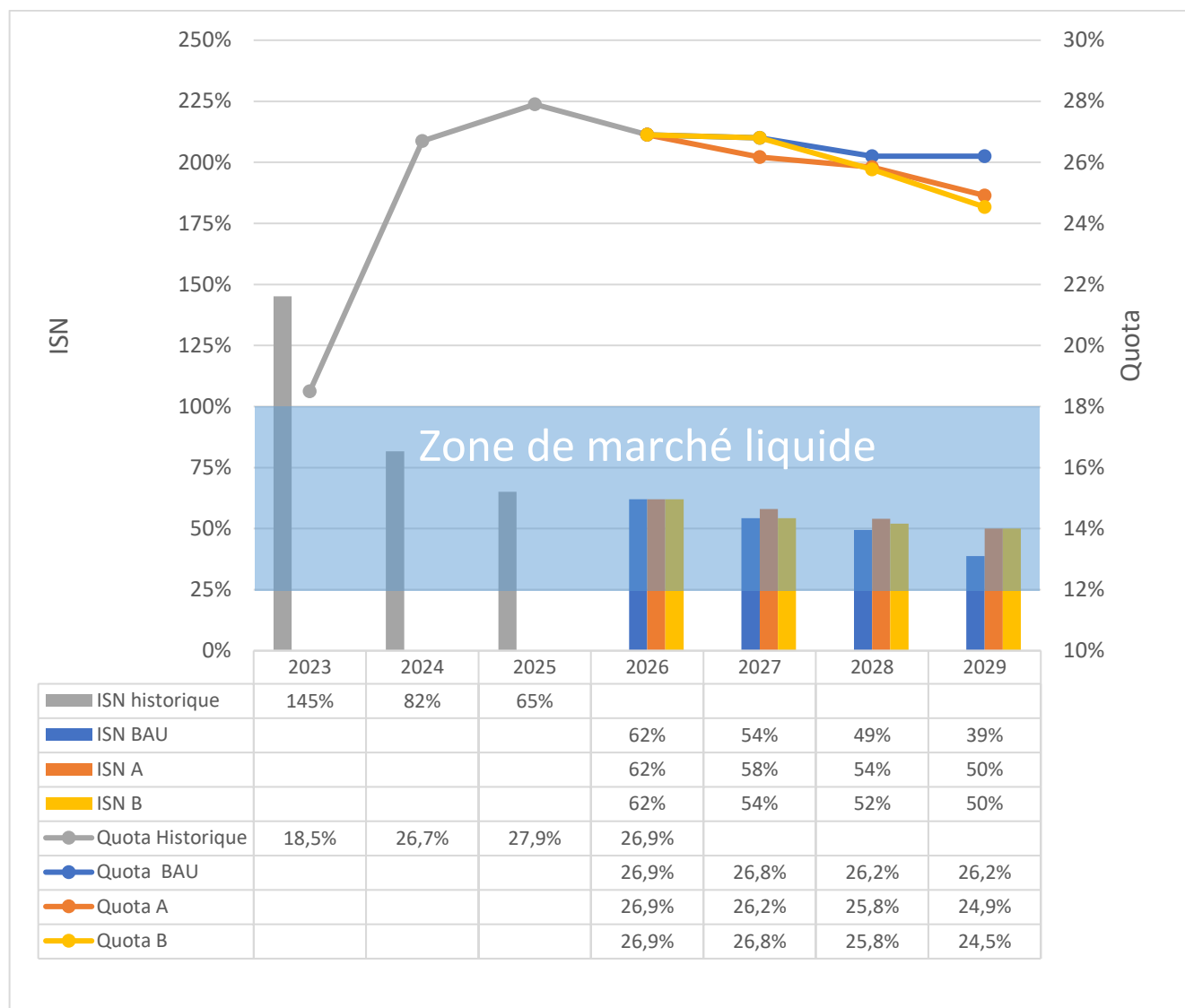


Figure 9 : ISN & Quotas pour les 2 trajectoires envisagées pour le scénario RES Moy

Ces deux options permettent de maintenir un niveau d'équilibre satisfaisant du marché tout en conduisant, dans l'ensemble des scénarios étudiés, à une diminution des quotas par rapport aux niveaux actuels, et donc à une réduction du coût du système pour les consommateurs.

Au regard des résultats obtenus, la trajectoire reportant l'ajustement des quotas à partir de 2028 présente l'avantage de renforcer la stabilité et la prévisibilité du cadre pour les acteurs du marché, tout en permettant d'atteindre l'objectif d'équilibre visé à l'horizon 2029. Elle constitue dès lors une option particulièrement robuste dans le contexte d'incertitudes actuelles.

Enfin, BRUGEL souligne que les prochaines analyses d'adéquation des quotas revêtiront une importance accrue. En effet, les années 2030 et 2031 seront marquées par la sortie du régime de soutien d'une part significative du parc photovoltaïque installé, ce qui pourrait entraîner une diminution importante du volume de certificats verts octroyés et exercer une pression à la baisse sur les quotas. Une analyse sur un horizon élargi sera dès lors nécessaire afin d'anticiper ces évolutions structurelles.



10. Bibliographie

1. [Ordonnance](#) du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.
2. [Arrêté](#) du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 janvier 2026 modifiant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes.
3. [Etude 50](#) de BRUGEL du 3 juin 2025 relative à l'adéquation des quotas de certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale.
4. Proposition 37 de BRUGEL du 23 juin 2026 relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques.

* *

*