

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

PROPOSITION (BRUGEL-PROPOSITION- 20210209-27bis)

Relative au coefficient multiplicateur appliqué au BIPV –
Analyse des paramètres économiques.

Etablie sur base de l'arrêté du Gouvernement de la Région
de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la
promotion de l'électricité verte.

09/02/2021

Après CONSULTATION publique ayant eu lieu du 18/12/20
au 25/01/21.

Table des matières

1	Base légale.....	4
2	Historique et contexte	5
3	Définition du BIPV	6
3.1	Module photovoltaïque modifié	7
4	Catégorisation.....	7
4.1	Catégories en toiture.....	8
4.1.1	Toiture intégrale.....	8
4.1.2	Tuile solaire	8
4.1.3	Skylight.....	8
4.1.4	Structure répétitive	8
4.2	Catégories en façade.....	8
4.2.1	Garde-corps	8
4.2.2	Brise-soleil.....	8
4.2.3	Mur-rideau	9
4.2.4	Façade ventilée.....	9
5	Paramètres économiques.....	10
5.1	Surcoût d'investissement	10
5.2	Primes.....	11
5.2.1	Primes à l'investissement.....	11
5.2.2	Avantage fiscale.....	11
5.3	Prix de l'électricité.....	11
5.3.1	Électricité autoconsommée	11
5.3.2	Électricité injectée.....	12
5.3.3	Evolution du prix de l'électricité	12
5.4	Prix par certificat vert.....	12
5.4.1	Evolution du prix par CV	12
5.5	Coût O&M.....	13
6	Paramètres techniques.....	13
6.1	Productivité.....	13
6.1.1	Efficacité des modules PV	13
6.1.2	Impact orientation/inclinaison	14
6.1.3	Facteur d'altération urbain.....	14
6.1.4	Dégradation de la production	15
6.2	Taux d'autoconsommation.....	15
7	Niveau de soutien proposé	16
8	Hiérarchisation	17
9	Gel du taux d'octroi.....	19

10 Conclusions	19
11 Bibliographie	22
Annexe 1 : schéma module photovoltaïque modifié	23
Annexe 2 : exemples d'installations	23
Annexe 3 : schéma façade ventilée PV	26
Annexe 4 : exemple de hiérarchisation	27

Liste des illustrations

Figure 1: catégories BIPV	7
Figure 2: taux d'octroi appliqué	18
Figure 3: schéma d'un module photovoltaïque modifié	23
Figure 4: schéma façade ventilée PV	26
Figure 5: exemple de hiérarchisation	27

Liste des tableaux

Tableau 1: surcoût d'investissement	10
Tableau 2: efficacité du module	13
Tableau 3: influence de l'inclinaison et de l'orientation sur la productivité PV	14
Tableau 4: orientation et inclinaison des catégories BIPV	14
Tableau 5: coefficients et taux d'octroi requis pour atteindre un TRS réel de 7 ans	16
Tableau 6: exemples d'installations	26
Tableau 7: exemple de hiérarchisation, taux d'octroi	27

I Base légale

L'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte, ci-après appelé « arrêté électricité verte », contient dans son article 21 §2 une formule pour le coefficient multiplicateur à appliquer aux Certificats Verts (CV) octroyés aux installations photovoltaïques (PV) [1] :

« Ce coefficient multiplicateur est calculé de manière à maintenir un temps de retour forfaitaire de sept années selon la formule suivante :

$$coef = \frac{\frac{(invest_{pv} - primes_{pv})}{7 * productivité_{pv}} - prix_{elec}}{\frac{prix_{cv}}{0,55}}$$

Les paramètres de la formule sont définis de la manière suivante :

1. « coef » est le coefficient multiplicateur du nombre de certificats verts octroyés ;
2. « investPV » est le coût moyen unitaire pour un système photovoltaïque y compris les frais de connexion au réseau de distribution, les coûts du compteur bi-directionnel et les frais administratifs afférents à l'installation (euro/kW crête) ;
3. « primesPV » sont les aides financières à l'investissement (euro/kW crête) disponibles pour un système photovoltaïque ;
4. « prixélec » est la valeur moyenne de l'électricité produite tenant compte d'un taux d'autoconsommation calculé par Brugel (euro/MWh) ;
5. « prixCV » est le prix moyen pondéré de revente des certificats verts sur le marché (euro/CV) ;
6. « productivitéPV » est la production électrique (en kWh) par unité de puissance installée (en kWc) dépendant de la catégorie de puissance concernée.

Les valeurs de ces paramètres sont fixées par BRUGEL pour les catégories d'installations suivantes :

- Les installations photovoltaïques d'une puissance électrique totale inférieure ou égale à 5 kWc ;
- Les installations photovoltaïques d'une puissance électrique totale strictement supérieure à 5 kWc et inférieure ou égale à 36 kWc ;
- Les installations photovoltaïques d'une puissance électrique totale strictement supérieure à 36 kWc et inférieure ou égale à 100 kWc ;
- Les installations photovoltaïques d'une puissance électrique totale strictement supérieure à 100 kWc et inférieure ou égale à 250 kWc ;
- Les installations photovoltaïques d'une puissance électrique totale strictement supérieure à 250 kWc ;
- Les installations photovoltaïques intégrées en usine à des éléments de construction.

Le Ministre peut adapter ces catégories.

[...] Si la variation des paramètres en cours d'année conduit à une variation du nombre de certificats verts à octroyer selon la formule ci-dessus supérieure ou égale à 20% par rapport au nombre octroyé actuel, BRUGEL communique les valeurs des paramètres mises à jour au Ministre qui adapte dans le mois le coefficient multiplicateur de chaque catégorie avec effet 4 mois après publication au Moniteur belge. »

La présente proposition est rédigée à l'initiative de BRUGEL et cadre avec la volonté du Gouvernement d'affiner le soutien au photovoltaïque intégré au bâtiment, plus communément désigné sous l'acronyme BIPV (Building Integrated Photovoltaics), via le mécanisme des certificats verts. Elle a été élaborée sur base des résultats d'un groupe de travail, ci-après appelé « GT BIPV », et vise à compléter un cadre légal insuffisant comportant certains risques.

2 Historique et contexte

A l'heure actuelle, l'arrêté électricité verte définit le BIPV comme étant « les installations photovoltaïques intégrées en usine à des éléments de construction ». Ce cadre légal est insuffisant et comporte plusieurs risques.

Tout d'abord, cette définition est trop vague. Elle peut être sujette à diverses interprétations et résulter en de multiples litiges. En outre, elle ne fixe aucune condition quant aux fonctions que doit remplir une installation BIPV. De ce fait, des tuiles PV simplement posées dans un jardin pourraient rentrer dans cette catégorie.

Ensuite, aucune distinction n'est faite entre des modules PV standards dont seul le cadre aurait été modifié pour assurer l'étanchéité, et des modules PV spécialement conçus pour faire partie intégrante du bâtiment. Cependant, ces types de panneaux n'ont pas le même coût d'investissement et ne requièrent donc pas le même niveau de soutien.

De plus, la détermination d'un taux d'octroi unique pour la filière du BIPV est inadaptée à la diversité et à la variété des solutions concernées. Le BIPV comprend plusieurs catégories d'installations technologiquement différentes et présentant des coûts disparates. L'expérience des quelques pays pionniers en la matière démontre d'ailleurs la nécessité d'avoir un système de soutien au BIPV plus approfondi.

Enfin, la formule de calcul du coefficient multiplicateur reprise dans l'arrêté électricité verte ne tient pas compte des spécificités propres au BIPV qui est, comme son nom l'indique, avant tout un produit de construction. Son coût est donc chiffré en € par m² plutôt qu'en € par kWc. De plus, à la différence d'une installation PV classique, une installation BIPV se substitue à des matériaux de construction conventionnels, permettant ainsi d'en faire l'économie. Il n'est donc pas pertinent de considérer la totalité du coût d'investissement.

Au regard de ces différents éléments, les propositions successives relatives au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque stipulent depuis 2016 que « BRUGEL estime que le cadre légal est insuffisant et comporte des risques certains [...] BRUGEL estime qu'il lui est actuellement impossible de se prononcer sur une proposition de niveau de soutien spécifique au BIPV ». Par conséquent, conformément à la dernière proposition de BRUGEL relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque [2], l'arrêté électricité verte indique que le taux d'octroi appliqué à une installation photovoltaïque intégrée en usine à des éléments de construction est celui de la catégorie de puissance des installations PV de type « classique » correspondante.

Par ailleurs, il est à noter que le Plan énergie climat 2030 de la Région de Bruxelles-Capitale mentionne que le Gouvernement veillera à affiner le soutien au BIPV (Building Integrated Photovoltaics) via le mécanisme des certificats verts [3].

Afin de remédier à cette situation et de faire mûrir la réflexion globale concernant le soutien au BIPV en Région de Bruxelles-Capitale, BRUGEL a mis sur pied mi 2020 un GT BIPV ayant pour missions de :

1. Définir de manière claire et robuste ce qu'est le BIPV ;
2. Lister et catégoriser les types de BIPV concernés par le système de soutien à la production d'électricité verte ;
3. Calculer un niveau de soutien approprié pour les catégories BIPV le nécessitant.

Ce GT s'est réuni à 9 reprises entre le 17 juin et le 28 octobre 2020 et BRUGEL y a rassemblé 12 organisations ayant une expertise ou étant actrices sur le marché du BIPV : Confédération Construction [4], Techlink [5], Sunsoak design [6], Ariade [7], Skysun [8], EnergyVision [9], Becquerel Institute [10], Issol [11], Soltech [12], Edora [13], l'APERe [14] et Bruxelles Environnement [15]. BRUGEL remercie par ce biais ces différentes organisations et leurs représentants ayant participé au GT.

Les conclusions de ce GT sont reprises dans la présente proposition qui vise à établir un cadre légal solide pour le mécanisme de soutien aux installations BIPV. Cette proposition finale fait également suite à un projet de proposition qui a été soumis à consultation publique du 18 décembre 2020 au 25 janvier 2021 [16]. Aucune réaction n'a cependant été récoltée, ce qui de facto, n'a engendré aucune modification.

3 Définition du BIPV

Les définitions présentées ci-dessous ont été recommandées par l'International Energy Agency (IEA) après une analyse des normes, des codes de construction et des programmes de financement existants dans différents pays [17].

Un module BIPV est à la fois un module photovoltaïque et un produit de construction, conçu pour faire partie intégrante du bâtiment. Il est la plus petite unité photovoltaïque (électrique et mécanique) indivisible d'un système BIPV et assure une des fonctions du bâtiment (rigidité mécanique ou intégrité structurelle, protection primaire contre les intempéries, économie d'énergie (ombrage, isolation thermique, etc.), protection contre l'incendie, protection contre le bruit, sécurité ou abri, séparation des environnements intérieur et extérieur). Si le produit BIPV est démonté, il doit être remplacé par un produit de construction approprié.

Un système BIPV est un système photovoltaïque dans lequel les modules photovoltaïques répondent à la définition ci-dessus pour les modules BIPV. Il comprend les composants électriques nécessaires pour connecter les modules BIPV à des circuits externes AC ou DC et les systèmes de montage mécanique nécessaires pour intégrer les modules BIPV au bâtiment.

Par conséquent, pour qu'un module soit reconnu comme étant BIPV, il doit répondre aux trois conditions suivantes :

1. Avoir été conçu pour faire partie intégrante du bâtiment (ci-après appelé « module PV modifié ») ;
2. Avoir (à minima) une double fonctionnalité en tant que générateur d'électricité et en tant qu'élément de construction ;
3. En cas de suppression, être remplacé par un élément de construction conventionnel équivalent.

3.1 Module photovoltaïque modifié

Un module spécialement conçu pour faire partie intégrante du bâtiment est dénommé « module PV modifié ». Il a été défini comme suit par le GT BIPV :

Un module photovoltaïque modifié pour faire partie intégrante du bâtiment est un module composé de verre laminé dont les feuilles de verre ont une épaisseur supérieure à 2 mm. L'épaisseur totale des différentes couches est supérieure à 5 mm. Ces modules sont conçus pour répondre à des normes de construction. Tout autre type de module est considéré comme étant standard.

Un schéma est disponible en annexe I.

4 Catégorisation

La catégorisation a été effectuée selon les travaux du GT BIPV, ainsi qu'en s'appuyant sur les rapports publiés par SUPSI, SEAC et les membres du consortium BIPVBOOST [18][19].

Contrairement aux installations PV classiques, les installations BIPV ne sont pas scindées en catégories de puissances. Les installations qui répondent à la définition du BIPV présentée au chapitre 3, sont réparties en deux grandes familles selon qu'elles se trouvent en toiture ou en façade. Ces deux groupements sont ensuite chacun subdivisés en quatre catégories sur bases de caractéristiques architecturales.

En revanche, le calcul du niveau de soutien nécessaire pour maintenir un temps de retour forfaitaire de sept années, a révélé que seules cinq des huit catégories nécessiteraient un taux d'octroi supérieur à celui actuellement en vigueur pour les installations PV classiques. Celles-ci sont surlignées en jaune dans la Figure 1 reprenant les différentes catégories.

Des exemples d'installations BIPV et classiques sont fournis en annexe 2.

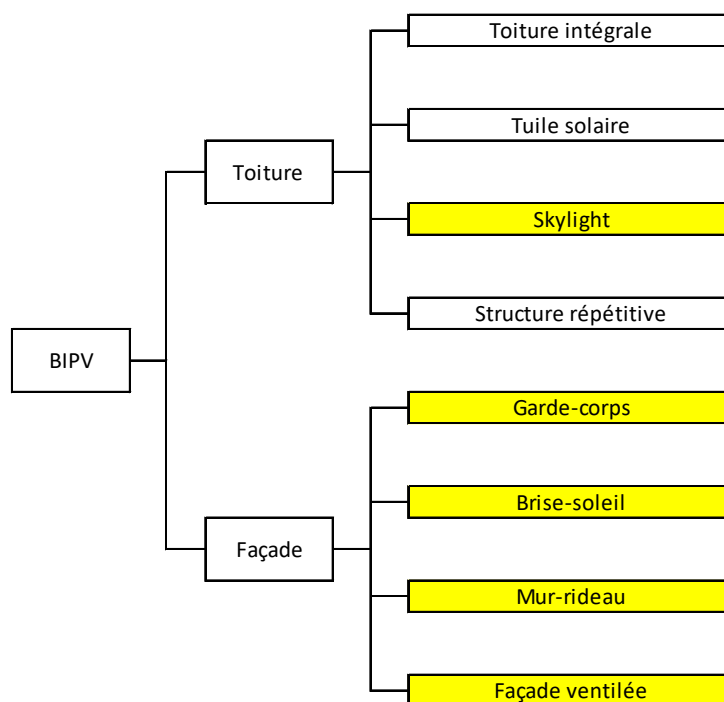


Figure 1: catégories BIPV

4.1 Catégories en toiture

4.1.1 Toiture intégrale

La solution intégrale couvre la totalité ou une partie de la toiture. La surface du toit est exclusivement et spécifiquement conçue comme un collecteur solaire pour la production d'énergie. Les modules photovoltaïques ne sont pas insérés dans une surface préalablement existante, ils font partie intégrante de la toiture et sont pris en compte sur les plans esthétique et fonctionnelle dès le début du processus global de l'étude de conception. Afin de répondre à toutes les exigences du bâtiment (étanchéité, résistance mécanique, etc.), des systèmes de montage et une procédure d'installation spécifiques sont définis.

4.1.2 Tuile solaire

Les tuiles solaires couvrent tout ou partie de la toiture en se substituant à des éléments conventionnels (ardoises, tuiles en terre cuite, etc.). Elles peuvent être de grande ($\geq 0,5 \text{ m}^2$) ou de petite ($< 0,5 \text{ m}^2$) taille. Les premières sont plus allongées que les tuiles classiques et leur hauteur est modulable. En ce qui concerne les secondes, la hauteur et la largeur des modules sont adaptées à la tuile conventionnelle qui devient elle-même l'élément photovoltaïque.

4.1.3 Skylight

Toit partiellement ou totalement constitué d'un vitrage photovoltaïque laminé laissant passer la lumière. La configuration des cellules permet d'assurer un contrôle adéquat de l'éclairage naturel. Les skylights sont utilisés aussi bien sur les toits plats que sur les toits en pente. Les structures répétitives définies ci-dessous sont exclues de cette catégorie.

4.1.4 Structure répétitive

Structure répétitive et préfabriquée (ou adaptée d'un modèle préfabriqué) ne nécessitant pas l'intervention d'un ingénieur en stabilité et dont le toit (et parfois les façades) est constitué d'éléments photovoltaïques. Cette catégorie comprend notamment les pergolas et les carports solaires.

4.2 Catégories en façade

4.2.1 Garde-corps

Les garde-corps photovoltaïques assurent une fonction de sécurité en plus de produire de l'énergie. Ils peuvent être placés le long d'un escalier ouvert, d'un palier, d'une toiture terrasse, d'un balcon, d'une mezzanine ou de tout autre endroit afin d'empêcher une chute accidentelle dans le vide.

4.2.2 Brise-soleil

Les brise-soleil photovoltaïques sont des dispositifs externes rapportés en façade pour limiter l'arrivée des rayons du soleil majoritairement sur les baies vitrées des bâtiments. Les dispositifs qui ne s'appuient pas exclusivement sur la façade sont exclus de cette catégorie.

4.2.3 Mur-rideau

Un mur-rideau est un mur de façade composé de matériaux légers, qui ferme un bâtiment sans participer à sa stabilité. Il est fixé sur la face externe de l'ossature porteuse du bâtiment. Cette construction sert seulement à encadrer le bâtiment et elle ne supporte que son propre poids. Les charges reposent sur la fondation principale à l'aide de raccords faits soit aux planchers, soit aux colonnes de l'édifice. En général les murs-rideaux photovoltaïques sont conçus avec des cadres en aluminium extrudés remplis de vitrage PV transparent ou opaque. La partie porteuse est équipée pour le passage des câbles. La configuration des cellules permet d'assurer un contrôle adéquat de l'éclairage naturel. Parfaitement étanche à l'air et à l'eau, le mur-rideau offre également une très bonne isolation thermique.

4.2.4 Façade ventilée

Une façade ventilée photovoltaïque est une solution constructive de l'enveloppe du bâtiment où la lame d'air est ouverte et permet la circulation de l'air à l'intérieur par effet cheminée. Elle permet la régulation thermique du bâtiment été comme hiver et évite les problèmes de condensation. Elle est composée de 5 éléments :

1. Mur porteur : assure la stabilité de l'édifice. Soutient le poids du revêtement et les efforts transmis à travers lui ;
2. Ossature de soutien : composée de consoles vissées sur le mur qui servent de support aux profils verticaux et horizontaux sur lesquels seront à leur tour fixés les plaques de revêtement ;
3. Couche isolante ;
4. Lamelle d'air : une ouverture dans la partie supérieure et une autre en pied de façade permettant la circulation constante de l'air ;
5. Revêtement PV : modules PV qui produisent de l'électricité et embellissent la façade.

Un schéma est disponible en annexe 3.

5 Paramètres économiques

Comme indiqué au chapitre 2, la formule de calcul du coefficient multiplicateur reprise dans l'arrêté électricité verte n'est pas adaptée pour les installations BIPV. Néanmoins, le raisonnement permettant de fixer le niveau le soutien suit une même logique. Par conséquent, les paramètres économiques pris en considération sont similaires.

5.1 Surcoût d'investissement

La formule de l'arrêté tient compte du paramètre « InvestPV », défini comme le coût moyen unitaire pour un système photovoltaïque y compris les frais de connexion au réseau de distribution, les coûts du compteur bi-directionnel et les frais administratifs afférents à l'installation [€/kWc].

Contrairement à une installation PV classique qui se superpose à une surface déjà existante, une installation BIPV remplace une solution conventionnelle pour l'enveloppe du bâtiment. Par conséquent, c'est le surcoût d'investissement d'une solution BIPV par rapport à une solution alternative de construction conventionnelle qui est retenu. Dans le cas des solutions BIPV en toiture (à l'exception du skylight), la solution alternative conventionnelle est constituée d'un matériau de construction conventionnel et de panneaux photovoltaïques standards. Pour les autres catégories, la solution conventionnelle ne comprend pas de panneaux photovoltaïques standards.

A défaut de disposer d'un échantillon significatif de dossiers concrets d'installations BIPV en région de Bruxelles-Capitale, les coûts d'investissement repris dans cette proposition ont été calculés sur base des données transmises par les participants au groupe de travail évoqué au chapitre 2 ou issues du projet BIPVBOOST [19].

Catégorie BIPV	Solution conventionnelle	Solution conventionnelle + PV	Surcoût (€/m ²)
Toiture intégrale		X	0
Tuile solaire		X	0
Skylight	X		251
Structure répétitive		X	280
Garde-corps	X		180
Brise-soleil	X		300
Mur-rideau	X		250
Façade ventilée	X		229

Tableau 1: surcoût d'investissement

Comme montré dans le Tableau 1, les catégories BIPV « toiture intégrale » et « tuile solaire » n'impliqueraient pas de surcoût d'investissement par rapport à une solution conventionnelle, contrairement aux six autres catégories.

Il est important de préciser qu'un surcoût d'investissement d'une installation BIPV par rapport à une solution conventionnelle n'implique pas de facto un niveau de soutien plus élevé que celui d'une installation photovoltaïque classique pour atteindre un temps de retour simple de sept ans. En effet, le niveau de soutien dépend d'autres paramètres économiques et techniques (coûts d'opération et maintenance, productivité, etc.).

5.2 Primes

« PrimesPV » est défini comme la somme des aides financières à l'investissement [€/kWc] disponibles pour un système photovoltaïque.

5.2.1 Primes à l'investissement

Depuis le régime de primes de 2016, la prime régionale à l'investissement dans le photovoltaïque a été complètement supprimée.

5.2.2 Avantage fiscale

Les autorités accordent un avantage fiscal aux entreprises industrielles, commerciales ou agricoles (exploitées par une personne physique ou par une société) et aux titulaires de professions libérales, lorsqu'ils investissent dans les économies d'énergie.

Les entreprises privées bénéficient de cette déduction fiscale seulement dans le cas où elles génèrent des bénéfices nets pendant la période d'investissement. En outre, les entreprises publiques tombent en dehors de la portée de cette mesure. En conséquence, cet avantage fiscal n'est pas considéré.

5.3 Prix de l'électricité

« prixélec » est défini comme la valeur moyenne de l'électricité produite tenant compte d'un taux d'autoconsommation calculé par BRUGEL [€/MWh].

5.3.1 Électricité autoconsommée

Les installations BIPV n'étant pas scindées en catégories de puissance, il n'est pas possible de faire la distinction entre les installations dont le titulaire est une entreprise et celles dont le titulaire est un particulier. Par conséquent, afin de ne pas conduire à une surrentabilité des investissements effectués par des particuliers, c'est le prix de l'électricité autoconsommée pour les consommateurs résidentiels (plus élevé que le tarif professionnel) qui a été considéré.

Le tarif considéré est identique à celui repris dans la dernière proposition de BRUGEL relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque [2].

Celui-ci est basé sur les données du simulateur BRUSIM¹, pour un client médian bruxellois consommant 2.036 kWh par an (heures pleines). Les données reprises sont celles de Luminus, Engie Electrabel, Energie 2030, Lampiris, Mega et Octa+.

Remarque : les autres fournisseurs soit ne participent pas au comparateur, soit ne fournissent pas aux clients résidentiels sur la période considérée. En conséquence, leurs données de prix ne sont pas prises en compte. Rappelons que les fournisseurs transmettent leurs offres à reprendre dans le comparateur sur base volontaire.

Pour chaque fournisseur, l'offre la plus intéressante a été retenue, en excluant les promotions. Ensuite, une moyenne de ces offres sur les mois d'octobre 2019 à mars 2020 a été calculée afin de limiter l'effet d'éventuelles fluctuations de prix importantes durant un mois spécifique.

¹ <https://www.brugel.brussels/outils/brusim-2>

Les mois suivants n'ont pas été pris en compte, le prix de l'électricité ayant été trop impacté par la crise sanitaire engendrée par la Covid-19.

Enfin la moyenne de ces valeurs résulte en un prix arrondi de 239,39€/MWh (TVAC²) considérée comme étant la valeur de l'électricité autoconsommée.

5.3.2 Électricité injectée

Le prix de l'électricité injectée considéré est identique à celui repris dans les deux dernières propositions de BRUGEL relatives au coefficient multiplicateur respectivement appliqué au photovoltaïque et à la cogénération dans le logement collectif [2][20].

Pour connaître la valeur de l'électricité injectée, BRUGEL s'est basé sur les contrats de rachat d'électricité contenus dans des dossiers de certification d'installations bruxelloises de production décentralisées. Des contrats récents, rentrant en vigueur durant l'année 2019 ou l'année 2020 et proposés par six fournisseurs différents, ont pu être utilisés. Si le prix de rachat est basé sur une formule d'indexation, la moyenne des prix entre avril 2019 et mars 2020 (période de 12 mois précédant la crise sanitaire) a été calculée, en prenant en compte l'index en vigueur durant le mois concerné.

Enfin, la moyenne « heures pleines/heures creuses » a été calculée, ce qui résulte en un prix de rachat moyen de 34,7 €/MWh.

5.3.3 Evolution du prix de l'électricité

Une inflation annuelle du prix de l'électricité de 2% est considérée.

5.4 Prix par certificat vert

« prixCV » est défini comme le prix moyen pondéré de revente des certificats verts (CV) sur le marché (euro/CV).

Le prix par CV considéré est identique à celui repris dans les deux dernières propositions de BRUGEL relatives au coefficient multiplicateur respectivement appliqué au photovoltaïque et à la cogénération dans le logement collectif [2][20].

La moyenne du prix par transaction de certificats verts, pondérée par le nombre de CV concernés par la transaction, pour toutes les transactions effectuées durant les périodes retour quota 2018 à 2019 est de 93,54 € par CV.

5.4.1 Evolution du prix par CV

Sans aucun préjudice, sous toute réserve et sans que cela implique une quelconque prévision ou souhait de la part de BRUGEL, l'hypothèse est prise d'une évolution du prix par CV à la baisse de 2%. Cette hypothèse est prise principalement en raison du fait qu'il serait inopportun de calculer la rentabilité réelle sur base d'un prix de plus de 93€ par CV pendant dix ans, alors que ce prix se situe justement à un niveau historiquement haut. Aussi, des décisions d'investissements se font bien souvent sur base d'estimations prudentes en ce qui concerne l'évolution du prix par CV.

² Vu qu'il importe de prendre en compte l'avantage réel dont bénéficie un producteur produisant/consommant son électricité, le prix de l'électricité est considéré TVAC pour les clients résidentiels.

5.5 Coût O&M

Les coûts d'opération et maintenance sont supposés constants sur toute la durée de vie du système qui est estimée à 25 ans. Conformément à ce qui est notifié dans l'étude BIPVBOOST [19], un montant annuel de 5€/m² est pris en compte pour les catégories BIPV « mur-rideau » et « façade ventilée ». En ce qui concerne les autres solutions, un montant annuel de 2 €/m² est retenu. Cette distinction de coût s'explique par une différence de complexité entre les solutions.

En outre, une inflation annuelle des coûts d'opération et de maintenance de 2% est considérée.

6 Paramètres techniques

6.1 Productivité

La productivité des installations dépend de l'efficacité des modules qui les composent et de leur exposition énergétique.

6.1.1 Efficacité des modules PV

L'efficacité des modules dépend d'une part du type de cellules PV les composant, et d'autre part de l'espacement entre celles-ci.

Les modules photovoltaïques considérés pour les différentes catégories sont constitués de cellules en silicium monocristallin à l'exception de la catégorie « toiture intégrale » pour laquelle ce sont des cellules CIGS qui sont prises en compte.

Les valeurs retenues pour l'efficacité des modules ont été fixées à partir d'installations de référence [21], sur base de données incluses dans l'étude BIPVBOOST [19] ainsi que sur base des données transmises par les participants au GT BIPV.

L'efficacité d'un module est égale au rapport entre la densité de puissance du module (Wc/m²) et le rayonnement solaire incident standard (1000 W/m²). Le Tableau 2 indique l'efficacité du module pour chaque catégorie à partir d'une installation de référence.

Catégorie BIPV	Puissance cumulée modules (Wc)	Surface cumulée modules (m ²)	Densité de puissance (Wc/m ²)	Efficacité du module
Toiture intégrale	6630	44	151	15,1%
Tuile solaire	6150	32,5	189	18,9%
Skylight	23000	177	130	13%
Structure répétitive	6175	32,5	190	19%
Garde-corps	13475	95	142	14,2%
Brise-soleil	378486	2336	162	16,2%
Mur-rideau	25380	243	104	10,4%
Façade ventilée	68667	414	166	16,6%

Tableau 2: efficacité du module

6.1.2 Impact orientation/inclinaison

La valeur normale du rayonnement solaire annuel mesuré à Uccle entre 1981 et 2010 est de 996,8 kWh/m² [22].

Le Tableau 3 indique le facteur de correction à considérer en RBC selon l'orientation et l'inclinaison de des panneaux photovoltaïques [23].

		Orientation							
		N	NO	O	SO	S	SE	E	NE
		-180°	-135°	-90°	-45°	0°	45°	90°	135°
Inclinaison	0°	87,5%	87,5%	87,5%	87,5%	87,5%	87,5%	87,5%	87,5%
	10°	79,2%	81,4%	86,6%	91,7%	93,8%	91,7%	86,6%	81,4%
	20°	69,3%	73,9%	84,3%	94%	98%	94,0%	84,3%	73,9%
	30°	59,5%	66,1%	81,2%	94,3%	99,8%	94,3%	81,2%	66,1%
	35°	54,8%	62,2%	79,4%	94,5%	100%	94,5%	79,4%	62,2%
	40°	50,3%	58,6%	77,5%	93,3%	99,5%	93,3%	77,5%	58,6%
	50°	41,7%	51,9%	73,1%	90,3%	96,8%	90,3%	73,1%	51,9%
	60°	34,3%	46,3%	68,2%	85,7%	91,9%	85,7%	68,2%	46,3%
	70°	29,1%	41,5%	62,8%	79,4%	85%	79,4%	62,8%	41,5%
	80°	25,9%	37,4%	57%	71,9%	76,4%	71,9%	57%	37,4%
	90°	24,2%	33,7%	51,1%	63,5%	66,2%	63,5%	51,1%	33,7%

Tableau 3: influence de l'inclinaison et de l'orientation sur la productivité PV

L'orientation et l'inclinaison des différentes catégories BIPV sont données dans le Tableau 4. L'inclinaison a été définie à partir d'informations communiquées par les participants au GT et sur base de projets existants. L'orientation a quant à elle été fixée à 0° (Sud) de telle sorte à soutenir en priorité les installations ayant des niveaux de productivité optimaux.

Catégorie BIPV	Orientation	Inclinaison
Toiture intégrale	0°	35°
Tuile solaire	0°	35°
Skylight	0°	35°
Structure répétitive	0°	35°
Garde-corps	0°	90°
Brise-soleil	0°	35°
Mur-rideau	0°	90°
Façade ventilée	0°	90°

Tableau 4: orientation et inclinaison des catégories BIPV

6.1.3 Facteur d'altération urbain

Dans une région densément bâtie comme la RBC, l'exposition énergétique des installations peut être inférieure aux valeurs de référence en raison de la présence d'ombrage. D'autres facteurs tels que le type de montage, la mauvaise intégration des composants (type de panneaux et choix des onduleurs), la mauvaise qualité d'exécution du montage ou encore défectuosité de l'installation peuvent également détériorer la productivité des installations.

L'étude relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale a déterminé que la performance moyenne des installations PV en RBC était de 74% en 2018 (rapport entre la productivité moyenne des installations et celle d'une installation de référence exposée de façon optimale) [23].

Les données disponibles ne permettent cependant pas de distinguer la part de cette diminution de 26% engendrée par une inclinaison et une orientation non optimales de celle causée par les facteurs de dégradation énumérés ci-dessus.

Par conséquent, un facteur d'altération urbain de 15% a été pris en considération en plus du facteur de correction lié à l'orientation et à l'inclinaison.

6.1.4 Dégradation de la production

Le calcul tient compte d'un taux de dégradation annuel de la production. En effet, durant la première année, la performance des modules PV en silicium monocristallin diminuera d'environ 1,8% en raison d'un phénomène de dégradation induit par l'exposition à la lumière. Cette dégradation est causée par la présence de complexes bore-oxygène dans la plaquette de silicium utilisée pour produire les cellules. Pour les années suivantes, le taux de dégradation annuel est estimé à 0,45%.

En ce qui concerne les cellules CIGS, le taux de dégradation annuel est estimé à 0,7% sur toute la durée de vie de l'installation.

6.2 Taux d'autoconsommation

Le taux d'autoconsommation considéré dans la présente proposition est le même pour toutes les catégories et est de 37,8%. Celui-ci est la moyenne globale pour la période 2017-2018 qui a été calculée dans l'étude de BRUGEL relative au parc photovoltaïque en RBC 2018 [23].

7 Niveau de soutien proposé

La formule reprise dans l'arrêté étant inadaptée au BIPV, le niveau de soutien a été calculé via un calcul de rentabilité complet tenant compte base des paramètres économiques et techniques listés ci-dessus. Le « taux de rentabilité interne modifié » (« TRIM ») est utilisé comme indicateur financier de rentabilité à côté du temps de retour simple. Celui-ci est calculé sur la durée de vie totale de l'installation qui est estimée à 25 ans.

Le tableau suivant contient les propositions de soutien ainsi que la rentabilité réelle des installations par catégorie BIPV :

	Unité	Valeur							
		Toiture				Façade			
Type de BIPV	kWc	Toiture intégrale	Tuile solaire	Skylight	Structure répétitive	Garde-corps	Brise-soleil	Mur-rideau	Façade ventilée
Coefficient Multiplicateur									
Coefficient Multiplicateur	-	BAPV	BAPV	1,485	BAPV	1,485	1,375	3,740	1,870
Taux d'octroi	CV/MWh	BAPV	BAPV	2,70	BAPV	2,70	2,50	6,80	3,40
Paramètres techniques									
Type de cellule		CIGS	Mono cSi	Mono cSi	Mono cSi	Mono cSi	Mono cSi	Mono cSi	Mono cSi
Efficacité du module	%	15,1%	18,9%	13,0%	19,0%	14,2%	16,2%	10,4%	16,6%
Orientation	°	0	0	0	0	0	0	0	0
Inclinaison	°	35	35	35	35	90	35	90	90
Exposition énergétique	kWh/m ²	997	997	997	997	660	997	660	660
Facteur d'altération urbain	%	-15%	-15%	-15%	-15%	-15%	-15%	-15%	-15%
Production annuelle	kWh/m ²	128	160	110	161	80	137	58	93
Production annuelle	kWh/kWc	847	847	847	847	561	847	561	561
Autoconsommation	%	37,8%	37,8%	37,8%	37,8%	37,8%	37,8%	37,8%	37,8%
Dégradation production année 1	%	-0,7%	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-1,8%	-1,8%
Dégradation production année 2	%	-0,7%	-0,45%	-0,45%	-0,45%	-0,45%	-0,45%	-0,45%	-0,45%
Paramètres économiques									
Surcoût d'investissement BIPV	€/m ²	0	0	251	280	180	300	250	229
Surcoût d'investissement BIPV	€/kWc	0	0	1931	1474	1268	1852	2404	1382
Primes	%	0%							
Prix électricité autoconsommée	€/MWh	239,39	239,39	239,39	239,39	239,39	239,39	239,39	239,39
Prix électricité injectée	€/MWh	34,7							
Coûts O&M annuels	€/m ²	2	2	2	2	2	2	5	5
Inflation prix élec et Coûts O&M	%/an	2%							
Prix CV	€/CV	93,54							
Evolution prix CV	%/an	-2%							
Résultats									
Temps de Retour Simple	Années	≤ BAPV	≤ BAPV	6,92	≤ BAPV	7,03	6,92	7,03	7,02
TRIM	%	≥ BAPV	≥ BAPV	4,47%	≥ BAPV	4,33%	4,33%	3,06%	3,78%

Tableau 5: coefficients et taux d'octroi requis pour atteindre un TRS réel de 7 ans

Les catégories « toiture intégrale » et « tuile solaire » n'induisent pas de surcoût d'investissement par rapport à une installation conventionnelle. Par conséquent, ces deux catégories ne requièrent pas de niveau de soutien supérieur à celui en vigueur pour les installations classiques.

La catégorie « structure répétitive » engendre quant à elle un surcoût d'investissement significatif par rapport à une installation conventionnelle. En revanche, le niveau de production annuel (kWh/m²) est élevé et les coûts d'O&M annuels sont limités. Par conséquent le taux d'octroi nécessaire pour atteindre un temps de retour simple de 7 ans, est inférieur à celui des

installations photovoltaïques classiques des catégories de puissance inférieures à 100 kWc. Les installations BIPV n'étant pas scindées en catégories de puissance, le taux d'octroi ne varie pas selon la puissance de l'installation et il n'est pas souhaitable d'altérer la rentabilité économique des installations de faible et moyenne puissance en diminuant leur niveau de soutien.

De ce fait, les installations appartenant à ces trois catégories continueront à bénéficier du taux d'octroi de la catégorie de puissance des installations PV de type « classique » correspondante.

Les coefficients multiplicateurs des autres catégories BIPV correspondent à des taux d'octroi variant de 2,5 CV par MWh pour les brise-soleil jusqu'à 6,8 CV par MWh pour les murs-rideaux. Ces niveaux de soutien résultent en des temps de retour simple de sept ans visés et en des TRIM variant entre 3 et 4,5%.

8 Hiérarchisation

Le schéma logique repris à la Figure 2 montre le raisonnement permettant de déterminer le taux d'octroi de CV à appliquer à une installation.

Etape 1 : l'installation est-elle BIPV ?

Pour qu'une installation soit reconnue comme étant BIPV, elle doit être composée de modules PV modifiés et remplir une fonction du bâtiment, selon la définition reprise dans le chapitre 3. Si tel n'est pas le cas, l'installation est dite « classique » et bénéficie du taux d'octroi de la catégorie de puissance correspondante.

Etapes 2, 3 et 4 : l'installation BIPV est-elle constituée de plusieurs catégories ?

Si l'installation appartient à une des cinq catégories BIPV nécessitant un niveau de soutien particulier, c'est le taux d'octroi correspondant à ladite catégorie qui est appliqué. Pour les catégories « toiture intégrale », « tuile solaire » et structure répétitive », les CV sont attribués suivant le taux d'octroi de la catégorie de puissance des installations PV de type « classique » correspondante.

Lorsque l'installation est morcelée en plusieurs catégories et qu'il est impossible de dissocier leurs productions respectives (unité certifiée³ unique), c'est la catégorie ayant le taux d'octroi le moins élevé qui est retenue. Si les catégories composant l'installation constituent chacune des unités certifiées distinctes, les règles du calcul d'octroi de CV pour chaque unité certifiée est celui de la catégorie associée.

³ Une unité certifiée est tout ou partie d'une installation de production d'électricité verte, certifiée et bénéficiant des mêmes modalités d'octroi CV.

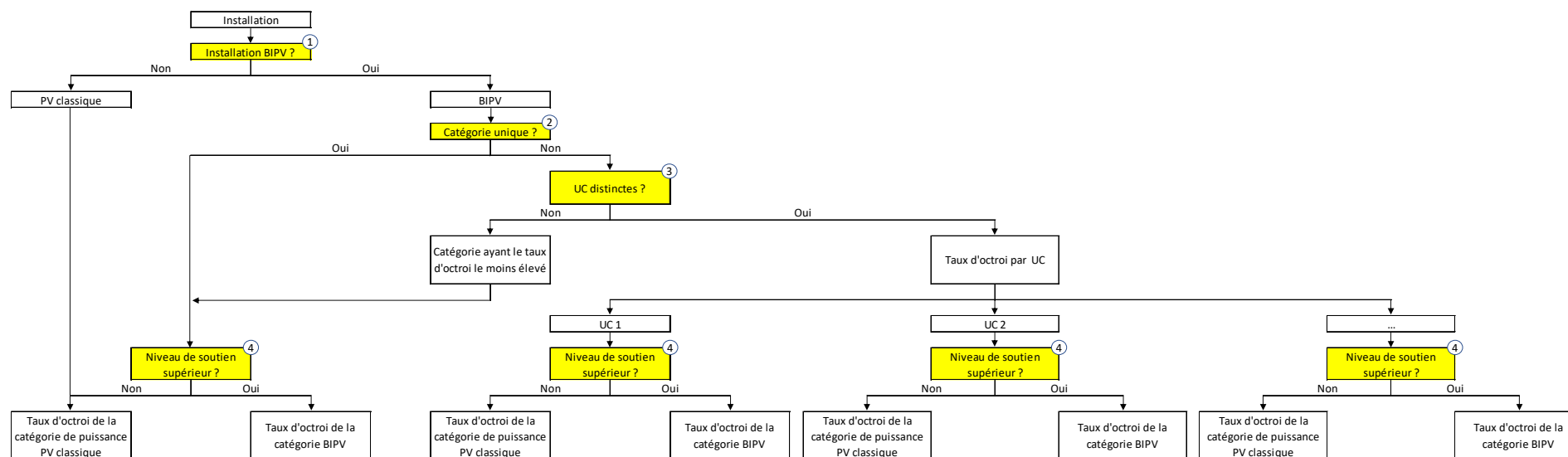


Figure 2: taux d'octroi appliqué

Un exemple d'une installation composée de plusieurs catégories est fourni en annexe 4.

9 Gel du taux d'octroi

L'article 21 §6 de l'arrêté électricité stipule que « les règles du calcul d'octroi de certificats verts y compris les coefficients multiplicateurs sont celles qui sont en vigueur au moment de la date de mise en service de l'installation ».

Cette règle peut causer des problèmes pour les projets pour lesquels un délai relativement important s'écoule entre la phase d'étude de faisabilité et la mise en service de l'installation. Une réduction du niveau de soutien durant la phase de réalisation peut altérer la faisabilité économique du projet.

Afin de diminuer l'incertitude pour les investisseurs, BRUGEL suggère, pour les installations nécessitant l'introduction d'un permis d'urbanisme, de geler le taux d'octroi en vigueur à la date de demande de ce dernier, pour une période de deux ans à compter de l'obtention du permis. Toutes les informations relatives à la demande de permis d'urbanisme (où et comment introduire une demande de permis, le contenu du dossier, les délais, etc.) sont disponibles sur le site de urban.brussels [24].

10 Conclusions

La présente proposition est rédigée à l'initiative de BRUGEL et cadre avec la volonté du Gouvernement d'affiner le soutien au photovoltaïque intégré au bâtiment, plus communément désigné sous l'acronyme BIPV (Building Integrated Photovoltaics), via le mécanisme des certificats verts. Elle vise à compléter un cadre légal insuffisant comportant certains risques.

Elle a été élaborée sur base des conclusions d'un groupe de travail que BRUGEL a mis en place et coordonné, composé de douze organisations ayant une expertise ou étant actrices sur le marché du BIPV.

Cette proposition finale fait également suite à un projet de proposition qui a été soumis à consultation publique du 18 décembre 2020 au 25 janvier 2021 [16]. Aucune réaction n'a cependant été récoltée ce qui de facto, n'a engendré aucune modification.

Dans un premier temps, le photovoltaïque intégré au bâtiment, plus communément appelé « BIPV », a été défini de manière claire et robuste. En résumé, pour qu'une installation soit reconnue comme étant BIPV, elle doit répondre aux trois conditions suivantes :

1. Avoir été conçu pour faire partie intégrante du bâtiment (ci-après appelé « module PV modifié ») ;
2. Avoir (à minima) une double fonctionnalité en tant que générateur d'électricité et en tant qu'élément de construction ;
3. En cas de suppression, être remplacé par un élément de construction conventionnel équivalent.

Dans un second temps, le BIPV a été scindé en plusieurs catégories sur base de caractéristiques architecturales. Quatre catégories en toiture (toiture intégrale, tuile solaire, skylight, structure répétitive) et quatre catégories en façade (garde-corps, brise-soleil, mur-rideau, façade ventilée) ont été identifiées et caractérisées.

Dans un troisième temps, le taux d'octroi permettant d'obtenir un retour forfaitaire de sept années a été calculé pour chacune des catégories. La formule reprise dans l'arrêté étant inadaptée au BIPV, le calcul s'est fait sur base d'un calcul de rentabilité complet en suivant un raisonnement similaire à celui appliqué au PV classique. Les paramètres économiques et techniques ont été identifiés et évalués. Contrairement à une installation PV classique qui se superpose à une surface déjà existante, une installation BIPV remplace une solution conventionnelle pour l'enveloppe du bâtiment. Par conséquent, c'est le surcoût d'investissement d'une solution BIPV par rapport à une solution conventionnelle alternative qui a été retenu. A défaut de disposer d'un échantillon permettant de calculer la productivité moyenne des installations, celle-ci a été évaluée sur base de l'efficacité des modules et de leur exposition en tenant compte de divers facteurs de dégradation.

L'analyse de rentabilité a révélé que seules les quatre catégories en façade et la catégorie skylight en toiture nécessiteraient un niveau de soutien supplémentaire à celui en vigueur pour les installations classiques.

BRUGEL suggère de supprimer la catégorie « les installations photovoltaïques intégrées en usine à des éléments de construction » actuellement mentionnée dans l'arrêté et de la remplacer par les huit catégories BIPV.

Les taux d'octroi proposés sont les suivants :

Catégorie BIPV	Taux d'octroi
Toiture intégrale	Catégorie de puissance PV classique
Tuile solaire	Catégorie de puissance PV classique
Skylight	2,70
Structure répétitive	Catégorie de puissance PV classique
Garde-corps	2,70
Brise-soleil	2,50
Mur-rideau	6,80
Façade ventilée	3,40

Dans un quatrième temps, une hiérarchisation a été établie afin de déterminer le taux d'octroi devant être appliqué si une installation est morcelée en plusieurs catégories. Si les catégories composant l'installation constituent des unités certifiées distinctes (comptage dédié), les règles du calcul d'octroi de CV pour chaque unité certifiée est celui de la catégorie associée. Dans le cas contraire (unité certifiée unique), c'est la catégorie ayant le taux d'octroi le moins élevé qui est retenue.

Enfin, afin de diminuer l'incertitude pour les investisseurs, BRUGEL suggère, pour les installations nécessitant l'introduction d'un permis d'urbanisme, de geler le taux d'octroi en vigueur à la date de demande de ce dernier, pour une période de deux ans à compter de l'obtention du permis.

* * *

*

II Bibliographie

1. Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte, 17 décembre 2015
2. BRUGEL-Proposition-20200828-25, « Proposition relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque – Analyse des paramètres économiques, 28 août 2020
3. Plan énergie climat 2030, The right energy for your Region, Version définitive - Octobre 2019
4. <https://www.confederationconstruction.be/bruxellescapitale/fr-be/home.aspx>
5. <https://www.techlink.be/>
6. <http://sunsoak-design.com/sl/>
7. <http://www.ariade.net/>
8. <https://www.skysun.be/s>
9. <https://energyvision.be/fr/>
10. <https://becquerelinstitute.eu/>
11. <http://issol.eu/fr/home-fr/>
12. <https://www.soltech.be/>
13. <https://www.edora.org/>
14. <https://www.apere.org/>
15. <https://environnement.brussels/>
16. BRUGEL-Proposition-20201209-27
17. IEA, Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) Task 15, International definition of « BIPV », August 2018
18. SUPSI-SEAC, Building Integrated Photovoltaics: product overview for solar building skins, status report 2017
19. BIPVBOOST, Competitiveness status of BIPV solutions in Europe, janvier 2020
20. BRUGEL-Proposition-20200902-26, « Proposition relative au coefficient multiplicateur appliqué à la cogénération dans le logement collectif – Analyse des paramètres économiques, 2 septembre 2020
21. <https://www.onyx solar.com/projects>
22. IRM, bilans climatologiques de 2019
23. BRUGEL-Etude-20200930-33 relative au parc photovoltaïque en Région de Bruxelles-Capitale 2018, 30 septembre 2020
24. <https://urbanisme.irisnet.be/lepermisdurbanisme/la-demande-de-permis>

Annexe I : schéma module photovoltaïque modifié

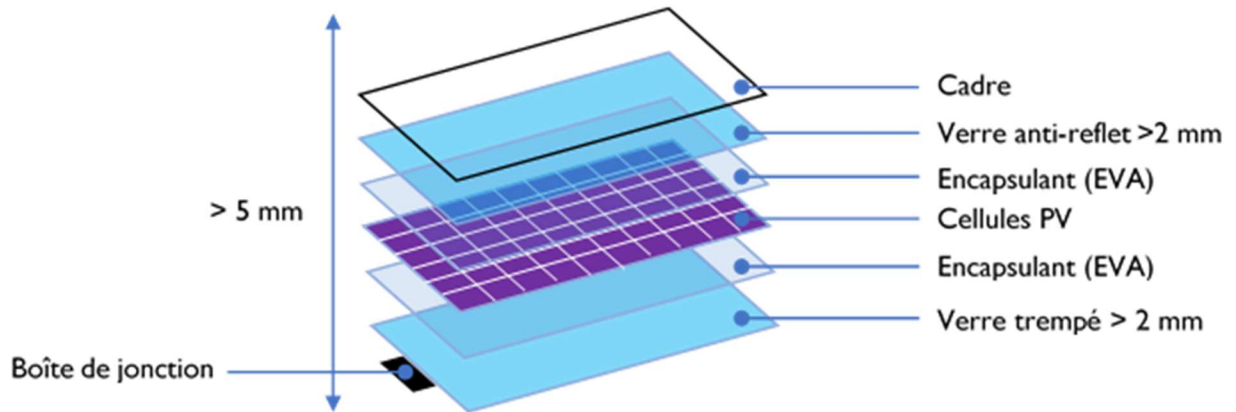






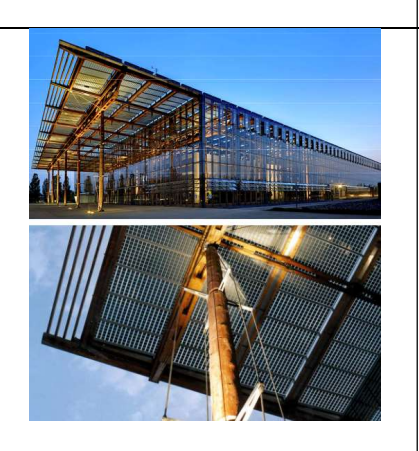
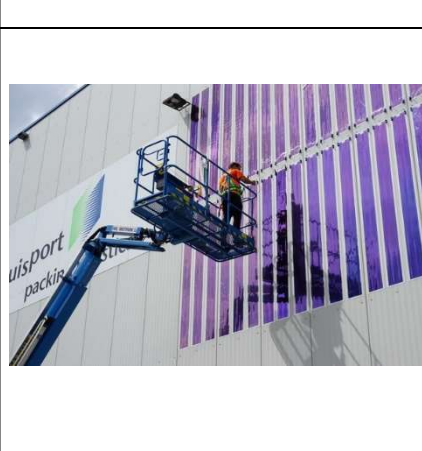


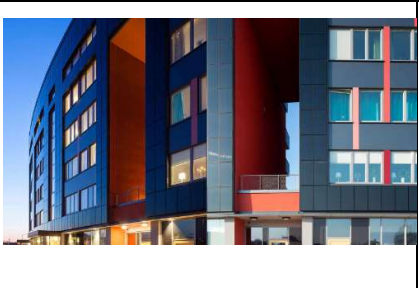










Figure 3: schéma d'un module photovoltaïque modifié

Annexe 2 : exemples d'installations

Exemple	Catégorie	Exemple	Catégorie
	Tuile solaire		Structure répétitive
	Toiture intégrale		Mur-rideau

	<p>Installation classique</p>		<p>Façade ventilée</p>
	<p>Mur-rideau & Skylight</p>		<p>Installation classique</p>
	<p>Garde-corps & Façade ventilée</p>		<p>Brise-soleil</p>
	<p>Façade ventilée</p>		<p>Brise-soleil</p>

	<p>Structure répétitive</p>		<p>Installation classique</p>
	<p>Brise-soleil</p>		<p>Skylight</p>
	<p>Structure répétitive</p>		<p>Brise-soleil</p>
	<p>Brise-soleil</p>		<p>Garde-corps</p>




	<p>Skylight</p>		<p>Mur-rideau</p>
	<p>Mur-rideau</p>		

Tableau 6: exemples d'installations

Annexe 3 : schéma façade ventilée PV

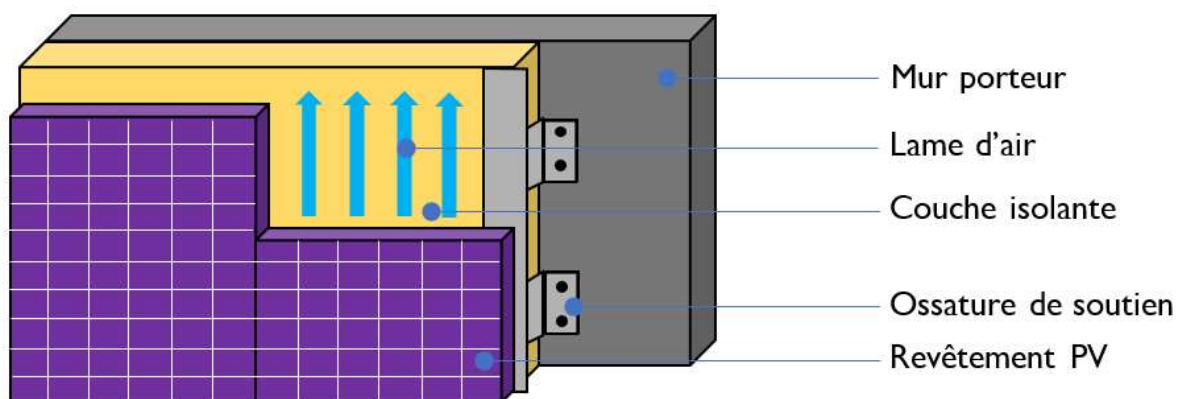


Figure 4: schéma façade ventilée PV

Annexe 4 : exemple de hiérarchisation

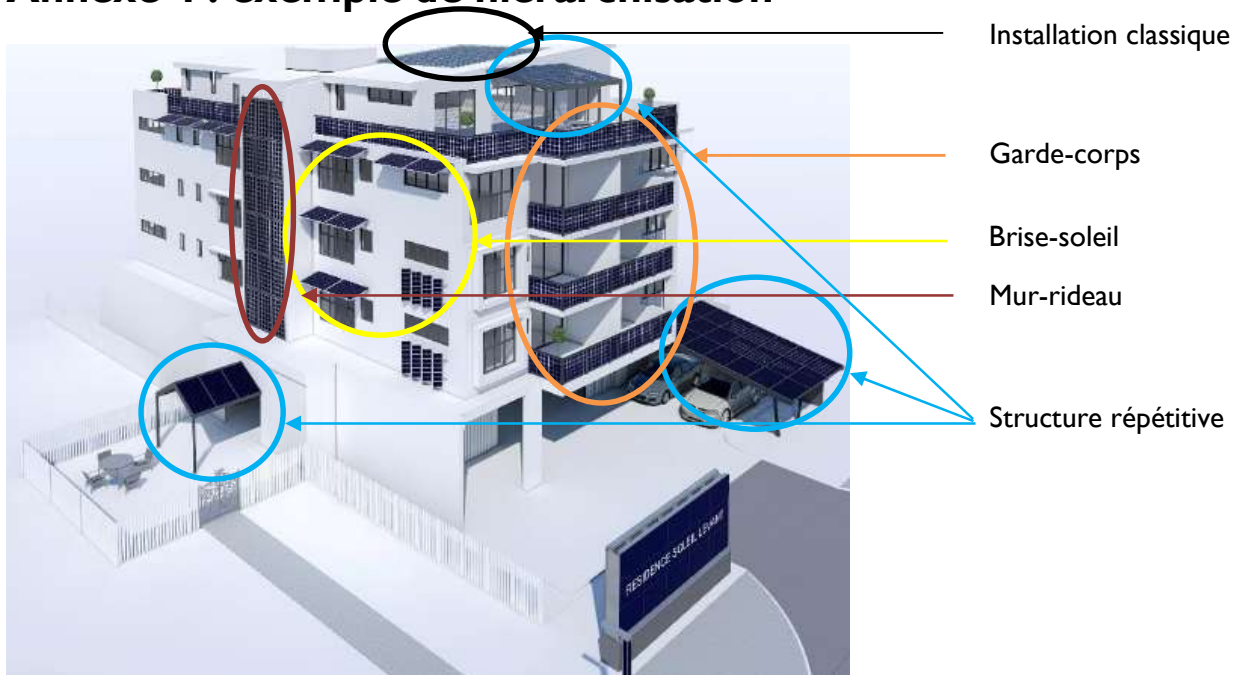


Figure 5: exemple de hiérarchisation

Catégorie BIPV	Taux d'octroi (UC unique)	Taux d'octroi (UC/catégorie)
Garde-corps	Taux d'octroi de la catégorie de puissance des installations PV classiques. La puissance totale est considérée.	2,7
Brise-soleil		2,5
Mur-rideau		6,8
Structure répétitive	Taux d'octroi de la catégorie de puissance des installations PV classiques. La puissance de l'UC est considérée.	
Installation classique		

Tableau 7: exemple de hiérarchisation, taux d'octroi