

Empowering you
to act on climate change

BRUGEL — 17 juin 2021

Étude quantitative sur la dynamique actuelle et l'équilibre futur du système de certificats verts en Région de Bruxelles- Capitale

2020113

Référence

Frédéric Garot
Benoît Martin
Dimitri Mertens
Olivier Squilbin

Table des matières

1	Contexte	6
2	Objectifs généraux	8
3	Scénarios	9
3.1	Scénarios d'évolution de la production d'électricité verte	9
3.1.1	Scénario d'évolution du parc de production existant	10
3.1.2	Scénarios d'évolution des installations solaires photovoltaïques (PV)	12
3.1.3	Scénarios d'évolution des installations de cogénération au gaz naturel	14
3.1.4	Scénarios d'évolution de la production d'électricité verte	18
3.2	Scénarios d'évolution des octrois de certificats verts	19
3.2.1	Principes de calcul du niveau de soutien	19
3.2.2	Scénarios d'évolution des niveaux de soutien	21
3.2.3	Scénarios d'évolution des octrois de certificats verts	32
3.3	Scénarios d'évolution de la fourniture d'électricité	38
3.3.1	Scénarios d'évolution de la consommation d'électricité	38
3.3.2	Scénarios d'évolution de l'autoconsommation	45
3.3.3	Scénarios d'évolution de la fourniture d'électricité	46
4	Équilibre offre – demande	47
4.1	Maintien des quotas en vigueur jusque 2025	48
4.2	Révision des quotas à partir de 2022	49
5	Coût du système pour le consommateur	51

6	Conclusions	53
7	Annexes	55
	Annexe 7.1. Liste des abréviations	55
	Annexe 7.2. Durée d'utilisation historiques des installations de cogénération	56
	Annexe 7.3. Taux d'apprentissage de la filière solaire PV	56
	Annexe 7.4. Taux de croissance de la valeur ajoutée	57
	Annexe 7.5. Taux de croissance de la consommation d'électricité	58
	Annexe 7.6. Équilibre sur le marché des CV – quotas en vigueur jusque 2025	59
	Annexe 7.7 Équilibre sur le marché des CV – Révision des quotas à partir de 2022	61
	Annexe 7.8. Références	62

Liste des figures

Figure 1 : Évolution de la production d'électricité verte du parc de production existant fin 2020.	11
Figure 2 : Scénario de développement de la filière solaire PV en RBC (MWc installés)	13
Figure 3 : Évolution de la production d'électricité du parc solaire PV additionnel sur la période 2021-2030	14
Figure 4 : Scénario de développement de la filière cogénération au gaz naturel en RBC (MW installés)	16
Figure 5 : Évolution de la production d'électricité du parc de cogénération GN additionnel (2021-2030)	17
Figure 6 : Scénarios de développement de la production d'électricité verte en RBC (GWh)	18
Figure 7 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Puissance]0-5 kWc].....	23
Figure 8 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Puissance]5-36 kWc].....	24
Figure 9 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Puissance]36-100 kWc].....	24
Figure 10 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Puissance]100-250 kWc].....	25
Figure 11 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Puissance]250 – kWc].....	25
Figure 12 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Puissance]0-5 kWc]	27
Figure 13 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Puissance]5-36 kWc]	28
Figure 14 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Puissance]36-100 kWc]	28
Figure 15 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Puissance]100-250 kWc]	29
Figure 16 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Puissance]250- kWc]	29
Figure 17 : Scénarios d'évolution des coefficients multiplicateurs appliqués au cogénération GN	31
Figure 18 : Scénarios octroi CV additionnels pour la filière solaire PV (CV/an)	32
Figure 19 : Scénarios octroi CV additionnels pour la filière cogénération GN (CV/an)	33
Figure 20: Évolution des octrois de CV selon les scénarios retenus	34
Figure 21 : Évolution des octrois de CV pour le parc de production existant (CV/an)	35
Figure 22 : Scénarios d'évolution des octrois de CV avec ventilation par filière – CV additionnels (CV/an).	36
Figure 23 : Scénarios d'évolution des octrois de CV en RBC (CV/an)	37
Figure 24 : Outil BECalc adapté pour l'étude Elia avec l'ajout d'un module macro-économique	38
Figure 25 : Liens entre indicateurs macroéconomiques et variables d'activité du modèle BECalc	39
Figure 26 : Évolution sectorielle de la consommation d'électricité sur base de la méthodologie « Elia »	41
Figure 27 : Scénarios de développement de l'électromobilité en RBC (nombre de véhicules)	42
Figure 28 : Scénarios d'évolution de la consommation d'électricité du secteur de l'électromobilité en RBC.	43
Figure 29 : Scénarios d'évolution de la consommation totale d'électricité en RBC	44
Figure 30 : Scénarios d'évolution de l'autoconsommation en RBC (GWh/an)	45
Figure 31 : Scénarios d'évolution de la fourniture d'électricité (soumise à quota) en RBC (MWh)	46
Figure 32 : Quota ajustés pour les 3 scénarios avec augmentation minimale de la fourniture (VE-min)	50
Figure 33 : Quota ajustés pour les 3 scénarios avec augmentation minimale de la fourniture (VE-max)	50

Liste des tableaux

Tableau 1 : Productivité considérée pour le parc solaire PV existant sur la période 2021-2030.....	10
Tableau 2 : Taux de croissance du solaire PV sur la période 2021- 2030	12
Tableau 3 : Potentiel de cogénération en RBC.	14
Tableau 4 : Taux de croissance historique brut des installations de cogénération au gaz naturel en RBC ..	15
Tableau 5 : Prévion de démantèlement des installations de cogénération (parc de production actuel)	15
Tableau 6 : Taux de croissance nets retenus pour la cogénération GN sur la période 2021-2030.....	16
Tableau 7 : Taux de croissance du parc de production d'électricité verte sur la période 2021- 2030.....	18
Tableau 8 : Taux d'octroi 2021 pour les nouvelles installations solaire PV	20
Tableau 9 : Taux d'octroi 2021 pour les nouvelles installations de cogénération GN (logement collectif)....	20
Tableau 10 : Proposition BRUGEL pour les nouvelles installations de cogénération GN (logement collectif)20	
Tableau 11 : Paramètres techniques et économique pour le calcul du niveau de soutien solaire PV	21
Tableau 12 : « Learning rates » historiques pour le solaire PV en RBC.....	22
Tableau 13 : « Learning rates » - Scénarios ISE	22
Tableau 14 : « Learning rates » retenus pour la période 2021-2030 en RBC	23
Tableau 15 : Évolution de coûts d'investissement de la filière solaire PV selon les scénarios retenus	26
Tableau 16 : Évolution des taux d'octroi calculés pour la filière solaire PV	26
Tableau 17 : Scénarios d'octroi CV retenus pour la filière cogénération au GN.....	31
Tableau 18 : Composition des scénarios d'octroi de CV retenus	34
Tableau 19 : Évolution du niveau de soutien moyen (CV/MWh produit) selon les scénarios	37
Tableau 20 : Hypothèses retenues pour les scénarios de développement de l'électromobilité en RBC.....	42
Tableau 21 : Taux d'autoconsommation forfaitaire retenus par catégorie d'installation	45
Tableau 22 : Évolution de l'ISN sur la période 2021-2025.....	48
Tableau 23 : Hypothèse commune d'évolution de l'ISN	49
Tableau 24 : Quotas ajustés pour les six scénarios retenus.....	49
Tableau 25 : Évolution du coût du système certificats verts pour le consommateur	51
Tableau 26 : Augmentation du coût des quotas ajustés par rapport aux quotas en vigueur.....	52

1 Contexte

En Région de Bruxelles-Capitale, un mécanisme de soutien à la production d'électricité verte reposant sur un système de certificats verts est mis en place par l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale. L'Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte (ci-après, l'« arrêté électricité verte », [1]) fixe les dispositions relatives à l'octroi des certificats verts aux producteurs.

Sur cette base, les producteurs peuvent se voir octroyer par BRUGEL, trimestriellement et moyennant certification de leur installation, un nombre des certificats verts proportionnel à leur production d'électricité verte pendant une période de 10 ans. Le « taux d'octroi » de certificats verts (CV/MWh) appliqué est basé sur le taux d'économie de CO₂ réalisé par l'installation (par rapport à des installations de référence utilisant du gaz naturel pour la production d'électricité et de chaleur) et peut varier en fonction du type d'installation (filière, puissance, secteur d'application). Le « taux d'octroi » applicable pour les nouvelles installations est réévalué périodiquement de manière à garantir un niveau de rentabilité suffisant¹. Les producteurs peuvent ensuite vendre les certificats verts octroyés sur un marché.

Les fournisseurs d'électricité ont de leur côté une obligation de service public de remettre annuellement un nombre déterminé de certificats verts proportionnel à leur fourniture d'électricité sur le marché bruxellois (« quota de certificats verts »). BRUGEL est chargée du contrôle de cette obligation. Pour pouvoir satisfaire à cette obligation, les fournisseurs peuvent produire eux-mêmes de l'électricité verte et se voir octroyer des certificats verts par BRUGEL et/ou acheter des certificats verts sur le marché directement aux producteurs ou via des intermédiaires. Offre et demande en certificats verts se rencontrent ainsi sur le marché et un prix de marché en découle. Toutes les transactions de certificats verts sont enregistrées dans la banque de données gérée par BRUGEL.

Finalement, les fournisseurs répercutent le coût de leur obligation de « retour quota » de certificats verts sur l'ensemble de leurs clients bruxellois.

Le Gouvernement bruxellois arrête les quotas après avis de BRUGEL, qui se base sur les objectifs régionaux en matière de production d'électricité verte, des prévisions en matière d'évolution de la fourniture d'électricité sur le marché bruxellois et compte-tenu des observations sur le fonctionnement et l'équilibre du marché des certificats verts. Les quotas sont ainsi déterminés de

¹ Correspondant à un retour sur investissement forfaitaire en sept années pour le photovoltaïque et en cinq ans pour les installations de cogénération au gaz naturel dans les logements collectifs.

manière à maintenir un équilibre entre l'offre et la demande de certificats verts ce qui est essentiel pour assurer un bon fonctionnement du marché des certificats verts.

En tant que régulateur bruxellois des marchés du gaz et de l'électricité, BRUGEL exerce diverses missions de soutien, de contrôle, de surveillance et de conseil aux autorités, notamment sur le fonctionnement et l'équilibre sur le marché des certificats verts, ainsi que sur les niveaux de soutien nécessaires au développement du parc de production d'électricité verte.

Dans la fixation des quotas jusqu'en 2025 [2], le Gouvernement a tenu compte de la Proposition du 7 août 2015 de BRUGEL relative à l'ajustement des quotas de certificats verts. L'Arrêté du 18 décembre 2015 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale 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 introduit, par ailleurs, une possibilité d'augmentation du quota en cas de constat d'écart important entre certificats verts octroyés et certificats verts exigés des fournisseurs.

La Région de Bruxelles-Capitale s'est également fixé des objectifs dans le cadre de sa déclaration de politique régionale (DPR) [3] et dans le volet bruxellois du Plan National Énergie Climat 2030 (PNEC) [4] en matière de développement des installations de production d'électricité verte, d'évolution de la consommation (efficacité énergétique, électrification des usages : véhicules électriques, rénovation des bâtiments) et de fourniture d'électricité (ex : partage d'énergie). Ainsi, la DPR prévoit notamment une évaluation du système de certificats verts et un ajustement du taux d'octroi afin de tenir compte de la baisse des coûts de la production d'électricité renouvelable.

Pour donner suite à ce besoin de disposer d'une nouvelle évaluation du mécanisme de soutien à la production d'énergie renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale, BRUGEL a d'initiative souhaité disposer, dans un premier temps, d'une étude ayant pour objectif d'évaluer de façon qualitative le fonctionnement et la performance du mécanisme des certificats verts en Région de Bruxelles-Capitale.

Cette étude qualitative a été réalisée par le bureau d'étude PricewaterhouseCoopers [5] et a fait l'objet de l'avis n°298 du 1 avril 2020 [6].

A la suite de cette étude qualitative, BRUGEL a souhaité disposer d'une étude quantitative sur la dynamique et la liquidité du marché actuel des certificats verts, ainsi que sur l'équilibre du marché pour les années à venir. Cette étude a été confiée à CLIMACT et s'est déroulée de novembre 2020 à juin 2021.

2 Objectifs généraux

L'étude comporte deux parties. La première partie examine la dynamique et liquidité du marché actuel des certificats verts sur base d'une exploitation des données issues de la banque de données enregistrant les transactions de certificats verts. La seconde partie évalue l'équilibre futur du système de certificats verts sur la période 2021-2030 sur base de scénarios prédictifs exploitant la meilleure intelligence disponible en la matière pour la Région de Bruxelles-Capitale. Le présent rapport porte sur cette deuxième partie de l'étude.

L'analyse sur la période 2021-2030 permet de se raccrocher aux objectifs formulés par la Région de Bruxelles-Capitale dans le cadre du volet bruxellois du PNEC [4] déposé par la Belgique en 2019 à la Commission européenne, et qui font l'objet d'une actualisation à la suite de la proposition de la Commission européenne en septembre 2020 de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55% d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990, rehaussant l'objectif de 40% fixé précédemment.

L'étude considère le maintien du système des certificats verts comme système de soutien au développement de l'électricité verte en RBC sur la période 2021-2030. Il ne s'agit toutefois que d'une hypothèse de travail dans le cadre de cette étude qui ne préjuge aucunement d'une position de BRUGEL en ce sens.

Outre la proposition de scénarios relatifs (1) au développement de la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale, (2) à l'évolution du niveau de soutien compte-tenu des évolutions des coûts de production et (3) à l'évolution de la fourniture d'électricité, un outil de modélisation sur MS Excel est mis à disposition de BRUGEL comme support pour d'éventuelles analyses futures.

Sur le plan méthodologique, l'approche suivie est de type « what if » en ce sens qu'elle propose d'analyser l'impact de scénarios retenus en concertation avec BRUGEL et Bruxelles-Environnement (BE) sur l'équilibre du marché des certificats verts pour la période 2021-2030 mais ne constitue pas en soi une prévision de l'équilibre sur ce marché pour cette période.

3 Scénarios

3.1 Scénarios d'évolution de la production d'électricité verte

L'évolution de la production d'électricité verte en RBC sera fonction d'une part de l'évolution de la production du parc existant (maintien, démantèlement, remplacement) et d'autre part des investissements dans les nouvelles installations de production d'électricité verte.

On notera que la définition d'électricité verte en RBC couvre à la fois la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (E-SER) mais également la production d'électricité à partir d'installations de cogénération pouvant être alimentées par du gaz naturel, combustible fossile.

Le parc de production d'électricité verte en RBC fin 2020 est principalement constitué d'installations solaires photovoltaïques et d'installations de cogénération alimentées en majorité au gaz naturel et dans une moindre mesure au biogaz et à l'huile de colza. A cela s'ajoute l'installation de cogénération couplée à l'incinérateur de Neder-Over-Heembeek et deux petites installations éoliennes.

Compte tenu des filières retenues par la RBC dans le cadre du volet bruxellois du PNEC [4] en matière de production d'électricité verte, seuls les développements des installations solaires photovoltaïques et des installations de cogénération au gaz naturel ont été considérés.

S'il existe bien un nombre, limité, de projets d'installations au biogaz ou utilisant la biomasse en RBC, compte tenu des incertitudes concernant leur réalisation et leur dimensionnement, il a dès lors été décidé de ne pas en tenir compte dans le cadre de la présente étude. L'outil mis à disposition de BRUGEL permet toutefois de générer de nouveaux scénarios qui tiendraient compte de la mise en service de certaines installations de ce type sur la période 2021-2030, notamment l'installation de biométhanisation mentionnée dans le PNEC [4] et qui pourrait valoriser tout ou une partie de la collecte locale des bio déchets et des déchets verts de la RBC.

En ce qui concerne les autres filières de production d'électricité verte (éolien, hydraulique, géothermie), aucun développement significatif n'a été considéré pour la RBC d'ici 2030 dans le cadre de cette étude.

Les paragraphes suivants décrivent de manière plus détaillée les hypothèses retenues relatives (1) à l'évolution des installations constituant le parc de production d'électricité verte actuel ; (2) au développement des nouvelles installations solaires PV ; (3) au développement des nouvelles installations de cogénération alimentée au gaz naturel.

3.1.1 Scénario d'évolution du parc de production existant

La modélisation de l'évolution de la production d'électricité du parc installé fin 2020 repose sur les hypothèses suivantes :

1. **Incinérateur** : maintien de la production d'électricité au-delà de la période d'octroi de certificats verts (arrêt des octrois à partir du 1^{er} février 2026) moyennant une légère diminution conformément aux prévisions du PNEC (-6% sur la période 2021-2030) [4]. Il s'agit d'une hypothèse relativement conservatrice en absence de calendrier plus précis sur la mise en œuvre effective de la volonté de procéder à terme à un phasing out de l'incinérateur [3] [4].
2. **Solaire PV** : maintien de la production d'électricité au-delà de la période d'octroi de certificats verts étant donné la durée de vie économique supposée de 25 ans pour ces installations. La productivité du parc solaire PV (kWh/kWc.an) est supposée rester constante sur la période 2021-2030². Les valeurs retenues sont reprises dans le tableau ci-dessous (tableau 1). Elles sont basées sur l'analyse des données historiques fournies par BRUGEL. Ces valeurs sont relativement faibles mais caractéristiques d'installations situées dans un environnement urbain tel que celui de la RBC. On trouvera de plus amples précisions sur les performances dans l'étude détaillée du parc photovoltaïque de BRUGEL publiée en septembre 2020 [7].

Puissance installée (kWc)	kWh/kWc.an
0-6	733
6-30	706
30-100	756
100-250	776
> 250 kW	802

Tableau 1 : Productivité considérée pour le parc solaire PV existant sur la période 2021-2030

3. **Cogénération (biomasse³ et gaz naturel)** : maintien de la production d'électricité et des rendements (électricité et valorisation chaleur) sur base des moyennes historiques observées et fournies par BRUGEL pour chaque installation. Lorsque l'installation est arrivée en fin de durée de vie économique (10 ans), durée correspondant également à la durée d'octroi des certificats verts, celle-ci est supposée être remplacée par une installation présentant les mêmes rendements et durées d'utilisation que les moyennes historiques

² En pratique, la productivité effective variera en fonction des conditions climatiques d'une part et de la dégradation progressive des performances des installations vieillissantes.

³ Biomasse solide, liquide et biogaz

observées pour l'installation initiale. La puissance installée après remplacement est toutefois fixée à 80% de la puissance installée initiale pour toutes les catégories afin de se rapprocher du taux de remplacement observé en pratique sur la période 2010-2020 dans la mesure où toutes les installations ne sont pas systématiquement remplacées. On trouvera de plus amples informations sur les performances du parc de cogénération bruxellois dans le rapport de BRUGEL concernant les rendements des installations de cogénération publié en avril 2021 [8].

La figure ci-après (figure 1) illustre l'évolution de la production d'électricité verte sur la période 2021-2030 du parc de production existant fin 2020 compte-tenu des hypothèses retenues et exposées ci-dessus. On considère une croissance de 2020 à 2022 liée à un retour supposé à la normale de l'incinérateur dont la production a baissé de 20% en 2020 en raison de la crise COVID.

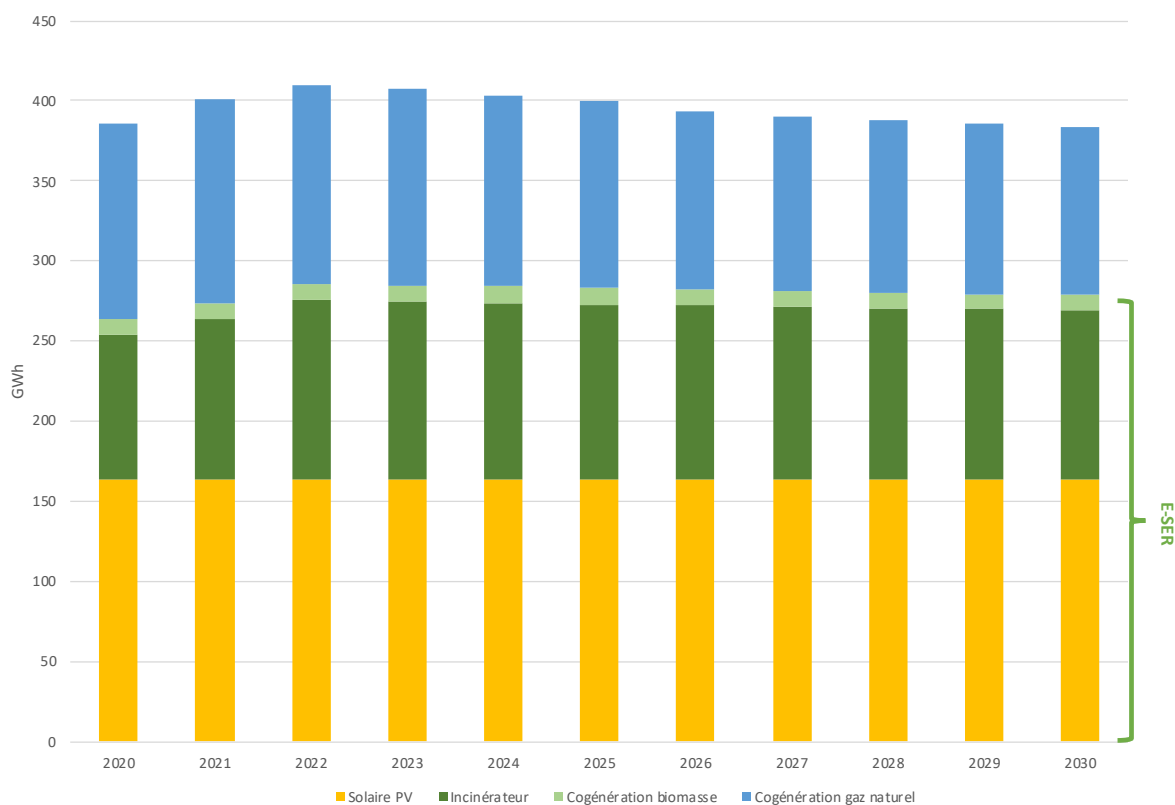


Figure 1 : Évolution de la production d'électricité verte du parc de production existant fin 2020.

On constate une légère décroissance après 2022 conduisant à une baisse de 5% en 2030 par rapport au niveau estimé pour 2021. La production d'électricité verte reste toutefois relativement constante et proche de 400 GWh par an en moyenne sur la période 2021-2030. La production d'électricité renouvelable (incinérateur, cogénération biomasse et solaire PV) se stabilise à 280 GWh par an en moyenne sur cette même période.

3.1.2 Scénarios d'évolution des installations solaires photovoltaïques (PV)

3.1.2.1 EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE

Bruxelles-Environnement (BE) estime le potentiel photovoltaïque total à 2,5 GWc⁴ en supposant que la totalité des toitures disponibles sera équipée de telles installations. Un tel potentiel représente une quantité d'électricité très importante qui permettrait de couvrir près de 50% de la consommation d'électricité actuelle en RBC (5,2 TWh⁵). Sur base des données provisoires fournies par BRUGEL, la capacité installée fin 2020 a été estimée à 175 MWc soit 7% du potentiel maximal estimé par BE⁶. Le tableau ci-dessous (tableau 2) reprend les valeurs retenues pour le développement du PV en concertation avec BRUGEL et BE pour les trois scénarios considérés :

Scénarios PV	PV-min	PV-moy	PV-max
MWc/an	15	30	45
MWc fin 2030	325	475	625
% potentiel RBC	13%	19%	25%

Tableau 2 : Taux de croissance du solaire PV sur la période 2021- 2030 – scénarios retenus

Le premier scénario retenu (PV-min) correspond à un taux de croissance comparable à celui observé en moyenne en RBC sur la période 2010-2020, soit en moyenne 17 MWc par an. Il y a lieu de noter que les taux de croissance observés en RBC les deux dernières années de la période 2010-2020 sont toutefois sensiblement plus élevés que la moyenne pour cette période (+ 40 MWc en 2019, + 50 MWc en 2020). Le deuxième scénario retenu (PV-moy) correspond à un taux de croissance double du premier scénario. Le troisième et dernier scénario retenu (PV-max) suppose un taux de croissance triple, soit du même ordre de grandeur que le taux de croissance observé courant 2019 et 2020, et permettrait d'atteindre en 2030 25% du potentiel identifié par BE.

La figure ci-après (figure 2) illustre l'évolution des puissances installées sur la période 2021-2030 pour ces trois scénarios. La tendance historique indiquée dans cette figure pour la période 2010-2020 correspond au taux de croissance moyen sur la période et non aux taux de croissance annuels réels qui ont été beaucoup plus variables avec, comme mentionné précédemment, une augmentation significative en 2019 et 2020.

On notera que le scénario retenu dans le cadre du volet bruxellois du PNEC correspond à un taux de croissance d'à peine 10 MWc par an et considère une puissance installée à l'horizon 2030 de seulement 200 MWc (partant de l'hypothèse de seulement 100 MWc installés en 2020).

⁴ Voir : <https://environnement.brussels/lenvironnement-etat-des-lieux/en-detail/energie/le-potentiel-photovoltaïque-des-toits-bruxellois>

⁵ Valeur 2018. Voir : <https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/le-bilan-energetique-de-la>

⁶ Les dernières statistiques publiées par BRUGEL en juin 2021 indiquent une capacité installée PV fin 2020 d'un peu plus de 190 MW. Voir : www.brugel.brussels/documents/statistics

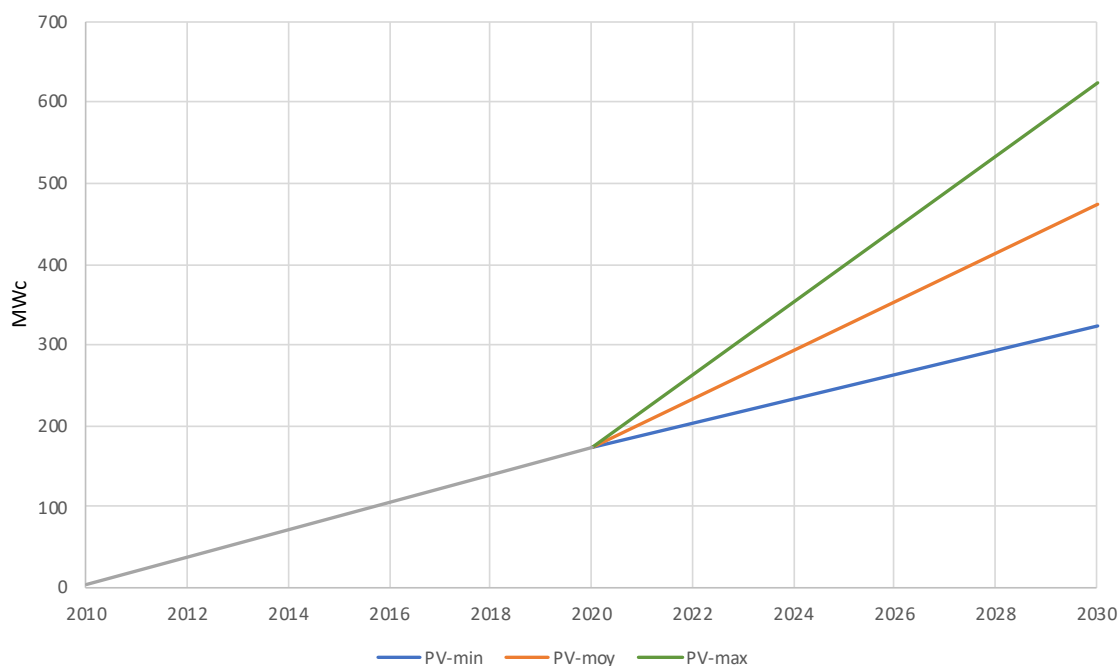


Figure 2 : Scénario de développement de la filière solaire PV en RBC (MWc installés)

3.1.2.2 EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

Pour déterminer la production additionnelle d'électricité renouvelable attendue de ces nouvelles installations, une productivité moyenne de 750 kWh/kWc⁷ a été considérée pour la période 2021-2030 pour toutes les catégories de puissance. Celle-ci correspond à la moyenne des productivités normalisées des installations actives en 2018 [7].

La figure ci-après (figure 3) illustre l'évolution de la production d'électricité du parc solaire PV additionnel sur la période 2021-2030.

⁷ Il n'a pas été considéré que la productivité normalisée augmentait avec le temps car une telle tendance est difficile à dégager sur base des données historiques (voir figure 34 page 61 de [7]).

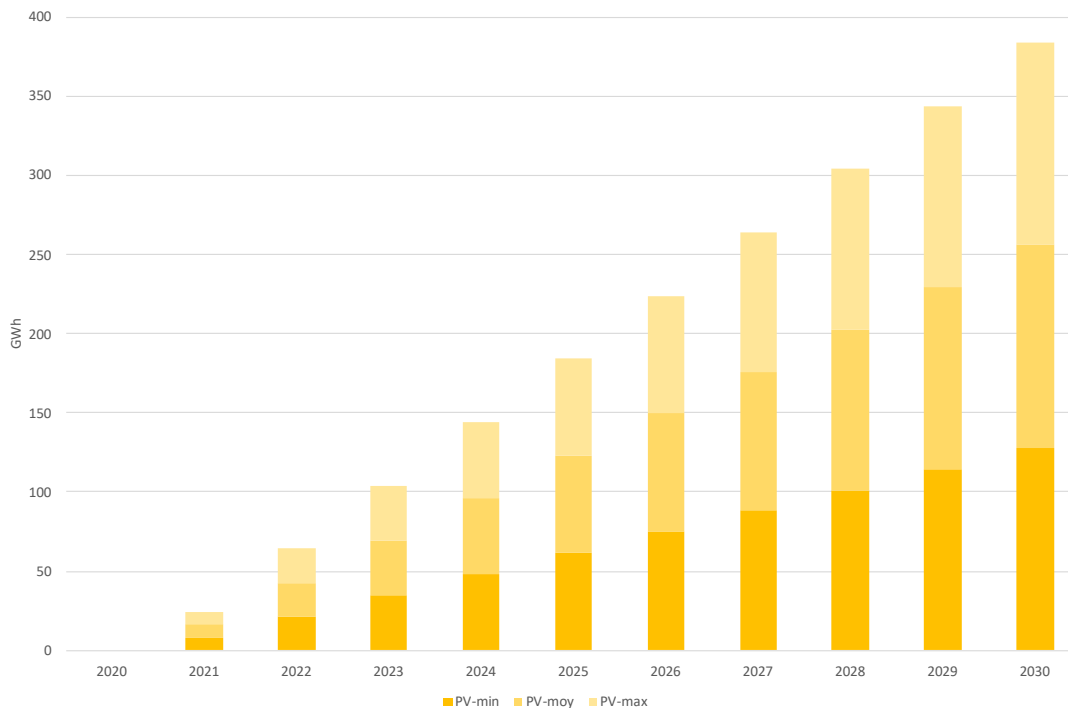


Figure 3 : Évolution de la production d'électricité du parc solaire PV additionnel sur la période 2021-2030

3.1.3 Scénarios d'évolution des installations de cogénération au gaz naturel

3.1.3.1 EVOLUTION DE LA PUISSANCE INSTALLEE

Le potentiel de cogénération en RBC fait l'objet d'une actualisation tous les 5 ans dans le cadre de la Directive européenne sur l'efficacité énergétique⁸. Les potentiels économique⁹ et énergétique totaux (déjà réalisés et à réaliser) identifiés par secteur d'activité sur base de la dernière actualisation [9] sont repris dans le tableau ci-dessous (tableau 3).

COGEN RBC	Situation fin 2020 [8]	Potentiel Économique [9]	Potentiel Énergétique [9]
	MWe	MWe	MWe
TERTIAIRE	28	35 – 45	67
INDUSTRIE	5	1 – 3	22
LOGEMENT	9	99 – 114	121
TOTAL	42	136 - 155	210

Tableau 3 : Potentiel de cogénération en RBC.

⁸ Directive 2018/2002 (modifiant la Directive 2012/27)

⁹ Soit présentant un temps de retour simple sur investissement inférieur ou égal à 5 ans. Le potentiel économique est évalué selon trois scénarios différents d'évolution des prix des énergies influençant la rentabilité des projets de cogénération (scénario « hausse de l'électricité », scénario « hausse des combustibles » et scénario « stabilité des prix »).

Si on compare ces potentiels à la puissance installée fin 2020 (environ 40 MW), on en déduit que déjà plus d'un quart du potentiel économique a été réalisé. Le plus grand potentiel qu'il reste à concrétiser se situe dans le secteur du logement collectif, de l'ordre de 100 MW. La puissance installée fin 2020 dans le secteur du logement collectif s'approche des 10 MW.

Les scénarios de développement de la cogénération au gaz naturel retenus se basent sur l'observation des tendances historiques qui sont illustrées dans le tableau ci-dessous (tableau 4). Le taux de croissance brut sur la période 2011-2020 est proche de 4 MWe/an mais cela comprend à la fois de nouvelles unités de cogénération et des remplacements d'unités de cogénération existantes. La durée de vie économique de la majorité des installations de cogénération est en effet limitée à 10 ans, ce qui implique un besoin récurrent de remplacement de ces unités.

kWe/an	1999-2010	2011-2020
Tertiaire	2 214	2 640
Industrie	219	414
Logement	271	873
Total	2 705	3 927

Tableau 4 : Taux de croissance historique brut des installations de cogénération au gaz naturel en RBC

Sur la période 2011-2020, la puissance installée des installations de cogénération est passée de 20 à 40 MWe, soit un taux de croissance net d'environ 2 MWe par an. En considérant un taux de remplacement de 80% des installations existantes sur la période, on peut en déduire que, sur cette période, 40% des installations (16 MWe sur 40 MWe) consistaient en un remplacement d'installations existantes arrivées en fin de vie technique.

Le tableau ci-dessous (tableau 5) donne les prévisions de démantèlement (en termes de MWe installés) des installations de cogénération sur la période 2021-2030. On constate une forte variabilité annuelle avec un pic annoncé en 2021 de plus de 9 MWe. En moyenne sur la période 2021-2030, on peut s'attendre à un taux moyen de 4 MWe par an, soit le double de la valeur observée sur la période 2011-2020. Avec l'hypothèse retenue d'un taux de remplacement de 80% des installations arrivées en fin de vie économique, cela revient à considérer un peu plus de 3 MWe par an uniquement pour le remplacement du parc de production actuel.

MW	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasse (colza/biogaz)	107	600	0	0	600	0	0	2 004	0	0
GN (tertiaire/industrie)	8 563	1 106	4 306	2 250	4 938	5 154	1 103	1 246	324	1 600
GN (logement)	673	170	199	847	478	343	694	1 523	1 479	1 392
Total	9 343	1 876	4 505	3 097	6 016	5 497	1 797	4 772	1 803	2 992

Tableau 5 : Prévision de démantèlement des installations de cogénération constituant le parc de production actuel

Dans un tel contexte, trois scénarios de développement de la cogénération au gaz naturel ont été retenus. Le premier scénario (CHP-min) considère une stagnation de la puissance installée. Dans ce scénario, les nouveaux investissements compensent l'arrêt des installations (essentiellement

dans le tertiaire et l'industrie) qui sont arrivées au terme de leur durée de vie économique. Cela revient à considérer 3 MWe par an pour le remplacement (cf. supra) et 1 MWe de nouveaux projets, soit au total, un taux de croissance brut comparable à celui observé sur la période 2011-2020. Le second scénario (CHP-moy) suppose une augmentation nette à raison de 1 MWe par an ce qui correspond à un taux de croissance brut de 5 MWe par an dont 2 MWe de nouveaux projets. Le troisième scénario (CHP-max) qui suppose un taux de croissance brut de 6 MWe par an dont 3 MWe de nouveaux projets. Ce dernier scénario se rapproche des tendances historiques en termes d'accroissement net (2 MWe par an).

Le tableau ci-dessous (tableau 6) résume les taux de croissance net correspondant aux scénarios de développement retenus.

kW/an	CHP-min	CHP-moy	CHP-max
Tertiaire	0	300	600
Industrie	0	100	200
Logement	0	600	1 200
Total	0	1 000	2 000

Tableau 6 : Taux de croissance nets retenus pour la cogénération au gaz naturel sur la période 2021-2030

La figure ci-après (figure 4) illustre l'évolution des puissances installées sur la période 2021-2030 pour ces trois scénarios. La tendance historique indiquée dans cette figure pour la période 2010-2020 correspond au taux de croissance net moyen sur la période et non aux taux de croissance annuels réels.

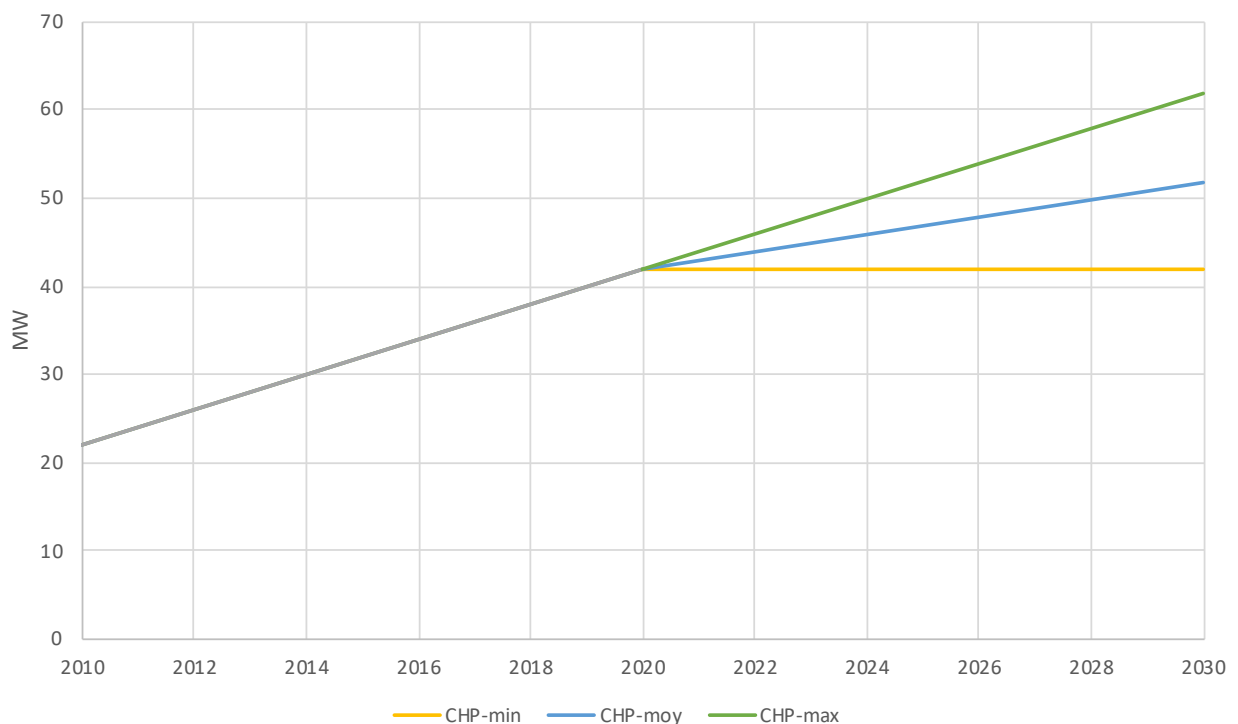


Figure 4 : Scénario de développement de la filière cogénération au gaz naturel en RBC (MW installés)

3.1.3.2 EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

Pour déterminer la production additionnelle d'électricité verte associée aux scénarios de développement des installations, il est nécessaire de faire des hypothèses sur le nombre d'heures de fonctionnement de ces installations. Les valeurs retenues pour chaque catégorie de puissance correspondent aux moyennes historiques observées pour les unités existantes de cette catégorie de puissance. Les valeurs obtenues sont reprises à l'annexe 7.2. Ces valeurs sont supposées constantes sur la période 2021-2030.

La figure ci-dessous (figure 5) illustre l'évolution de la production d'électricité additionnelle de la cogénération au gaz naturel sur la période 2021-2030 pour les scénarios CHP-moy et CHP-max. On se rappellera que le scénario CHP-min ne prévoit pas de production additionnelle d'électricité.

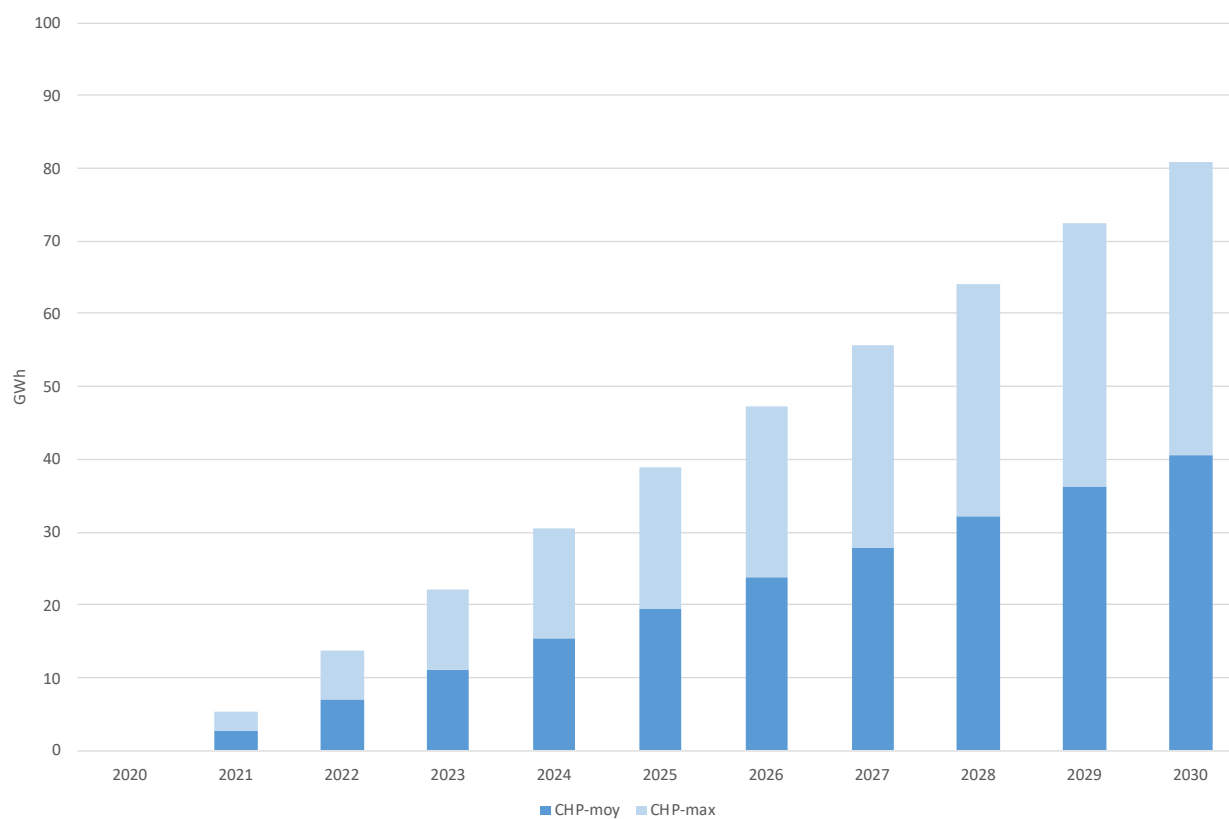


Figure 5 : Évolution de la production d'électricité du parc de cogénération GN additionnel sur la période 2021-2030

3.1.4 Scénarios d'évolution de la production d'électricité verte

Trois scénarios d'évolution de la production d'électricité verte ont été retenus en combinant les scénarios de développement du solaire PV avec ceux de la cogénération au GN (voir tableau 7 ci-dessous).

MW/an	RES-min	RES-moy	RES-max
Solaire PV	15	30	45
Cogénération GN	0	1	2
Total	15	31	47

Tableau 7 : Taux de croissance du parc de production d'électricité verte sur la période 2021- 2030 – scénarios retenus

La figure ci-dessous (figure 6) illustre l'évolution de la production d'électricité verte selon ces trois scénarios sur base des hypothèses retenues et présentées précédemment.

Le scénario minimal (RES-min) conduirait à une production d'électricité verte de 500 GWh à l'horizon 2030 (dont 400 GWh d'électricité renouvelable) tandis que le scénario maximum (RES-max) permettrait d'atteindre une production de 850 GWh (dont 650 GWh d'électricité renouvelable). La courbe RES-actuel reprend l'évolution attendue de la production du parc existant.

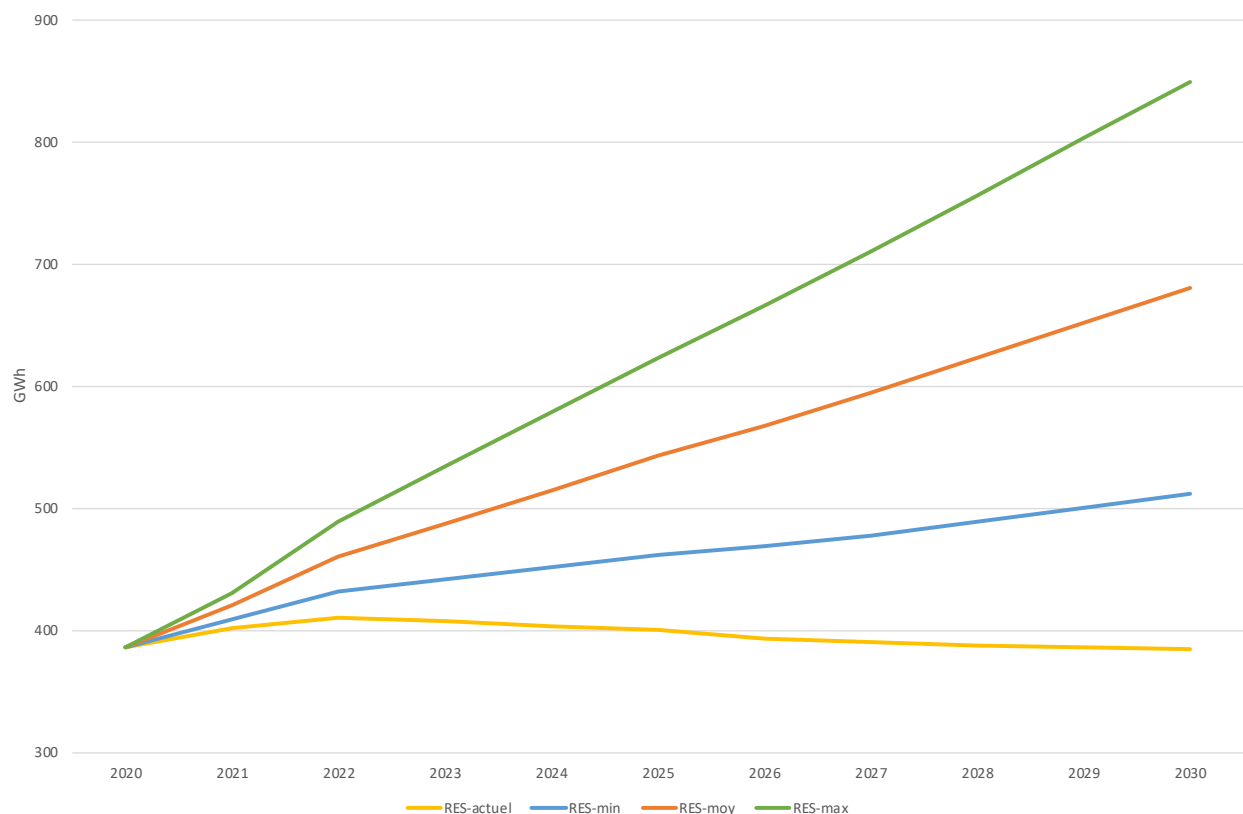


Figure 6 : Scénarios de développement de la production d'électricité verte en RBC (GWh)

3.2 Scénarios d'évolution des octrois de certificats verts

3.2.1 Principes de calcul du niveau de soutien

Le nombre de certificats verts octroyés pour une période de production donnée repose sur la formulation de base suivante :

$$(1) \text{ CV} = \text{Taux d'octroi} \times E \quad (\text{CV})$$

avec

Taux d'octroi, le nombre de certificats verts octroyés par MWh électrique net produit. Celui-ci peut varier selon la filière de production d'électricité verte, la catégorie de puissance et le respect ou non de certaines conditions particulières ;

E, la production nette d'électricité verte¹⁰ de l'installation sur la période, exprimée en MWh.

Les principes de calcul du « taux d'octroi » et les valeurs des différents coefficients applicables selon les cas sont fixés par l'« arrêté électricité verte ». L'historique des taux d'octroi de certificats verts applicable en RBC ainsi que les valeurs en vigueur pour 2021 sont publiées par BRUGEL sur son site internet¹¹.

Les taux d'octroi applicables aux installations reposent sur la formulation suivante :

$$(2) \text{ Taux d'octroi} = N \times CM \quad (\text{CV/MWh})$$

avec

N, le taux d'octroi de base ;

CM, le coefficient multiplicateur calculé, pour certaines filières, de manière à garantir un temps de retour simple sur investissement donné.

Le taux d'octroi de base N, applicable pour toutes les filières, est donné par la formule suivante :

$$(3) N = \frac{\left[\left(\frac{E \times \text{CO}_2(\text{GN})}{\eta E} \right) + \left(\frac{Q \times \text{CO}_2(\text{GN})}{\eta Q} \right) - F \times \text{CO}_2(\text{GN}) \right]}{\text{CO}_2(\text{GN}) \times E} \quad (\text{CV/MWhe})$$

avec

E, la production nette d'électricité de l'installation, exprimée en MWh ;

Q, la production de chaleur utile de l'installation, exprimée en MWh PCI ;

F, la consommation de combustible de l'installation ; exprimée en MWh PCI ;

CO₂, le coefficient d'émission de CO₂ du gaz naturel, exprimé en kgCO₂eq par MWh primaire PCI ;

ηE, le rendement électrique d'une centrale TGV de référence, exprimé en %PCI ;

ηQ, le rendement chaleur d'une chaudière de référence, exprimé en %PCI.

¹⁰ Dans le cas de l'incinérateur, seule la fraction renouvelable des déchets incinérés donne droit aux certificats verts

¹¹ Voir <https://www.brugel.brussels/themes/energies-renouvelables-11/mecanisme-des-certificats-verts-35>

Pour les installations de cogénération, le taux d'octroi de base est ainsi fonction des rendements effectifs de l'installation tels que mesurés sur la période de production (trimestre).

Pour les installations solaires PV, la formule se simplifie et revient à la valeur fixe suivante :

$$(4) N_{\text{solaire_PV}} = 1 / 0,55 = 1,8181 \quad (\text{CV/MWhe})$$

Des coefficients multiplicateurs (CM) sont actuellement applicables pour la filière solaire PV et la filière cogénération au gaz naturel dans le logement collectif. Les autres filières ne bénéficient pas de coefficients multiplicateurs

Ces coefficients multiplicateurs font l'objet d'une révision périodique par le Gouvernement bruxellois sur proposition de BRUGEL afin de tenir compte d'une part de l'évolution du coût de production de ces filières et d'autre part de la valeur de l'électricité verte produite afin de maintenir un temps de retour simple sur investissement respectivement de 7 ans pour la filière solaire PV et de 5 ans pour la filière cogénération au gaz naturel dans le logement collectif.

Les tableaux ci-dessous (tableaux 8, 9 et 10) donnent les valeurs des coefficients multiplicateurs applicables pour les nouvelles installations en 2021 pour les filières solaire PV et cogénération à haut-rendement. Les valeurs applicables pour le solaire PV correspondent à celles proposées par BRUGEL en août 2020 [10]. En ce qui concerne la filière cogénération GN dans le logement collectif, la dernière proposition de BRUGEL datant de septembre 2020 [11] n'a pas encore fait l'objet d'une décision d'adaptation des coefficients multiplicateurs par le Gouvernement bruxellois. Ces valeurs sont supposées s'appliquer à partir de 2022 dans le cadre de la présente étude.

Catégorie de puissance (kWc)] 0 - 5]] 5 - 36]] 36 - 100]] 100 - 250]] 250 - [
Coefficients multiplicateur (CM)	1,320	1,320	1,045	0,880	0,715
Taux d'octroi (CV/MWh)	2,400	2,400	1,900	1,600	1,300

Tableau 8 : Taux d'octroi applicables en 2021 pour les nouvelles installations solaire PV

Catégorie de puissance (kWc)] 0 - 15]] 15 - 50]] 50 - 200]] 200 - [
Coefficients multiplicateur (CM)	6,300	3,000	2,000	1,500
Taux d'octroi (CV/MWh)	Fonction rendement de la cogénération			

Tableau 9 : Taux d'octroi applicables en 2021 pour les nouvelles installations de cogénération GN dans le logement collectif

Catégorie de puissance (kWc)] 0 - 15]] 15 - 50]] 50 - 200]] 200 - [
Coefficients multiplicateur (CM)	4,600	2,800	1,800	1,500
Taux d'octroi (CV/MWh)	Fonction rendement de la cogénération			

Tableau 10 : Proposition BRUGEL pour les nouvelles installations de cogénération GN dans le logement collectif [11].

3.2.2 Scénarios d'évolution des niveaux de soutien

3.2.2.1 SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Le calcul du niveau de soutien pour la filière solaire PV est calqué sur la méthodologie suivie par BRUGEL pour le calcul des coefficients multiplicateurs en vue de garantir un temps de retour simple sur 7 ans aux producteurs.

Les valeurs de référence des paramètres techniques et économiques retenues par BRUGEL en août 2020 [10] sont reprises dans le tableau ci-dessous (tableau 11) pour chaque catégorie de puissance.

Catégories de puissance] 0 - 5]] 5 - 36]] 36 - 100]] 100 - 250]] 250 - [
Paramètres techniques					
Productivité (kWh/kWc.an)	742	734	768	784	804
Perte de production annuelle (%/an)	-1%				
Paramètre économiques					
Temps de retour simple (années)	7				
Durée de vie économique (années)	25				
Coût d'investissement (EUR/kWc)	1408	1306	1112	960	821
Surcoût investissement %	0%	0%	2,5%	2,5%	5%
Prime (%)	0%				
Coûts O&M (%/an)	2,5%				
Autoconsommation (%)	37%	43%	43%	43%	43%
Prix électricité autoconsommée (EUR/MWh)	239	170	146	123	110
Prix électricité injectée (EUR/MWh)	34,70				
Prix CV (EUR/CV)	93,54				
Indexation prix électricité, coûts O&M (%/an)	2%				
Indexation prix CV (%/an)	-2%				

Tableau 11 : Paramètres techniques et économiques pour le calcul du niveau de soutien solaire PV [10]

Dans le cadre de la présente étude, seule une évolution à la baisse du paramètre « coût d'investissement » est prise en compte pour déduire des scénarios d'évolution du niveau de soutien. Il s'agit du paramètre principal intervenant dans la détermination du coût moyen de production du solaire PV.

Les valeurs des autres paramètres sont fixées aux valeurs retenues par BRUGEL dans sa dernière proposition [10] et reprises dans le tableau ci-dessus. C'est notamment le cas du prix de l'électricité dans la mesure où les fluctuations sur les marchés ne permettent pas de générer des tendances claires, comme l'illustre notamment le dernier rapport de la Commission européenne sur les prix de l'énergie en Europe [12].

3.2.2.1.1 SCENARIOS D'EVOLUTION DES COÛTS D'INVESTISSEMENT

Trois scénarios d'évolution du coût d'investissement (EUR/kWc) sont retenus. Chacun de ces scénarios est associé à un scénario d'évolution de la production solaire PV retenu précédemment (PV-min, PV-moy, PV-max) et à un taux d'apprentissage ou « learning rate » (LR).

La valeur du taux d'apprentissage (LR) correspond par définition à la réduction de coût attendue par rapport à une situation de départ après doublement de la puissance installée [13]. La formulation utilisée est reprise en annexe 7.3.

Cette approche permet de faire un lien entre les réductions de coût des installations attendues et le niveau de développement des installations, approche bien appropriée au cas de la filière solaire PV qui repose sur une production standardisée en série et qui offre encore des perspectives de diminution des coûts de production (marché mondial) et d'installation (marché local).

Par hypothèse, on suppose en outre que ces taux d'apprentissage peuvent être associés à l'évolution des installations solaire PV en RBC même si une partie des réductions de coûts sont liées à l'évolution de la demande mondiale et non à celle de la demande locale.

Le tableau ci-dessous (tableau 12) reprend les valeurs calculées des LR en RBC sur la période 2012-2019 pour la filière solaire PV. Les détails des calculs sont repris en annexe 7.3.

« Learning rate » historiques 2012-2019	LR
] 0-5 kWc]	28%
] 5-36 kWc]	27%
] 36 - 100kWc]	22%
]100 - 250kWc]	10%
] 250kW - [15%

Tableau 12 : « Learning rates » historiques pour le solaire PV en RBC

On constate des valeurs variant, selon la catégorie de puissance, entre 10% et 30%. Les catégories de puissance sont calquées sur celles utilisées par BRUGEL pour déterminer les coefficients multiplicateurs applicables à la filière solaire PV.

Ces valeurs peuvent être comparées à celles retenues dans les scénarios pour la période 2020-2030 publiés en 2018 [13] par le Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) pour la filière solaire PV en Europe (voir tableau 13 ci-dessous).

Scénarios ISE	Low	Medium	High
PV rooftop small	10%	15%	20%
PV rooftop big	10%	15%	20%
PV utility scale	10%	15%	20%

Tableau 13 : « Learning rates » - Scénarios ISE [13]

Les valeurs retenues par l'ISE sont inférieures à celles observées en RBC pour les installations de moins de 36 kWc mais comparables à celles observées en RBC pour les puissances supérieures.

Sur cette base, les LR suivants ont été retenus pour la période 2021-2030 en RBC pour la filière solaire PV. Ceux-ci sont identiques quelle que soit la catégorie de puissance.

Solaire PV	PV-min	PV-moy	PV-max
LR-RBC 2021-2030	10%	15%	20%

Tableau 14 : « Learning rates » retenus pour la période 2021-2030 en RBC

Les résultats obtenus en termes de diminution des coûts d'investissement sont repris dans les figures ci-dessous (figures 7, 8, 9, 10 et 11) pour chaque catégorie de puissance.

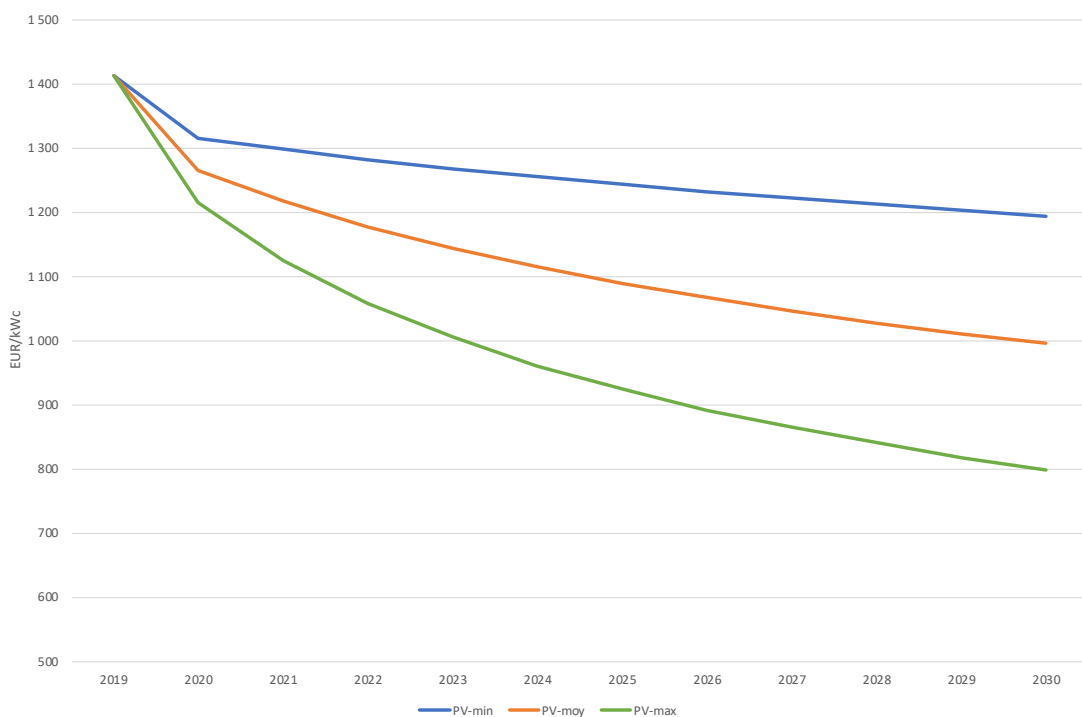


Figure 7 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 0-5 kWc]

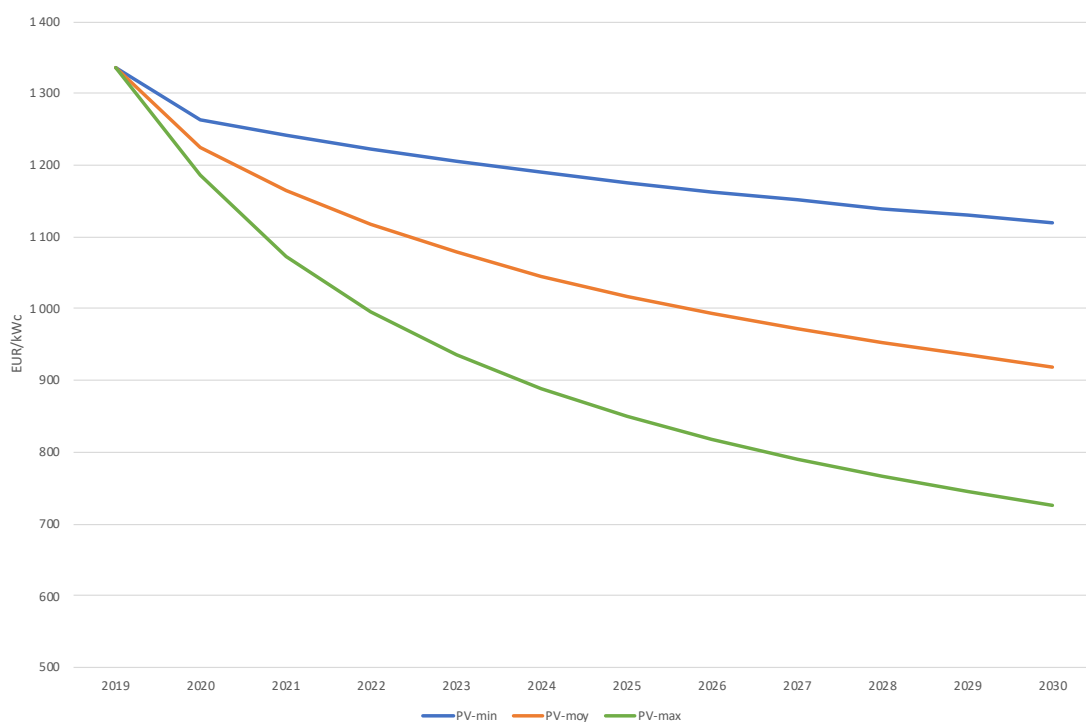


Figure 8 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 5-36 kWc]

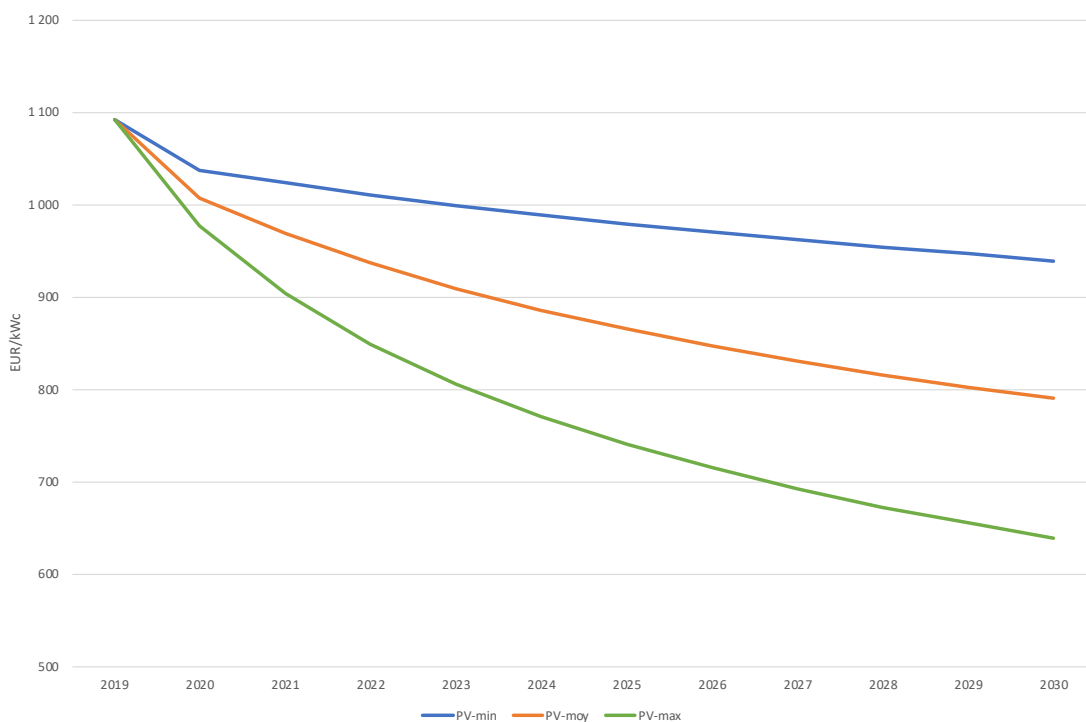


Figure 9 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 36-100 kWc]

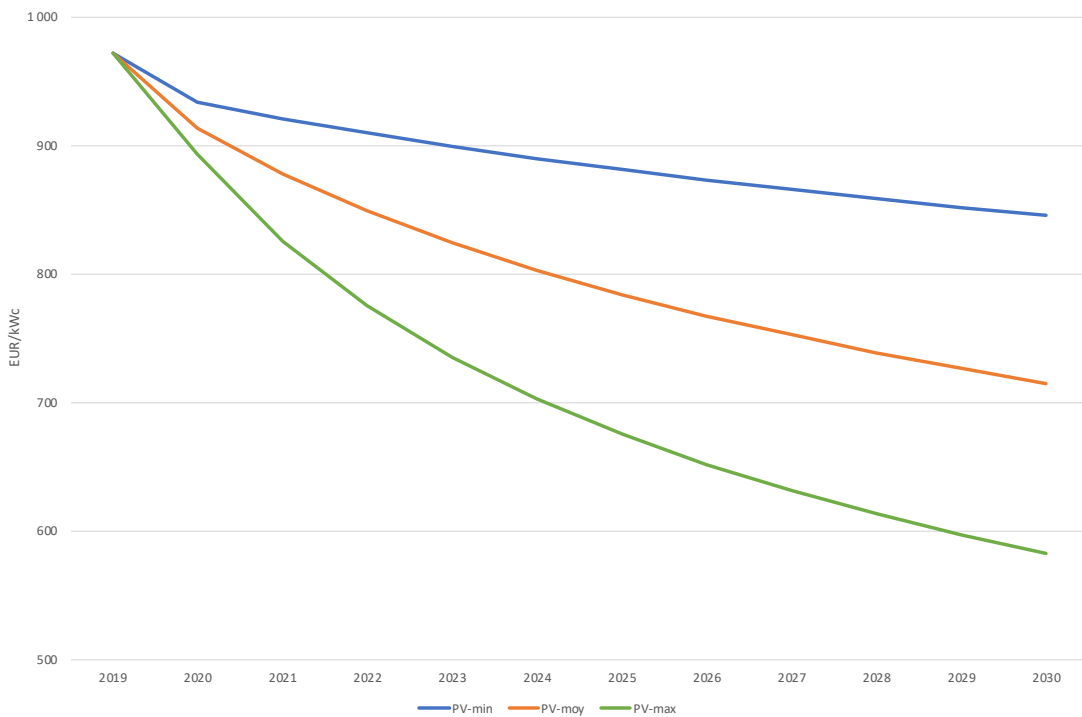


Figure 10 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 100-250 kWc]

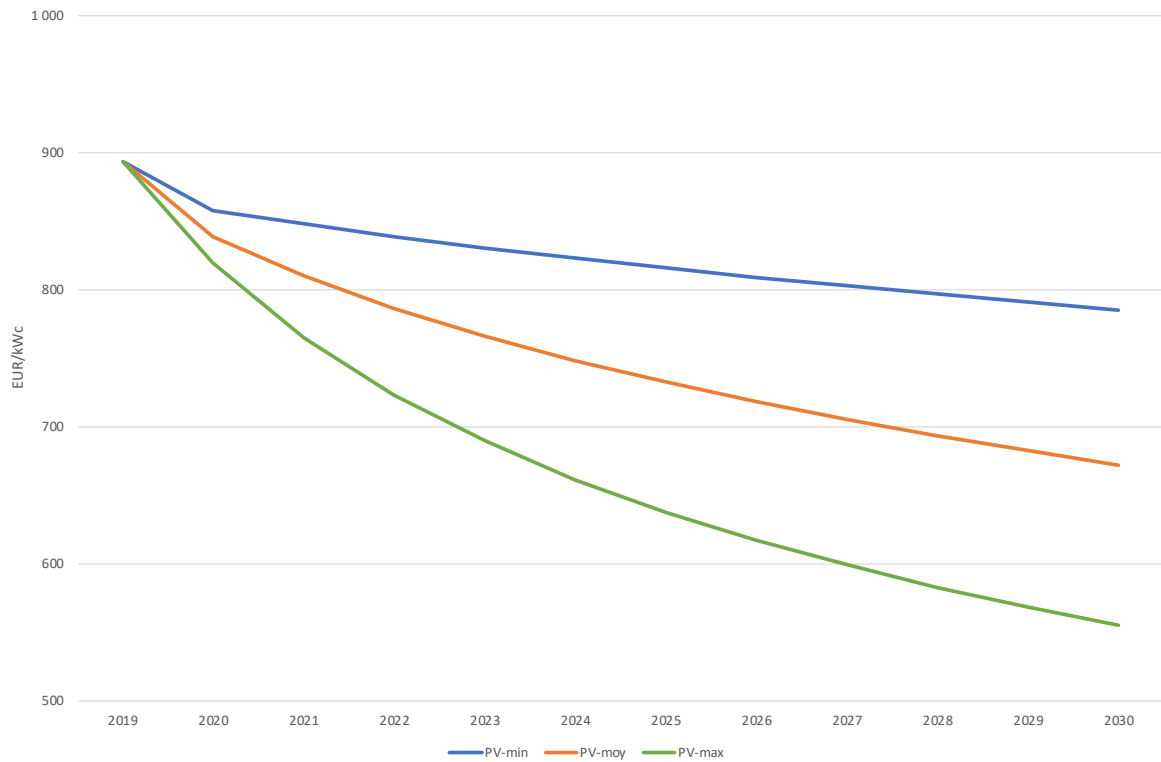


Figure 11 : Évolution des coûts d'investissement pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 250 - kWc]

Le tableau ci-dessous (tableau 15) indique, en valeurs relatives, la diminution des coûts d'investissements pour 2025 et 2030 considérées par catégorie de puissance. Les valeurs relatives indiquées dans le tableau correspondent au rapport entre le coût d'investissement estimé pour 2025 et 2030 et le coût d'investissement observé en 2019 par BRUGEL, année de référence pour les coûts d'investissements [14].

EUR/kWc (%2019)	2025			2030		
	PV-min LR=10%	PV-moy LR=15%	PV-max LR=20%	PV-min LR=10%	PV-moy LR=15%	PV-max LR=20%
] 0-5 kWc]	88%	77%	65%	85%	71%	57%
] 5-36 kWc]	88%	76%	64%	84%	69%	54%
] 36 - 100kWc]	90%	79%	68%	86%	72%	59%
]100 - 250kWc]	91%	81%	70%	87%	74%	60%
] 250kW - [91%	82%	71%	88%	75%	62%

Tableau 15 : Évolution de coûts d'investissement de la filière solaire PV selon les scénarios retenus

On rappellera à ce stade que l'approche « what if » suivie par CLIMACT vise à retenir un certain nombre de scénarios contrastés afin d'évaluer l'impact potentiel de ceux-ci sur l'équilibre du marché des certificats verts mais il ne consiste nullement en un exercice visant à prévoir ce qui va arriver à court et moyen terme, exercice pour lequel BRUGEL assure un monitoring continu du développement de la filière solaire PV et des coûts d'investissement associés en RBC et sur base duquel les propositions de révision des taux d'octroi applicables à la filière solaire PV seront établies.

3.2.2.1.2 CALCUL DU NIVEAU DE SOUTIEN

Les niveaux de soutien applicables aux nouvelles installations solaires PV sont calculés en appliquant aux scénarios d'évolution du coût d'investissement, la méthodologie suivie par BRUGEL pour le calcul des coefficients multiplicateurs en vue de garantir un temps de retour simple sur 7 ans aux producteurs.

Le tableau ci-dessous (tableau 16) résume l'évolution des taux d'octroi ainsi calculés pour les différentes catégories de puissance pour les années 2025 et 2030.

CV/MWh	2025			2030		
	PV-min	PV-moy	PV-max	PV-min	PV-moy	PV-max
] 0-5 kWc]	1,70	1,30	0,95	1,55	1,10	0,60
] 5-36 kWc]	1,70	1,35	0,95	1,55	1,10	0,60
] 36 - 100kWc]	1,40	1,10	0,80	1,30	0,95	0,55
]100 - 250kWc]	1,20	0,95	0,70	1,10	0,80	0,50
] 250kW - [0,95	0,75	0,55	0,90	0,65	0,40

Tableau 16 : Évolution des taux d'octroi calculés pour la filière solaire PV

Comme attendu, on observe fort logiquement une diminution du niveau de soutien nécessaire à garantir un temps de retour de 7 ans d'autant plus important que le niveau de développement de la

filère sera important sur la période 2021-2030. En d'autres mots, le scénario de développement maximal (PV-max) est associé au scénario de diminution maximale du niveau de soutien et vice-versa.

Les scénarios d'évolution des taux d'octroi (CV/MWh) retenus pour les trois scénarios de développement de la filière solaire PV (PV-min, PV-moy, PV-max) sont illustrés dans les figures ci-dessous (figures 12, 13, 14, 15 et 16). Dans ces scénarios, les valeurs des taux d'octroi sont supposées pouvoir être revues à la baisse dès l'année 2022 et révisées ensuite chaque année. Dans le cadre de cette étude, les valeurs intermédiaires ont été déduites par interpolation linéaire des valeurs calculées pour 2025 et 2030¹².

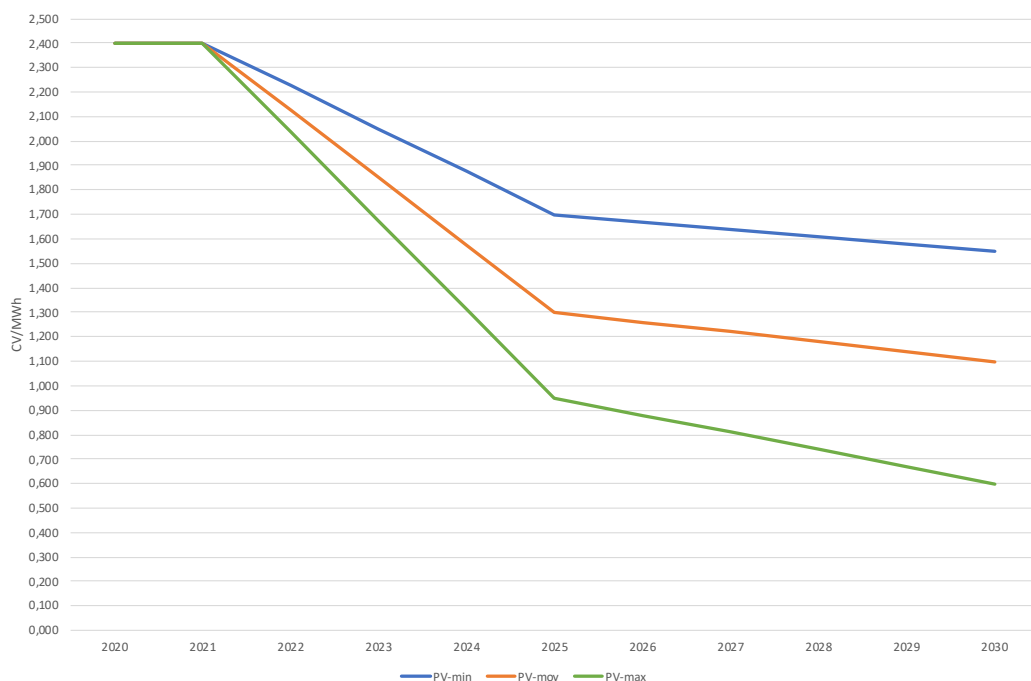


Figure 12 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 0-5 kWc]

¹² L'outil mis à disposition de BRUGEL permet toutefois de calculer de manière plus fine les niveaux de soutien pour chaque année.

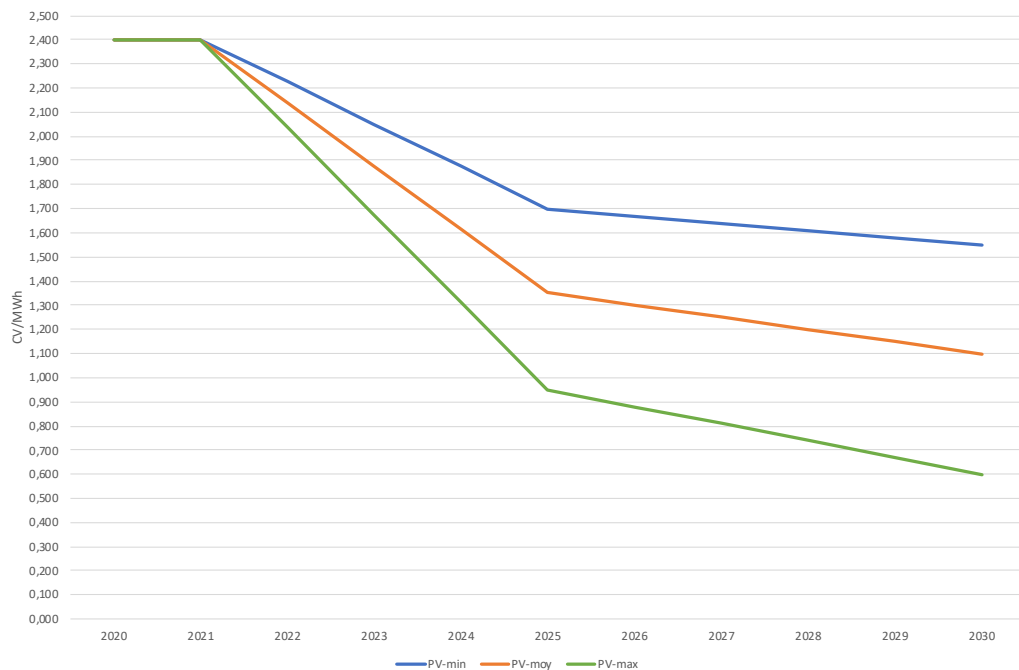


Figure 13 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 5-36 kWc]

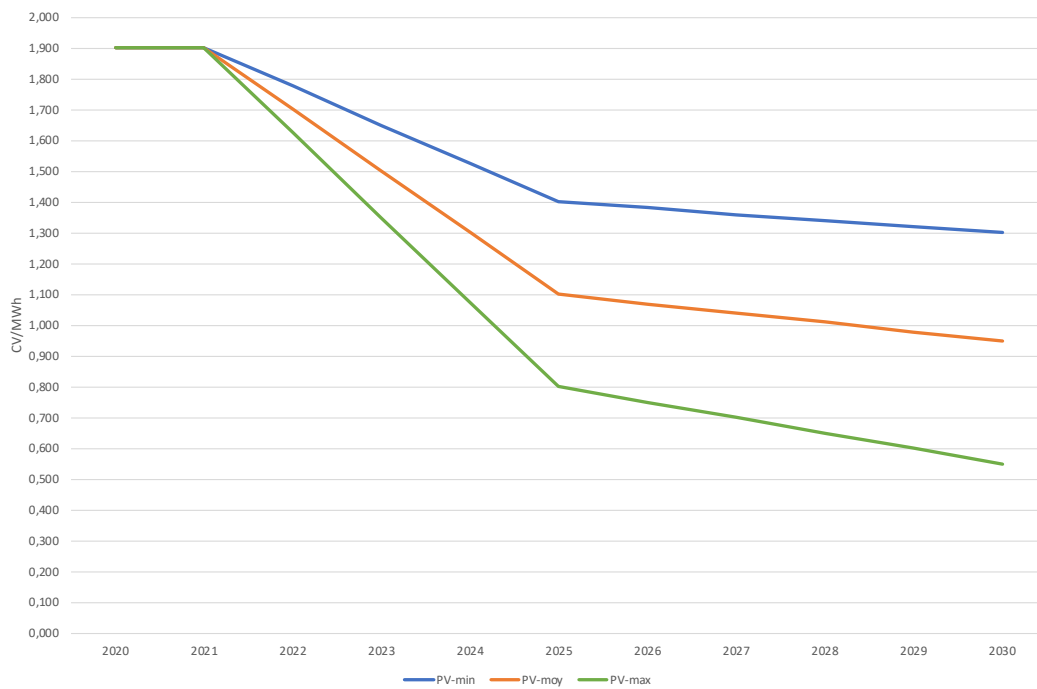


Figure 14 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 36-100 kWc]

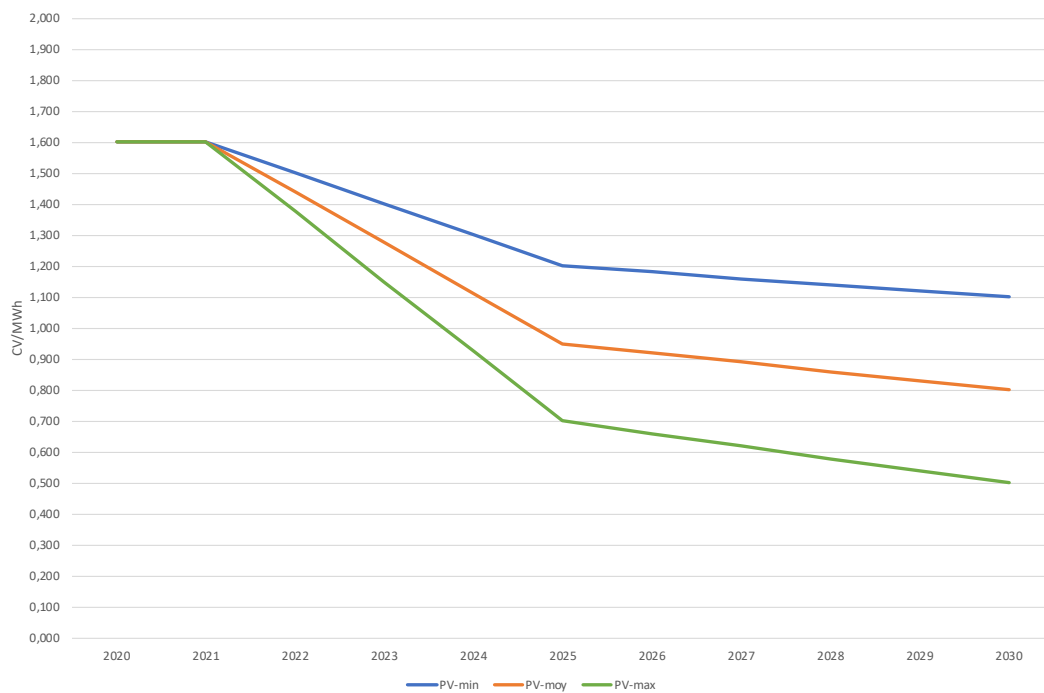


Figure 15 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 100-250 kWc]

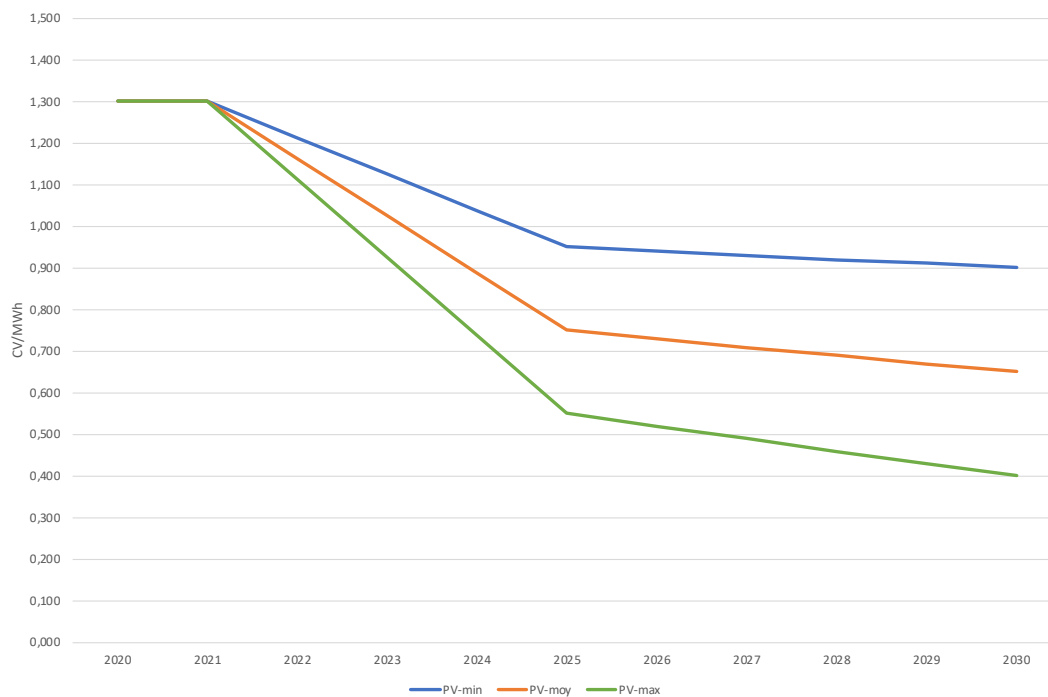


Figure 16 : Évolution du taux d'octroi (CV/MWh) pour le solaire PV – Catégorie de puissance] 250- kWc]

3.2.2.2 COGENERATION AU GAZ NATUREL

Pour modéliser l'évolution du niveau de soutien de la filière cogénération au gaz naturel, l'approche suivie diffère de celle retenue pour la filière solaire PV.

En effet, contrairement à la filière solaire PV, la filière cogénération au gaz naturel, basée principalement sur la technologie mature des moteurs à combustion interne, n'a pas connu de baisse historique et ne présente pas de perspectives de baisse des coûts d'investissement. Quant aux perspectives de réduction du coût de production liées au prix du combustible, les fluctuations sur les marchés du gaz ne permettent pas de générer des tendances claires, comme l'illustre notamment le dernier rapport de la Commission européenne sur les prix de l'énergie en Europe [12].

En d'autres mots, on considère comme hypothèse, dans le cadre de la présente étude, que les niveaux de soutien actuels pour les installations de cogénération restent nécessaires sur la période 2021-2030 pour garantir un niveau de rentabilité comparable au niveau actuel.

Pour les installations de cogénération qui relèvent de catégories qui actuellement ne bénéficient pas de l'application d'un coefficient multiplicateur ($CM=1$), à savoir les installations en dehors du secteur du logement collectif, le principe de calcul du taux d'octroi de base (N) est supposé être maintenu. Le taux d'octroi se déduit dès lors des hypothèses retenues pour leurs rendements (électricité et chaleur). Dans le cadre de cette étude, les rendements considérés correspondent aux valeurs moyennes historiques observées par trimestre pour les unités existantes relevant de la même catégorie de puissance.

Pour les installations de cogénération qui relèvent de catégories qui actuellement bénéficient de l'application d'un coefficient multiplicateur ($CM > 1$), à savoir les installations qui relèvent du secteur du logement collectif, le calcul du taux d'octroi de base (N) est similaire et repose sur les valeurs moyennes historiques observées.

Pour ce qui concerne l'évolution des coefficients multiplicateurs applicables à la cogénération dans le logement collectif, l'approche retenue se base sur trois scénarios d'évolution des coefficients multiplicateurs (CM) traduisant différentes orientations possibles au niveau de la politique de soutien à cette filière en RBC sur la période 2021-2030.

La figure ci-après (figure 17) illustre ces scénarios.

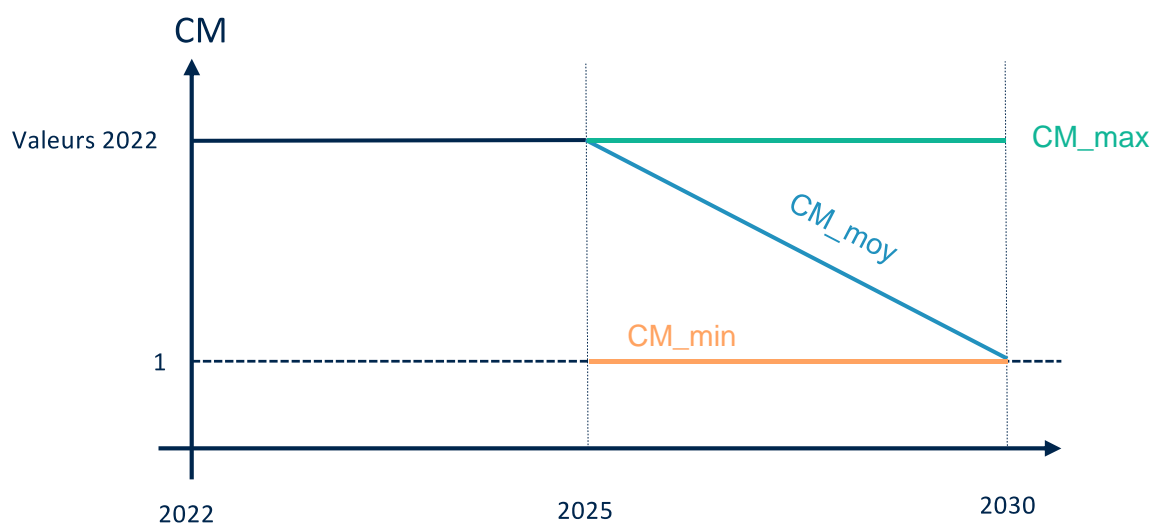


Figure 17 : Scénarios d'évolution des coefficients multiplicateurs appliqués au cogénération GN

Les trois scénarios supposent le maintien des CM en vigueur actuellement jusque fin 2021 et l'application des CM proposés par BRUGEL en septembre 2020 [11] sur la période 2022-2025.

Le premier scénario (CM_max) suppose un maintien de ces coefficients jusqu'en 2030. Ce scénario illustre une volonté au niveau de la RBC de maintenir le soutien actuel au développement de la cogénération dans le secteur du logement collectif. Par conséquent, ce scénario est associé au scénario de développement maximal de la filière (CHP-max).

Le second scénario (CM_moy) suppose une diminution linéaire du CM jusqu'à une valeur unitaire sur la période 2025-2030. Ce scénario illustre une volonté d'un désengagement progressif dans le soutien à la cogénération au gaz naturel dans le secteur du logement collectif. Ce scénario est associé au scénario de développement moyen de la filière (CHP-moy).

Le troisième scénario (CM_min) suppose l'arrêt des CM à partir de 2026. Ce scénario illustre une volonté plus ferme d'arrêt de la politique de soutien actuelle au développement de la cogénération au gaz naturel dans le secteur du logement collectif. Ce scénario est associé au scénario de développement minimal de la filière (CHP-min).

Le tableau ci-dessous (tableau 17) résume les scénarios retenus pour la filière cogénération au gaz naturel.

Scénarios octrois CV	Scénarios développement	Scénarios niveau de soutien
CHP-min	CHP-min	CM_min
CHP-moy	CHP-moy	CM_moy
CHP-max	CHP-max	CM_max

Tableau 17 : Scénarios d'octroi CV retenus pour la filière cogénération au GN

3.2.3 Scénarios d'évolution des octrois de certificats verts

En combinant les scénarios d'évolution de la production d'électricité verte et les scénarios d'évolution des niveaux de soutien (taux d'octroi de certificats verts), on peut déduire trois scénarios d'évolution des octrois de certificats verts d'une part pour le parc solaire photovoltaïque additionnel et d'autre part pour le parc de cogénération au gaz naturel additionnel.

On notera que, dans le cadre de cette étude prospective, toutes les installations additionnelles prévues pour une année donnée sont supposées produire l'entièreté de l'année (démarrage au 1^{er} janvier de l'année) et bénéficier sans délai de l'intégralité des certificats verts correspondants.

Le scénario d'évolution des octrois de certificats verts pour le parc de production existant se déduit directement des hypothèses retenues sur l'évolution de la production d'électricité de ce parc et des règles applicables en matière d'octroi des certificats verts (durée d'octroi limitée à 10 ans et maintien des taux d'octroi de certificats verts).

3.2.3.1 PARC SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE ADDITIONNEL

La figure ci-dessous (figure 18) donne l'évolution des octrois de certificats verts additionnels pour la filière solaire PV sur la période 2021-2030 pour les trois scénarios retenus (PV-min, PV-moy, PV-max).

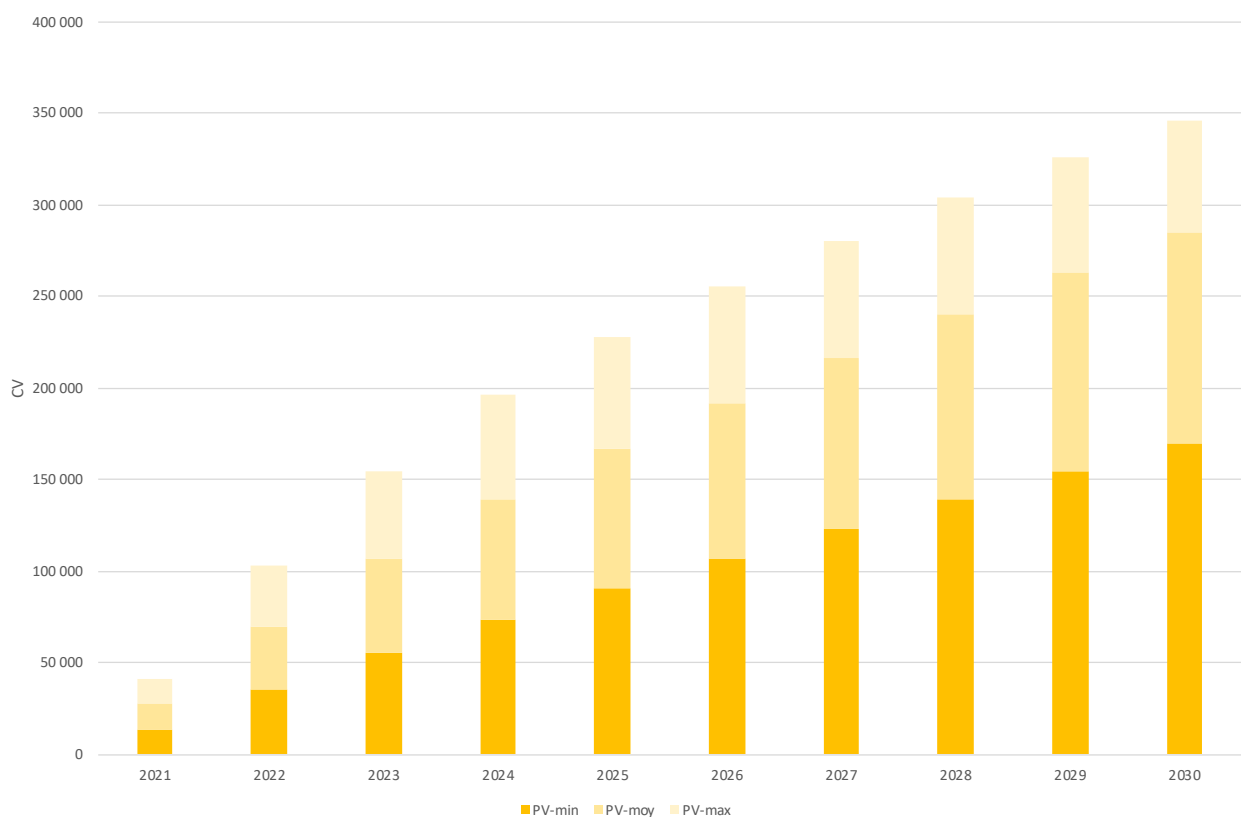


Figure 18 : Scénarios octroi CV additionnels pour la filière solaire PV (CV/an)

Sur base de ces scénarios, le volume d'octroi de certificats verts pour la filière solaire PV augmente en 2030 jusqu'à 170.000 CV pour le scénario PV-min, 285.000 CV pour le scénario PV-moy et 345.000 CV pour le scénario PV-max. Ceci illustre de nouveau l'impact majeur du taux d'apprentissage sur la diminution du niveau de soutien dans les scénarios retenus pour la filière solaire PV. Ainsi, le scénario PV-max nécessiterait un simple doublement du nombre de certificats verts (345.000 CV vs 170.000 CV) pour obtenir un triplement de la production d'électricité verte (384 GWh vs 128 GWh) soit un niveau de soutien moyen d'environ 0,9 CV/MWh pour le scénario PV-max contre environ 1,3 CV/MWh pour le scénario PV-min, soit une réduction du coût moyen du système certificats verts (EUR par MWh d'électricité verte produite) de 30%.

3.2.3.2 PARC DE COGENERATION AU GAZ NATUREL ADDITIONNEL

La figure ci-dessous (figure 19) donne l'évolution des octrois de certificats verts additionnels pour la filière cogénération au gaz naturel sur la période 2021-2030 pour les scénarios CHP-moy et CHP-max compte tenu des hypothèses retenues au chapitre 3.2.2.2. Le premier scénario (CHP-min) supposant l'absence de capacité additionnelle, celui-ci n'engendre aucun octroi de CV additionnels.

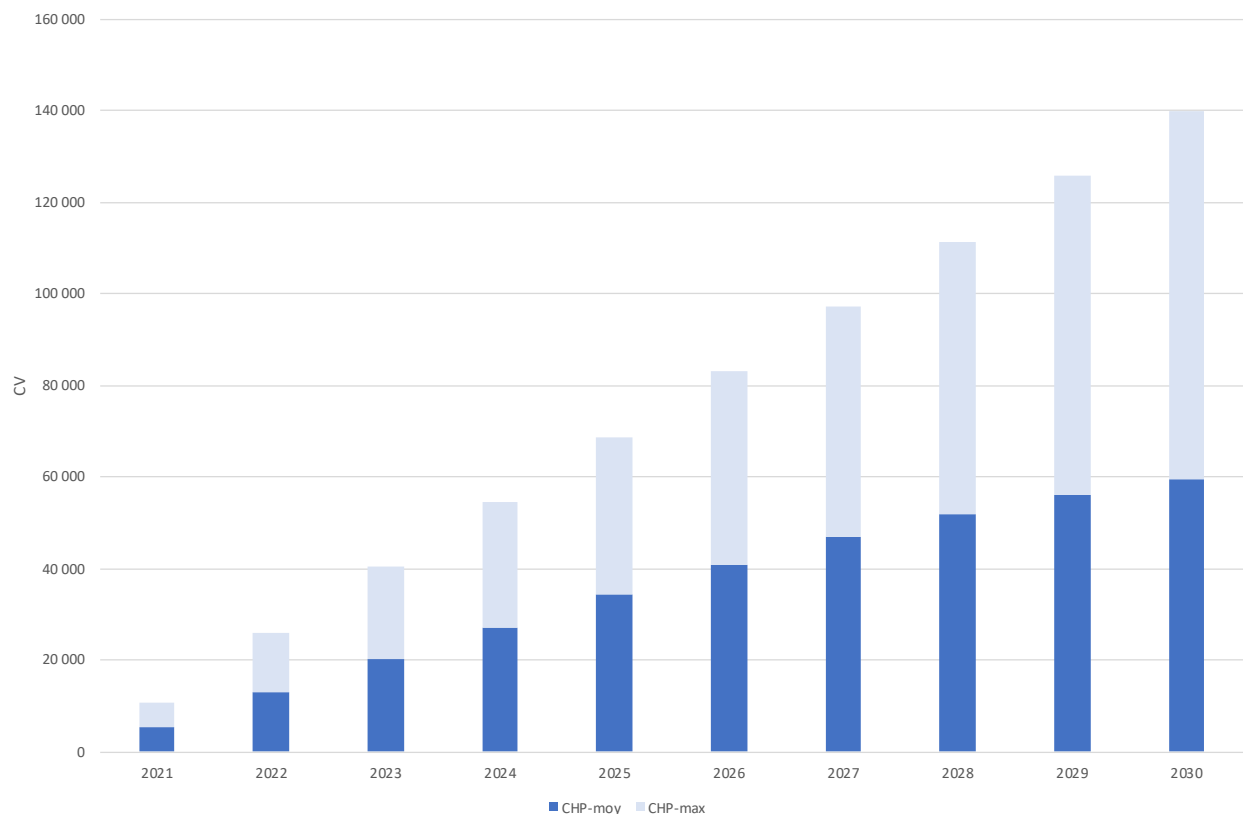


Figure 19 : Scénarios octroi CV additionnels pour la filière cogénération GN (CV/an)

Sur base de ces scénarios, le volume d'octroi de certificats verts pour la filière cogénération au gaz naturel augmente en 2030 jusqu'à 60.000 CV pour le scénario CHP-moy et 140.000 CV pour le pour le scénario CHP-max. Contrairement à la filière solaire photovoltaïque, conformément aux hypothèses retenues concernant les niveaux de soutien, le doublement de la production d'électricité

de la filière cogénération au gaz naturel (scénario CHP-max vs scénario CHP-moy) n'engendre pas de réduction du taux d'octroi de certificats verts.

3.2.3.3 PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE VERTE ADDITIONNEL

Plusieurs combinaisons sont possibles entre les trois scénarios d'octroi de CV pour la filière solaire PV et les trois scénarios d'octroi de CV pour la filière cogénération au gaz naturel. Dans le cadre de la présente étude, les scénarios min, moy et max respectifs ont été associés. Le tableau ci-dessous (tableau 18) résume les trois scénarios d'octroi de CV pour le parc de production d'électricité verte additionnel ainsi retenus.

Electricité verte	Solaire PV	Cogénération GN
RES-min	PV-min	CHP-min
RES-moy	PV-moy	CHP-moy
RES-max	PV-max	CHP-max

Tableau 18 : Composition des scénarios d'octroi de CV retenus

La figure ci-dessous (figure 20) illustre l'évolution des octrois de CV selon ces trois scénarios (RES-min, RES-moy, RES-max). Le scénario RES-min conduit à 170.000 CV additionnels (uniquement du solaire PV), le scénario RES-moy à 345.000 CV et le scénario RES-max à 485.000 CV.

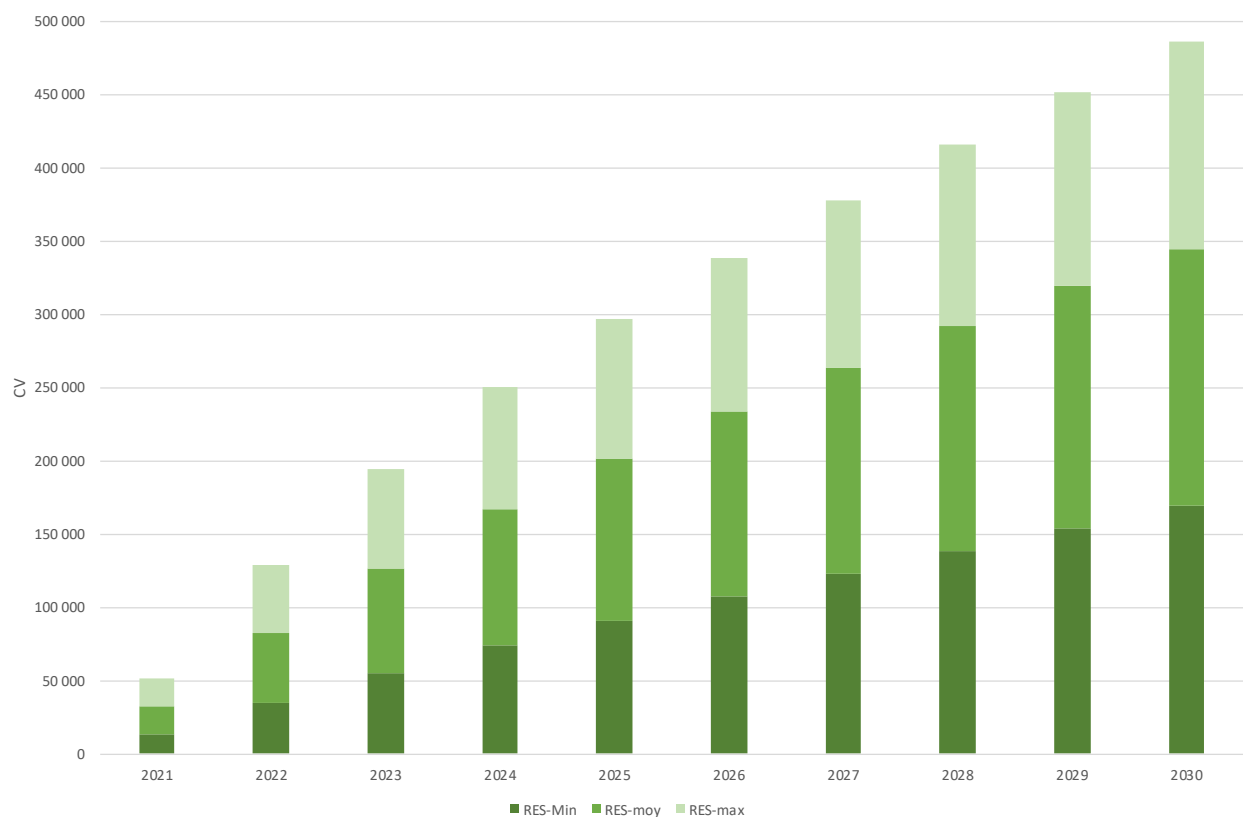


Figure 20: Évolution des octrois de CV selon les scénarios retenus

3.2.3.4 PARC DE PRODUCTION EXISTANT

La figure ci-dessous (figure 21) donne l'évolution des octrois de certificats verts sur la période 2021-2030 pour le parc de production d'électricité verte existant (fin 2020).

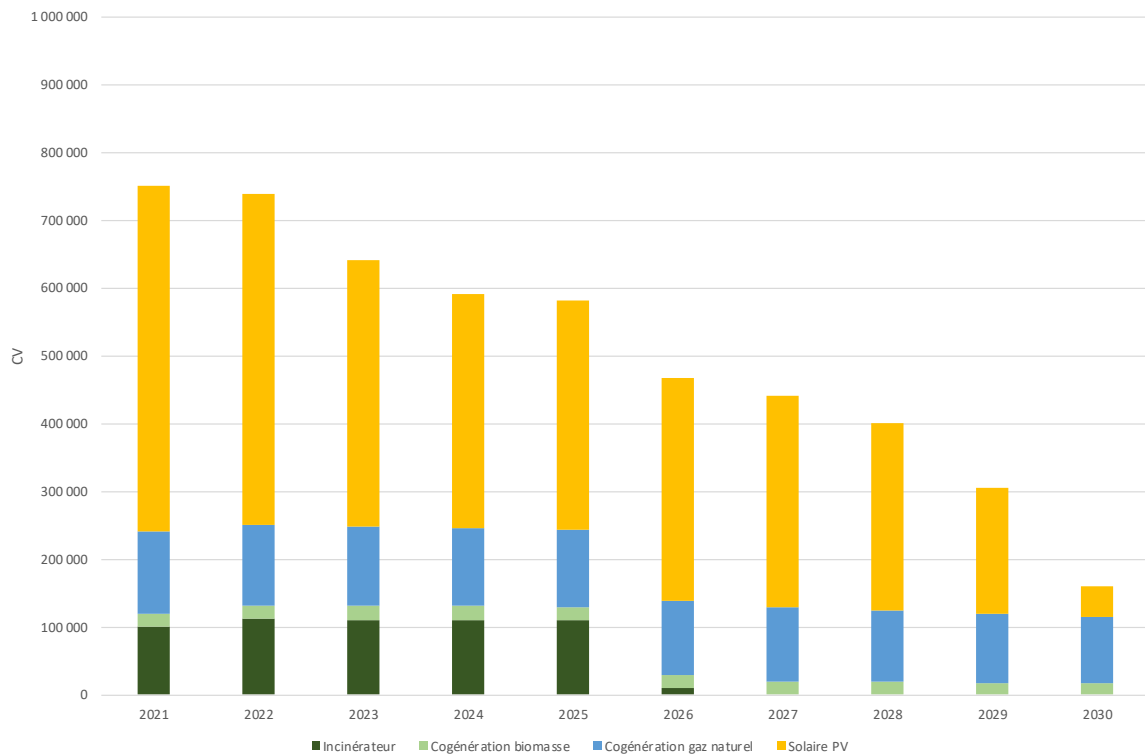


Figure 21 : Évolution des octrois de CV pour le parc de production existant (CV/an)

Sur la période 2021-2030, on observe une réduction globale de 80% des octrois de certificats verts alors que la production d'électricité est maintenue à 95% (cf. supra).

Les octrois de certificats verts sont estimés à 750.000 CV pour l'année 2021. On notera que ce montant est supérieur aux 650.000 CV effectivement octroyés en 2020 par BRUGEL. Cette surestimation peut s'expliquer par plusieurs éléments : (1) les nombreuses nouvelles installations solaires PV n'ont produit que pendant une partie de l'année 2020 ; (2) compte tenu des délais de traitement liés à la procédure d'octroi des CV dans certains cas (e.g. envoi de relevés tardifs par le producteur), des CV peuvent encore être octroyés par BRUGEL en 2021 pour de l'électricité verte produite en 2020 ; (3) l'augmentation attendue de la production de l'incinérateur en 2021 (cf. chapitre 3.1.1.).

Pour la filière solaire PV, la durée d'octroi des certificats verts étant limitée à 10 ans, on observe une diminution progressive des octrois de certificats verts au fur et à mesure que les installations arrivent au terme de leur période d'octroi de certificats verts (-90% sur la période 2021-2030). On remarque cet effet une première fois de manière sensible en 2023. Comme indiqué précédemment, ces installations continuent toutefois à produire de l'électricité renouvelable jusqu'à la fin de leur durée de vie économiques (25 ans).

Un deuxième palier où l'octroi de certificats verts diminue sensiblement est observé en 2026 et correspond à la fin de la période d'octroi de certificats verts de 10 ans au 1^{er} février 2026 à l'incinérateur.

Pour les filières cogénération au gaz naturel et biomasse, la quantité de certificats verts diminue moins rapidement (-15% sur la période 2021-2030) dans la mesure où, contrairement au solaire PV, la fin de la période d'octroi de certificats verts coïncide avec la fin de la durée de vie économique des installations et que nous avons retenu une hypothèse de remplacement à hauteur de 80% de ces installations. Les installations venant ainsi en remplacement d'anciennes peuvent bénéficier d'une nouvelle période d'octroi de certificats verts de 10 ans, moyennant application du nouveau taux d'octroi de certificats verts qui est supposé être en vigueur à ce moment-là.

Pour les cogénérations fonctionnant à l'huile de colza, la tendance actuelle est le non remplacement de celles-ci. Par conséquent, dans le cadre de cette étude, elles sont supposées ne pas être renouvelées une fois arrivées au terme de leur période de 10 ans d'octroi de certificats verts.

3.2.3.5 PARC DE PRODUCTION EXISTANT ET ADDITIONNEL

Les figures ci-dessous (figures 22 et 23) donnent les évolutions possibles des octrois de certificats verts sur la période 2021-2030 pour l'ensemble du parc de production d'électricité verte (existant et additionnel).

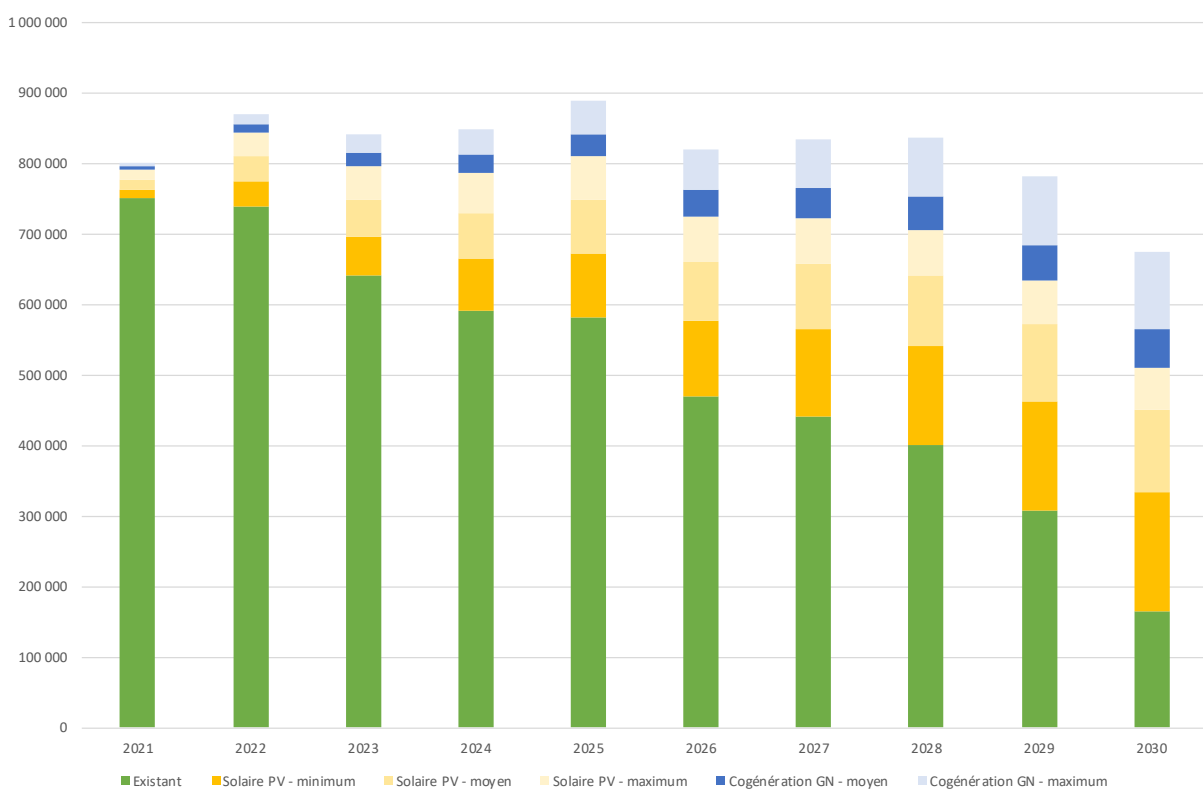


Figure 22 : Scénarios d'évolution des octrois de CV en RBC avec ventilation par filière pour les CV additionnels (CV/an)



Figure 23 : Scénarios d'évolution des octrois de CV en RBC (CV/an)

On constate que les volumes d'octroi de certificats verts oscillent aux alentours de 800.000 CV par an pour le scénario de développement maximal (Prod-max) avec un niveau d'octroi en 2030 qui chute à près de 85% du niveau de 2021. Pour le scénario intermédiaire (Prod-moy), le volume d'octroi de certificats verts est moindre d'environ 100.000 CV par an par rapport au scénario de développement maximal (Prod-max), avec un niveau d'octroi en 2030 qui tombe à près de 65% du niveau de 2021. Pour le scénario minimal (Prod-min), qui se situe en moyenne 100.000 CV par an plus bas que le scénario intermédiaire (Prod-moy), le niveau d'octroi en 2030 représente à peine 45% du niveau d'octroi de 2021.

En termes d'évolution du niveau de soutien moyen, exprimé en CV par MWh d'électricité verte produite, celui-ci diminue de plus de 50% sur la période comme illustré dans le tableau ci-dessous.

	Électricité verte (GWh/an)	Octroi (kCV/an)	Taux moyen (CV/MWh)
2020	385 (est.)	650	1,688
2030 (RES-min)	512	330	0,644
2030 (RES-moy)	680	505	0,743
2030 (RES-max)	849	645	0,760

Tableau 19: Évolution du niveau de soutien moyen (CV/MWh produit) selon les scénarios

3.3 Scénarios d'évolution de la fourniture d'électricité

3.3.1 Scénarios d'évolution de la consommation d'électricité

3.3.1.1 MODÉLISATION DES SECTEURS CLASSIQUES (HORS ELECTROMOBILITE)

Le scénario d'évolution de la consommation finale d'électricité en RBC pour les secteurs logement, tertiaire, industrie et transport en commun (« rail ») se base sur les dernières projections d'Elia pour le court-terme (2025) alimentant l'étude de réserve stratégique réalisée chaque année [15].

Ces projections ont été réalisées avec l'appui de Climact. La méthodologie développée par Climact se base sur l'outil BECalc, développé pour le SPF Environnement dans le cadre des scénarios bas-carbone à l'horizon 2050. Cet outil a été rendu public et mis en ligne en juin 2021¹³. Pour les besoins spécifiques de l'étude réalisée pour Elia, un module macro-économique additionnel a été ajouté au modèle BECalc (voir figure 24 ci-dessous). Une explication synthétique de ce cadre méthodologique est fournie ci-dessous. Le lecteur intéressé est invité à consulter les références indiquées pour une description plus détaillée.

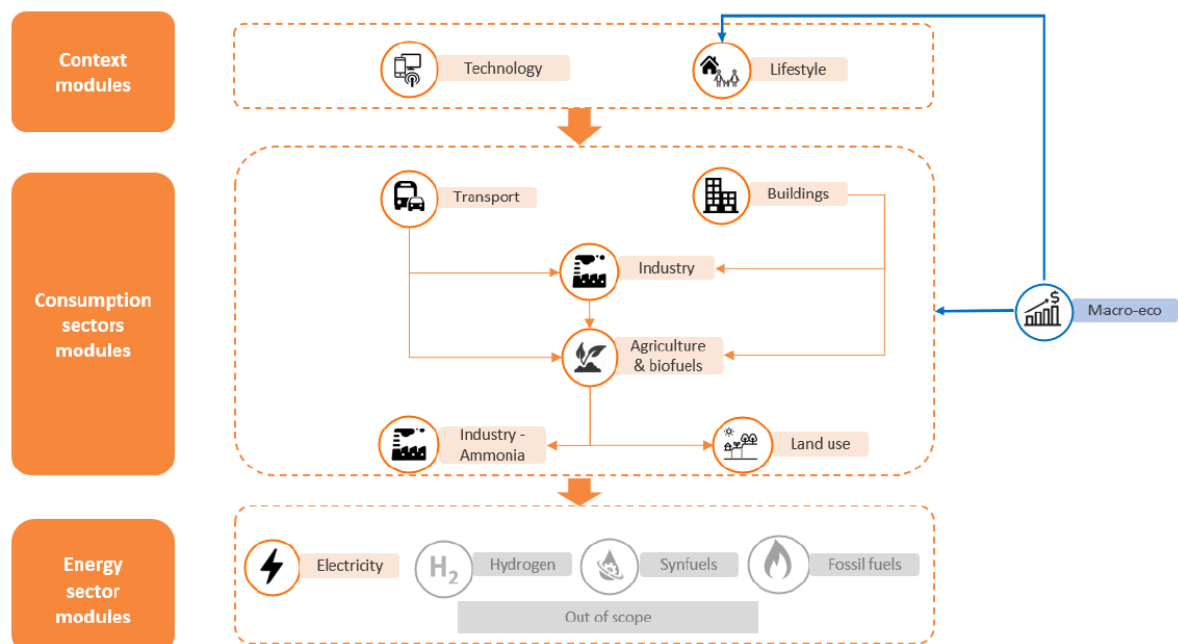


Figure 24 : Outil BECalc adapté pour l'étude Elia avec l'ajout d'un module macro-économique [15]

¹³ Accessible via le site www.climat.be ou directement via le lien <https://becalc.netzero2050.be>

Dans le modèle BECalc, les choix des niveaux d'ambition pour les leviers de décarbonation déterminent les trajectoires d'évolution des éléments suivants :

- Activité/demande sectorielle : demande de transport, de chauffage, de matériaux, de nourriture, etc.
- Moyens de répondre à cette demande : modes de transport, technologies de chauffage, processus industriels, pratiques agricoles etc.

Ces trajectoires vont à leur tour permettre de calculer l'évolution de la consommation énergétique résultant de ces usages, ventilée selon les différents vecteurs énergétiques.

L'outil BECalc est un outil prospectif et non prévisionnel. Il permet d'évaluer l'impact que peuvent avoir un ensemble de choix sociétaux/techniques (modélisés par le niveau des leviers de décarbonation) sur les consommations énergétiques et les émissions de GES résultantes à l'horizon 2050. Il ne permet cependant pas d'attribuer une probabilité spécifique à un scénario construit dans l'outil.

Dans le cadre de l'étude réalisée pour Elia, un module macroéconomique a été ajouté au modèle pour pouvoir déterminer l'évolution à court terme des variables clés d'activité non plus selon un choix des niveaux de levier de la part de l'utilisateur mais en corrélant celle-ci aux évolutions macroéconomiques (revenu disponible des ménages et valeur ajoutée sectorielle) attendues à court-terme (voir figure 25 ci-dessous). Les liens entre indicateurs macroéconomiques et variables d'activité du modèle ont été déterminés au moyen d'une analyse des tendances historiques conjointes de ces deux types de données.

Macroeconomic variable	Unit	BECalc activity variables	Unit
Disposable income	[€]	Passenger transport demand	[pkm/cap/year]
		Appliances own	[number/household]
		Appliance use	[hour/year]
		Living space per person	[m ² /cap]
Tertiary sector added value	[M€]	Tertiary buildings area	[1000m ²]
Industrial subsectors added value	[M€]	Freight transport demand	[tkm/year]
		Material production	[kt/year]
Energy/environment policies	[/]	Renovation depth in buildings	[%]
		renovation rate in buildings	[%/year]
		Technology share of LEV and ZEV in new vehicle sales	[%]

Figure 25 : Liens entre indicateurs macroéconomiques et variables d'activité du modèle BECalc [15]

Pour nourrir ce modèle macroéconomique, les projections du Bureau Fédéral du Plan ont été utilisées [16].

3.3.1.2 ADAPTATION DE LA MÉTHODOLOGIE AU CONTEXTE BRUXELLOIS

La méthodologie présentée ci-dessus a été développée pour le contexte belge. L'étude présente portant sur la Région Bruxelles-Capitale, il est nécessaire de prendre en compte ce contexte géographique spécifique, dont les différences majeures avec l'échelon national sont les suivantes :

- Densité élevée de l'habitat ;
- Forte présence du secteur des services ;
- Prédominance de la consommation électrique liée aux bâtiments résidentiels et tertiaires ;
- Faible implantation de l'industrie ;
- Part relativement plus importante du transport dans la consommation électrique : STIB et SNCB ;
- Absence d'agriculture.

Pour tenir compte de ces éléments, la méthodologie a été adaptée au contexte de la RBC de la manière suivante. Elle revient à modéliser l'évolution de la consommation d'électricité au niveau belge si l'économie et la population évoluaient de la même manière qu'à Bruxelles :

1. Les tendances macroéconomiques régionales pour la RBC ont été utilisées au lieu des tendances nationales, afin de refléter les spécificités de Bruxelles [16]. Ces projections sont à trouver en annexe 7.4. de ce document ;
2. Les tendances (en %) d'évolution de la population du BFP pour la RBC ont été utilisées au lieu des tendances nationales [17] ;
3. On calcule les taux de croissance annuels de la consommation électrique par secteur qui sont ensuite appliqués aux chiffres de consommation électrique sectorielle de la RBC (après prise en compte de l'effet COVID détaillé ci-dessous)

3.3.1.3 PRISE EN COMPTE DE L'EFFET DU COVID-19 EN 2020

La pandémie de COVID-19 a significativement touché l'ensemble des secteurs de l'économie et a notamment résulté en une baisse conséquente de la consommation d'électricité en RBC de 2019 à 2020 (baisse de l'infeed total d'Elia et SIBELGA en RBC de 4.897 GWh à 4.549 GWh, soit - 7.2%¹⁴). Cet effet important a été pris en compte de la manière suivante :

1. On considère que l'année 2022 correspond à une reprise complète post-COVID en termes de consommation finale d'électricité en RBC.

¹⁴ Données fournies par Brugel

2. Cette consommation finale d'électricité en 2022 est déterminée en prolongeant les tendances historiques observées sur les « infeeds » d'Elia et SIBELGA [18]¹⁵. Cela revient donc à considérer qu'en termes de consommation finale d'électricité, l'année 2022 est une année « normale » qui découle de la continuation des tendances historiques.
3. 2021 est considérée comme une année à mi-chemin entre la crise de 2020 et la reprise complète de 2022. La consommation finale d'électricité en 2021 est donc calculée comme la moyenne des consommations finales de 2020 et 2022.
4. La consommation finale en 2022 est désagrégée en ses composantes sectorielles sur base des données disponibles dans le Bilan Énergétique 2019 pour la RBC¹⁶ réalisé par Climact.
5. Les taux de croissance des consommations électriques sectorielles pour les années 2022-2030 (voir Annexe 7.5) sont ensuite appliqués aux chiffres des consommations électriques sectorielles respectives de 2022 pour calculer leur évolution jusqu'à 2030.

La figure ci-dessous (figure 26) donne l'évolution de la consommation finale d'électricité en RBC obtenue pour les secteurs logement, tertiaire, industrie et transport en commun (« rail »). On y observe une légère tendance à la hausse de la consommation d'électricité en RBC sur la période 2022-2030.

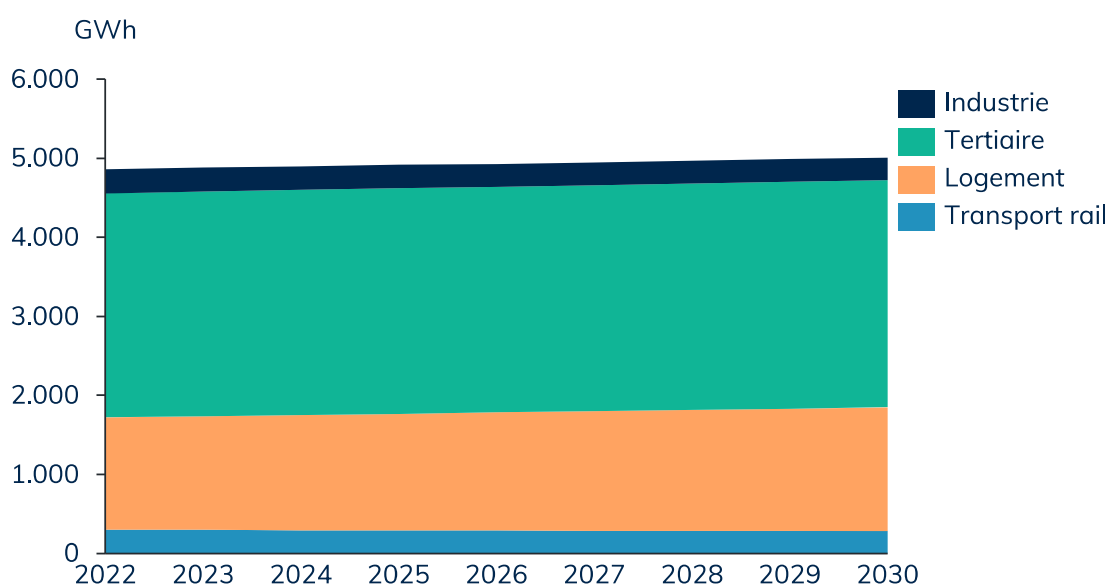


Figure 26 : Évolution sectorielle de la consommation d'électricité sur base de la méthodologie « Elia » transposée au cas de la RBC

¹⁵ La tendance historique pour l'infeed de SIBELGA est extraite de la « Note d'accompagnement à la proposition tarifaire 2020-2024 » rédigée par SIBELGA [18]. La tendance historique pour l'infeed d'Elia est calculée sur base des chiffres fournis par BRUGEL jusqu'à l'année 2020.

¹⁶ Pas encore publié, la dernière version du Bilan Énergétique de la RBC est disponible sur :

<https://environnement.brussels/thematiques/batiment-et-energie/bilan-energetique-et-action-de-la-region/le-bilan-energetique-de-la>

3.3.1.4 MODÉLISATION DE L'ELECTROMOBILITE

Le développement de l'électromobilité en RBC aura un impact important sur l'évolution de la consommation d'électricité sur la période 2021-2030. Pour capturer au mieux cet effet, il a été pris en compte séparément. Deux scénarios de développement de l'électromobilité ont été retenus (VE-min, VE-max). La figure ci-dessous (figure 27) illustre l'évolution du nombre de véhicule « plug-in hybride » et « full-électrique » considérés pour chacun de ces scénarios.

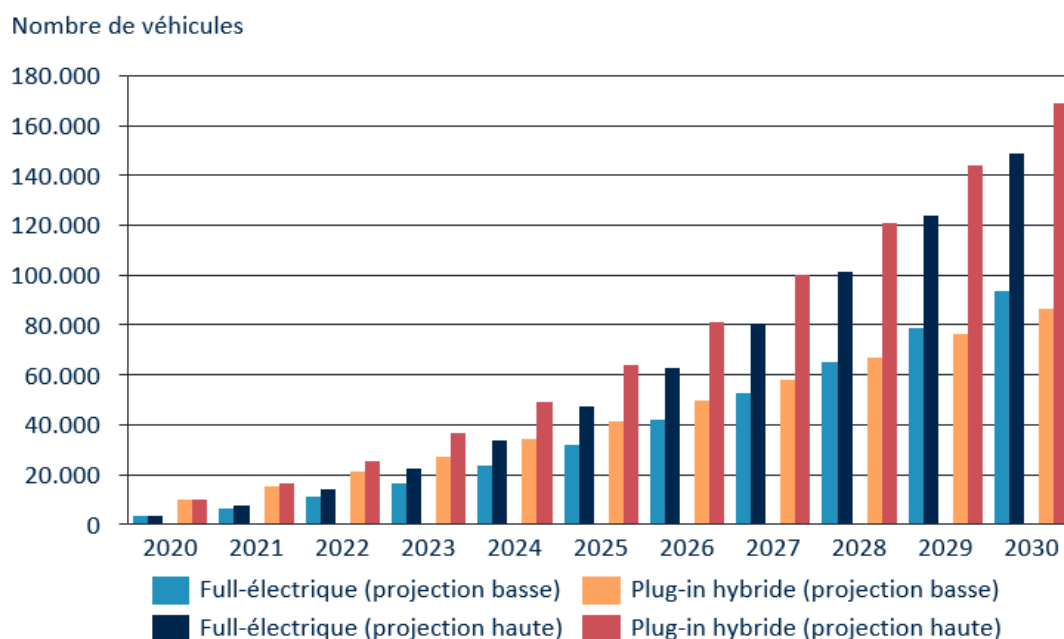


Figure 27 : Scénarios de développement de l'électromobilité en RBC (nombre de véhicules)

Ces scénarios de développements se basent sur un ensemble d'hypothèses résumées dans le tableau ci-dessous (tableau 20).

Hypothèses	VE-min	VE-max
Nouveaux véhicules par an en RBC ¹⁷	50 000	
Pénétration des véhicules full-électriques dans les ventes en RBC en 2030	30%	50%
Pénétration des véhicules plug-in hybrides dans les ventes en RBC en 2030	20%	50%
Portion de km en mode full-électrique des plug-in hybrides ^{18,19}	20%	37%
	0,06 kWh/km	0,12 kWh/km
Consommation électrique moyenne véhicules full-électriques	0,23 kWh/km	0,23 kWh/km

Tableau 20 : Hypothèses retenues pour les scénarios de développement de l'électromobilité en RBC

Les hypothèses retenues ci-dessus ne tiennent pas compte d'une éventuelle baisse du nombre de véhicules en RBC (dû par exemple à des mesures politiques visant à réduire fortement l'usage de

¹⁷ Conformément à l'estimation effectuée par Sibelga dans sa « Note d'accompagnement à la proposition tarifaire 2020-2024 » [16].

¹⁸ Voir étude du Fraunhofer ISI réalisée en 2020 pour le compte de ICCT [19].

¹⁹ Voir modèle BECalc, accessible via le site www.climat.be ou directement via le lien <https://becalc.netzero2050.be>

la voiture) dans les années à venir. Cependant, il semble raisonnable d'affirmer qu'en cas de diminution de la taille de la flotte de véhicules en circulation à Bruxelles, les véhicules électriques seraient les derniers à subir cet effet de réduction. En effet, la mise en place de la Low-Emission Zone fait que les véhicules à combustion interne seront de facto de plus en plus restreints dans leur accès au centre de Bruxelles. Un second effet qui n'a pas été pris en compte est la généralisation du télétravail suite à la crise du COVID-19 qui pourrait durablement diminuer les déplacements professionnels en voiture. Il semble en effet trop tôt pour pouvoir estimer si cet effet sera pérenne ou va au contraire s'estomper.

Enfin, l'effet des flux de véhicules entrant et sortant de Bruxelles (navetteurs) n'a pas été pris en compte. Ceci tient à plusieurs raisons. Tout d'abord, l'estimation des flux entrants et sortants n'est pas aisée a priori. Une piste d'amélioration serait d'utiliser les données issues de l'étude collaborative menée en RBC sur le déploiement d'une infrastructure de recharge des véhicules électriques [20]. Ensuite, les chiffres historiques utilisés comme base des projections correspondent aux nouvelles immatriculations en RBC. Or, certains véhicules de société sont immatriculés en RBC (siège de l'entreprise) alors qu'ils n'y sont pas utilisés si le navetteur et son lieu de travail sont situés en dehors de la RBC. Il semble difficile d'estimer l'amplitude de ces deux effets (flux entrants/sortants, proportion de véhicules immatriculés en RBC y roulant réellement) et de voir s'ils se compensent ou non. Par souci de simplicité, on choisit donc de ne pas tenir compte des flux entrants/sortants, ce qui revient à considérer qu'ils se compensent l'un l'autre.

La figure ci-dessous (figure 28) montre l'évolution de la consommation d'électricité selon les deux scénarios d'électromobilité retenus. Selon ces scénarios, le développement de l'électromobilité en RBC conduirait à une augmentation de la consommation d'électricité entre 300 GWh (VE-min) et près de 600 GWh (VE-max), soit respectivement une augmentation de 6% et 12% de la consommation d'électricité actuelle en RBC.

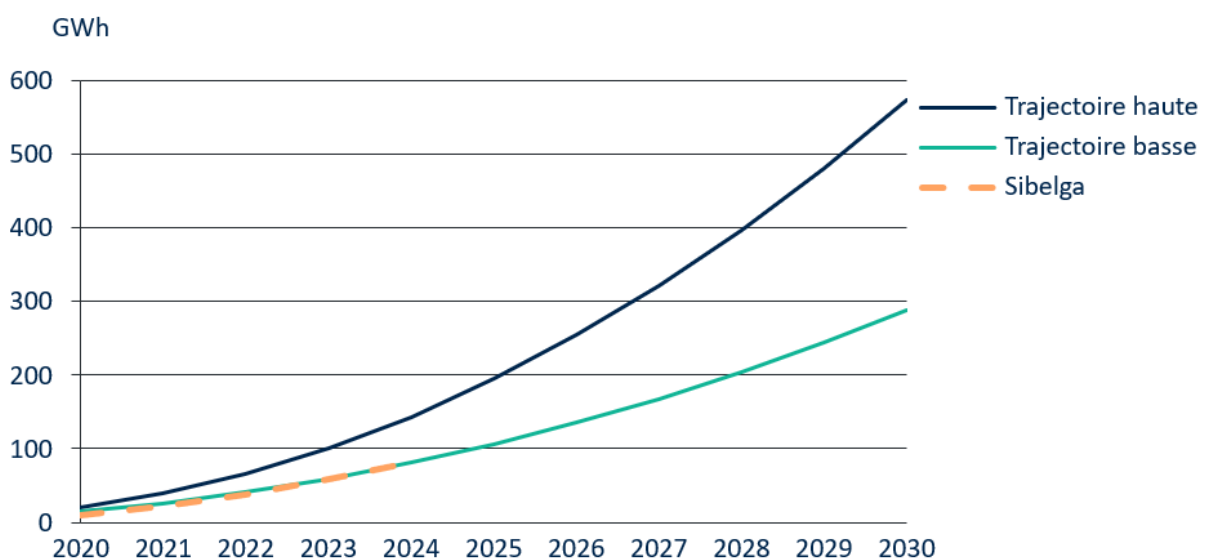


Figure 28 : Scénarios d'évolution de la consommation d'électricité du secteur de l'électromobilité en RBC. Trajectoire « Sibelga » 2020-2024 [18]

3.3.1.5 SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

La figure ci-dessous (figure 29) illustre les deux scénarios d'évolution de la consommation totale d'électricité résultant des deux scénarios d'évolution retenus pour l'électromobilité dans le cadre de cette étude.

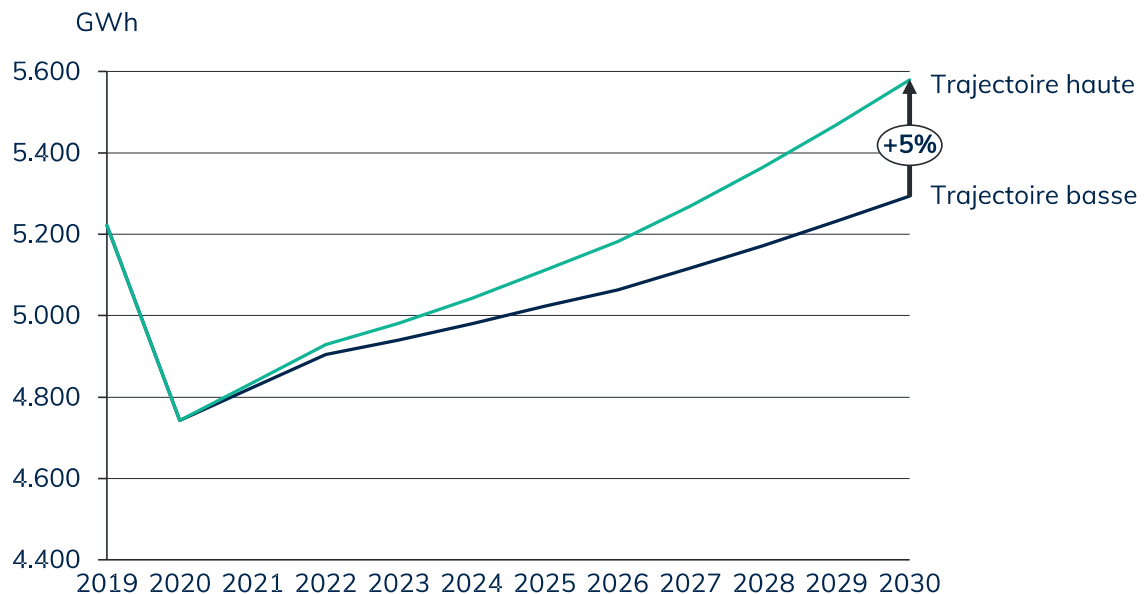


Figure 29 : Scénarios d'évolution de la consommation totale d'électricité en RBC

Sur cette figure, on peut observer trois périodes différentes.

La première est la période 2019-2020, durant laquelle on observe une baisse significative (environ 9%) de la consommation finale d'électricité entre 2019, année « normale » et 2020 durant laquelle les confinements et autres effets du COVID-2019 ont profondément impacté l'ensemble de la société.

La deuxième période correspond à la reprise « post-COVID » considérée prendre place entre 2020 et 2022, comme expliqué ci-dessus. La consommation finale augmente avec la reprise progressive des différents secteurs d'activité pour atteindre un niveau plus bas qu'en 2019, ce qui correspond à la prolongation des tendances « pré-COVID » représentant les gains progressifs d'efficacité énergétique.

La dernière période enfin correspond aux projections faites au moyen des résultats de la méthodologie décrite ci-dessus. Durant celle-ci, l'électrification accrue des différents secteurs (principalement l'électromobilité) dépasse les gains d'efficacité et on assiste à une hausse générale de la consommation finale qui atteint de 5300 à 5600 GWh dépendamment du scénario d'électromobilité choisi.

3.3.2 Scénarios d'évolution de l'autoconsommation

Le développement de la production d'électricité verte induit une augmentation de l'autoconsommation et par conséquent une diminution de la fourniture d'électricité (vente d'électricité par un fournisseur à un client final).

Le tableau ci-dessous (tableau 21) récapitule les taux d'autoconsommation forfaitaires considérés pour chaque catégorie d'installations (puissances et filières).

Filière	Source	Sous-catégorie	Taux d'autoconsommation
CHP	GN / Biomasse	Non résidentiel	100%
CHP	Gaz naturel	Résidentiel	20%
PV	-	-	38%
Incinérateur	-	-	0%

Tableau 21 : Taux d'autoconsommation forfaitaire retenu par catégorie d'installation

La fin de la compensation sur la commodité pour les prosumers disposant d'une installation de moins de 5 kW est prise en compte à partir de 2022. Lorsque la compensation sur la commodité était d'application, l'entièreté de la production solaire PV était considérée comme autoconsommée même si le prosumer réinjectait cette électricité sur le réseau, ce dernier agissant comme une « batterie virtuelle » à disposition du prosumer. La fin de la compensation a pour effet une diminution de l'autoconsommation de l'ordre de 15 GWh.

La figure ci-dessous (figure 30) donne les résultats obtenus pour les trois scénarios de développement d'électricité verte. On constate une différence de l'ordre de 120 GWh entre le scénario RES-min et le scénario RES-max à l'horizon 2030.

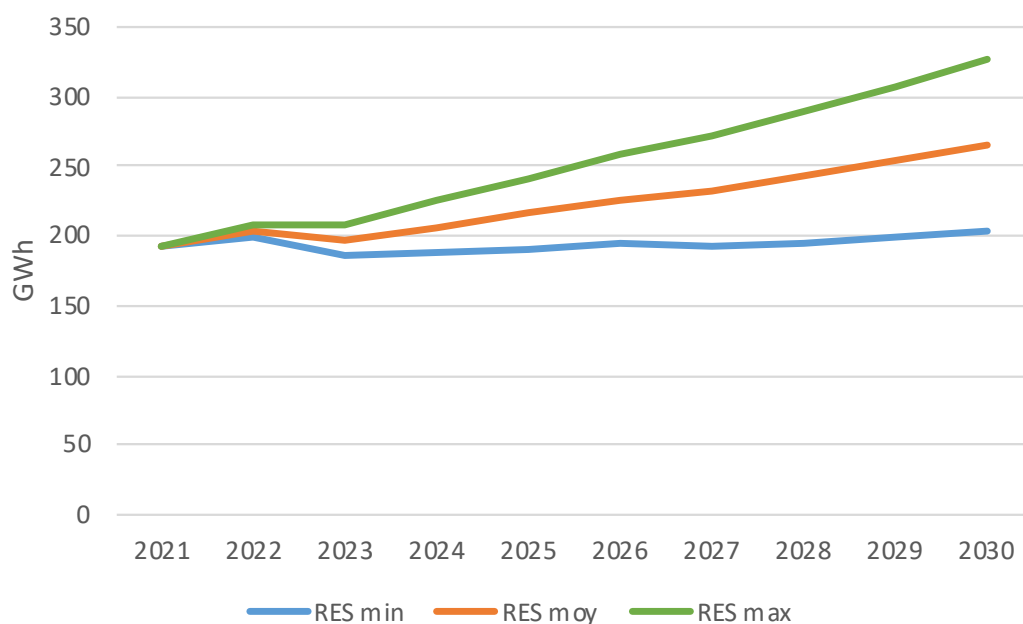


Figure 30 : Scénarios d'évolution de l'autoconsommation en RBC (GWh/an)

3.3.3 Scénarios d'évolution de la fourniture d'électricité

La fourniture d'électricité (vente d'électricité) s'obtient sur base de la consommation d'électricité après déduction de la quantité d'électricité verte produite et directement autoconsommée.

En combinant les deux scénarios d'évolution de la consommation d'électricité et les trois scénarios de développement de la production d'électricité verte (impactant l'autoconsommation), on obtient six scénarios d'évolution de la fourniture d'électricité.

La figure ci-dessous (figure 31) donne les résultats obtenus pour les 6 scénarios retenus dans le cadre de cette étude.

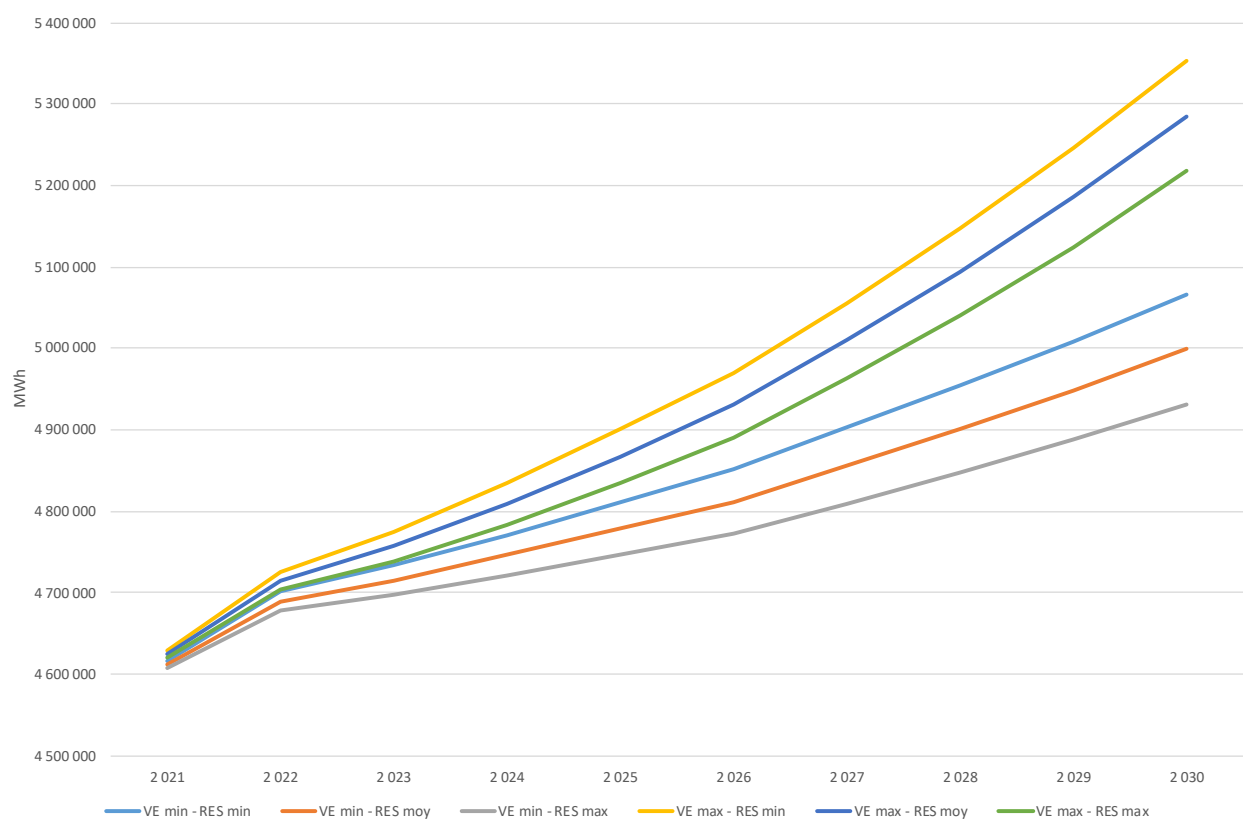


Figure 31 : Scénarios d'évolution de la fourniture d'électricité (soumise à quota) en RBC (MWh)

On constate que tous les scénarios prévoient une augmentation sensible de la fourniture d'électricité sur la période 2021-2030, ce qui est en rupture avec les tendances observées sur le marché bruxellois ces dernières années. Ces tendances globales à la hausse dans les scénarios retenus sont essentiellement imputables à la prise en compte du développement de l'électromobilité en RBC sur la période 2021-2030.

4 Équilibre offre – demande

Cette section analyse l'évolution de l'équilibre offre – demande sur le marché des certificats verts pour les six scénarios résultant de la combinaison des trois scénarios de développement de la production d'électricité verte (RES-min, RES-moy, RES-max) aux deux scénarios d'évolution de la consommation d'électricité (VE-min, VE-max). Pour chacun des six scénarios, l'évolution du stock de certificats verts peut être calculée année par année en fonction des quotas de certificats verts supposés en vigueur sur la période 2021-2030.

Contrairement à la première partie de l'étude qui porte sur la dynamique et la liquidité actuelles du marché des certificats verts, cette partie prospective adresse les questions d'équilibre à moyen et long terme. Comme mentionné précédemment, on suppose donc que toutes les installations additionnelles prévues pour une année donnée ont produit l'entièreté de l'année (démarrage au 1^{er} janvier de l'année) et bénéficient sans délai de l'intégralité des certificats verts correspondants. Il en est de même pour toutes les installations existantes. De même, les annulations de certificats verts par les fournisseurs pour satisfaire leur obligation de quotas sont supposées être clôturées au 31 décembre de chaque année alors qu'en pratique celles-ci interviennent en mars de l'année suivante. Cette approche diffère quelque peu de celle retenue par BRUGEL lorsqu'il s'agit de formuler une proposition de quota au Gouvernement bruxellois [21] mais n'impacte pas de manière significative les résultats globaux de la présente analyse prospective. Pour le présent exercice, le stock initial de certificats verts disponibles à la clôture de l'année 2020 est fixé par hypothèse à 450.000 CV. Ce montant correspond au volume de CV disponibles au 31/03/2021 après application des retour quota de l'année 2020.

Le niveau d'équilibre sur le marché est évalué au moyen d'un indicateur correspondant à la valeur du stock de certificats verts après « retour quota » rapporté au volume de certificats verts à rendre pour l'année considérée (indice de stock normalisé – ISN²⁰) :

$$(1) \text{ ISN } (n) = \text{ Stock CV après retour quota année } (n) / \text{ CV à rendre quota année } (n)$$

Dans le cadre de cette étude prospective, on considère par hypothèse qu'une valeur minimale de 25% de l'ISN est nécessaire pour assurer une liquidité suffisante sur le marché. A titre de comparaison, on notera que l'Administration wallonne retient une valeur de 50% de l'ISN comme niveau de stock permettant d'éviter le risque d'une tension trop grande sur le marché [22]. Dans le cadre de cette étude, on considère qu'un ISN au-delà de 100% est signe d'un déséquilibre majeur

²⁰ Cet indicateur est comparable à celui utilisé pour la première partie de l'étude relative à la dynamique et à la liquidité sur le marché actuel des certificats verts.

sur le marché des certificats verts. C'est le niveau auquel se situe actuellement le marché des certificats verts en RBC.

Dans un premier temps, l'évolution de l'équilibre sur le marché est évaluée en considérant que les quotas fixés actuellement jusqu'en 2025 ne sont pas révisables. Cet exercice permet d'estimer l'évolution de l'ISN jusqu'en 2025 pour chacun des six scénarios. Dans un second temps, l'évolution de l'équilibre sur le marché est évaluée en considérant que les quotas peuvent être révisés dès 2022. Cet exercice permet d'estimer les quotas qu'il faudrait appliquer dès 2022 pour revenir au plus vite à une valeur de l'ISN proche de 25%.

4.1 Maintien des quotas en vigueur jusque 2025

Le tableau ci-dessous (tableau 22) reprend les valeurs calculées de l'ISN sur la période 2021-2025 pour les six scénarios retenus. On trouvera en annexe 7.5 les résultats détaillés.

ISN	2021	2022	2023	2024	2025
VE min - RES min	143%	175%	182%	176%	163%
VE min - RES moy	147%	188%	208%	215%	217%
VE min - RES max	151%	201%	232%	253%	267%
VE max - RES min	143%	174%	179%	171%	156%
VE max - RES moy	147%	187%	204%	210%	209%
VE max - RES max	151%	200%	228%	247%	258%

Tableau 22 : Évolution de l'ISN sur la période 2021-2025

On constate que le déséquilibre (excédent d'offre) sur le marché des certificats verts s'amplifie de manière sensible dès 2021. La situation est logiquement la moins mauvaise dans le scénario combinant fourniture élevée (VE-max) et développement minimal de la production d'électricité verte (RES-min). Mais même dans ce cas très favorable, l'ISN atteint des valeurs supérieures à 170% de 2022 à 2024. Sur base de cette analyse et des hypothèses qui la sous-tendent, une révision des quotas de certificats verts en vigueur semble s'imposer dès 2022 comme le prévoit l'arrêté du 29 novembre 2012 tel qu'amendé en 2015 [2].

4.2 Révision des quotas à partir de 2022

Le tableau ci-dessous (tableau 23) reprend les valeurs visées de l'ISN sur la période 2021-2025 pour revenir progressivement à une valeur de 25% dès 2026.

	2022	2023	2024	2025
ISN	125%	100%	75%	50%

Tableau 23 : Hypothèse commune d'évolution de l'ISN

Sur base de ces valeurs visées pour l'ISN, on peut en déduire les quotas à appliquer pour les six scénarios retenus. Le tableau ci-dessous (tableau 24) donne les quotas obtenus pour chacun de ces six scénarios pour la période 2022-2030. On constate l'augmentation sensible et nécessaire des quotas sur la période 2022-2025. A partir de 2026, les quotas pourraient diminuer et dans certains cas revenir à des niveaux inférieurs ou proches du quota actuel de 2021 (10,80%).

Quotas CV	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
En vigueur	11,5%	12,3%	13,1%	14,0%	-	-	-	-	-
VE min - RES min	14,1%	16,1%	17,1%	17,8%	16,5%	12,5%	11,2%	9,5%	7,1%
VE min - RES moy	14,7%	17,3%	18,9%	20,3%	19,7%	15,5%	14,4%	12,9%	10,6%
VE min - RES max	15,4%	18,5%	20,7%	22,6%	22,5%	18,1%	17,0%	15,8%	13,6%
VE max - RES min	14,0%	15,9%	16,8%	17,4%	16,1%	12,1%	10,7%	9,1%	6,7%
VE max - RES moy	14,7%	17,1%	18,7%	19,9%	19,2%	15,0%	13,8%	12,3%	10,1%
VE max - RES max	15,3%	18,3%	20,4%	22,2%	22,0%	17,5%	16,4%	15,0%	12,8%

Tableau 24 : Quotas ajustés pour les six scénarios retenus

Les figures ci-dessous (figures 32 et 33) illustrent ces résultats sur la période 2022-2030. La première figure permet de comparer les scénarios qui reposent sur le scénario de fourniture VE-min (trajectoire basse pour le développement de l'électromobilité en RBC). La seconde figure permet de comparer les scénarios qui reposent sur le scénario de fourniture VE-max (trajectoire haute pour le développement de l'électromobilité en RBC). La valeur du quota en vigueur en 2021 (10,8%) est également indiquée à titre informatif dans chacune des figures. Dans ces figures, les barres de couleur permettent de visualiser, pour une année donnée, l'augmentation graduelle des quotas calculés pour chaque scénario (RES-min, RES-moy, RES-max) en partant du quota en vigueur (jusqu'à 2025) jusqu'au scénario de développement maximal de la production d'électricité verte (RES-max).



Figure 32 : Quota ajustés pour les 3 scénarios avec augmentation minimale de la fourniture (VE-min)

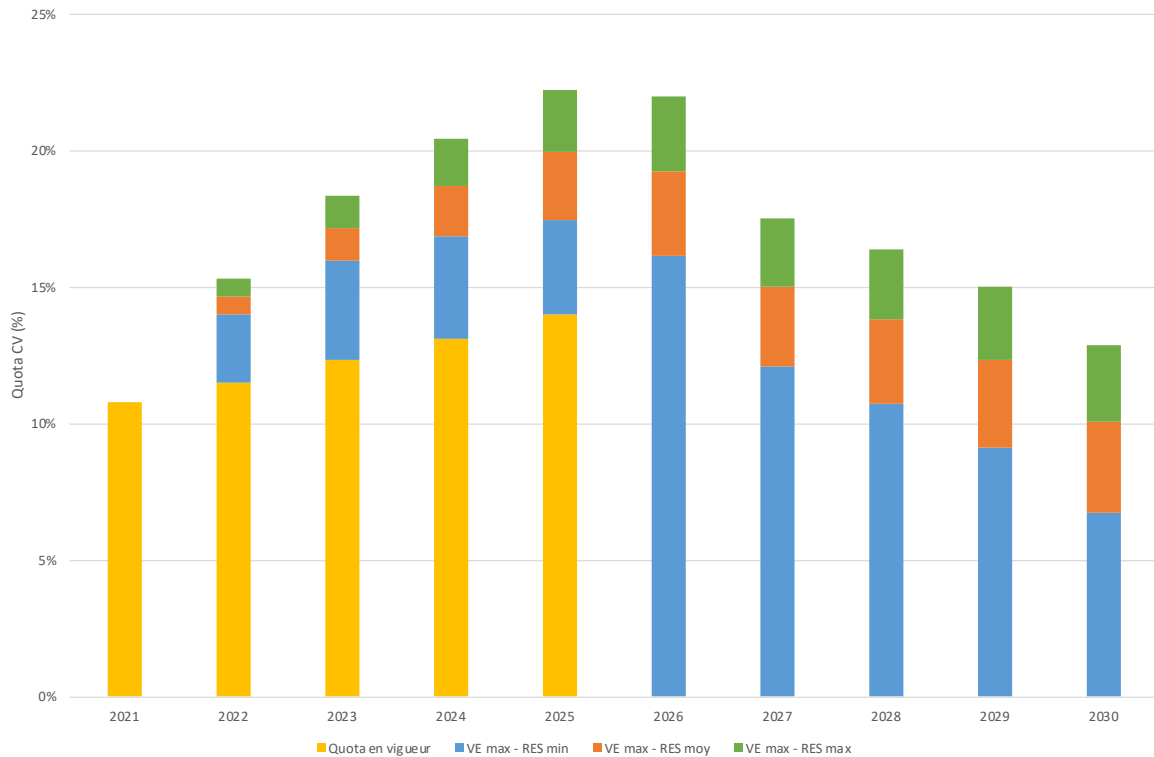


Figure 33 : Quota ajustés pour les 3 scénarios avec augmentation minimale de la fourniture (VE-max)

5 Coût du système pour le consommateur

Le coût du système de certificats verts pour le consommateur est calculé en EUR par MWh 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 EUR correspondant au prix d'achat garanti par Elia et une valeur maximale (hors effet fiscal) de 100 EUR correspondant au prix actuel de l'amende applicable aux fournisseurs qui ne satisfont pas à leur obligation de quota de certificats verts.

Dans le cadre de cet exercice prospectif, les six scénarios analysés reposant sur une hypothèse de retour progressif à l'équilibre sur le marché des certificats verts via un ajustement approprié des quotas (cf. chapitre 4), un recours au prix d'achat garanti par Elia n'est pas envisagé. Les valeurs retenues pour l'ISN sur la période 2022-2025 (cf. chapitre 4) permettant un retour progressif à l'équilibre dès 2026 (ISN = 25%) étant identiques pour les six scénarios, un scénario unique d'évolution du prix du certificat vert est considéré.

Dans ce scénario, le prix du certificat vert est fixé à 95 EUR pour 2022 et est supposé diminuer ensuite de 2% par an jusqu'en 2030. La valeur de 95 EUR correspond à la moyenne (arrondie à l'unité supérieure) du prix moyen pondéré observé²¹ sur la période de retour quota 2020 (période du 01/04/2020 au 31/03/2021). La diminution du prix du certificat vert retenue correspond à l'hypothèse retenue par BRUGEL dans sa proposition de septembre 2020 relative aux coefficients multiplicateurs applicables à la cogénération dans le logement collectif.

Le tableau ci-dessous (tableau 25) reprend les valeurs obtenues pour les six scénarios sur base des quotas calculés à la section précédente et du scénario d'évolution du prix du certificat vert sur le marché.

EUR/MWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Quota en vigueur	10,93	11,45	11,95	12,52	-	-	-	-	-
VE min - RES min	13,37	14,98	15,57	15,88	14,48	10,71	9,39	7,86	5,73
VE min - RES moy	14,01	16,11	17,27	18,15	17,27	13,31	12,08	10,66	8,59
VE min - RES max	14,64	17,20	18,87	20,21	19,71	15,52	14,33	12,99	10,99
VE max - RES min	13,29	14,84	15,37	15,59	14,13	10,38	9,03	7,51	5,42
VE max - RES moy	13,92	15,96	17,04	17,82	16,86	12,90	11,62	10,17	8,13
VE max - RES max	14,55	17,05	18,62	19,84	19,23	15,04	13,78	12,39	10,38

Tableau 25 : Évolution du coût du système certificats verts pour le consommateur

²¹ BRUGEL publie les prix moyens trimestriels de vente des certificats verts sur son site internet : <https://www.brugel.brussels/themes/energies-renouvelables-11/vendre-les-certificats-verts-38>

Le tableau ci-dessous (tableau 26) donne l'augmentation du coût pour chacun des six scénarios par rapport aux quotas en vigueur pour la période 2022-2025. Pour une année donnée, chaque valeur du tableau correspond au surcoût engendré par l'ajustement du quota à la hausse pour maintenir l'ISN à la valeur visée pour chaque scénario par rapport au coût du système certificats verts tel qu'il résulte des quotas actuels.

	2022	2023	2024	2025
VE min - RES min	22%	31%	30%	27%
VE min - RES moy	28%	41%	44%	45%
VE min - RES max	34%	50%	58%	61%
VE max - RES min	22%	30%	29%	25%
VE max - RES moy	27%	39%	43%	42%
VE max - RES max	33%	49%	56%	58%

Tableau 26 : Augmentation du coût des quotas ajustés par rapport aux quotas en vigueur

Selon les scénarios et compte tenu des hypothèses retenues dans le cadre de cette étude prospective, avec les quotas ajustés, on observerait une augmentation des coûts répercutés sur le client final de 20% à 60% par rapport aux quotas actuels.

6 Conclusions

Sur base de trois scénarios relatifs au développement de la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale, établis en concertation avec BRUGEL et Bruxelles-Environnement, trois scénarios hypothétiques mais plausibles de l'évolution de l'offre de certificats verts sur le marché pour la période 2021-2030 ont pu être mis en évidence. Selon ces scénarios, la production d'électricité verte pourrait passer d'un peu moins de 400 GWh en 2020 à 850 GWh en 2030, soit plus du double de la production actuelle.

Les scénarios relatifs à l'évolution de l'offre de certificats verts indiquent que s'il faut s'attendre à un volume d'octroi de certificats verts élevé sur la période 2021-2030 (entre 600.000 et 800.000 CV par an en moyenne), celui-ci reste sous contrôle par rapport à la situation actuelle (le volume de CV octroyés par BRUGEL en 2020 était de 650.000 CV). Ce volume d'octroi de certificats verts diminue toutefois sensiblement en 2030 par rapport à 2020 dans les trois scénarios. Cette tendance est due essentiellement à la fin des octrois de certificats verts pour les nombreuses installations qui auront atteint les 10 années d'octroi de certificats verts au cours de la période 2021-2030, notamment l'incinérateur bruxellois et de nombreuses installations solaires PV. Ces installations continueront toutefois à produire de l'électricité verte au-delà de la période de soutien de 10 ans (durée de vie économique estimée à 25 ans) sans nécessiter de mécanisme de soutien spécifique.

En termes d'évolution du niveau de soutien moyen, exprimé en CV par MWh d'électricité verte produite, celui-ci diminue de plus de 50% sur la période. Ceci s'explique d'une part en raison des baisses des coûts de production retenues dans les scénarios pour les nouvelles installations solaires PV et d'autre part en raison du maintien de la production d'électricité verte au-delà de la période de soutien (limitée à 10 ans) de ces installations solaire PV.

Afin d'établir la demande de certificats verts, dans un premier temps différents scénarios d'évolution de la consommation d'électricité ont été élaborés en distinguant les secteurs classiques de consommation (industrie, tertiaire, logement et transport par rail) du secteur émergent de l'électromobilité. S'agissant des secteurs classiques, le scénario d'évolution de la consommation se base sur des travaux existants à l'échelle belge adaptés aux spécificités de la Région de Bruxelles-Capitale. Il indique une légère augmentation de la consommation de ~4800 GWh en 2021 pour atteindre ~5000 GWh en 2030. S'agissant du secteur de l'électromobilité, deux scénarios (VEmin et VEmax) ont été élaborés. Pour le scénario de développement maximal, l'électromobilité générerait une consommation supplémentaire de l'ordre de 600 GWh en 2030 et de seulement 300 GWh dans le scénario plus conservateur.

Dans un second temps, il a été tenu compte de l'évolution de l'autoconsommation en raison du développement de la production d'électricité verte. À cet effet, les trois scénarios contrastés de développement de la production d'électricité verte ont été utilisés pour définir trois scénarios d'autoconsommation. L'autoconsommation annuelle s'établit à un peu moins de 200 GWh pour les trois scénarios en 2021. À l'horizon 2030, l'autoconsommation annuelle concerne ~200 GWh dans

le scénario minimal, ~260 GWh dans le scénario intermédiaire et ~320 GWh dans le scénario maximal.

Finalement, l'évolution de la fourniture (seul fait générateur de l'obligation de retour quota) résultant de la différence entre l'évolution de la consommation et de l'autoconsommation, six scénarios d'évolution de la fourniture d'électricité ont ainsi été retenus.

L'évolution de la demande de certificats verts est déterminée non seulement par l'évolution de la fourniture d'électricité mais également par l'évolution du quota. Le quota est déterminé en fonction de l'équilibre de marché qui est recherché. Celui-ci est déterminé pour permettre une liquidité suffisante sur le marché. Le quota est donc la variable d'ajustement qui permet d'atteindre un équilibre adéquat de l'offre et de la demande. Un des éléments clés de la liquidité du marché est le niveau de l'indice de stock normalisé (ISN). Dans le cadre de cette étude prospective, on considère par hypothèse qu'une valeur minimale de 25% de l'ISN est nécessaire pour assurer une liquidité suffisante sur le marché.

C'est avec l'objectif d'assurer une liquidité suffisante (sans être excessive) que l'étude examine deux options de fixation de quotas. La première option considère comme intangibles les quotas tels qu'ils sont actuellement fixés jusqu'en 2025 et en déduit l'évolution de l'ISN pour chacun des six scénarios. Le maintien des quotas actuels entraîne une évolution de l'ISN de 143% à 151% en 2021, selon les différents scénarios, vers 163% à 261% en 2025, selon les différents scénarios. Sur base de ces résultats et des hypothèses qui la sous-tendent, une révision des quotas de certificats verts en vigueur semble s'imposer dès 2022 comme le permet la réglementation.

Une seconde option est alors envisagée qui considère que les quotas peuvent être révisés en 2022. L'étude estime l'adaptation qu'il y aurait lieu de prévoir pour revenir progressivement d'ici 2026 à un niveau d'ISN proche de 25%.

Sur base de ces valeurs visées pour l'ISN, on peut en déduire les quotas à appliquer pour les six scénarios retenus. On constate une augmentation sensible et nécessaire des quotas sur la période 2022-2025 sans toutefois dépasser une valeur de 23% dans le scénario le plus défavorable (fourniture d'électricité minimale et développement maximal de la production d'électricité verte). A partir de 2026, les quotas pourraient toutefois diminuer et dans certains cas revenir à des niveaux inférieurs ou proches du quota actuel de 2021 (10,80%).

Selon les scénarios retenus, la révision à la hausse des quotas permettant de revenir à un équilibre sur le marché des certificats verts engendrerait une augmentation du coût répercuté sur le client entre 20% et 60% par rapport aux quotas en vigueur pour la période 2022-2025.

* *

*

7 Annexes

Annexe 7.1. Liste des abréviations

BE	Bruxelles-Environnement
CM	Coefficient Multiplicateur
CV	Certificat Vert
DPR	Déclaration de Politique Régionale
E-SER	Électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables
GN	Gaz Naturel
ISN	Indice de Stock de CV Normalisé
LR	Learning Rate
PNEC	Plan National Energie Climat
PV	Photovoltaïque
RBC	Région de Bruxelles-Capitale

Annexe 7.2. Durée d'utilisation historiques des installations de cogénération (heures/an)

Catégorie de puissance (kW)] 0 - 15]] 15 - 50]] 50 - 200]] 200 - [
Trimestre 1	1701	1625	1324	1368
Trimestre 2	1197	1128	869	705
Trimestre 3	891	944	588	427
Trimestre 4	1530	1396	1292	1172

Annexe 7.3. Taux d'apprentissage de la filière solaire PV

La méthodologie suivie est dérivée de celle appliquée par le Fraunhofer ISE (« Learning Curve models ») [13]. L'équation de base est la suivante :

$$(1) \frac{C(P_t)}{C(P_0)} = \left(\frac{P_t}{P_0}\right)^{-b}$$

avec

$C(P_t)$, le coût d'investissement lorsque la puissance installée a atteint la valeur P_t

$C(P_0)$, le coût d'investissement lorsque la puissance installée a atteint la valeur P_0

P_t , la puissance installée au temps t

P_0 , la puissance installée initialement

b , le paramètre d'apprentissage

Dans le cas où on compare la situation après un doublement de la puissance installée, $(P_t/P_0) = 2$, l'équation (1) se simplifie pour donner la formule suivante :

$$(2) \frac{C(P_t)}{C(P_0)} = 2^{-b} \triangleq 1-PR \triangleq LR$$

avec

LR, le taux d'apprentissage (« learning rate »)

PR, le taux de progression (« progress ratio »)

Le tableau ci-dessous donne les résultats obtenus en comparant les puissances installées et coûts d'investissement de 2019 à celles et ceux de 2012.

	2 012		2019		b	LR	PR
	EUR/kWc	kWc	EUR/kWc	kWc			
] 0-5 kWc]	3 357	2 430	1411	14 801	0,48	28%	72%
] 5-36 kWc]	2 976	1 526	1336	8 632	0,46	27%	73%
] 36 - 100kWc]	2 188	2 150	1092	14 586	0,36	22%	78%
]100 - 250kWc]	1 478	1 254	971	21 372	0,15	10%	90%
] 250kW - [1 469	8 687	893	68 182	0,24	15%	85%

Annexe 7.4. Taux de croissance de la valeur ajoutée en RBC dans les secteurs de l'économie

	Structure à prix courants		Taux de croissance annuel (moyen) (volumes)						
	2018	2025	2019	2020	2021	2022	2023-2025	2012-2018	2019-2025
1. Agriculture	0,0	0,0	-22,5	-7,0	2,7	0,6	1,2	-0,5	-3,6
2. Énergie	2,6	2,6	3,8	-12,7	10,5	2,6	-0,0	-3,7	0,4
3. Industries manufacturières	2,5	2,1	-1,5	-14,9	10,9	1,6	-1,4	-3,4	-1,4
a. Biens intermédiaires	0,8	0,7	-1,9	-9,4	7,0	-1,4	-2,0	-4,4	-1,8
b. Biens d'équipement	0,6	0,5	1,1	-22,1	19,3	2,1	-0,5	-3,3	-0,8
c. Biens de consommation	1,0	0,9	-2,6	-15,0	9,9	3,7	-1,3	-2,6	-1,4
4. Construction	2,5	2,6	4,9	-11,6	9,9	2,2	1,5	2,8	1,3
5. Services marchands	73,3	73,3	1,4	-11,2	8,9	3,1	1,1	0,8	0,6
a. Transports et communication	9,1	9,0	0,3	-10,1	5,8	6,6	1,3	3,6	0,8
b. Commerce et horeca	10,0	8,8	-0,5	-23,2	21,1	3,1	-0,7	-2,7	-1,0
c. Crédit et assurances	19,1	19,9	4,5	-6,3	4,0	1,2	1,2	-1,1	0,9
d. Santé et action sociale	4,8	4,8	-0,2	-14,6	12,5	3,7	1,0	-0,4	0,4
e. Autres services marchands	30,2	30,8	0,7	-10,2	9,2	3,3	1,5	2,9	0,9
6. Services non marchands	19,1	19,5	1,2	-2,1	1,8	1,1	0,7	1,0	0,6
7. Total	100,0	100,0	1,4	-9,6	7,5	2,7	0,9	0,6	0,6

Source : Bureau Fédéral du Plan, *Perspectives économiques régionales 2020-2025*, Juillet 2020 – Structure et croissance de la valeur ajoutée brute aux prix de base de la RBC en pour cent

Annexe 7.5. Taux de croissance de la consommation d'électricité dans les différents secteurs

	Taux de croissance annuel sectoriel*			
	Industrie	Tertiaire	Logement	Transport rail
2022	1.002	1.013	1.019	0.994
2023	0.988	1.003	1.011	0.990
2024	0.988	1.003	1.011	0.990
2025	0.988	1.003	1.011	0.991
2026	0.990	0.998	1.014	0.992
2027	0.991	1.002	1.012	0.992
2028	0.990	1.002	1.012	0.993
2029	0.990	1.002	1.012	0.993
2030	0.989	1.002	1.012	0.993

*Taux de croissance des consommations électriques sectorielles obtenus de 2022 à 2030 dans la méthodologie proposée

Annexe 7.6. Équilibre sur le marché des CV – quotas en vigueur jusqu'en 2025

Scénarios– VE min

VE MIN RES MIN	2021	2022	2023	2024	2025
Solde CV n-1	450 000	714 282	948 317	1 061 794	1 100 351
CV additionnels	762 777	774 643	695 747	663 592	671 372
CV disponibles	1 212 777	1 488 924	1 644 064	1 725 386	1 771 723
Quota CV (%)	10,80%	11,50%	12,30%	13,10%	14,00%
Fourniture Elec (MWh)	4 615 694	4 700 932	4 733 900	4 771 265	4 812 114
CV à rendre	498 495	540 607	582 270	625 036	673 696
Solde CV n	714 282	948 317	1 061 794	1 100 351	1 098 027
Indice stock normalisé	143%	175%	182%	176%	163%

VE MIN RES MOY	2021	2022	2023	2024	2025
Solde CV n-1	450 000	733 896	1 016 498	1 203 820	1 338 321
CV additionnels	781 919	821 895	767 321	756 193	781 707
CV disponibles	1 231 919	1 555 791	1 783 818	1 960 013	2 120 028
Quota CV (%)	10,80%	11,50%	12,30%	13,10%	14,00%
Fourniture Elec (MWh)	4 611 319	4 689 509	4 715 430	4 745 747	4 779 548
CV à rendre	498 022	539 294	579 998	621 693	669 137
Solde CV n	733 896	1 016 498	1 203 820	1 338 321	1 450 891
Indice stock normalisé	147%	188%	208%	215%	217%

VE MIN RES MAX	2021	2022	2023	2024	2025
Solde CV n-1	450 000	753 511	1 083 621	1 340 937	1 562 996
CV additionnels	801 061	868 090	835 042	840 409	877 385
CV disponibles	1 251 061	1 621 601	1 918 663	2 181 345	2 440 381
Quota CV (%)	10,80%	11,50%	12,30%	13,10%	14,00%
Fourniture Elec (MWh)	4 606 945	4 678 087	4 696 960	4 720 228	4 746 982
CV à rendre	497 550	537 980	577 726	618 350	664 578
Solde CV n	753 511	1 083 621	1 340 937	1 562 996	1 775 803
Indice stock normalisé	151%	201%	232%	253%	267%

Scénarios– VE max

VE MAX RES MIN	2021	2022	2023	2024	2025
Solde CV n-1	450 000	712 938	944 112	1 052 496	1 082 861
CV additionnels	762 777	774 643	695 747	663 592	671 372
CV disponibles	1 212 777	1 487 581	1 639 859	1 716 088	1 754 234
Quota CV (%)	10,80%	11,50%	12,30%	13,10%	14,00%
Fourniture Elec (MWh)	4 628 136	4 725 816	4 775 309	4 833 791	4 900 351
CV à rendre	499 839	543 469	587 363	633 227	686 049
Solde CV n	712 938	944 112	1 052 496	1 082 861	1 068 185
Indice stock normalisé	143%	174%	179%	171%	156%
VE MAX RES MOY	2021	2022	2023	2024	2025
Solde CV n-1	450 000	732 552	1 012 292	1 194 522	1 320 831
CV additionnels	781 919	821 895	767 321	756 193	781 707
CV disponibles	1 231 919	1 554 447	1 779 613	1 950 715	2 102 538
Quota CV (%)	10,80%	11,50%	12,30%	13,10%	14,00%
Fourniture Elec (MWh)	4 623 761	4 714 393	4 756 839	4 808 273	4 867 785
CV à rendre	499 366	542 155	585 091	629 884	681 490
Solde CV n	732 552	1 012 292	1 194 522	1 320 831	1 421 048
Indice stock normalisé	147%	187%	204%	210%	209%
VE MAX RES MAX	2021	2022	2023	2024	2025
Solde CV n-1	450 000	752 167	1 079 415	1 331 638	1 545 506
CV additionnels	801 061	868 090	835 042	840 409	877 385
CV disponibles	1 251 061	1 620 257	1 914 457	2 172 047	2 422 891
Quota CV (%)	10,80%	11,50%	12,30%	13,10%	14,00%
Fourniture Elec (MWh)	4 619 387	4 702 970	4 738 369	4 782 755	4 835 219
CV à rendre	498 894	540 842	582 819	626 541	676 931
Solde CV n	752 167	1 079 415	1 331 638	1 545 506	1 745 961
Indice stock normalisé	151%	200%	228%	247%	258%

Annexe 7.8. Références

- [1] Arrêté du 17 décembre 2015 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte, *M.B.*, 8 janv. 2016, p. 475 tel qu'amendé subséquemment et dont une version consolidée est disponible sur :
<http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2015/12/17/2015031887/justel>
- [2] Arrêté du 29 novembre 2012 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes, *M.B.*, 13 déc.2012, p. 79 820, tel qu'amendé subséquemment et dont une version consolidée est disponible sur :
<http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2012/11/29/2012031824/justel>
- [3] Déclaration de politique générale commune au Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale et au Collège réuni de la Commission communautaire commune, Législature 2019-2024, disponible sur
<http://www.parlement.brussels/wp-content/uploads/2019/07/07-20-D%C3%A9claration-gouvernementale-parlement-bruxellois-2019.pdf>
- [4] Plan Énergie Climat 2030, Région de Bruxelles-Capitale, octobre 2019, disponible sur
https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/Plan_Energie_climat_Klimaatplan_2030_FR
- [5] Étude qualitative sur le système de soutien à la production d'énergie renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale, ainsi que son évolution possible, PricewaterhouseCoopers, Janvier 2020, disponible sur
<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2020/fr/Avis-298-etude-evolution-systeme-soutien-installations-production-energie-renouvelables.pdf>
- [6] Avis 298 relatif à l'étude et l'évolution du système de soutien aux installations de production d'énergie renouvelables, BRUGEL, Avril 2020, disponible sur
<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2020/fr/Avis-298-etude-evolution-systeme-soutien-installations-production-energie-renouvelables.pdf>
- [7] Étude d'initiative n°33 de BRUGEL du 30/09/2020 relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale 2018, disponible sur
<https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2020/fr/ETUDE-33-PARC-PHOTOVOLTAIQUE-2018.pdf>
- [8] Rapport n°116 BRUGEL du 20/04/2021 relatif au rendement annuel des installations de cogénération exploitées durant l'année 2019, disponible sur
<https://www.brugel.brussels/publication/document/rapports/2021/fr/RAPPORT-116-RENDEMENT-INSTALLATIONS-COGENERATIONS-2019.pdf>
- [9] Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale, ICEDD, 3 mars 2021, disponible sur :
https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/STUD_potentielEfficacite_chaleurFroid_RBC
- [10] Proposition n°25 de BRUGEL du 28/08/2020 relatif au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques, disponible sur
<https://www.brugel.brussels/publication/document/propositions/2020/fr/PROPOSITION-25-COEFFICIENT-MULTIPLICATEUR-APPLIQUE-PHOTOVOLTAIQUE-ANALYSE-PARAMETRES-ECONOMIQUES.pdf>
- [11] Proposition n°26 de BRUGEL du 02/09/2020 relatif au coefficient multiplicateur appliqué à la cogénération dans le logement collectif – Analyse des paramètres économiques, disponible sur
<https://www.brugel.brussels/publication/document/propositions/2020/fr/PROPOSITION-26-COEFFICIENT-MULTIPLICATEUR-COGENERATION-LOGEMENT-COLLECTIF.pdf>
- [12] Energy prices and costs in Europe, COM(2020) 951 final, European Commission, 14 octobre 2020, disponible sur
https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-prices-and-costs_en
- [13] Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies, Fraunhofer ISE, mars 2018, disponible sur
<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>

- [14] Étude d'initiative de BRUGEL relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale 2019, rapport provisoire, non encore disponible sur le site de BRUGEL.
- [15] Total electricity demand forecasting, Methodology description for short-term projection of total electricity demand for Belgium in the framework of the strategic reserve volume evaluation, CLIMACT et ELIA, Juin 2020, disponible sur https://www.elia.be/en/public-consultation/20200603_public-consultation-on-the-methodology-of-volumes-of-strategic-reserve-for-winter-2021-2022
- [16] Perspectives économiques régionales 2020-2025, Bureau Fédéral du Plan, Juillet 2020, disponible sur https://www.plan.be/databases/data-27-fr-perspectives_economiques_regionales_2020_2025_annexe_statistique
- [17] Perspectives de population 2020-2070, Bureau Fédéral du Plan, Janvier 2021, disponible sur https://www.plan.be/databases/data-35-fr-perspectives_de_population_2020_2070
- [18] Note d'accompagnement à la proposition tarifaire 2020-2024, SIBELGA, septembre 2019
- [19] Real-world usage of plug-in hybrid electric vehicles fuel consumption, electric driving, and CO2 emissions, Fraunhofer ISI, 2020, disponible sur <https://theicct.org/sites/default/files/publications/PHEV-white%20paper-sept2020-0.pdf>
- [20] Vision sur le déploiement d'une pour véhicules électriques, Bruxelles Mobilité, Bruxelles Environnement, Sibelga et Brugel, juin 2020, disponible sur https://environnement.brussels/sites/default/files/user_files/note_vision_regionale_bornes_fr.pdf
- [21] Proposition n°15 de BRUGEL du 07/08/2015 relative à l'ajustement des quotas de certificats verts, disponible sur <https://www.brugel.brussels/publication/document/propositions/2015/fr/proposition-15.pdf>
- [22] Rapport annuel 2019 sur l'évolution du marché des CV et des GO, SPW-Énergie, octobre 2020, disponible sur <https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/rapport-annuel-2019-sur-l-evolution-du-marche-des-certificats-verts-et-des-garanties-d-origine.pdf?ID=60130>

