

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELSE HOOFDSTEDELIJKE GEWEST

Advies (BRUGEL-ADVIES-20200401-298)

**betreffende de studie en de evolutie van het
ondersteuningssysteem voor installaties voor de productie
van hernieuwbare energie**

**Opgesteld in toepassing van artikel 30bis, § 2, 2° van de
ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van
de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest**

1 april 2020

Inhoud

1	Wettelijke grondslag	3
2	PwC-studie en het standpunt van BRUGEL	3
3	Bijlage	4

I Wettelijke grondslag

Artikel 30bis, § 2 van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, dat is ingevoegd door artikel 56 van de ordonnantie van 14 december 2006, luidt als volgt:

"... BRUGEL wordt bekleed met een opdracht tot verlening van advies aan de overheid over de organisatie en de werking van de gewestelijke energiemarkt enerzijds, en met een algemene opdracht van toezicht op en controle van de toepassing van de hiermee verband houdende ordonnanties en besluiten anderzijds.

BRUGEL is belast met volgende opdrachten:

*...
2° op eigen initiatief of op vraag van de Minister of de Regering, het uitvoeren van onderzoeken en studies of het geven van adviezen, betreffende de elektriciteits- en gasmarkt;
..."*

Het kwalitatieve onderzoek naar het ondersteuningssysteem voor de productie van hernieuwbare energie in het BHG werd uitgevoerd op initiatief van BRUGEL en werd toevertrouwd aan PwC.

De algemene beginselen van het systeem van rechtstreekse steun voor de productie van groene stroom in het BHG zijn uiteengezet in hoofdstuk V van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt. Voor het overige wordt het kader gevormd door het besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering van 17 december 2015 betreffende de promotie van groene elektriciteit.

2 PwC-studie en het standpunt van BRUGEL

Nationale of gewestelijke steunmechanismen voor investeringen in of voor de productie van hernieuwbare elektriciteit spelen een belangrijke rol bij de uitrol van schone energie en de verwezenlijking van gewestelijke, nationale en Europese energie- en klimaatdoelstellingen. Het huidige Brusselse steunlandschap bestaat voornamelijk uit groene certificaten.

Het doel van de studie was om de werking en de prestaties van het systeem kwalitatief te beoordelen. Vervolgens hebben de conclusies van deze eerste analyse, in combinatie met een benchmarking van twaalf Europese regio's en landen, input geleverd voor het zoeken naar manieren om het mechanisme in twee verschillende richtingen te ontwikkelen: door in een marktmechanisme te blijven, of door het te verlaten. Er werden twee raadplegingen van stakeholders gepland, een tijdens de analyse van het huidige systeem, de andere tijdens de analyse van mogelijke ontwikkelingspaden.

Wat de analyse van het bestaande systeem betreft, komt PwC tot de conclusie dat de markt voor groenestroomcertificaten goed lijkt te functioneren, dat er geen structurele problemen op de markt lijken te zijn, maar dat er wel al liquiditeitsspanningen zijn opgetreden. Die vloeien voort uit de moeilijkheid om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen. Verder geeft PwC aan dat de implementatiewijzen vrij duidelijk zijn en dat de rollen en prerogatieven van de verschillende partijen bekend zijn. Volgens PwC heeft de markt echter te lijden onder een gebrek aan (symmetrische) informatie voor de verschillende marktpartijen en een gebrek aan

informatie over langlopende aankoopcontracten van GSC's. Ten slotte beschouwt PwC de doeltreffendheid van het huidige mechanisme als positief. PwC's analyse van de doelmatigheid en efficiëntie van het mechanisme is daarentegen genuanceerder. De financiële kosten van het mechanisme zijn inderdaad relatief hoog. Tot slot komt PwC tot de bevinding dat de ontwikkeling van de installaties voor de productie van groene stroom te kampen heeft met de barrières die gevormd worden door de Brusselse context, de dichtheid, de verstedelijking en de typologie van de bevolking.

Over het algemeen is BRUGEL het eens met de conclusies van PwC met betrekking tot de analyse van het huidige ondersteuningssysteem.

Wat de ontwikkelingspaden betreft, heeft PwC drie verschillende scenario's geïdentificeerd en ontwikkeld. Het eerste maakt deel uit van een marktdynamiek en is relatief vergelijkbaar met het huidige mechanisme, behalve dat het verschillende optimalisatiemogelijkheden biedt. De twee andere scenario's verlaten vervolgens het begrip 'markt', door ofwel een GSC tegen een unieke prijs, ofwel een productiepremie voor te stellen.

Na analyse van de verschillende scenario's en na overleg met de stakeholders beveelt PwC aan het huidige ondersteuningsmechanisme te handhaven, maar in eerste instantie twee wijzigingen door te voeren: de oprichting van een informatieplatform om vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen, en een verhoging van de vermogensklassen die worden gebruikt om de vermenigvuldigingscoëfficiënten te bepalen die van toepassing zijn op de sector van de fotovoltaïsche zonne-energie. We wijzen erop dat dit laatste voorstel tegelijk met het opstellen van de studie op tafel is gelegd en momenteel concreet wordt vormgegeven.

Over het geheel genomen is BRUGEL het eens met de conclusie van PwC om vast te houden aan het huidige ondersteuningssysteem via het huidige marktmechanisme voor groenestroomcertificaten, maar dit tegelijk te optimaliseren. Het actieplan van BRUGEL voor deze optimalisaties zal in de eerste plaats gericht zijn op:

- meer transparantie en betere informatie, met name door te werken aan oplossingen om de diepte en de frequentie van de voor de marktdeelnemers beschikbare informatie te vergroten, zowel aan de vraag- als aan de aanbodzijde;
- de invoering van oplossingen om de procedures voor kleine producenten met kleine hoeveelheden GSC's te vereenvoudigen en te verlichten;
- het evenwichtiger maken van de bindende termijnen die worden opgelegd aan de actoren aan de aanbodzijde en aan de vraagzijde. Dit geldt onder andere voor de termijn voor certificering na de indiening van een productie-installatie en de duur van de afgelopen productieperiode waarvoor GSC's kunnen worden toegekend.

3 Bijlage

Kwalitatief onderzoek over het huidige systeem ter ondersteuning van de productie van hernieuwbare energie in het Brusselse Hoofdstedelijk Gewest, en de mogelijke ontwikkeling ervan, PwC, januari 2020

Brugel

Etude qualitative sur le système actuel de soutien à la production d'énergie renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale, ainsi que son évolution possible

Rapport final

*Version validée
par le Comité de
Pilotage*

Janvier 2020

Table des matières

EXECUTIVE SUMMARY	9
Français	9
Screening du système actuel de soutien à la production d'électricité renouvelable.....	10
Benchmark des systèmes de soutien existants dans d'autres pays européens	11
Piste d'évolution du système actuel	11
Néerlandais.....	12
Screening van de huidige steunmechanisme voor groene elektriciteitsproductie	13
Benchmark van bestaande ondersteuningssystemen in andere Europese landen.....	13
Mogelijke evolutie van het huidige systeem	14
INTRODUCTION	16
APERÇU DES MÉCANISMES DE SOUTIEN	19
Caractérisation des mécanismes	19
Types de mécanismes.....	22
Certificats verts et retour quota	22
Feed-in tariffs.....	23
Feed-in premiums.....	24
Autres mécanismes	26
Types de procédures.....	27
Les procédures administratives	28
Les procédures compétitives.....	29
SCREENING DU SYSTÈME ACTUEL DE SOUTIEN À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE	32
Principes de fonctionnement	33
Offre.....	33
Demande	37
Equilibre de marché	40
Systèmes	43
Modalités d'implémentation	44
Historique et futur	44
Certification des installations	45
Eligibilité	46
Octroi.....	47
Niveau de soutien.....	47
Quota (voir également section Demande)	49
Communication et transparence	50

Acteurs et rôles.....	51
Financement.....	52
Evaluation de la performance du mécanisme.....	52
Effectivité	53
Efficacité.....	54
Efficience	55
Analyse des forces, faiblesses, opportunités et menaces du système actuel	58
Méthodologie	58
Résultats de la consultation des stakeholders	59
Conclusion sur le fonctionnement du système de soutien à la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale	65

BENCHMARK DES SYSTÈMES DE SOUTIEN EXISTANTS DANS D'AUTRES PAYS EUROPÉENS69

Mise en contexte.....	70
Analyse économique des mécanismes de soutien en place en Europe	74
Région wallonne.....	74
Région flamande	76
France.....	78
Allemagne.....	80
Pays-Bas	82
Luxembourg	83
Royaume-Uni	85
Espagne	86
Italie.....	88
Danemark.....	90
Suède	91
Estonie.....	93
Synthèse	94
Identification des éléments pertinents au contexte bruxellois	95

PISTES D'ÉVOLUTION DU SYSTÈME ACTUEL99

Pistes d'évolution dans le cadre d'un mécanisme de marché.....	99
Scénario 1 : Mécanisme de CV et retour quota actuel adapté	99
Pistes d'évolution hors du cadre d'un mécanisme de marché.....	120
Scénario 2 : CV à prix unique.....	120
Scénario 3 : Generation premium.....	126
Synthèse	130
Conclusion et synthèse des recommandations	131

CONCLUSIONS	133
ANNEXES.....	135
Annexe 1. Bibliographie	136
Publications.....	136
Sites internet	137
Annexe 2. Questions abordées en table ronde.....	140
Annexe 3. Résultats de la table ronde organisée avec les stakeholders le 21 janvier 2019.....	141
1. Quelles sont les forces du système actuel ?	141
2. Quelles sont les faiblesses du système actuel ?	142
3. Quelles sont les opportunités du système actuel ?	144
4. Quelles sont les menaces du système actuel ?	145
Annexe 4. Résultats de la table ronde organisée avec les stakeholders le 18 mars 2019.....	147
Annexe 5. Fiches pays récapitulatives.....	148
Région wallonne.....	148
Région flamande	149
France.....	150
Allemagne.....	152
Pays-Bas	154
Luxembourg	155
Royaume-Uni	157
Espagne	159
Italie.....	160
Danemark.....	161
Suède	163
Estonie.....	164
Annexe 6. Procès-verbaux.....	165

Liste des figures et tableaux

Figures

Figure 1 : Niveau de soutien neutre technologiquement	21
Figure 2: Représentation conceptuelle d'un feed-in tariff avec prix référence	23
Figure 3: Représentation conceptuelle d'un feed-in premium avec prime fixe	25
Figure 4: Représentation conceptuelle d'un feed-in premium avec prime flottante	25
Figure 5 : Fonctionnement du mécanisme des CV et du retour quota en Région de Bruxelles-Capitale (1/2).....	34
Figure 6 : Offre sur le marché des CV	34
Figure 7 : Taux moyen d'octroi des certificats verts	35
Figure 8 : Evolution du niveau de soutien moyen entre 2014 et 2018	36
Figure 9 : Evolution de l'offre théorique de certificats verts sur le marché	36
Figure 10 : Fonctionnement du mécanisme des CV et du retour quota en Région de Bruxelles-Capitale (2/2) ..	37
Figure 11 : Demande sur le marché des CV	38
Figure 12 : Part de marché des fournisseurs en termes de CV à acheter (2018).....	38
Figure 13 : Activité des intermédiaires sur le marché des CV bruxellois	39
Figure 14 : Equilibre du marché des CV.....	40
Figure 15 : Analyse du stock de CV disponibles	41
Figure 16 : Analyse trimestrielle de l'état du marché des CV	42
Figure 17 : Portefeuille de CV détenu par type d'acteur.....	43
Figure 18 : Procédure de certification des installations de production d'électricité renouvelable	46
Figure 19 : Mapping des acteurs actifs dans le mécanisme des certificats verts	52
Figure 20 : Evolution du productible vert entre 2014 et 2018	53
Figure 21 : Evolution de la puissance installée certifiée entre 2014 et 2018.....	54
Figure 22 : Evolution du nombre d'installations entre 2014 et 2018.....	54
Figure 23 : Efficacité du mécanisme de soutien à la production d'électricité renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale.....	55
Figure 24 : Evolution du coût pour la collectivité entre 2014 et 2018.....	56
Figure 25 : Cartographie des pays et régions entrants dans le périmètre du benchmark	69
Figure 26 : Comparaison de la population des pays/régions du benchmark.....	71
Figure 27 : Comparaison de la superficie des pays/régions du benchmark.....	71
Figure 28 : Mix de production d'électricité verte des pays/régions du benchmark.....	72
Figure 29 : Niveau de soutien moyen pour la filière solaire PV	73
Figure 30 : Niveau de soutien moyen pour les filières bioénergie/biogaz/biomasse/cogénération	74
Figure 31 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Région wallonne	76
Figure 32 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Région flamande	78
Figure 33 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en France.....	80
Figure 34 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Allemagne	81

Figure 35 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité aux Pays-Bas	83
Figure 36 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité au Luxembourg	84
Figure 37 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité au Royaume-Uni	86
Figure 38 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Espagne	88
Figure 39 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Italie	90
Figure 40 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité au Danemark	91
Figure 41 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Suède	92
Figure 42 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Estonie	94
Figure 43 : Synthèse des mécanismes de soutien présents en Europe actuellement (toutes filières confondues)	94
Figure 44 : Evaluation de la performance des mécanismes de soutien à la filière solaire PV	96
Figure 45 : Evaluation de la performance des mécanismes de soutien à aux filières bioénergie/biogaz/biomasse/cogénération	97
Figure 46 : Eléments du fonctionnement du mécanisme actuel qui persistent sous le scénario 1	100
Figure 47 : Illustration de l'extranet	102
Figure 48 : Quel est votre avis général sur cette option ?	104
Figure 49 : Accepteriez-vous que l'ensemble des transactions doive transiter via cet extranet ?	104
Figure 50 : Dans quelle mesure cet extranet améliorerait-il la liquidité sur le marché ?	105
Figure 51 : Impact de la mise en œuvre de l'option 1 sur la SWOT	106
Figure 52 : Que pensez-vous de baisser le prix de l'amende?	107
Figure 53 : Que pensez-vous de baisser le niveau du prix minimum garanti ?	107
Figure 54 : Impact de la mise en œuvre de l'option 2 sur la SWOT	108
Figure 55 : Pensez-vous qu'il soit nécessaire d'augmenter le nombre de classes de puissance pour la définition des coefficients multiplicateurs ?	110
Figure 56 : Impact de la mise en œuvre de l'option 3A sur l'analyse SWOT	110
Figure 57 : Impact de la mise en œuvre de l'option 3B sur l'analyse SWOT	112
Figure 58 : Est-ce que réduire la durée de validité des CV (à 1 ou 2 ans) pourrait réduire la spéculation pratiquée par les producteurs (et/ou intermédiaires) ?	114
Figure 59 : La liquidité du marché pourrait-elle être améliorée en obligeant la soumission trimestrielle des index de production ?	115
Figure 60 : Impact de la mise en œuvre de l'option 4 sur l'analyse SWOT	116
Figure 61 : Selon vous, quelle est l'option à privilégier pour améliorer le fonctionnement actuel du marché ?	117
Figure 62 : Si vous pouviez maintenant choisir plusieurs options à implémenter, lesquelles choisiriez-vous ?	117
Figure 63 : Synthèse des avis par rapport aux options proposées	118
Figure 64 : Modalités d'implémentation du scénario 2	121
Figure 65 : En général, quel est votre avis sur ce deuxième scénario?	122
Figure 66 : Que pensez-vous de financer le système à travers un budget régional (donc via le contribuable)?	123
Figure 67 : Impact de la mise en œuvre du scénario 2 sur l'analyse SWOT	124
Figure 68 : Modalités d'implémentation du scénario 3	127
Figure 69 : En général, que pensez-vous de ce troisième scénario ?	127

Figure 70 : Pensez-vous qu'il est plus pertinent d'instaurer une prime fixe ou flottante?	128
Figure 71 : Que pensez-vous de financer le système à travers un budget régional (contribuable) ?	128
Figure 72 : Impact de la mise en œuvre du scénario 3 sur l'analyse SWOT.....	129
Figure 73 : Sur base des discussions, quel serait le scénario à privilégier parmi les deux derniers présentés ?	130

Tableaux

Tableau 1: Cartographie des mécanismes de soutien	21
Tableau 2 : Taux d'octroi et coefficients multiplicateurs en vigueur en février 2019	49
Tableau 3 : Quotas fixés pour la période 2013-2025	50
Tableau 4 : Options d'adaptation proposées sous le scénario 1 et points faibles solutionnés	100

Encadrés

Encadré 1 : LCOE.....	28
Encadré 2 : Procédure d'octroi des certificats verts.....	33
Encadré 3 : Procédure de vente des certificats verts et de retour quota	37

Glossaire

Arrêté électricité verte	Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 17 décembre 2015 relatif à la promotion de l'électricité verte
Arrêté quotas	Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 décembre 2015 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
CEV	Contribution électricité verte
CV	Certificat vert
Electricité renouvelable	Electricité produite à partir de sources renouvelables.
Electricité verte	Electricité produite à partir de sources renouvelables et de cogénération fossile.
FIP	« Feed-in Premium » : Mécanisme de soutien à la production d'électricité verte qui consiste à octroyer aux producteurs une prime, en plus des revenus qu'ils perçoivent de la vente de l'électricité sur le marché.
FIT	« Feed-in Tariff » : Mécanisme de soutien à la production d'électricité verte qui consiste à octroyer aux producteurs un niveau de revenu global garanti. Ces revenus incluent le soutien en lui-même, ainsi que le revenu qui pourrait être attendu de la vente de l'électricité sur le marché.
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GRTR	Gestionnaire de réseau de transport régional
GSC	« Groenstroomcertificaat » : ce sont les certificats verts octroyés par la Région Flamande aux producteurs d'électricité renouvelable.
LCOE	<p>« Levelized Cost of Energy » : Coût par kWh d'énergie produite de la construction et l'exploitation d'une installation de production d'électricité sur l'entièreté de sa durée de vie réglementaire.</p> <p>Sont pris en compte des coûts de capital, les coûts de combustible, les coûts opérationnels et de maintenance fixes ou variables, les coûts de financement et un taux d'utilisation de chaque installation-type.</p>
OSP	Obligation de service public
Prosumers	Consommateur produisant tout ou partie de l'énergie qu'il consomme
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
RES	« Renewable Energy Source » ou Source d'énergie renouvelable
RF	Région flamande
RQ	Retour quota

Executive summary

Français

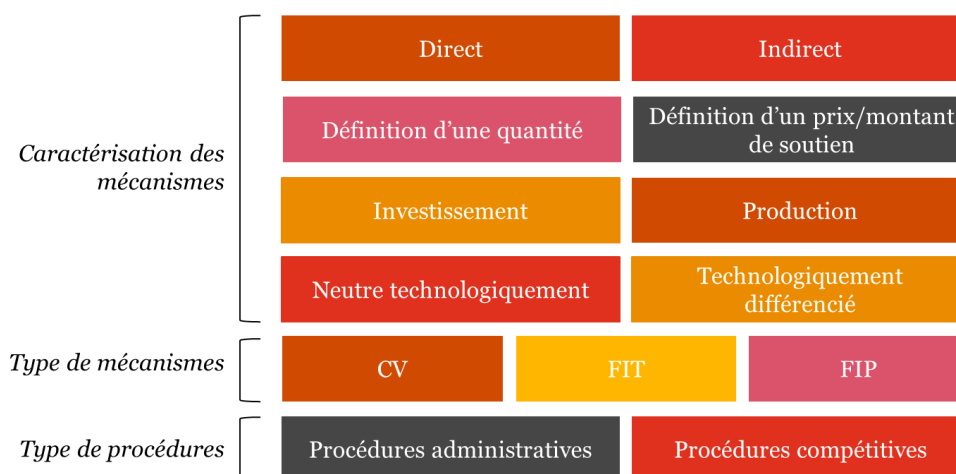
Le présent document constitue le rapport final relatif à l'**étude qualitative du système actuel de soutien à la production d'électricité verte¹ en Région de Bruxelles-Capitale**. La mission a été commanditée par Brugel, la commission de régulation bruxelloise pour les marchés du gaz et de l'électricité. Cette mission avait pour objectif d'évaluer, de façon qualitative, le fonctionnement et la performance du mécanisme actuel de soutien à la production d'électricité verte : le marché des CV. Par la suite, les conclusions de cette première analyse devaient alimenter la recherche de pistes d'évolution du mécanisme, vers deux directions différentes : en restant dans un mécanisme de marché ou en sortant.

Les mécanismes de soutien nationaux ou régionaux à l'investissement ou à la production d'électricité renouvelable jouent un rôle important dans le déploiement des énergies propres et dans l'atteinte des objectifs européens en matière d'énergie et de climat. Sur base des objectifs fixés par l'Union Européenne, les Etats Membres doivent eux-mêmes fixer leurs objectifs nationaux/régionaux leur permettant ainsi de bénéficier d'une certaine autonomie dans la mise en œuvre de politiques de soutien adéquates pour atteindre le déploiement renouvelable souhaité.

En théorie, on constate plusieurs façons de soutenir le déploiement de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. Les instruments qui existent peuvent différer de plusieurs manières et l'on distingue divers critères permettant de classifier l'ensemble des mesures de soutien existantes notamment en termes de :

- Caractéristiques propres des mécanismes,
- Type de mécanismes,
- Type de procédures.

L'ensemble des possibilités de classification des mécanismes est illustré ci-dessous et fait l'objet d'une explication détaillée dans la suite du texte.



¹ Le périmètre de la présente étude considère la production d'électricité verte. Une distinction doit être formulée par rapport à la notion d'électricité renouvelable, qui comprend uniquement la production à partir de sources renouvelables et non pas celle issue de cogénération fossile. En effet, au sein des trois régions de Belgique, la cogénération fossile est également soutenue, à un titre similaire que la production renouvelable. Dans d'autres pays par contre, seul le renouvelable est soutenu.

Les trois types de mécanismes présentés ci-dessus ont été abordés, dans la pratique, au travers de ce rapport, que cela soit pour l'analyse même du cas bruxellois, ou alors via un exercice de benchmark sur 12 régions et pays européens.

Screening du système actuel de soutien à la production d'électricité renouvelable

Le paysage bruxellois de soutien actuel est principalement composé d'un mécanisme de soutien: les certificats verts et le retour quota. Ce mécanisme vise à soutenir les producteurs d'électricité verte en leur octroyant un certain nombre de CV (dépendant du taux d'octroi en vigueur et du volume de production enregistré). Ces CV sont ensuite valorisés au travers de leur vente aux fournisseurs (ou agrégateurs, ou intermédiaires): la contrepartie financière de cette transaction constitue le soutien perçu par le producteur. De son côté, le fournisseur achète des CV dans le but de satisfaire le quota renouvelable qui lui est imposé; c'est-à-dire qu'il doit rendre une quantité de CV équivalente au quota (pourcentage) appliqué sur sa fourniture totale annuelle d'électricité.

Ce mécanisme a d'abord été analysé en termes de fonctionnement, et ce à trois niveaux différents: les principes de fonctionnement d'un mécanisme de marché (à savoir l'offre, la demande et l'équilibre de marché), les systèmes mis en place pour opérationnaliser un tel mécanisme et enfin, les modalités détaillées d'implémentation. En second temps, une analyse de performance a permis de mettre en lumière l'effectivité, l'efficacité et l'efficience du mécanisme des certificats verts bruxellois.

De façon synthétique, l'analyse de la performance et du fonctionnement du mécanisme actuel a conclu aux points suivants:

- En termes de principe de fonctionnement, le marché des certificats verts semble fonctionner correctement. La mise en relation de l'offre et de la demande de CV illustre un surplus de CV jusqu'à présent en termes de volume. Il ne semble pas y avoir de problème structurel sur le marché des CV bruxellois. Cependant, des tensions de liquidité ont été décrites. Elles émergent de la difficulté à faire rencontrer l'offre et la demande.
- Les outils existants répondent principalement à des besoins en termes de procédures mais n'offrent que peu de valeur ajoutée pour les acteurs de marché.
- Les modalités d'implémentation sont relativement claires. Le rôle et les prérogatives des différentes parties sont connus et ne semblent pas causer quelque tension. La communication et la transparence posent toutefois deux problèmes majeurs: un manque d'information (symétrique) pour les différentes parties du marché et un manque d'informations sur les contrats d'achat de CV à long-terme.
- En ce qui concerne la performance du mécanisme actuel, l'évaluation de son effectivité² est positive. A contrario, l'analyse de l'efficacité³ et de l'efficience⁴ du mécanisme est plus nuancée. De fait, le coût financier du mécanisme est relativement élevé. Ensuite, le développement d'installations de production d'électricité verte se heurte aux barrières que représentent le contexte bruxellois, sa densité, son urbanisation, et la caractérisation de sa population.

² L'évaluation de l'effectivité vise à répondre à la question suivante: le système produit-il les effets attendus, i.e. la production d'énergie renouvelable se développe-t-elle en Région de Bruxelles-Capitale?

³ L'évaluation de l'efficacité vise à répondre à la question suivante: le système produit-il les objectifs souhaités, i.e. la production d'énergie renouvelable atteint-elle le niveau souhaité?

⁴ L'évaluation de l'efficience vise à répondre à la question suivante: le système produit-il les objectifs souhaités au moindre coût, i.e. les résultats atteints sont-ils cohérents avec les efforts (financiers, techniques, humains...) déployés?

Benchmark des systèmes de soutien existants dans d'autres pays européens

Dans un but de mise en perspective de ces résultats, un exercice de benchmark a été élaboré, visant à détailler les mécanismes et modalités de soutien de la production d'électricité verte dans douze pays et régions d'Europe. Les mécanismes constatés dans différents pays et régions ont donc été passés en revue : la région flamande, la région wallonne, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Luxembourg, le Royaume-Uni, l'Espagne, l'Italie, le Danemark, la Suède et l'Estonie

Au travers de cet exercice, trois types principaux de mécanismes ont été identifiés : les certificats verts, le « *feed-in tariff* » et « *feed-in premium* » (dont une description détaillée est disponible au début de ce rapport). L'analyse a ensuite porté sur l'identification des pays à partir desquels la Région de Bruxelles-Capitale devait potentiellement s'inspirer en vue d'optimiser sa performance (évaluation de l'effectivité, de l'efficacité et de l'efficience des mécanismes de soutien). Les pays les plus efficaces sont principalement l'Estonie, puis le Royaume-Uni et le Danemark.

Piste d'évolution du système actuel

Enfin, les deux premières phases d'analyse ont tendu à définir des pistes d'évolution du mécanisme actuel. Dans ce cadre, trois scénarios différents ont été identifiés et développés. Le premier s'inscrit dans une dynamique de marché. Il est relativement semblable au mécanisme actuel, si ce n'est qu'il propose quatre options d'optimisation à portée plutôt opérationnelle. Ensuite, les deux autres scénarios sortent de la notion de marché en proposant soit un CV à prix unique (scénario 2), soit une prime à la production (*Generation premium*, scénario 3). L'ensemble de ces pistes d'évolution ont été soumises à la consultation des stakeholders. Sur cette base notamment, un avis par rapport à chacun de ces scénarios et options a été formulé au vu de l'impact attendu sur le fonctionnement et la performance du mécanisme actuel. Il en ressort la recommandation suivante :

- Après analyse des différents scénarios (et des différentes options pour le scénario 1), il est recommandé de mettre en œuvre le scénario 1, et plus précisément ses options 1 et 3A. En pratique, il s'agit donc de maintenir le mécanisme actuel de soutien, tout en y apportant deux modifications : la création d'une plateforme informative facilitant la rencontre de l'offre et de la demande et l'augmentation des classes de puissance servant à définir les coefficients multiplicateurs applicables à la filière solaire photovoltaïque. La mise en œuvre de ce scénario (et des options précitées) vise à atteindre l'objectif principal d'optimisation du mécanisme existant, à savoir la rencontre de l'offre et de la demande. De façon plus large, ce sont des objectifs de stabilité, de facilité et de faible coût d'implémentation qui sont également visés.
- Cependant, dans le cas où le contexte politique bruxellois met en avant une ambition de simplification maximisée du mécanisme entier et de réduction des coûts à plus long terme, une piste d'évolution externe doit alors être envisagée. Dans ce contexte, le passage à une prime à la production (*generation premium*, scénario 3) est préconisé. En effet, cette seconde solution offre des avantages conséquents en termes de simplification du mécanisme, à mettre en regard de l'incertitude et du manque de stabilité qu'une telle transition risque de causer sur le déploiement des installations de production d'électricité verte.

Le choix du scénario à implémenter doit par conséquent résulter d'une décision politique, définissant un ordre de priorité dans le(s) objectif(s) à atteindre par la Région de Bruxelles-Capitale, en matière de soutien à la production d'électricité verte.

Dans tous les cas, la consultation des stakeholders a mis en exergue la nécessité absolue d'instaurer un climat de stabilité et de certitude pour les producteurs et investisseurs. Cela s'obtient par la mise en place d'une stratégie de transition optimale.

Néerlandais

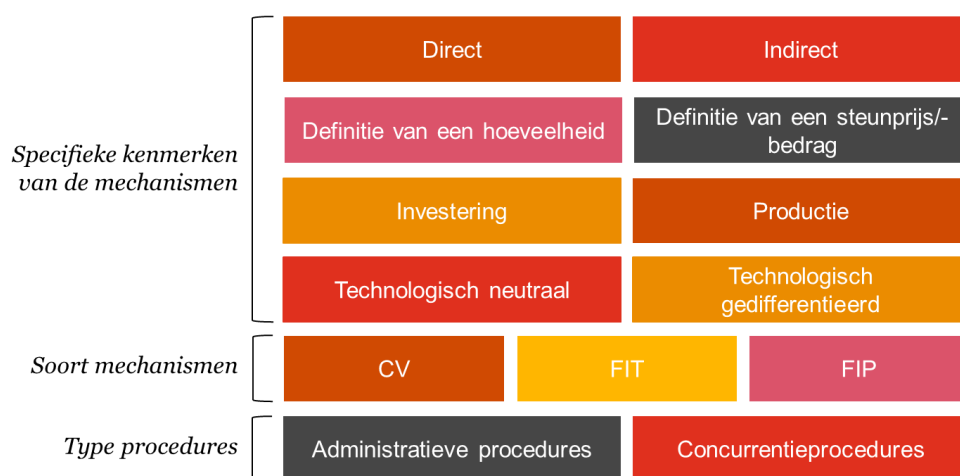
Dit document vormt het eindrapport over de kwalitatieve studie van de huidige steunmechanisme voor groene elektriciteitsproductie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. De missie werd uitgevoerd in opdracht van Brugel, de Brusselse reguleringscommissie voor de gas- en elektriciteitsmarkten. Het doel van deze missie was om de werking en de prestaties van het huidige steunmechanisme voor groene elektriciteitsproductie: de CV-markt, kwalitatief te beoordelen. De conclusies van deze eerste analyse moesten vervolgens worden gebruikt bij het zoeken naar manieren om het mechanisme in twee verschillende richtingen te ontwikkelen: door in of uit de buurt van een marktmechanisme te blijven.

Nationale of regionale steunmechanismen voor investeringen of duurzame elektriciteitsproductie spelen een belangrijke rol bij de ontwikkeling van schone energie en de verwezenlijking van de Europese energie- en klimaatdoelstellingen. Op basis van de door de Europese Unie vastgestelde doelstellingen moeten de lidstaten zelf hun nationale/regionale doelstellingen vaststellen, zodat zij een zekere mate van autonomie genieten bij de uitvoering van een adequaat ondersteuningsbeleid om de gewenste invoering van hernieuwbare energiebronnen te bereiken.

In theorie zijn er verschillende manieren om de inzet van nieuwe installaties voor duurzame elektriciteitsproductie te ondersteunen. De bestaande instrumenten kunnen op verschillende manieren verschillen en er kunnen verschillende criteria worden onderscheiden om alle bestaande steunmaatregelen te classificeren, met name wat betreft:

- Specifieke kenmerken van de mechanismen,
- Soort mechanismen,
- Type procedures.

Alle mogelijkheden voor het classificeren van mechanismen worden hieronder geïllustreerd en worden verderop in de tekst in detail uitgelegd.



De drie soorten mechanismen die hierboven zijn gepresenteerd, zijn in de praktijk behandeld in dit verslag, hetzij voor de analyse van de Brusselse context zelf, hetzij door middel van een benchmarking van 12 Europese regio's en landen.

Screening van de huidige steunmechanisme voor groene elektriciteitsproductie

Het huidige Brusselse steunlandschap bestaat voornamelijk uit een steunmechanisme: groenestroomcertificaten en teruggave van quota. Dit mechanisme heeft tot doel de producenten van groene elektriciteit te ondersteunen door hun een bepaald aantal CV's toe te kennen (afhankelijk van het geldende subsidiepercentage en het geregistreerde productievolume). Deze cv's worden vervolgens gewaardeerd via hun verkoop aan leveranciers (of aggregatoren of intermediairs): de financiële tegenhanger van deze transactie is de steun die de producent ontvangt. De leverancier van zijn kant koopt CV's aan om te voldoen aan het hem opgelegde quotum voor hernieuwbare energie, d.w.z. dat hij een hoeveelheid CV's moet teruggeven die gelijk is aan het quotum (percentage) dat op zijn totale jaarlijkse elektriciteitsvoorziening wordt toegepast.

Dit mechanisme werd eerst op drie verschillende niveaus geanalyseerd wat betreft de werking ervan: de werkingsbeginselen van een marktmechanisme (d.w.z. vraag, aanbod en marktevenwicht), de systemen die zijn ingevoerd om een dergelijk mechanisme in werking te stellen en ten slotte de gedetailleerde uitvoeringsbepalingen. Ten tweede heeft een prestatie-analyse de doeltreffendheid, efficiëntie en efficiëntie van het Brusselse mechanisme van groene certificaten aangetoond.

Samenvattend kan uit de analyse van de prestaties en de werking van het huidige mechanisme worden geconcludeerd dat

- In principe lijkt de markt voor groene certificaten goed te functioneren. De afstemming van vraag en aanbod van CV's toont aan dat er tot nu toe een overschot aan CV's in volume is. Er lijkt geen structureel probleem te bestaan op de Brusselse CV-markt. De liquiditeitsspanningen zijn echter afgenomen. Zij komen voort uit de moeilijkheid om vraag en aanbod op elkaar af te stemmen.
- De bestaande instrumenten voldoen voornamelijk aan de procedurele behoeften, maar bieden weinig toegevoegde waarde voor de marktpelers.
- De uitvoeringsmodaliteiten zijn relatief duidelijk. De rol en prerogatieven van de verschillende partijen zijn bekend en lijken geen spanningen te veroorzaken. Communicatie en transparantie leveren echter twee grote problemen op: een gebrek aan (symmetrische) informatie voor de verschillende marktpartijen en een gebrek aan informatie over CV-aankoopcontracten op lange termijn.
- Wat de prestaties van het huidige mechanisme betreft, is de beoordeling van de doeltreffendheid⁵ ervan positief. Anderzijds is de analyse van de effectiviteit⁶ en efficiëntie⁷ van het mechanisme genuanceerder. De financiële kosten van het mechanisme zijn relatief hoog. Ten tweede wordt de ontwikkeling van installaties voor de productie van groene elektriciteit geconfronteerd met belemmeringen zoals de Brusselse context, de dichtheid, de verstedelijking en de karakterisering van het milieu.

Benchmark van bestaande ondersteuningssystemen in andere Europese landen

Om deze resultaten in perspectief te plaatsen, werd een benchmarking ontwikkeld om de mechanismen en modaliteiten voor de ondersteuning van de productie van groene elektriciteit in twaalf Europese landen en regio's in detail te beschrijven. Daarom hebben we de mechanismen in verschillende landen en regio's herzien: het

⁵ De evaluatie van de doeltreffendheid heeft tot doel een antwoord te geven op de volgende vraag: heeft het systeem de verwachte effecten, d.w.z. ontwikkelt de productie van hernieuwbare energie zich in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest?

⁶ De beoordeling van de effectiviteit heeft tot doel een antwoord te geven op de volgende vraag: levert het systeem de gewenste doelstellingen op, d.w.z. bereikt de productie van hernieuwbare energie het gewenste niveau?

⁷ De beoordeling van de efficiëntie heeft tot doel een antwoord te geven op de volgende vraag: levert het systeem de gewenste doelstellingen op tegen de laagste kosten, d.w.z. zijn de bereikte resultaten in overeenstemming met de geleverde inspanningen (financieel, technisch, menselijk, ...)?

Vlaamse Gewest, het Waalse Gewest, Frankrijk, Duitsland, Frankrijk, Nederland, Luxemburg, het Verenigd Koninkrijk, Spanje, Italië, Denemarken, Zweden en Estland.

Door middel van deze oefening hebben we drie hoofdtypen mechanismen geïdentificeerd: groenestroomcertificaten, het "feed-in tarief" en de "feed-in premie" (waarvan een gedetailleerde beschrijving beschikbaar is in het begin van dit verslag). Vervolgens hebben we de landen geïdentificeerd waaruit het Brussels Hoofdstedelijk Gewest inspiratie zou moeten putten om zijn prestaties te optimaliseren (evaluatie van de doeltreffendheid, de efficiëntie en de efficiëntie van de steunmechanismen). De meest effectieve landen zijn voornamelijk Estland, gevolgd door het Verenigd Koninkrijk en Denemarken.

Mogelijke evolutie van het huidige systeem

Ten slotte hebben de eerste twee analysefasen de neiging om later de evolutionaire paden van het huidige mechanisme te bepalen. In dit verband hebben we drie verschillende scenario's geïdentificeerd. De eerste is onderdeel van een marktdynamiek. Het is relatief gelijkaardig aan het huidige mechanisme, behalve dat het vier optimaliseringsopties biedt met een vrij operationele reikwijdte. De andere twee scenario's gaan verder dan het begrip "markt" door een CV met een enkele prijs (scenario 2) of een productiepremie (productiepremie, scenario 3) voor te stellen. Al deze ontwikkelingsmogelijkheden zijn ter raadpleging aan de belanghebbenden voorgelegd. Op basis hiervan is met name een advies over elk van deze scenario's en opties geformuleerd met het oog op het verwachte effect op de werking en de prestaties van het huidige mechanisme. De volgende aanbeveling komt naar voren:

- Na analyse van de verschillende scenario's (en de verschillende opties voor scenario 1) wordt aanbevolen om scenario 1, en meer bepaald de opties 1 en 3A, uit te voeren. In de praktijk is het dus de bedoeling om het huidige ondersteuningsmechanisme te handhaven, met twee wijzigingen: de oprichting van een informatieplatform om de afstemming van vraag en aanbod te vergemakkelijken en de verhoging van de vermogensklassen die gebruikt worden om de vermenigvuldigingscoëfficiënten voor de fotovoltaïsche zonne-energiesector te bepalen. De uitvoering van dit scenario (en de bovengenoemde opties) is gericht op het bereiken van de hoofddoelstelling, namelijk het optimaliseren van het bestaande mechanisme, d.w.z. het afstemmen van vraag en aanbod. Meer in het algemeen worden ook de doelstellingen van stabiliteit, gemak en lage uitvoeringskosten nagestreefd.
- Als de Brusselse politieke context echter de ambitie benadrukt om het hele mechanisme zo eenvoudig mogelijk te maken en de kosten op langere termijn te verlagen, moet een extern ontwikkelingstraject worden overwogen. In dit verband wordt de overgang naar een productiepremie (opwekkingspremie, scenario 3) aanbevolen. Deze tweede oplossing biedt namelijk aanzienlijke voordelen in termen van vereenvoudiging van het mechanisme, in vergelijking met de onzekerheid en het gebrek aan stabiliteit die een dergelijke overgang zou kunnen veroorzaken bij de ontwikkeling van installaties voor de productie van groene elektriciteit.

De keuze van het uit te voeren scenario moet dus voortvloeien uit een politieke beslissing, waarbij een volgorde van prioriteit wordt bepaald voor de doelstelling(en) die het Brussels Hoofdstedelijk Gewest moet(en) bereiken op het vlak van steun aan de productie van groene elektriciteit.

In ieder geval is uit de raadpleging van de belanghebbenden naar voren gekomen dat het absoluut noodzakelijk is een klimaat van stabiliteit en zekerheid voor producenten en investeerders te creëren. Dit wordt bereikt door een optimale overgangsstrategie te implementeren.

Introduction

Introduction

Le présent document constitue le rapport final relatif à l'**étude qualitative du système actuel de soutien à la production d'électricité verte⁸ en Région de Bruxelles-Capitale**. Commanditée par Brugel, la commission de régulation bruxelloise pour les marchés du gaz et de l'électricité, la mission vise à apporter une évaluation du fonctionnement du système actuel de soutien à la production verte, pour ensuite entamer une réflexion sur les pistes d'évolution à envisager. Les conclusions de ces pistes d'évolution considèrent divers scénarios, que cela soit en restant dans le cadre du système actuel (à savoir un marché de certificats verts) ou en évoluant vers un système différent (en imaginant une sortie d'un mécanisme dit de marché).

L'objet de ce rapport est de présenter l'analyse effectuée par rapport au fonctionnement et à la performance du mécanisme actuel et les conclusions formulées sur les pistes d'évolution à envisager par rapport au système actuel de soutien à la production verte en Région bruxelloise. Pour ce faire, la mission a été segmentée en trois phases : les deux premières analysent le mécanisme dans son fonctionnement actuel (situation « as is ») et la troisième imagine des pistes d'évolution futures (situation « to be »). La première consiste en une analyse des forces, faiblesses, opportunités et menaces (analyse SWOT) du système actuel, ainsi qu'une analyse de performance dudit système. La seconde prévoit un benchmark comparatif des systèmes de soutien à la production renouvelable ou verte (dépendamment du pays ou de la région étudié) présents dans douze autres pays/régions d'Europe. Les résultats de ces deux phases de travail visent à mettre en lumière des critères et objectifs qui devront être poursuivis au travers des scénarios d'évolution du système actuel. Ces scénarios font l'objet de la troisième phase qui analyse les pistes d'évolution les plus adéquates par rapport au contexte bruxellois et aux faiblesses du mécanisme actuel, telles que précédemment identifiées.

La mission faisant l'objet du présent rapport s'est déroulée de décembre 2018 à juillet 2019, et a été accompagnée de diverses réunions de travail avec le Pouvoir Adjudicateur. Deux tables rondes réunissant les parties prenantes ont également été organisées en date du 21 janvier 2019 et du 18 mars 2019 afin d'assurer la représentativité des points de vue des différents acteurs du marché dans notre analyse qualitative. Pour les acteurs indisponibles à cette table ronde, une proposition de rencontre bilatérale leur a été offerte, à laquelle certains ont répondu positivement.

Sur cette base, le présent rapport est structuré de la façon suivante :

1. Aperçu des mécanismes de soutien

Cette section offre une description théorique détaillée des mécanismes de soutien pouvant être mis en place.

2. Screening du système actuel de soutien à la production d'électricité renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale

Cette section analyse le fonctionnement et la performance du système de soutien actuel à la production renouvelable, au moyen d'une analyse des forces, faiblesses, opportunités et menaces du système actuel au travers de laquelle les parties prenantes ont pu exprimer leur opinion.

3. Benchmark des systèmes de soutien existants dans d'autres pays européens

8 Le périmètre de la présente étude considère la production d'électricité verte. Une distinction doit être formulée par rapport à la notion d'électricité renouvelable, qui comprend uniquement la production à partir de sources renouvelables et non pas celle issue de cogénération fossile. En effet, au sein des trois régions de Belgique, la cogénération fossile est également soutenue, à un titre similaire que la production renouvelable. Dans d'autres pays par contre, seul le renouvelable est soutenu.

Cette section analyse les systèmes de soutien à la production d'électricité renouvelable présents dans douze pays et régions d'Europe. Ces pays/régions sont : la Région wallonne, la Région flamande, la France, l'Allemagne, l'Italie, les Pays-Bas, l'Espagne, le Royaume-Uni, la Suède, le Luxembourg, le Danemark et l'Estonie.

4. Pistes d'évolution du système actuel

Cette section a pour objectif de proposer des pistes d'évolution du mécanisme actuel. Ces pistes sont séparées en deux dimensions : les pistes d'évolution dans le cadre d'un mécanisme de marché et celles hors du cadre d'un mécanisme de marché. Dans tous les cas, elles visent à solutionner les faiblesses du mécanisme actuel, telles qu'identifiées dans les sections précédentes.

5. Conclusions

Cette section synthétise l'ensemble des conclusions formulées dans le présent rapport, ainsi que les recommandations que nous préconisons de mettre en œuvre.

6. Annexes

Les annexes reprennent la bibliographie de cette étude, les questions et résultats des tables rondes tenues le 21 janvier et le 18 mars 2019 et des rencontres bilatérales connexes, ainsi que les fiches-pays récapitulatives issues de l'exercice de benchmark. Enfin, nous reprenons en dernier lieu les procès-verbaux de l'ensemble des réunions tenues avec le Pouvoir Adjudicateur et/ou les parties prenantes.

Aperçu des mécanismes de soutien

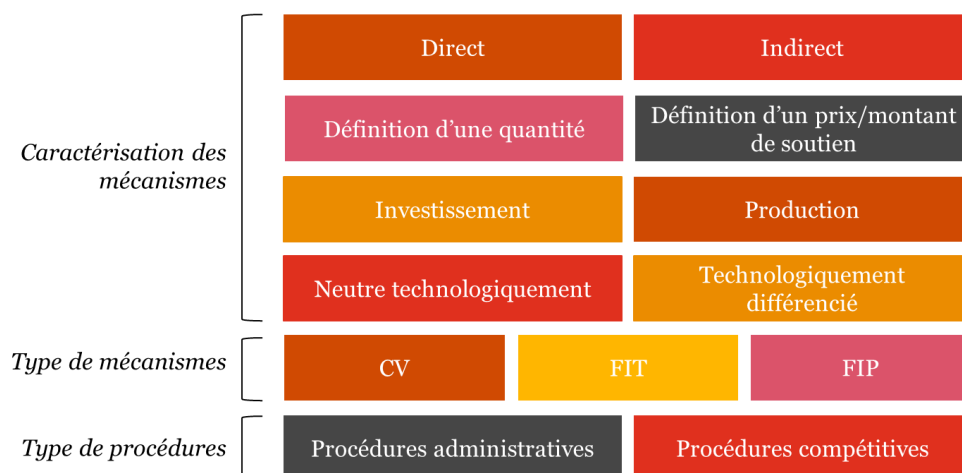
Aperçu des mécanismes de soutien

Les mécanismes de soutien nationaux ou régionaux à l'investissement ou à la production d'électricité renouvelable jouent un rôle important dans le déploiement des énergies propres et dans l'atteinte des objectifs européens en matière d'énergie et de climat. Sur base des objectifs fixés par l'Union Européenne, les Etats Membres doivent eux-mêmes fixer leurs objectifs nationaux/régionaux leur permettant ainsi de bénéficier d'une certaine autonomie dans la mise en œuvre de politiques de soutien adéquates pour atteindre le déploiement renouvelable souhaité.

On constate plusieurs façons de soutenir le déploiement de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable. Les instruments qui existent peuvent différer de plusieurs manières et l'on distingue divers critères permettant de classer l'ensemble des mesures de soutien existantes notamment en termes de :

- Caractéristiques propres des mécanismes,
- Type de mécanismes,
- Type de procédures.

L'ensemble des possibilités de classification des mécanismes est illustré ci-dessous et fait l'objet d'une explication détaillée dans la suite du texte.



Caractérisation des mécanismes

Les mécanismes de soutien à l'énergie renouvelable peuvent être caractérisés par différents critères :

- Caractère direct ou indirect du mécanisme

Les mécanismes incitatifs **directs** à savoir ceux qui interviennent directement auprès des acteurs du marché de l'électricité renouvelable tant en matière de soutien à l'investissement que de soutien à la production sont à mettre en opposition aux mécanismes **indirects** pouvant prendre les deux formes suivantes :

- ceux octroyés en complément d'un mécanisme principal de soutien (CV, FIT ou FIP) comme par exemple le mécanisme de compensation ou l'accès prioritaire au réseau.

- ceux visant à développer les énergies plus propres dans leur ensemble. Il s'agit notamment des taxes environnementales comme par exemple la taxe carbone.

- Quantité ou prix/montant de soutien

Les mécanismes de soutien peuvent également se baser soit sur la définition d'une **quantité** d'électricité renouvelable à produire (ou exprimée en termes de capacité de production installée), soit sur **un montant / prix de soutien** aux producteurs ou opérateurs de production d'électricité renouvelable.

A titre d'illustration, le mécanisme des certificats et quotas est basé sur la définition d'une quantité d'électricité renouvelable à soutenir : ce sont les quotas et le taux d'octroi qui définissent la quantité de certificats qui sera achetée et vendue. En effet, le niveau du soutien (e.g. le prix de transaction des certificats) n'est pas prédéfini et varie en fonction de la dynamique de marché.

A contrario, pour les mécanismes définissant un montant de soutien, ce montant est octroyé au producteur bénéficiaire, indépendamment de la quantité totale d'électricité renouvelable qui est en fine produite.

En réalité, on observe que les deux types de mécanismes sont principalement illustrés dans les mécanismes soutenant la production.

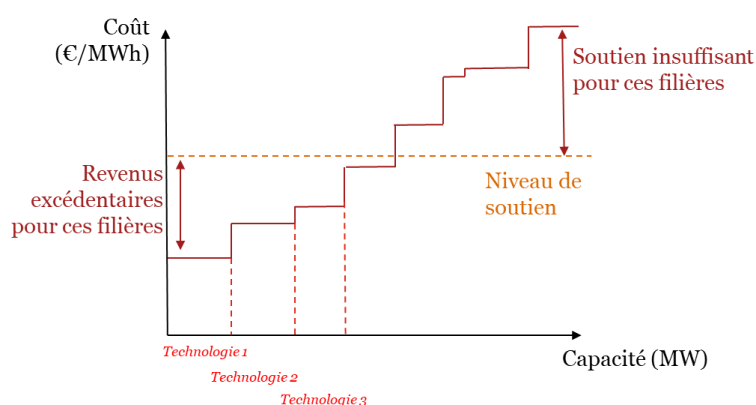
- Soutien à l'investissement vs. Soutien à la production

Certains mécanismes visent à favoriser les **investissements** réalisés pour développer une capacité de production, et d'autres, à favoriser la **production** d'électricité renouvelable en tant que telle. Le soutien à l'investissement se matérialise principalement au travers de primes ou d'incitants fiscaux, tels que les crédits d'impôt, les taux de TVA réduits, etc.

- Technologiquement neutre ou différencié

Le niveau de soutien peut être accordé de façon uniforme pour toutes les technologies de production d'électricité verte ou peut intégrer une différenciation selon la technologie de production. Dans le cas où aucune technologie de production d'électricité verte en particulier n'est préconisée, une valeur unique par unité de production est assignée à toutes les installations bénéficiaires (généralement exprimée en EUR/MWh) : le système est alors dit **neutre technologiquement**. Si ce système a l'avantage de ne discriminer aucune technologie et de, à plus long terme, permettre de favoriser les technologies les moins coûteuses, il existe toutefois un risque de sous- ou sur-subsidation. En effet, chaque technologie a en principe des coûts différents. Par conséquent, la mise en place d'un niveau de soutien uniforme va permettre aux technologies à plus bas coûts de bénéficier de rendements excédentaires. En opposition, les filières impactées par de larges coûts vont bénéficier d'un soutien qui sera insuffisant pour prendre en charge leurs coûts. Ce cas est illustré dans la Figure 1 ci-dessous.

Figure 1 : Niveau de soutien neutre technologiquement



Une telle illustration argumente l'intérêt de discriminer le niveau de soutien offert en fonction des technologies et filières de production d'électricité renouvelable. Cette discrimination peut viser une plus juste couverture des coûts encourus par les différentes technologies ou alors un souhait de favoriser l'une ou l'autre de ces filières (par volonté politique par exemple). Néanmoins, une incertitude sur les coûts réellement encourus par chaque technologie complique la mise en place d'un système différencié.

La **différenciation du niveau de soutien** en fonction des technologies ou de la taille des unités de production n'est pas une tâche aisée, dans le sens où une série de caractéristiques doit être prise en compte afin de déterminer le niveau de soutien adéquat pour chaque installation. Les facteurs principaux à considérer englobent notamment les spécificités techniques, économiques et financières, les conditions d'implantation qui peuvent parfois influencer la disponibilité et le rendement de la ressource utilisée, les conditions économiques et fiscales locales, le contexte politique, etc. Au vu de l'asymétrie d'information existant entre l'autorité et les producteurs, ces éléments constituent d'autant plus de facteurs qui posent un risque de sur- ou sous-compensation des producteurs.

Pour conclure, le Tableau 1 ci-dessous fournit une vue synthétique sur la diversité des systèmes qui peuvent être présents dans les pays, en fonction de leurs principales caractéristiques. Comme on peut le constater, la combinaison des différentes caractéristiques donne lieu à un certain nombre de types de mécanisme. Dans la pratique, les réalités de mise en œuvre parfois complexe donnent lieu à un paysage davantage nuancé et varié. Ces différents mécanismes sont présentés à la section suivante.

Tableau 1: Cartographie des mécanismes de soutien

	<i>Directs</i>	<i>Indirects</i>
<i>Soutien aux investissements</i>	<p><i>Soutien en termes de prix</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Primes à l'investissement • Incitants fiscaux : crédits d'impôt, taux de TVA réduits, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> • Taxes environnementales, • Taxes carbone, • Accès garanti et/ou prioritaire au réseau, • Mécanisme de compensation, • Garanties d'origine, • ...
<i>Soutien à la production</i>	<p><i>Soutien en termes de quantité</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Feed-in tariffs (FIT) • Feed-in premiums (FIP) • Systèmes de quotas et de certificats 	

Types de mécanismes

Une seconde possibilité de classification des mécanismes de soutien existant vise les différents types de mécanismes. Dans la suite de cette section, nous reprenons une description détaillée des mécanismes existants en les classant en quatre catégories :

- Certificats verts et retour quota,
- Feed-in tariffs,
- Feed-in premiums,
- Autres mécanismes.

Certificats verts et retour quota

Le **mécanisme des certificats et du retour quota** consiste en un échange de titres immatériels (les certificats verts) dans un marché où l'offre et la demande se rencontrent.

En premier lieu, les producteurs se voient octroyer un certain nombre de certificats verts (CV), en fonction notamment du taux d'octroi (nombre de CV par MWh produit) qui leur est applicable et de leur production. La valorisation de ces certificats se passe au moyen d'un marché où l'offre – les producteurs – rencontre la demande – les fournisseurs d'électricité. Les fournisseurs d'électricité sont en effet obligés d'acheter un certain nombre de CV, équivalent à un quota (pourcentage de leur fourniture annuelle d'électricité) qui leur est imposé.

A la fin d'une période prédéterminée, ils doivent rendre compte au régulateur (ou toute autre autorité compétente) des certificats verts achetés. En cas de non-respect du quota, une amende peut leur être imposée par certificat manquant. Le quota est déterminé par l'administration sur base de l'ambition politique de développer la production d'électricité renouvelable, ainsi que sur base du potentiel de développement.

Le prix de la transaction dépend donc de la dynamique de marché et peut fluctuer au fil du temps. Par conséquent, le niveau de soutien perçu par le producteur n'est pas fixé. Cependant, des systèmes de plafond ou plancher peuvent être mis en place afin d'offrir une certaine sécurité aux producteurs sur le soutien qu'ils vont recevoir :

- D'une part, le **plancher** peut prendre la forme d'une obligation de rachat par une autorité compétente (le GRTR en Belgique par exemple), à un prix prédéterminé. Les producteurs se voient ainsi garantir un soutien minimum pour leur production, une sécurité importante du point de vue de l'investisseur.
- D'autre part, en théorie, l'amende imposée aux fournisseurs peut agir comme **plafond** : si le prix de transaction des CV tend à dépasser le niveau de cette amende, il apparaît moins coûteux pour un fournisseur de payer cette amende que d'acheter de nouveaux CV. En réalité, la théorie ne s'applique pas toujours ; certaines spécificités (comme un régime fiscal défavorable) peuvent rendre l'amende non souhaitable.

La mise en place d'un mécanisme de certificats verts et de retour quota exige d'assurer un équilibre relatif sur le marché en termes d'offre et de demande de CV : il est important d'assurer une certaine liquidité du marché afin de permettre aux fournisseurs de remplir leur obligation de retour quota sans pour autant compromettre la capacité des producteurs à trouver un acheteur sur le marché.

En général, le taux d'octroi des CV est soumis à des revues périodiques dans le but d'assurer une adéquation entre le niveau de soutien octroyé et les paramètres économiques/de rentabilité de l'investissement. Cette revue n'est pas rétroactive mais concerne uniquement le taux à appliquer pour les nouvelles installations.

Feed-in tariffs

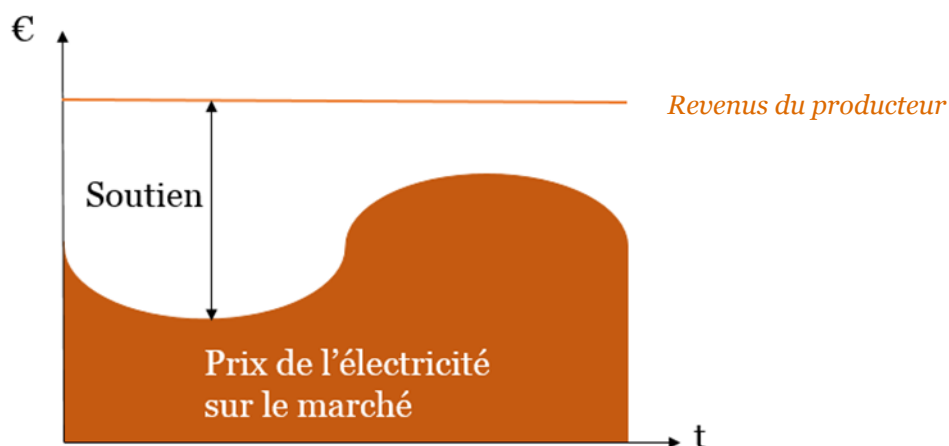
Les feed-in tariffs consistent à fournir aux producteurs d'électricité verte une **garantie sur leur niveau de revenu**. Ce mécanisme se différencie des systèmes de quotas et certificats parce qu'il est implémenté au travers d'une détermination du niveau de revenu. Plus précisément, le soutien est ici donné aux producteurs au travers d'un revenu garanti sur la vente de l'électricité verte qu'ils produisent⁹. Au travers de ce mécanisme, l'électricité se vend à un prix, dit « **prix référence** », pour une durée déterminée et ce indépendamment des variations de prix du marché de l'électricité.

Le mécanisme fonctionne sur base d'une obligation d'achat d'électricité au prix référence par une tierce partie à laquelle le producteur est généralement lié contractuellement (le paiement est effectué en un seul montant). Ce prix s'articule en deux composantes :

- la première correspond au prix du marché de l'électricité ;
- la seconde consiste en un soutien financier à la production d'électricité renouvelable.

Le montant de revenu unique garanti par unité d'électricité verte produite est donc constant pour le producteur et correspond au prix référence. En revanche, le montant de soutien varie en fonction de la fluctuation du prix de marché de l'électricité (étant donné qu'il est calculé comme la différence entre le prix fixe de référence et le prix de marché de l'électricité). Le mécanisme est illustré dans la Figure 2 ci-après.

Figure 2: Représentation conceptuelle d'un feed-in tariff avec prix référence¹⁰



La tierce partie (l'intermédiaire) achète l'électricité à un prix majoré et la revend ensuite sur le marché de l'électricité. Ce rôle peut être assuré par tout organisme indépendant et pouvant faire face aux risques financiers que cela implique : dans le cas où le prix de l'électricité est bas, l'écart entre le soutien octroyé aux producteurs et le revenu de l'intermédiaire augmente. Cependant, le prix de référence peut être assorti d'un plancher et/ou d'un plafond pour compenser les fluctuations importantes du prix de l'électricité.

Le financement d'un tel mécanisme peut se faire de différentes manières. Par exemple, dans certains cas où l'opérateur du réseau endosse ce rôle, le tarif peut être financé au moyen d'une surcharge répercutée alors directement sur la facture du consommateur final. Dans d'autres cas, un organisme indépendant est créé et peut par exemple être financé publiquement.

Les feed-in tariffs ont donc pour principale caractéristique de fournir une sécurité de revenu pour le producteur durant la durée de son contrat. Cela implique habituellement que le prix de référence soit défini ex ante, souvent

⁹ Bien que ces mécanismes visent de par leur nom à soutenir l'injection ("feed-in"), la présence de soutiens connexes de type mécanisme de compensation engendre l'octroi d'un soutien à la production, plutôt qu'à l'injection.

¹⁰ CEER (2016)

sur base d'une procédure administrative qui conclut généralement à un montant moyen de coût unitaire par technologie. Cette caractéristique peut avoir comme conséquence de sur- ou sous-compenser les producteurs d'électricité verte. A l'inverse, le FIT éloigne le producteur de la réalité du marché : ce dernier ne réagit plus aux signaux prix vu qu'il transmet son électricité produite à un intermédiaire. A l'extrême, un FIT peut avoir comme conséquence négative d'inciter un producteur à injecter en permanence son électricité dans le but de percevoir le soutien, même en cas de prix négatifs sur le marché.

L'application d'un niveau de revenu garanti est par ailleurs généralement aussi synonyme d'un accès à guichet ouvert au mécanisme. Alternativement, des procédures compétitives peuvent également être employées pour déterminer le niveau de soutien, ce qui peut permettre un meilleur contrôle du coût pour l'autorité subsidiaire. Cependant, ces procédures peuvent aussi être contraignantes pour les producteurs, là où un FIT a pour objectif premier de sécuriser le producteur et de faciliter son accès au soutien.

A l'instar des autres types de mécanismes, les FIT intègrent souvent une revue périodique du niveau de soutien. Une revue du prix référence permet ainsi d'ajuster le niveau de soutien en fonction des fluctuations du marché et des objectifs de production d'électricité verte – cela peut également permettre de pallier une sur- ou sous-compensation des producteurs. Ces révisions périodiques peuvent également adopter une approche dégressive du niveau de soutien, dans une optique où les coûts associés à la production d'électricité verte / à la technologie tendent à diminuer dans le temps.

Feed-in premiums

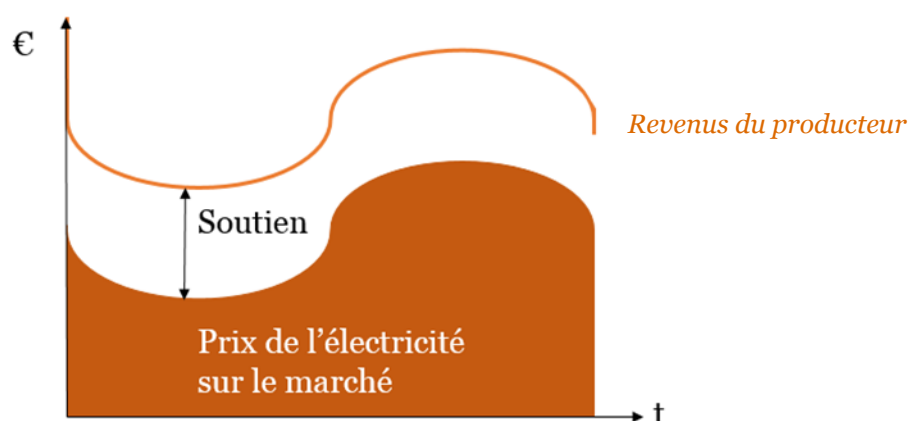
Le concept des feed-in premiums (FIP) est similaire à celui des feed-in tariffs (FIT) dans le sens où ce mécanisme consiste à compenser les producteurs d'électricité par un certain montant (un premium) en plus du prix du marché pour la vente d'électricité verte produite.

Les feed-in premiums peuvent en quelque sorte être qualifiés d'évolution des feed-in tariffs. La différence principale entre les FIP et les FIT réside dans le fait que dans le premier cas de figure, les producteurs sont obligés de vendre leur production sur le marché directement, avant de pouvoir percevoir le premium de soutien (de façon ex-post). L'objectif des feed-in premiums est ainsi principalement d'assurer une meilleure intégration des producteurs au sein du marché, en les confrontant directement aux risques et fluctuations de ce dernier. Les producteurs doivent ainsi adopter des stratégies qui permettent une gestion plus efficace des coûts et de la production, par exemple au travers d'une meilleure planification de la production et de la maintenance.

Les FIP peuvent être dits fixes ou flottants :

- Dans le premier cas, le producteur perçoit une **prime fixe**, peu importe le prix de marché de l'électricité. Le niveau total de revenu des producteurs peut donc varier (voir Figure 3 ci-dessous).

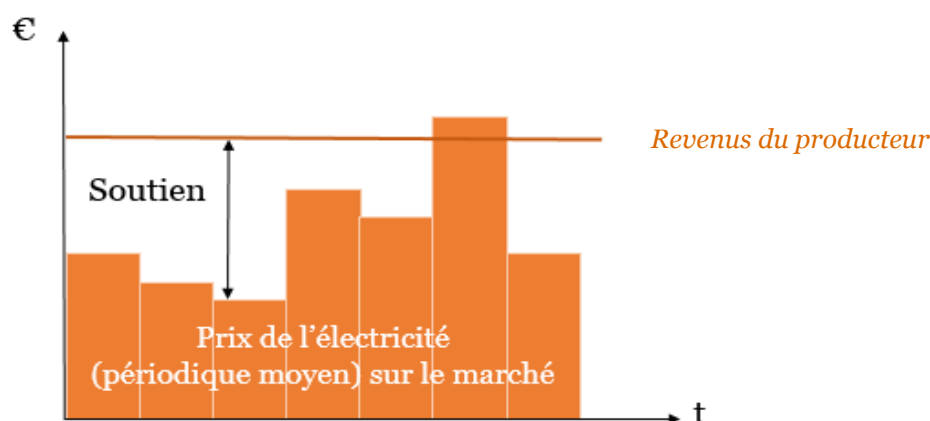
Figure 3: Représentation conceptuelle d'un feed-in premium avec prime fixe¹¹



Cette alternative permet de garantir un niveau de soutien fixe, donnant davantage de certitude à l'autorité subsidiaire quant au coût total du mécanisme de soutien. Néanmoins, sans fixation d'un plafond pour les revenus des producteurs, cette alternative expose l'autorité à une sur-subsidiation dans le cas où le prix de l'électricité serait tel qu'il assurerait, à lui tout seul, la rentabilité du producteur. Dans le même temps, elle expose les producteurs aux fluctuations du marché puisque le revenu unitaire du producteur varie en fonction du prix du marché.

- Dans le second cas, une **prime flottante** consiste à ajouter un montant au prix du marché de l'électricité, de sorte à atteindre un niveau de revenu fixe nonobstant les fluctuations du marché de l'électricité. Le FIP flottant donne ainsi aux producteurs une certitude du point de vue du revenu issu de la vente d'électricité verte sur le marché. Ce mécanisme est illustré dans la Figure 4 ci-après. Conceptuellement, la seule différence avec un feed-in tariff trouve alors essentiellement sa place dans le fait que le producteur doit vendre son électricité verte sur le marché avant de pouvoir réclamer sa prime.

Figure 4: Représentation conceptuelle d'un feed-in premium avec prime flottante¹²¹³



**conceptuellement similaire au feed-in tariff*

Enfin, des planchers et plafonds de prix peuvent également être intégrés aux variantes du mécanisme de feed-in premiums :

¹¹ CEER (2016)

¹² CEER (2016)

¹³ Un FIP flottant est conceptuellement similaire à un FIT. La différenciation entre ces deux systèmes s'exprime en termes organisationnels et également dans le chef du producteur d'électricité renouvelable.

- Un plafond permet de limiter le soutien aux producteurs d'électricité à partir d'un certain niveau de revenu où le soutien ne s'avère pas nécessaire pour leur rentabilité.
- Un plancher permet à l'inverse de garantir un certain niveau de revenu minimum aux producteurs et de les protéger des risques du prix du marché compromettant un retour raisonnable sur investissement.

Autres mécanismes

Au-delà des mécanismes de CV, FIT et FIP décrits précédemment, il existe une multitude d'autres mécanismes de soutien de l'électricité renouvelable.

Si le périmètre de la présente analyse se concentre sur le soutien à la production d'électricité renouvelable, notons l'existence de différents mécanismes de soutien à l'investissement, comme des incitants financiers et fiscaux de types subsides, crédits d'impôts, taux de TVA réduits, prêts à taux réduits, etc. En pratique, il n'est pas rare qu'une même installation soit soutenue au moment de l'investissement et durant la phase de production.

Dans la suite de la section, nous référençons, de façon non-exhaustive, divers exemples de mécanismes additionnels de soutien en détaillant :

- Les taxes environnementales,
- L'accès garanti ou prioritaire au réseau de distribution ou de transport,
- Le mécanisme de compensation,
- Les garanties d'origine.

Taxes environnementales

En plus des politiques et mécanismes qui font la promotion d'une ou plusieurs filières de production d'énergie verte, il existe d'autres stratégies qui peuvent avoir un impact indirect sur le développement de ces technologies. Le terme indirect est utilisé pour différencier ces mécanismes des mécanismes directs qui ont un impact sur le signal à l'investissement ou à la production. Dans le cas de taxes environnementales ou carbone par exemple, les technologies de production d'énergie « traditionnelles » sont désavantagées, au travers de leur fiscalité, d'un point de vue de la compétitivité par rapport aux technologies plus propres ou vertes. Ces taxes font référence au principe du pollueur-payeur et ont pour objectif d'internaliser les coûts externes négatifs par des installations moins performantes d'un point de vue environnemental.

Concrètement, les instruments fiscaux indirects les plus importants comprennent les taxes environnementales comme l'écotaxe applicable sur l'électricité produite par des sources non-renouvelables, les taxes carbone ou permis sur les émissions de CO₂ et les avantages quelquefois octroyés à la production nucléaire et fossile.

Accès garanti ou prioritaire au réseau de distribution ou de transport

Une autre stratégie indirecte de promotion des énergies renouvelables est d'offrir un accès garanti ou prioritaire au réseau pour les producteurs d'électricité renouvelable¹⁴. Les installations éligibles bénéficient d'un accès prioritaire dans la connexion et l'utilisation du réseau. En pratique, cet avantage donne aux producteurs la possibilité de transmettre leur électricité à tout moment où ils en produisent, sur base du principe de la courbe de « mérite » selon laquelle les technologies sont appelées en fonction de la puissance mobilisable, par ordre de coût marginal croissant.

¹⁴ Conformément à la Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, « les États membres prévoient, en outre, soit un accès prioritaire, soit un accès garanti au réseau pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ».

Mécanisme de compensation

La valorisation de l'énergie produite par un producteur peut se faire soit via l'autoconsommation, soit via l'injection de l'électricité sur le réseau.

- Dans le premier cas, à savoir l'autoconsommation, un producteur couvre tout ou partie de son besoin en consommation d'électricité par sa production propre.
- Dans le deuxième cas, quand l'autoconsommation n'est pas possible, l'électricité est injectée sur le réseau. Sa rémunération est soit reprise dans le mécanisme de compensation, soit via la vente.

En effet, le mécanisme de compensation prévoit, au moyen d'un compteur bidirectionnel ou d'un compteur tournant à l'envers, pour les installations de capacité inférieure à 5 kW, une compensation du producteur entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau.

De façon générale, lorsqu'un producteur ne bénéficie pas du mécanisme de compensation, il a la possibilité de vendre sa production d'électricité. Le producteur fait alors appel à un fournisseur (ou un agrégateur) pour conclure de la vente.

En réalité, si ce mécanisme bénéficie aux producteurs, il est décrié comme peu souhaitable par d'autres acteurs de par le manque d'intégration des producteurs de type *prosumers*¹⁵ au marché qui ne répondent ainsi plus aux signaux prix.

Garanties d'origine

Les garanties d'origine (GO) constituent un outil européen¹⁶ assurant la traçabilité de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. En effet, elles permettent d'informer le consommateur de la provenance de l'électricité consommée et notamment de son caractère renouvelable. Les garanties d'origine sont octroyées sur base de documents électroniques officiels fournissant une indication sur l'origine technologique et géographique de l'électricité consommée.

En principe, un producteur se voit octroyer une garantie d'origine par MWh d'électricité renouvelable injecté sur le réseau. Il peut alors vendre ses GO à des fournisseurs ou d'éventuels intermédiaires, qui en ont besoin pour attester de leur fuel mix vert. D'un autre côté, le consommateur qui souhaite participer à la transition énergétique, peut acheter directement (cas relativement rare) autant de garantie d'origine que de MWh d'électricité renouvelable. Il s'agit donc d'un système comptable de l'origine de l'électricité fournie, délié de la réalité physique des flux, qui garantit qu'à toute consommation d'électricité verte corresponde bien une même quantité d'électricité verte injectée.

Types de procédures

Enfin, la troisième possibilité de classification des mécanismes est celle des types de procédures.

La question de la détermination du niveau de soutien et des installations à soutenir se pose pour l'ensemble des mécanismes existants. Pour ce qui concerne le niveau de soutien, la problématique principale est de trouver un équilibre entre une incitation suffisante aux investissements et/ou à la production, et limiter les distorsions de marché en compensant les opérateurs et en intervenant de manière mesurée sur le marché. Pour ce qui concerne la détermination des installations à soutenir, un arbitrage s'impose également. Faut-il soutenir l'ensemble des filières de production dans une optique de diversification du mix énergétique et de non-discrimination, ou faut-

¹⁵ Le *prosumer* est le consommateur produisant tout ou partie de l'énergie qu'il consomme. (Voir Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale).

¹⁶ Dont la base réglementaire repose sur la Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

il soutenir les filières les plus rentables ou qui vont requérir moins de soutien pour atteindre un certain niveau de rentabilité ?

De manière générale, on constate deux types de procédures employées dans les états européens :

1. des procédures administratives,
2. des procédures compétitives comme les tenders ou les enchères.

Cette section présente les caractéristiques de ces deux types de procédures.

Les procédures administratives

Historiquement, la détermination du niveau de soutien octroyé aux installations de production d'électricité verte dans les pays européens se base principalement sur des procédures administratives. La procédure administrative fait référence à une entité publique (régulateur, administration ou autre) qui fixe les taux d'octroi et niveaux de soutien pour les installations. La détermination du niveau de soutien prend bien entendu en compte divers aspects afin d'intégrer au mieux les installations bénéficiaires au marché : coûts d'investissement et de production, aspects technologiques, etc.

- D'une part, **ces procédures administratives déterminent généralement un niveau de soutien sous la forme d'un prix référence estimé**. Sur base d'hypothèses techniques et économiques, ce prix a alors pour but d'inciter le développement des modes de production désirés en garantissant aux producteurs, à *minima*, la couverture des coûts nécessaires à l'implémentation de nouvelles unités de production.

Dans cette optique, la détermination du niveau de soutien se base généralement sur le coût actualisé de l'énergie ou **LCOE** (*levelized cost of energy*). Dans le cas où le niveau de soutien est supérieur au LCOE, on considère qu'une certaine sur-rentabilité est alors assurée au producteur. En cas d'égalité entre le niveau de soutien et le LCOE, une rentabilité à hauteur du facteur d'actualisation représentant les paiements de capital est assurée.

Encadré 1 : LCOE¹⁷

L'approche du LCOE dans les procédures administratives consiste à déterminer le prix référence sur base du coût total estimé de la production d'électricité, et ce sur la durée de vie d'une unité de production.

Le LCOE correspond au coût par kWh, actualisé sur la durée de vie de l'installation, incluant les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance, les coûts de carburant, d'émissions de carbone, de déclassement et de démantèlement.

Il existe également l'**approche du coût évité** qui consiste à calculer les coûts évités de production d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles, auxquels sont ajoutés les coûts d'externalité. Cette approche considère alors le coût économique et environnemental qui peut être évité en utilisant des sources de production renouvelables/verts par rapport à des sources traditionnelles (thermiques par exemple). Cependant, cette dernière approche s'avère en pratique difficile à implémenter et n'est pas préconisée. En effet, le calcul du LCOE permet une différenciation du niveau de support entre les différentes technologies de production d'électricité verte (une technologie plus ou moins coûteuse aura un LCOE plus ou moins élevé impactant le niveau de soutien), et ainsi une rémunération en adéquation

¹⁷ Inspiré de IEA. 2015. Projected Costs of Generating Electricity.

avec les coûts réels encourus au sein de chaque filière. Par opposition, le coût évité est une approche uniforme à toutes les filières puisque l'on prend en compte le coût de production d'une filière traditionnelle type.

En réalité, on observe (voir ci-dessous dans la section Benchmark des systèmes de soutien existants dans d'autres pays européens) une multitude d'approches pour le calcul du niveau de soutien. De même, diverses modalités d'implémentation d'une même approche peuvent différencier deux mécanismes où le niveau de soutien se baserait sur le LCOE.

Au travers des procédures administratives, on constate que les niveaux de soutien diffèrent souvent en fonction des filières de production et technologies visées, mais également en fonction de la taille des installations et de leur capacité de production. Ces différenciations se justifient du fait des différences de maturité et de compétitivité des différentes technologies. Il est en effet attendu d'une technologie mature qu'elle requière moins de soutien pour être rentable.

- D'autre part, **les procédures administratives peuvent être utilisées afin de déterminer les installations éligibles pour un soutien** : on parle alors d'octroi à « guichet ouvert ». En pratique, toute installation éligible (e.g. qui est passée au travers d'un processus de certification par exemple) se voit octroyer un soutien. Cette procédure est à mettre en opposition à un octroi par appel d'offres (procédures compétitives, voir ci-dessous) ou via guichet non-ouvert car incluant un plafond sur le niveau de capacité additionnelle à soutenir.

Les procédures compétitives

Les procédures dites compétitives consistent en des appels d'offre et autres procédures d'enchères permettant de déterminer les installations éligibles pour un soutien et/ou le niveau de soutien à leur octroyer. Théoriquement, ces procédures apparaissent comme un meilleur moyen de parvenir à une allocation de soutien efficace à savoir que le niveau de soutien le plus efficient soit distribué auprès des différents acteurs de marché concernés. Une condition primordiale à une telle manière d'attribuer un soutien est cependant que le marché fonctionne selon un modèle compétitif.

Différents types de procédures compétitives existent. L'essence de ces procédures vise l'envoi par le producteur d'un signal prix où le but serait pour le producteur de postuler pour un certain niveau de soutien. Dans ce cas spécifique, la mise en compétition des installations atteint deux buts :

- le choix des installations à soutenir ;
- le niveau de soutien à leur octroyer.

Cependant, les modalités de participation aux enchères peuvent intégrer divers critères additionnels qui sont alors fonction de spécificités locales ou encore du contexte politique (développement d'une certaine filière par rapport à une autre). On constate ainsi que les procédures compétitives peuvent différer grandement en fonction d'aspects tels que :

- La technologie visée ;
- Le mécanisme de détermination du prix acceptable dans le cadre de la procédure ;
- Le prix maximum autorisé ;
- La capacité totale visée par l'enchère ;
- La fréquence des appels d'offre ;
- Les critères d'éligibilité ;

-
- Les pénalités qui peuvent s'appliquer.

Dans le cadre d'une procédure visant à déterminer le niveau de soutien, les procédures compétitives donnent lieu à une allocation de niveau de soutien exprimée en termes de prix unitaire garanti à la production ; prix référence (pour un FIT) ou niveau de soutien/prime (pour un FIP). Elles permettent donc d'implémenter des mécanismes de feed-in tariffs et premiums par exemple, tout comme elles pourraient être utilisées dans le cadre de mécanismes basés sur la quantité d'électricité verte à produire, en permettant l'allocation compétitive de certificats dans le cadre de systèmes de quota et certificats verts¹⁸.

En outre, les procédures compétitives peuvent être employées pour uniquement déterminer les installations de production éligibles pour recevoir un soutien à la production. Il s'agit ici pour l'autorité de déterminer le volume de capacité (en MW) et/ou les technologies/filières à développer. Ces procédures de tendering ou d'enchères semblent être préférées pour l'implémentation de projets de grande taille car le tendering nécessite un investissement en temps du point de vue des soumissionnaires. En effet, les spécificités des procédures de tendering peuvent parfois être complexes, d'un point de vue technique par exemple ou encore pour l'importance du travail préalable qui doit être fourni pour remplir un dossier, sans la garantie pour le producteur d'avoir accès au mécanisme et aux revenus soutenant la production. Dans le cas où le tendering est utilisé pour définir les projets à soutenir, les critères de sélection sont divers : la sélection peut se faire selon le principe du « premier arrivé, premier servi » jusqu'à ce que le budget ou un quota de capacité soit atteint, ou selon d'autres critères (une technologie ou une taille spécifique, etc.).

¹⁸ Nous n'avons cependant pas d'exemple d'application d'un tel système.

Screening du système actuel de soutien à la production d'électricité renouvelable

Screening du système actuel de soutien à la production d'électricité renouvelable

Au vu des divers mécanismes de soutien présentés dans la section précédente, nous focalisons à présent l'analyse sur les systèmes de soutien à la production d'électricité renouvelable présents en Région de Bruxelles-Capitale. Le paysage bruxellois de soutien actuel est principalement composé d'un mécanisme de soutien : les certificats verts et le retour quota.

Les certificats verts et le retour quota (mécanisme direct)

Le mécanisme de certificats verts et de retour quota est relativement similaire à la description théorique fournie à la section précédente. Il vise en effet à soutenir les producteurs d'électricité verte en leur octroyant un certain nombre de CV (dépendant du taux d'octroi en vigueur et du volume de production enregistré). Ces CV sont ensuite valorisés au travers de leur vente aux fournisseurs (ou agrégateurs, ou intermédiaires) : la contrepartie financière de cette transaction constitue le soutien perçu par le producteur. De son côté, le fournisseur achète des CV dans le but de satisfaire le quota renouvelable qui lui est imposé ; c'est-à-dire qu'il doit rendre une quantité de CV équivalente au quota (pourcentage) appliqué sur sa fourniture totale annuelle d'électricité.

Le mécanisme de compensation

En Région de Bruxelles-Capitale, le mécanisme de compensation est en place pour les *prosumers* d'électricité verte dont l'installation de production d'électricité verte est d'une puissance électrique inférieure ou égale à 5 kW. La mise à terme de la compensation est fixée au 1^{er} janvier 2020, uniquement pour les charges de réseaux¹⁹. Cette décision se base sur deux raisons principales :

- La première concerne l'existence d'une discrimination entre les utilisateurs possédant une capacité de production propre (*prosumers*) et ceux n'en possédant pas (consommateurs classiques). En effet, les *prosumers* ne contribuent aux frais de réseau qu'à hauteur de l'électricité nette prélevée (donc après compensation) et non pas à hauteur de la quantité brute d'électricité prélevée.
- La seconde raison est relative à la séparation des compétences fédérales et régionales : le mécanisme de compensation a pour conséquence de compenser les taxes et la TVA notamment, alors que ces prélèvements font référence à une compétence fédérale.

Enfin, il peut également être argumenté que le mécanisme de compensation conduit l'utilisateur à ne plus réagir aux signaux de marché et que l'intégration de celui-ci au marché n'est donc pas assez favorisée.

Le mécanisme de compensation pourrait être remplacé par une obligation de rachat du surplus de production des producteurs.

Les garanties d'origine

De par sa couverture européenne, le système des garanties d'origine est également présent sur le territoire bruxellois.

¹⁹ Les producteurs déjà inscrits dans le mécanisme de compensation vont continuer à percevoir les avantages y liés jusque cette date.

Celles-ci ne sont pas analysées plus en détail dans le cadre de la présente mission étant donné que celle-ci se concentre principalement sur les mécanismes de soutien directs à la production d'électricité renouvelable. Par conséquent, la suite de l'analyse se limite au système de certificats verts et de retour quota.

Principes de fonctionnement

Au travers de cette section, nous détaillons les grands principes attachés à la mise en place d'un mécanisme de certificats verts et de retour quota. En effet, les certificats verts ont pour vocation d'être un **mécanisme de marché**. Ce marché, créé de toute pièce en faveur de la promotion de la production d'électricité renouvelable, se compose d'une offre de CV (les producteurs) et d'une demande de CV (les fournisseurs). Le bon fonctionnement d'un tel marché est alors tributaire d'un certain équilibre entre l'offre et la demande. En effet, des volumes excessifs ou déficitaires de CV peuvent engendrer des déséquilibres importants. Le prix de la transaction est déterminé par la dynamique de marché : là où l'offre rencontre la demande, et peut comprendre un plancher et/ou un plafond. Enfin, l'impact économique du mécanisme correspond à un transfert financier du fournisseur vers le producteur (effectué via l'achat des certificats verts). Le fournisseur peut à sa discrétion répercuter le coût correspondant sur ses clients, les consommateurs d'électricité.

Les principes de base d'un marché des certificats verts et l'évaluation de son fonctionnement en Région de Bruxelles-Capitale sont présentés à la suite.

Offre

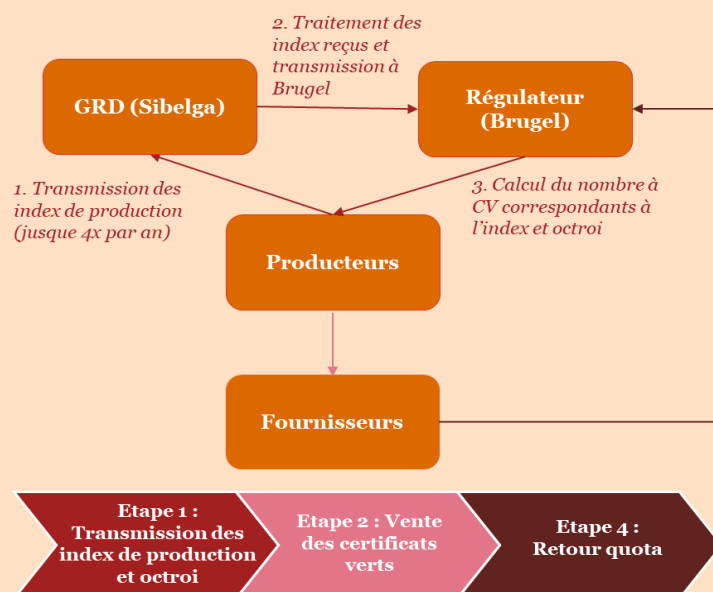
Tel que mentionné ci-dessus, le marché des certificats verts est composé d'une part, du côté offre. L'offre des certificats verts est proposée par les producteurs. Le taux d'octroi définissant le nombre de CV octroyés à chaque producteur est discuté dans la section *Niveau de soutien* ci-dessous. La procédure d'octroi des certificats verts est explicitée dans l'Encadré 2 ci-dessous.

Encadré 2 : Procédure d'octroi des certificats verts

L'octroi des certificats se passe en deux étapes. Tout d'abord, le producteur transmet à Sibelga ses index de production au travers de la plateforme Greenmeter, le portail des compteurs verts (voir ci-dessous, dans la section « Systèmes »). Les index, relevés sur le compteur vert de l'installation, peuvent être transmis jusqu'à quatre fois par an à Sibelga (mars, juin, septembre et décembre). Ensuite, Sibelga traite les index et transmet des données de production validées à Brugel. Sur cette base, Brugel calcule le nombre de CV à octroyer. Les certificats verts sont calculés et octroyés dans un délai de quinze jours calendrier²⁰ qui suivent l'encodage de l'index sur la plateforme Sibelga. Cet octroi est réalisé de façon électronique, au moyen de l'extranet de Brugel, sur lequel chaque acteur – producteur ou fournisseur – a un compte. Au travers de cette plateforme, le régulateur a une vue en temps réel sur le nombre de CV que détiennent les différents producteurs et fournisseurs.

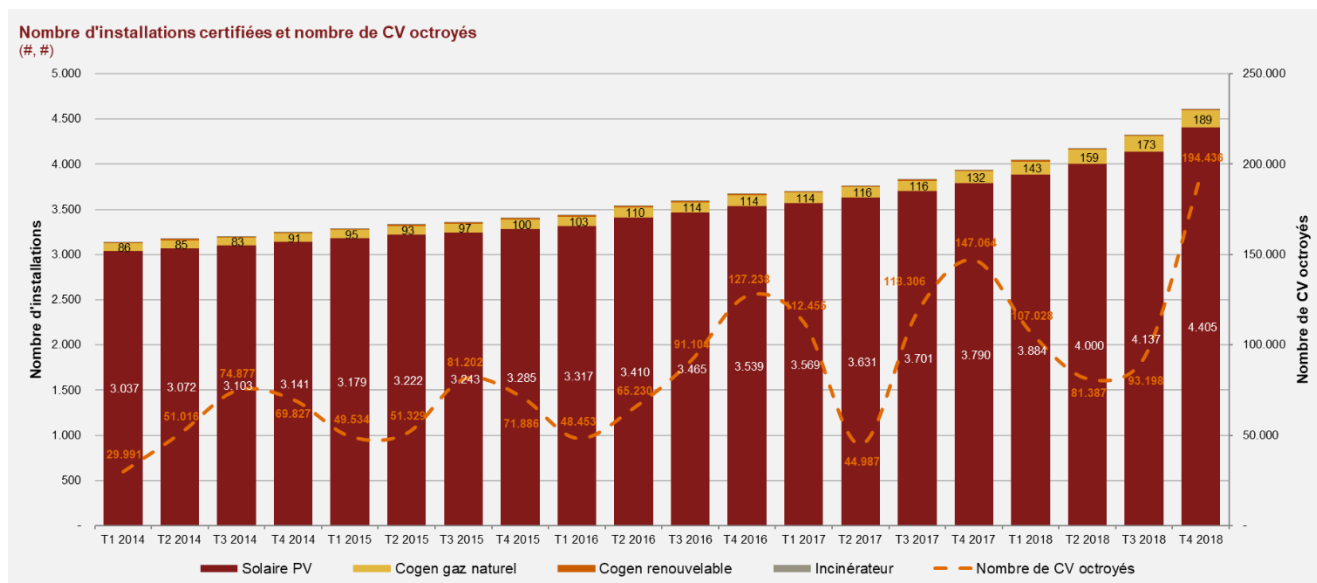
²⁰ Dans le cas où aucune anomalie n'a été constatée et que l'installation est bien certifiée.

Figure 5 : Fonctionnement du mécanisme des CV et du retour quota en Région de Bruxelles-Capitale (1/2)



Les facteurs faisant varier l'offre incluent le niveau de soutien (en nombre de CV par MWh) et la capacité installée (MW), en considérant un niveau de production relativement similaire d'une année à l'autre. Sur la Figure 6 ci-dessous, nous illustrons l'évolution de 2014 à 2018 du nombre d'installations certifiées (par filière) et du nombre de CV octroyés (toutes filières confondues). Pour ce qui concerne les installations, on observe tout d'abord une forte prépondérance de la filière solaire photovoltaïque, représentant la quasi-totalité des installations bruxelloises. Le nombre de ces installations solaires évolue à la hausse. De même, les installations de cogénération au gaz naturel (en jaune), en nombre plus faible, ont également tendance à augmenter. Enfin, les installations de cogénération renouvelable (en orange), en nombre encore plus faible, ont tendance à stagner, à l'instar de l'incinérateur qui reste à hauteur d'une seule installation sur le territoire de la région.

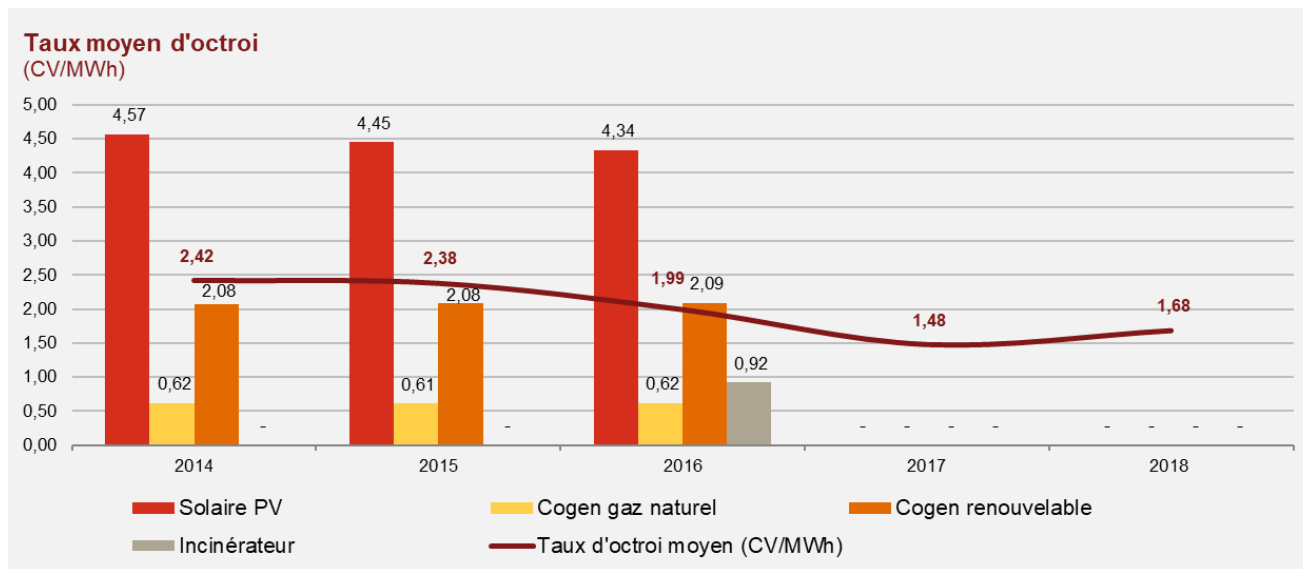
Figure 6 : Offre sur le marché des CV



Le nombre de CV octroyés suit une tendance plus ou moins cyclique : ils atteignent un pic au troisième (2014 et 2015) ou quatrième (2016, 2017 et 2018) trimestre de l'année pour redescendre jusqu'au deuxième trimestre de

l'année suivante. Afin d'assurer une interprétation correcte des résultats, il convient de souligner que le nombre de CV octroyés n'est pas entièrement représentatif de la production durant la même période. En effet, les CV ne sont octroyés qu'au fur et à mesure de la réception des déclarations d'index de production. En conclusion, on observe une divergence entre la croissance quasi linéaire du nombre d'installations certifiées et la volatilité de l'octroi trimestriel de CV résultant de la transmission des index de production par les propriétaires/opérateurs des installations.

Figure 7 : Taux moyen d'octroi des certificats verts



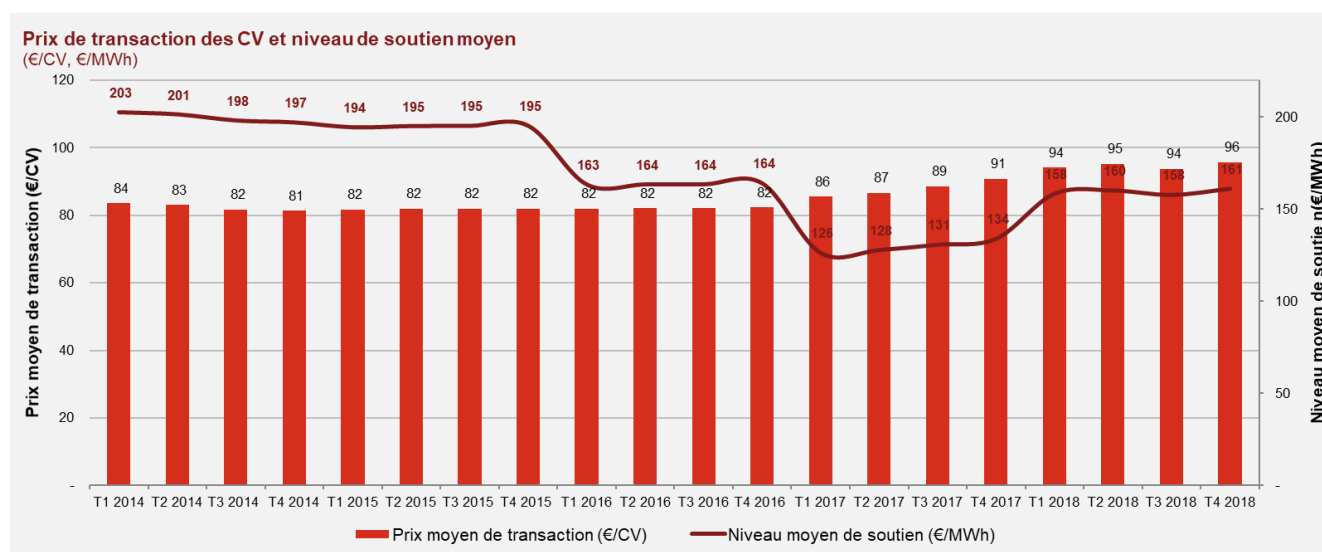
En combinant le nombre de CV octroyés à chaque filière et le volume d'électricité produite par chaque filière, il est possible d'estimer le niveau moyen du taux d'octroi – en nombre de CV par MWh produit – perçu par les installations de production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale²¹. Ce taux moyen d'octroi ne prend pas seulement en compte le taux d'octroi qui serait applicable actuellement à une nouvelle installation de production mais également l'historique d'octroi.

Il peut être observé sur la Figure 7 une baisse du taux moyen d'octroi sur la période 2014-2017, suivi d'une légère remontée en 2018. Ce constat est en ligne avec l'évolution économique des différentes filières de production dont la rentabilité tend à augmenter. En effet, au plus la rentabilité de l'installation augmente, au plus le coefficient multiplicateur²² applicable sera diminué impactant donc à la baisse le taux d'octroi. En 2018 cependant, le niveau de production d'électricité verte a baissé, ce qui explique en partie le résultat observé. En outre, la hausse s'explique par une hausse relative de la part du solaire PV dans le parc d'installations renouvelables ; filière qui bénéficie d'un taux d'octroi plus élevé et qui tire donc la moyenne vers le haut.

²¹ Le niveau moyen du taux d'octroi est obtenu en divisant le nombre de CV octroyés à chaque technologie, par la production totale engendrée par cette technologie. Le résultat doit être interprété prudemment, de par la difficulté d'assurer l'adéquation temporelle des données de production et d'octroi des CV.

²² Le coefficient multiplicateur est expliqué ci-dessous (voir section *Niveau de soutien*) : il s'agit d'un facteur multiplicateur du taux d'octroi de CV en vigueur pour une installation dans le but d'assurer à son propriétaire un retour sur investissement forfaitaire de 5 ou 7 ans.

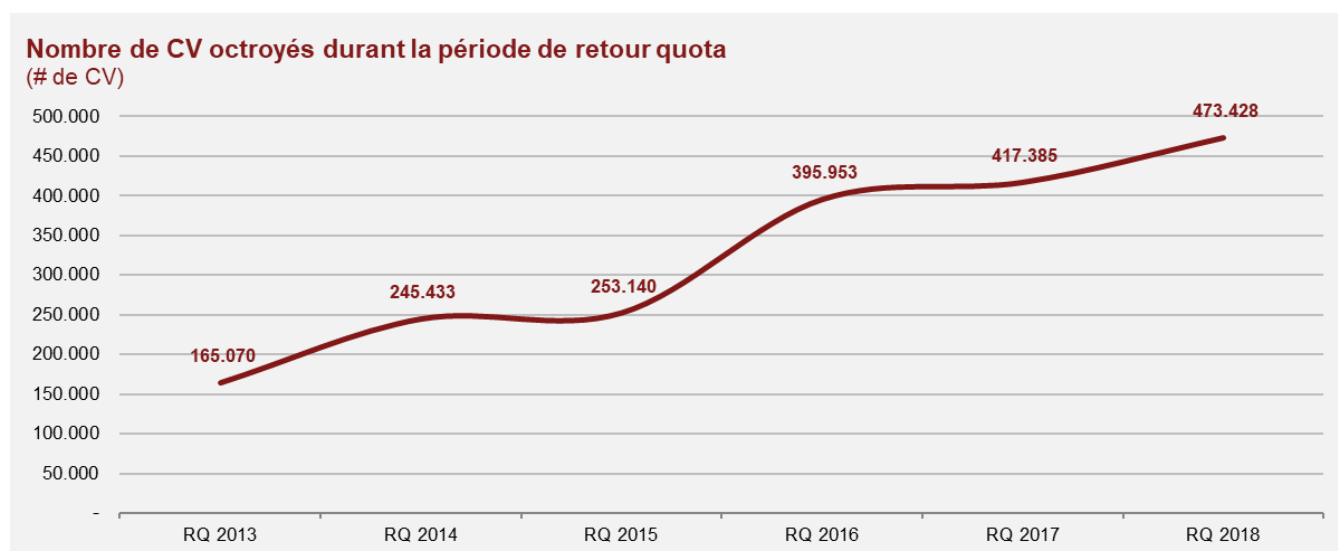
Figure 8 : Evolution du niveau de soutien moyen entre 2014 et 2018



Au travers de la Figure 8, nous mettons en perspective le niveau de soutien moyen (en €/MWh) avec le prix moyen de transaction. Ce graphique permet de corroborer certains résultats précédemment énoncés : bien que le prix moyen de transaction soit en hausse sur la période 2014-2018, le niveau moyen de soutien a tendance à baisser (hormis la remontée en 2018), ce qui illustre une baisse des taux d'octroi (reflétant la rentabilité accrue des différentes technologies de production).

En conclusion, l'offre de certificats verts sur le marché est la combinaison de divers facteurs, dont principalement le taux d'octroi des CV et la capacité installée des différentes filières (en MW). Tel que présenté dans les graphiques précédents, ces deux composantes principales évoluent dans un sens opposé. Cependant, sur base de la Figure 9, il peut être conclu que l'offre de certificats verts est en hausse sur la période retour quota 2013-2018 : la capacité installée augmente donc plus vite que la baisse du taux d'octroi.

Figure 9 : Evolution de l'offre théorique de certificats verts sur le marché²³



²³ La notion de retour quota fait référence à la période pendant laquelle un niveau de quota est en vigueur et au terme de laquelle le fournisseur doit avoir acheté un nombre suffisant de certificats verts pour satisfaire son quota.

Demande

De l'autre côté du marché, il existe une demande pour les certificats verts. La demande finale est constituée par les fournisseurs d'électricité (nonobstant la part d'électricité verte qu'ils fournissent aux consommateurs). Des intermédiaires ou agrégateurs peuvent également intervenir sur le marché mais ne constituent pas la demande finale. La procédure relative aux transactions des certificats verts et au retour quota imposé aux fournisseurs est explicitée ci-dessous.

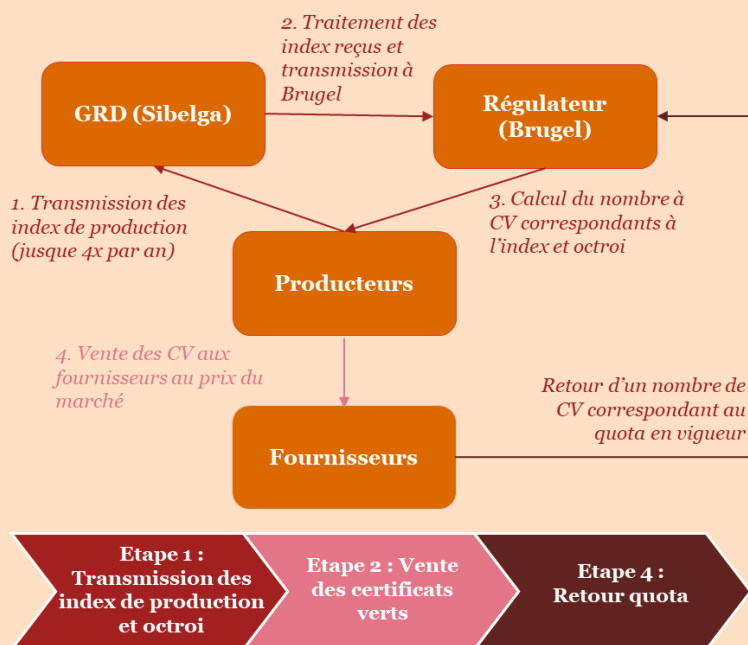
Encadré 3 : Procédure de vente des certificats verts et de retour quota

La valorisation des certificats verts pour le producteur se fait par la vente de ces derniers à des fournisseurs d'électricité (ou à des agrégateurs/intermédiaires qui se chargent ensuite de revendre les CV aux fournisseurs). Le prix de la transaction est alors défini par la dynamique de marché, là où l'offre (producteurs) rencontre la demande (fournisseurs).

Afin d'offrir un filet de sécurité aux producteurs, un prix minimum garanti (prix plancher) à 65€/CV est assuré au travers d'une obligation d'achat des CV par Elia (obligation de service public ou OSP). Le coût d'achat de ces CV est alors répercuté sur la facture du consommateur final, au sein de la composante redevances/OSP. En réalité, ce mécanisme n'a jamais été utilisé en Région de Bruxelles-Capitale, de par un prix de marché des CV supérieur au niveau des 65€/CV.

Enfin, la dernière étape consiste au retour quota. Les fournisseurs doivent rendre à Brugel un nombre de CV équivalent à leur quota (pourcentage de leur fourniture devant être couverte par des certificats verts). Pour chaque CV manquant, une amende de 100 € s'applique.

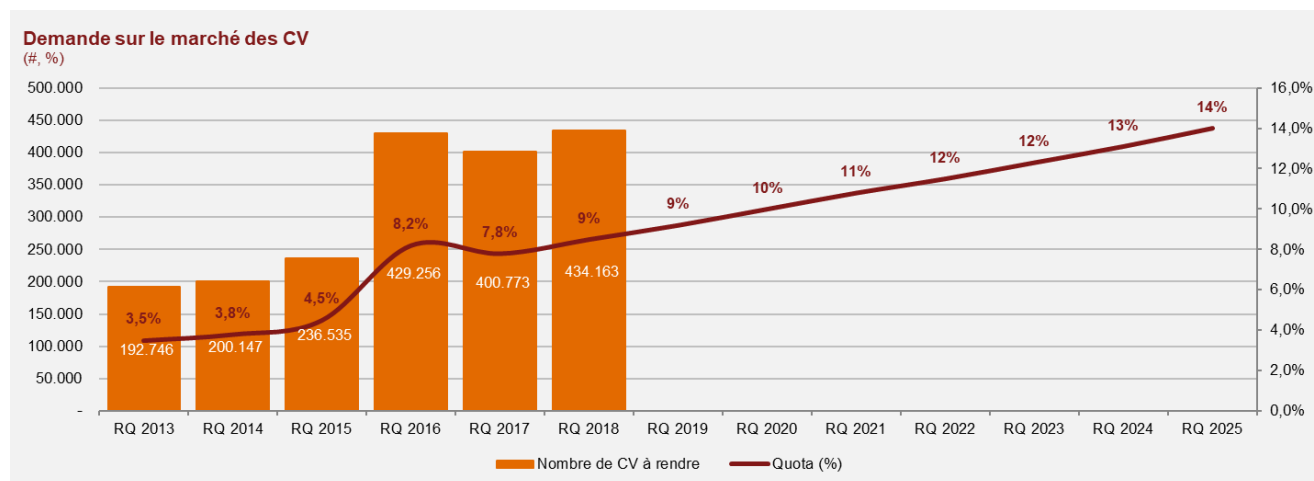
Figure 10 : Fonctionnement du mécanisme des CV et du retour quota en Région de Bruxelles-Capitale (2/2)



La demande sur le marché des CV peut être estimée au travers du quota renouvelable. Ce quota, défini jusqu'en 2025, est appliqué à la fourniture totale annuelle de chaque fournisseur en Région de Bruxelles-Capitale pour estimer le nombre de CV devant être rendus par les fournisseurs. Sur la Figure 11 ci-après, il peut être observé l'évolution à la hausse du nombre de CV à rendre par les fournisseurs sur la période de retour quota 2013 à 2018, ainsi que le quota en vigueur jusqu'en 2025.

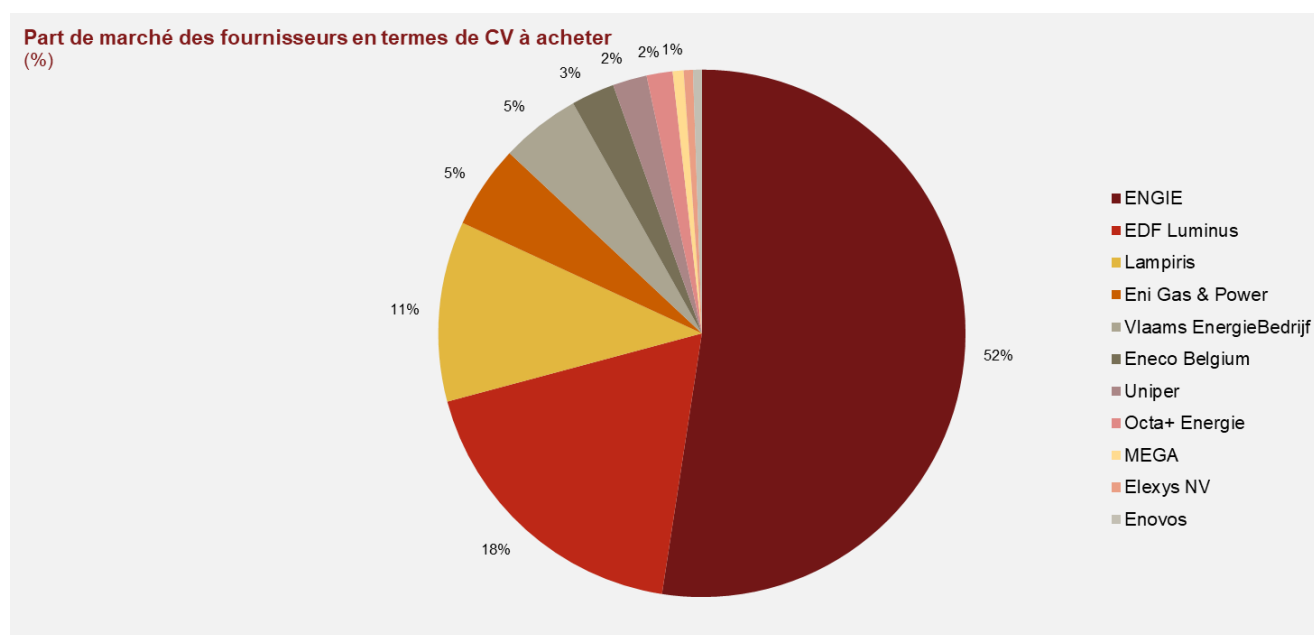
Le pic observé en 2016, autant en quota qu'en nombre de CV, s'explique par la décision du Gouvernement bruxellois d'octroyer des certificats verts à l'incinérateur de déchets municipaux. L'incinérateur représentait en 2016 environ 28% des certificats octroyés. De plus, la présence d'un stock important de CV sur le marché après la période de retour quota 2015 (voir Figure 15) a poussé le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale à augmenter d'autant plus le quota, ce qui explique qu'il redescende en 2017. De fait, la baisse du nombre de CV à rendre en 2017 est la combinaison de deux facteurs : la baisse du quota et la diminution de la fourniture d'électricité enregistrée dans la Région.

Figure 11 : Demande sur le marché des CV



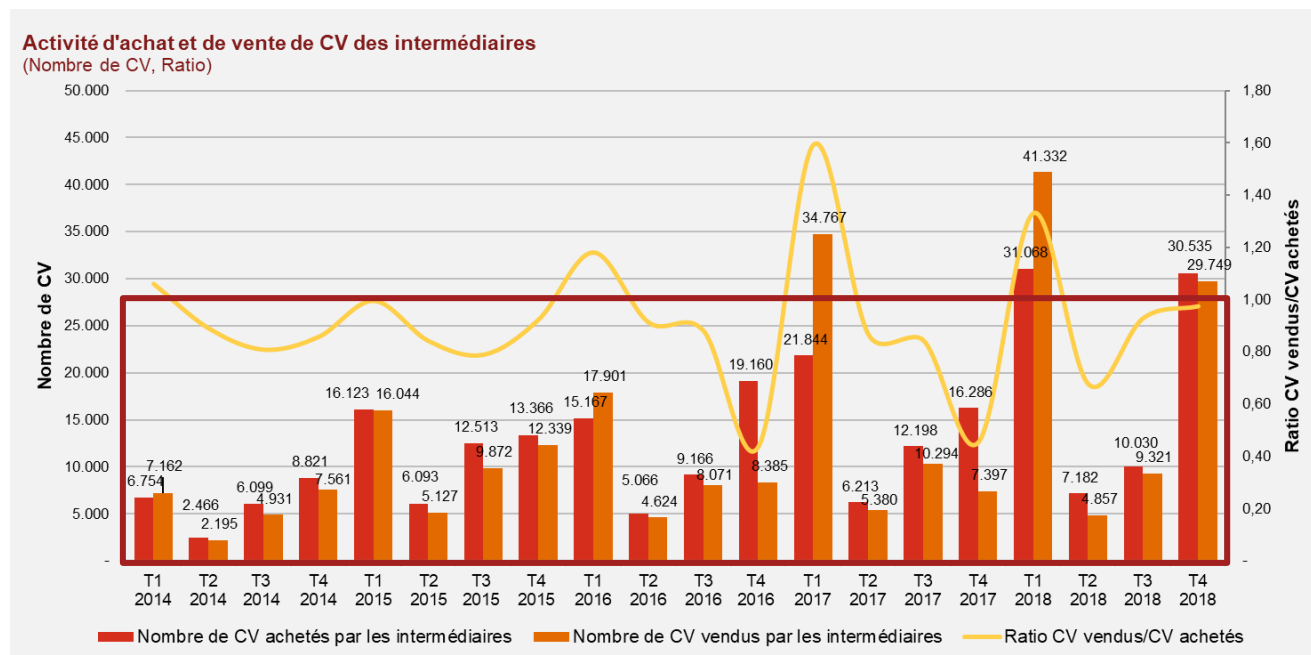
Bien que tous les fournisseurs se voient appliquer le même quota, leur niveau de fourniture diffère et conduit donc à un nombre différent de CV à rendre par période. Au travers de la Figure 12 ci-dessous, nous illustrons la part de marché que représente chaque fournisseur en termes de volume de CV à acheter (sur base des données de 2018). Il est possible d'en conclure la relative prépondérance d'un fournisseur – Engie Electrabel – qui représente plus de la moitié de la demande en certificats verts. A sa suite, EDF Luminus et Lampiris représentent respectivement 18% et 11% de la demande.

Figure 12 : Part de marché des fournisseurs en termes de CV à acheter (2018)



Le marché bruxellois des certificats verts se compose également d'intermédiaires et d'agrégateurs. Leur intervention, bien qu'inconnue en termes absolus et relatifs, pourrait poser, au vu de la petite taille et de la concentration de la demande de CV, des risques potentiels de déséquilibres de type monopole²⁴ ou monopsonne (ou encore les deux). Dans le premier cas, un vendeur détiendrait l'entière de l'offre, et de par la présence d'un nombre important d'acheteurs, serait en mesure de fixer ses prix sans subir aucune concurrence. Dans le second cas, l'inverse se produit : un seul acheteur se trouve en face d'un nombre important de vendeurs. Idéalement, les acheteurs et vendeurs sont présents en nombre conséquent ce qui favorise la fixation d'un prix concurrentiel. La présence des intermédiaires sur le marché des CV bruxellois est illustrée dans la Figure 13 ci-dessous.

Figure 13 : Activité des intermédiaires sur le marché des CV bruxellois



Au travers de ce graphique, le ratio du nombre de CV vendus par rapport au nombre de CV achetés par les intermédiaires offre une évolution intéressante sur la durée d'une période de retour quota²⁵. Il peut clairement être observé que les trois premiers trimestres de cette période ont pour principal but d'acheter un nombre relativement important de CV par rapport à ceux vendus (ratio inférieur à 1, voir encadré bordeaux sur la Figure 13). A l'inverse, à l'approche de la date limite pour satisfaire le retour quota (e.g. 31 mars), ces intermédiaires vendent un nombre important de CV par rapport à ceux achetés sur la même période. Il s'agit donc de spéculation sur le prix du CV. Cependant, au vu du volume de CV achetés par les intermédiaires par rapport au total octroyé sur une même période, il est peu probable, qu'à ce stade, les intermédiaires soient la cause unique du manque de liquidité rapporté par les fournisseurs, ou encore qu'ils puissent poser quelconque déséquilibre par rapport à une situation de monopole ou monopsonne.

A l'instar de l'offre de certificats verts, leur demande a également évolué à la hausse sur ces dernières années, et continuera vraisemblablement à augmenter jusqu'en 2025 en fonction des quotas tels que définis par l'Arrêté quotas. Une première conclusion sur le marché des certificats verts consiste donc à souligner une évolution de l'offre et de la demande dans la même direction (à la hausse) sur la période 2014 à 2018. Pour ce qui concerne la composition de la demande, elle est peu segmentée et même relativement concentrée dans les mains d'un acteur principal.

²⁴ Un monopole est une situation dans laquelle un seul fournisseur ou vendeur est actif sur le marché. A l'inverse, le monopsonne représente une situation où la demande est concentrée dans les mains d'un seul acheteur unique.

²⁵ Cette période de retour quota court à partir du deuxième trimestre d'une année jusqu'au premier trimestre de l'année suivante.

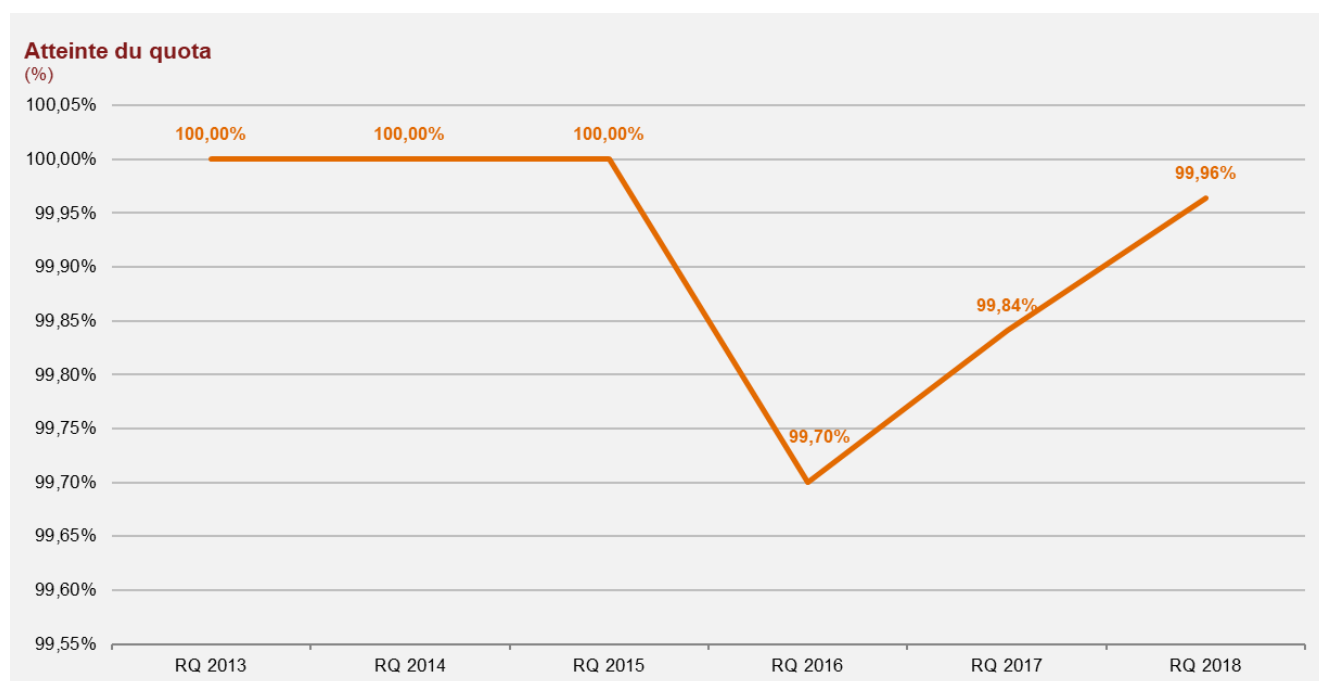
Equilibre de marché

Cette section a pour vocation de regrouper les éléments d'analyse sur l'offre et la demande de certificats verts (voir supra) et de déterminer dans quelle mesure le marché est équilibré.

Pour ce faire, nous avons comparé à intervalles de temps différents l'état du marché et son équilibre.

Tout d'abord, la Figure 14 ci-dessous démontre que pour les périodes de retour quota entre 2013 et 2018, le retour quota n'a pas été satisfait chaque année. En effet, depuis le retour quota de 2016, on observe un niveau de satisfaction du retour quota inférieur à 100%. Cette sous-performance, relativement négligeable (maximum de 0,3% pp), est cependant en amélioration entre 2016 et 2018. Pour comprendre les facteurs pouvant affecter la satisfaction du retour quota, nous analysons ci-après dans quelle mesure l'offre de CV – le nombre de CV théoriquement disponibles²⁶ – sur le marché est suffisante pour remplir la demande – le nombre de CV à acheter pour satisfaire le retour quota.

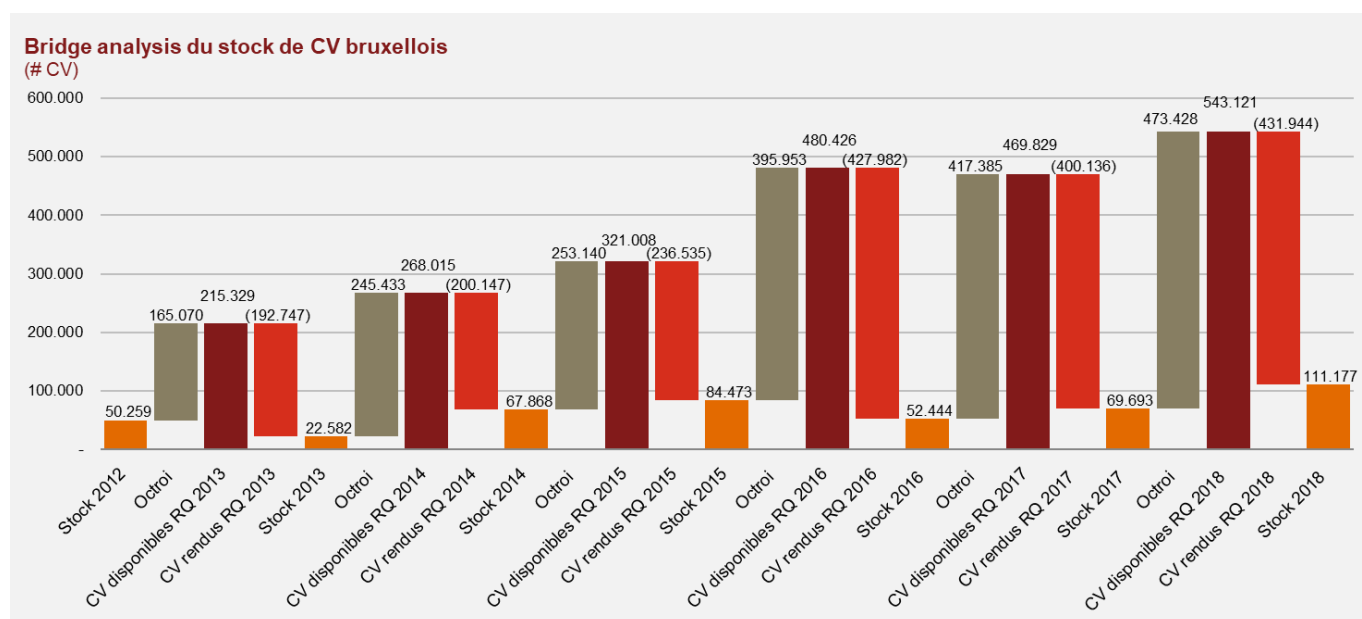
Figure 14 : Equilibre du marché des CV



De façon dynamique, il peut être observé sur la Figure 15 que l'offre semble plus importante que la demande de CV, cela est notamment dû à la présence d'un stock additionnel de CV, dont une partie est transférée d'une année à l'autre. Par conséquent, le nombre de CV disponibles est plus important que le nombre de CV octroyés durant la même période. Entre 2013 et 2015, on observe une hausse de ce stock. Ce stock baisse à la suite de la période de retour quota 2016 du fait d'une hausse relativement importante du nombre de CV à acheter par les fournisseurs pour satisfaire le quota. Après 2016, une hausse du stock résiduel de CV peut être observée : constat entrant en conflit avec la difficulté à satisfaire le retour quota, tel que décrite ci-dessus.

²⁶ Le stock de CV disponibles sur le marché est théorique : des contrats d'achat des CV à plus ou moins long terme sont conclus entre des producteurs et fournisseurs. Ces contrats ne sont pas repris dans les données présentées. On peut par conséquent imaginer que le stock réellement disponible soit plus faible.

Figure 15 : Analyse du stock de CV disponibles

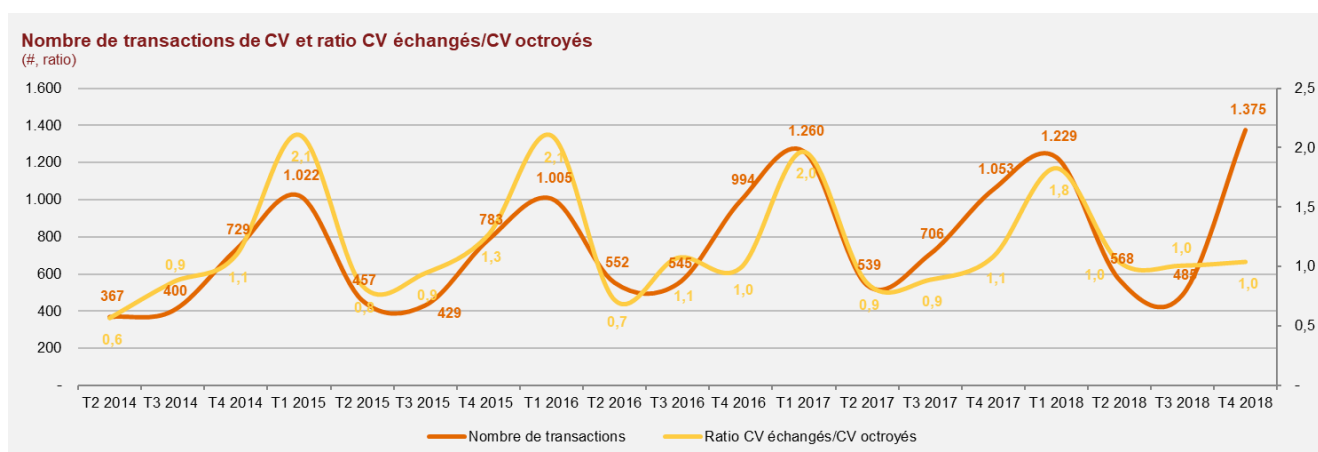


Les graphiques ci-dessus ont permis de mettre en exergue un surplus de certificats verts sur le marché entre 2013 et 2018. Afin de mieux comprendre les tensions de liquidité rapportées par les fournisseurs, nous réalisons ci-dessous une analyse trimestrielle de l'état du marché. Ainsi, la Figure 16 illustre par trimestre le nombre de transactions enregistrées et le ratio de certificats échangés par rapport à ceux qui sont octroyés sur la même période. Nous tenons à souligner la présence d'un biais dans les résultats illustrés. En effet, le calcul d'un tel ratio implique de prendre l'hypothèse que les CV octroyés sont destinés à être directement échangés. Or, les producteurs ont droit à une période de cinq ans pour vendre leurs certificats verts.

Au cours du premier trimestre d'une période de retour quota (T2²⁷), on observe généralement un volume de CV échangés plus faible que le volume octroyé (se manifestant par un ratio inférieur à 1). Le nombre de transactions y est le plus faible. Ce ratio considère uniquement les CV octroyés et échangés durant le trimestre. Or, nous avons démontré ci-dessus l'existence d'un stock résiduel de CV sur le marché. Durant les trois trimestres suivants, le volume de transactions s'intensifie et les producteurs finissent par vendre un nombre de CV jusqu'à 2 fois supérieur à ce qui leur est octroyé sur la même période (voir T1). Par conséquent, il y a une accélération des transactions au fur et à mesure que la deadline de la période de retour quota se rapproche. Il n'existe cependant pas de données pouvant expliquer objectivement la cause de cette accélération. Cependant, nous pouvons logiquement assumer que les vendeurs de CV ont connaissance de la date limite de la période de retour quota et, qu'à l'approche du 31 mars, les acheteurs de CV intensifient leur activité d'achat. Celle-ci est-elle donc causée par les acteurs de marché (potentielle rétention des CV par les producteurs et manque d'intention d'achat des fournisseurs) ou est-elle involontaire... ?

²⁷ La période de retour quota est fixée à un an, à partir de 1^{er} avril de l'année T jusqu'au 31 mars de l'année T+1. Le deuxième trimestre d'une année civile marque donc le début d'une période de retour quota.

Figure 16 : Analyse trimestrielle de l'état du marché des CV



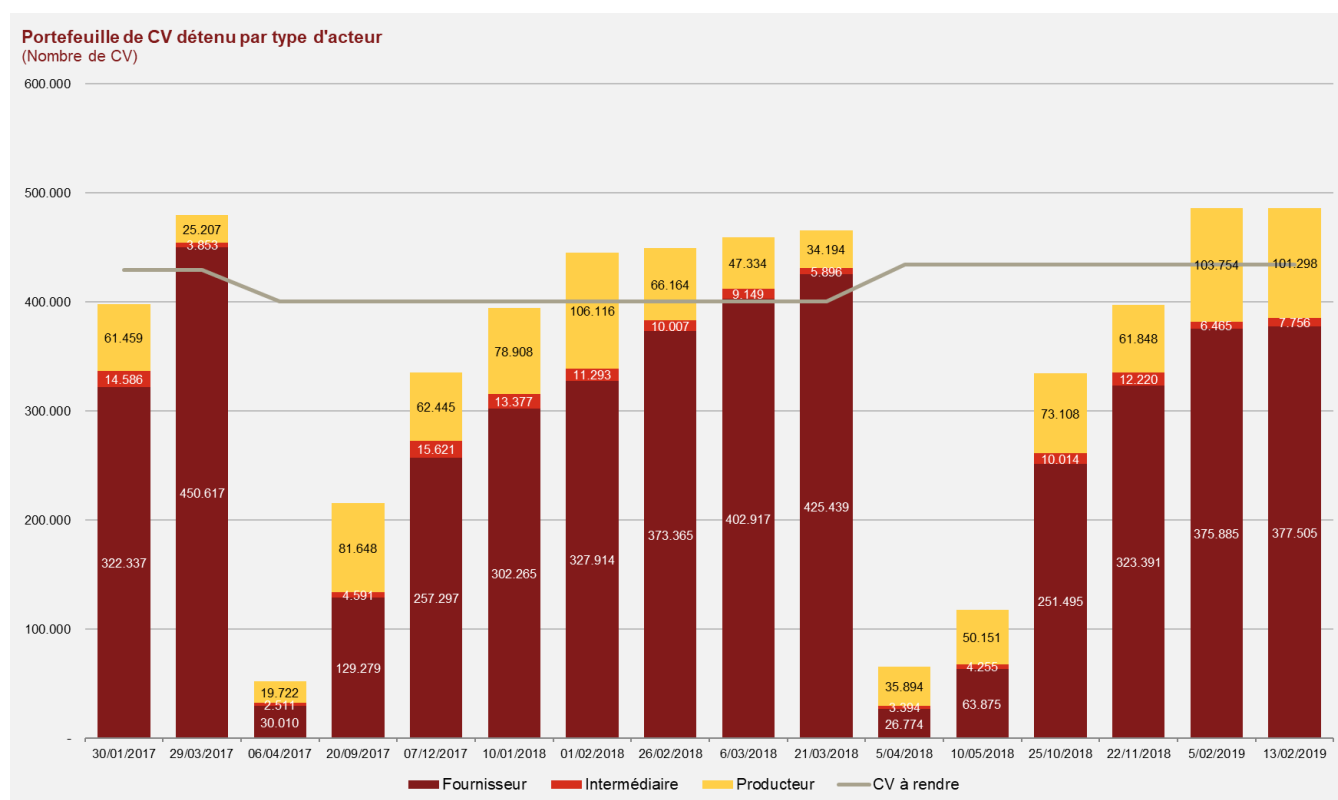
Le lien entre le volume de transactions et l'échéance du retour quota favorise la montée des prix des CV sur le marché. Cette montée des prix pourrait également être en partie due à la dichotomie temporelle applicable aux producteurs et aux fournisseurs. En effet, le producteur dispose d'un délai de cinq (5) ans pour vendre ses CV alors que le fournisseur doit satisfaire son retour quota annuellement.

Sur la Figure 17 est illustré le portefeuille de CV détenu par type d'acteur, en faisant la distinction entre les fournisseurs, les intermédiaires et les producteurs.

Un premier constat concerne le volume de CV qu'englobe l'activité des intermédiaires. Ce volume, relativement faible par rapport au total, ne semble pas avoir d'impact majeur sur la difficulté d'atteindre le quota en 2016, 2017 et 2018. Par conséquent, même si les intermédiaires spéculent sur le prix des certificats verts, leur activité ne devrait, à ce stade, impacter la liquidité du marché global que de façon modérée.

Ensuite, sur la Figure 17 on observe qu'à la fin de la période de retour quota 2017 et 2018, les transactions effectuées permettent aux fournisseurs de posséder un volume de CV plus important que celui nécessaire à la satisfaction du retour quota. Cependant, étant donné que certains fournisseurs n'atteignent pas ce quota, il est possible de conclure à une potentielle rétention des CV de la part des producteurs qui spéculent sur le prix des CV et pense pouvoir en tirer un prix plus élevé que celui observé sur le marché. Ce constat ne s'applique toutefois qu'en fin de période. Au vu de l'horizon de temps différent entre un producteur et un fournisseur (les CV octroyés à un producteur ont une durée de validité de 5 ans, un fournisseur doit satisfaire son retour quota annuellement), il nous semble peu probable que les fournisseurs, à l'approche de la date limite du retour quota, soient réticents à conclure des transactions.

Figure 17 : Portefeuille de CV détenu par type d'acteur



Pour conclure, le marché des certificats verts ne semble pas souffrir de problème structurel : l'offre et la demande sont relativement bien calibrées ; il existe même un léger surplus de certificats verts. Si les quotas sont généralement satisfaits, une analyse par trimestre illustre de fortes fluctuations dans le volume de transactions de CV au cours d'une même période de retour quota. Au vu du problème de liquidité mis en exergue par les fournisseurs, il convient donc de mettre le doigt sur des distorsions de fonctionnement, autres qu'issues de l'équilibre du marché. Ces distorsions sont synthétisées dans la section *Conclusion sur le fonctionnement du système de soutien à la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale*

Systèmes

Au travers de cette section, nous analysons les systèmes facilitant le fonctionnement du marché des certificats verts. Dans le cas de la Région de Bruxelles-Capitale, nous dénombrons deux systèmes majeurs servant à l'échange d'informations.

- Le premier outil s'appelle **Greenmeter**²⁸ et est détenu par Sibelga. Ce portail a pour vocation d'assurer la transmission des index de production des compteurs verts des différents producteurs. En alternative, les producteurs peuvent également transmettre leur index par écrit, mais ne peuvent le faire qu'à intervalle annuel.
- Le second est un **extranet**²⁹ **lié au site internet de Brugel**. C'est une plateforme sur laquelle chaque producteur, fournisseur et intermédiaire a un compte de certificats verts. C'est donc au travers de cet outil que Brugel gère l'octroi des CV sous forme de titres électroniques, sur base des données de production validées envoyées par Sibelga. Le producteur a la possibilité de visionner à tout moment son portefeuille de CV. Une fois qu'une transaction est négociée et validée entre un producteur et un

²⁸ Disponible sur : www.greenmeter.sibelga.be

²⁹ Disponible sur : www.extranet.brugel.brussels/

fournisseur, le titulaire ou mandataire du compte CV encode alors dans l'extranet le nombre de certificats verts qui font l'objet de la transaction, le prix de la transaction et enfin les coordonnées de l'acheteur. Sur cette base, les certificats verts à transférer sont inscrits au débit du compte du vendeur et au crédit du compte de l'acheteur. Les deux parties sont ensuite notifiées des éléments relatifs à la transaction : le nom des deux parties, le numéro de la transaction et le nombre de CV faisant l'objet de cette transaction. En dehors de cet extranet, une possibilité écrite via un formulaire existe également pour informer Brugel d'une transaction.

Dans le cas où le producteur souhaite avoir recours à l'achat des certificats par le gestionnaire de réseau de transport local au prix minimum garanti, il informe alors Brugel de sa décision (irrévocable) pour le 30 avril au plus tard de l'année en cours.

Il n'existe à ce jour aucune plateforme permettant la rencontre virtuelle de l'offre et de la demande de CV. Une telle plateforme pourrait par exemple permettre à un fournisseur de connaître les producteurs/détenteurs de CVs désireux de vendre des CVs et éventuellement les volumes ainsi que les conditions de prix auxquelles ces détenteurs de CVs seraient disposés à procéder à une transaction. Cette plateforme permettrait donc de favoriser/accroître la transparence dans le but final de solutionner le manque de liquidité du marché.

Modalités d'implémentation

Historique et futur

Le mécanisme des certificats verts est un mécanisme historique en Région de Bruxelles-Capitale, à l'instar des deux autres régions de Belgique. Il a été mis en place en mai 2004. Depuis cette date, le mécanisme des certificats verts a subi diverses modifications de forme. Cependant, le mécanisme est resté, dans son essence, le même depuis 2004. Il est actuellement régi par l'arrêté du 17 décembre 2015³⁰.

Si le taux d'octroi se calcule à priori par rapport aux économies de CO₂ réalisées par rapport à une installation de référence, des coefficients multiplicateurs ont par la suite été introduits afin de stimuler les investissements. En effet, l'application de ces coefficients multiplicateurs à certaines filières assure aux producteurs un retour sur investissement forfaitaire d'un nombre d'années prédéfini. Depuis leur introduction, ces coefficients multiplicateurs ont été révisés impactant le niveau de soutien.

Plus récemment, le mécanisme des certificats verts bruxellois a connu de grands changements. Tout d'abord, en 2015, la possibilité d'importer des CV wallons pour satisfaire le retour quota s'est éteinte. Cette option permettait aux fournisseurs bruxellois, lorsque les CV bruxellois étaient épuisés, de faire appel au marché wallon des certificats verts. La possibilité d'importer les CV wallons se basait sur un arrêté ministériel³¹ visant une période de dix ans (2005-2015). En 2015, le système s'est naturellement éteint. L'importation des CV wallons lève deux problèmes. Tout d'abord, il est politiquement compliqué d'organiser une telle importation (entre deux régions). De plus, la question de savoir si un Etat ou une région doit financer le soutien attribué aux producteurs d'un autre Etat ou région se pose.

Ensuite, en 2016, malgré l'avis défavorable rendu par Brugel³², le Gouvernement bruxellois a décidé d'octroyer des certificats verts à l'incinérateur de Bruxelles, pour la production d'électricité issue de l'incinération des

³⁰ Arrêté du 17 décembre 2015 – Arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte

³¹ Arrêté ministériel du 03 mai 2005 portant reconnaissance des certificats verts wallons aux fins de permettre leur comptabilisation pour le respect de l'obligation mise à charge des fournisseurs en Région de Bruxelles-Capitale

³² Avis (BRUGEL-AVIS-20150909-211) sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale, adopté en première lecture le 9 juillet 2015, abrogeant et remplaçant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité

déchets municipaux. De par son niveau de production important, le nombre de CV à octroyer à l'incinérateur était tellement important qu'il a impliqué nécessairement une revue à la hausse des quotas.

Pour ce qui concerne les modifications futures attendues, nous en notons deux principales :

- La première devrait prendre effet dans le courant de l'année 2019. La procédure de certification (expliquée à la suite) ne serait plus entièrement administrée par Brugel. En effet, des organismes certificateurs indépendants seront amenés à certifier les installations de production.
- Ensuite, la seconde modification concerne la suppression du mécanisme de compensation (sur les charges de réseau) dont bénéficient les installations de production d'une puissance de moins de 5 kW en Région de Bruxelles-Capitale à partir de 1^{er} janvier 2020.

Si le premier changement reste de l'ordre de l'organisationnel, le second impacte plus significativement les acteurs de marché, et ce de façon contradictoire. D'un côté, pour les producteurs et les investisseurs concernés par une ou des installations de moins de 5 kW, cette suppression est une menace. Les installations en service actuellement ont de fait pris en compte dans leur business plan le bénéfice lié à la compensation. Il existe donc un risque de diminution des mises en service de nouvelles installations, ainsi qu'une certaine crainte de ces acteurs qu'une installation en service perde en rentabilité (par rapport aux projections initiales). Cette crainte est cependant infondée, de par la prise en compte, depuis quelques années, de la fin de la compensation dans le niveau d'octroi des CV. D'un autre côté, les fournisseurs considèrent que le mécanisme de compensation réduit le niveau d'intégration des producteurs au marché ; ceux-ci ne répondant dès lors pas ou peu aux signaux-prix.

Certification des installations

L'octroi des certificats verts débute par une étape préalable, obligatoire, de certification de l'installation de production d'électricité verte. Cette étape s'entame par l'introduction d'une demande auprès de Brugel, au moyen d'un formulaire et de ses annexes³³. Une fois reçu, le dossier est analysé par les agents de Brugel qui juge le caractère complet du dossier. Le cas échéant, l'agent traitant peut demander des compléments auprès du demandeur.

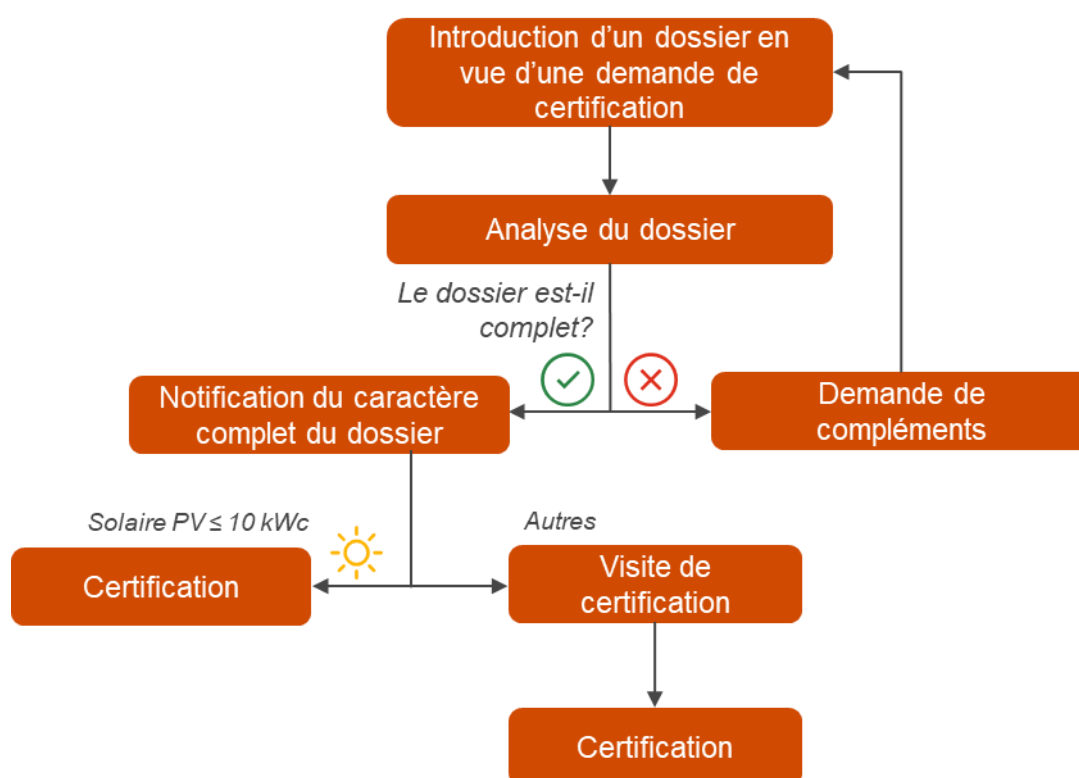
Pour ce qui concerne les installations solaires photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 10 kWc, la notification du caractère complet du dossier équivaut à la certification de l'installation. Par contre, pour les autres installations, cette notification permet la planification d'une visite de certification sur site. Cette visite permet d'évaluer la conformité des éléments de terrain par rapport au dossier transmis, de sceller les compteurs d'énergie et de relever les index initiaux de l'installation.

Si cette visite se conclut positivement, une attestation de certification est envoyée par Brugel au propriétaire de l'installation concernée ; la confirmation de la certification de l'installation clôture officiellement le processus de certification. La date de certification constitue alors la date de début de la période d'éligibilité (10 ans) aux certificats verts.

A titre d'illustration, un schéma représentant le processus de certification, et les délais en application, est repris ci-après.

³³ Le formulaire et le détail des annexes est disponible sur le site de Brugel, au travers du lien suivant : https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energies-renouvelables-11/certification-dune-installation-34

Figure 18 : Procédure de certification des installations de production d'électricité renouvelable



Si Brugel est actuellement chargé de l'étape de certification des installations, cette tâche sera transférée dans le futur à des organismes certificateurs indépendants (transfert estimé pour le courant de l'année 2020).

Eligibilité

Le mécanisme des certificats verts vise à soutenir la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale. Toute installation de production d'électricité verte ayant finalisé le processus de certification est éligible au soutien.

L'arrêté du 17 décembre 2015³⁴ fixe les conditions d'accès au mécanisme des certificats verts : les installations de production d'électricité verte sont éligibles au dit mécanisme. Le parc de production bruxellois actuel comprend les filières suivantes :

- le solaire photovoltaïque,
- l'incinération de déchets municipaux,
- la cogénération (qu'elle soit renouvelable à base de biogaz ou biomasse liquide ou fossile à base de gaz naturel).

Une installation éligible bénéficie du mécanisme des certificats verts durant une période de 10 ans, à compter de la date de certification de l'installation. Pour les installations mises en service avant le 1^{er} juillet 2011, la période d'éligibilité débutait à la mise en service de l'installation mais le relevé des index permettant l'octroi des CV démarrait à la date de la visite de certification. Par conséquent, il pouvait exister un écart plus ou moins important entre la date de mise en service et la visite de certification : la période d'octroi réel des CV pouvait donc être inférieure à 10 ans.

³⁴ Arrêté du 17 décembre 2015 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte

Octroi

D'une part, l'octroi du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte se fait à « guichet ouvert ». Toute installation éligible se voit octroyer un soutien, sans qu'il existe un quelconque plafond sur la capacité maximale à soutenir pendant une année par exemple.

D'autre part, le taux d'octroi (e.g. le nombre de CV octroyés par MWh produit) est défini par une procédure administrative. Ainsi, le régulateur (Brugel) est responsable d'évaluer les paramètres économiques impactant la rentabilité et de calculer le niveau de soutien requis, pour ensuite faire adapter ces éléments par le ou la Ministre de la Région de Bruxelles-Capitale ayant l'énergie dans ses compétences. En particulier, la procédure d'adaptation se passe comme suit :

Pour le 1^{er} septembre de l'année en cours, les valeurs des paramètres de la formule de calcul des coefficients multiplicateurs sont communiquées par Brugel au/à la Ministre³⁵ qui applique les valeurs mises à jour à la formule pour chacune des catégories (de puissance). S'il en résulte un coefficient multiplicateur différent du coefficient actuellement en vigueur, le ou la Ministre l'adapte (avant le 1^{er} octobre de l'année en cours). Le coefficient multiplicateur (arrondi à deux décimales) mis à jour prend effet au 1^{er} janvier de l'année suivante.

Dans le cas où la variation des paramètres en cours d'année conduit à une variation du nombre de CV à octroyer supérieure ou égale à 20% par rapport au nombre octroyé en vigueur, les valeurs mises à jour sont alors communiquées par Brugel au/à la Ministre qui, une fois de plus, adapte dans le mois le coefficient multiplicateur de chaque catégorie. Les nouvelles valeurs prennent effet quatre mois après la publication au Moniteur belge.

C'est également Brugel qui est chargé de l'octroi des CV aux producteurs.

Niveau de soutien

Le nombre de CV octroyés dépend d'une combinaison de facteurs : (i) type de technologie concernée, (ii) date de mise en service, et (iii) puissance maximale théorique. Le calcul du nombre de CV octroyés varie en fonction de la consommation ou non de carburant de la filière concernée. En effet, la consommation de quelconque carburant impacte la rentabilité financière des installations : elles sont dites « *OPEX-driven* » (installations dont la rentabilité dépend essentiellement des charges d'exploitation (et en particulier des charges de combustibles)). A l'inverse, les installations ne fonctionnant pas au moyen d'un carburant sont dites « *CAPEX-driven* » (installations dont la rentabilité dépend essentiellement des charges d'investissements).

Le nombre de CV à octroyer à chaque installation est défini comme suit :

$$\text{Taux d'octroi (CV/MWh)} = \text{taux d'octroi de base} * \text{coefficient multiplicateur}$$

Le **taux d'octroi de base** est le résultat de la comparaison du volume de CO₂ économisé par rapport à une installation fonctionnant au gaz naturel. Ainsi, un CV est octroyé par 217 kg de CO₂ économisés par l'installation de production. Le taux d'octroi dépend donc principalement du type de technologie. D'autres facteurs peuvent également expliquer une différence entre le taux d'octroi de deux installations comme par exemple, la date de mise en service de l'installation ou encore la puissance théorique maximale (kWe ou kWc).

- Pour les **installations n'ayant pas recours à du carburant**, à savoir les installations solaires photovoltaïques et éoliennes. Leur production étant totalement verte, elles bénéficient d'un taux d'octroi de base fixe à 1,81 CV/MWh.

$$\text{Taux d'octroi} = \text{CO}_2 \text{ économisé} / \text{CO}_2 \text{ gaz naturel}$$

³⁵ Le ou la Ministre qui a l'Energie dans ses attributions.

$$= (CO_2 \text{ référence} - CO_2 \text{ installation}) / 217 \text{ (où } 217 \text{ gr} = \text{coefficient d'émission de } CO_2 \text{ du gaz naturel)}$$

$$= (E \text{ nette} / 0,55) * 217 / 217$$

$$= E \text{ nette} / 0,55 = 1,8181$$

Où le facteur à 0,55 fait référence aux 55% de rendement électrique de la turbine gaz vapeur.

- Pour les **installations fonctionnant à l'aide de carburant** (filrière de cogénération), le taux d'octroi se calcule selon la même formule mais atteint des résultats différents en fonction du rendement et de l'économie de CO₂ de l'installation.

$$\text{Taux d'octroi} = CO_2 \text{ économisé} / CO_2 \text{ gaz naturel}$$

Le **coefficient multiplicateur** vise à stimuler l'investissement : il assure un retour sur investissement forfaitaire de 7 ans pour le solaire photovoltaïque et de 5 ans pour les installations de cogénération éligibles. Il est calculé sur base des coûts moyens de l'installation, des primes, aides et subsides éventuels et des prix moyens de l'électricité.

Pour la **filrière solaire photovoltaïque**, la formule suivante est calculée pour définir le coefficient multiplicateur à appliquer.

$$\text{coef} = \frac{\frac{(invest_{PV} - primes_{PV})}{(7 \times 0.8)} - prix_{elec}}{\left(\frac{prix_{CV}}{0.55}\right)}$$

Une distinction est effectuée sur la puissance théorique maximale des installations, qui est séparée en deux catégories : $Pe \leq 5 \text{ kWc}$ et $Pe > 5 \text{ kWc}$.

Pour la filière de cogénération, le coefficient multiplicateur est calculé selon la formule suivante (à condition de démontrer à Brugel le bon dimensionnement³⁶ de l'installation de cogénération).

$$\text{coef} = \frac{\frac{(1.3 \text{ invest}_c - primes_c)}{(5 \times \frac{3}{0.35})} - 0.35 \text{ prix}_{elec} + 0.39 \text{ prix}_{gaz}}{0.25 \text{ prix}_{CV}}$$

Les deux formules précitées sont extraites de l'Arrêté du 17 décembre 2015 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte (version publiée au Moniteur Belge), ainsi que les explications relatives aux différents facteurs utilisés dans la formule.

³⁶ « Pour les constructions existantes, une installation de cogénération bien dimensionnée est une installation :
1. dimensionnée sur les besoins thermiques totaux des clients fournis, diminués de 30% pour tenir compte des effets d'utilisation rationnelle de l'énergie;
2. dont la puissance permet de produire plus de 90% des besoins thermiques cogénérables déterminés au point 1 ci-dessus;
3. qui procure un gain annuel net positif pour les utilisateurs de la chaleur utile produite par l'installation de cogénération.
Pour les constructions neuves la puissance retenue permet de produire 90% des besoins thermiques cogénérables sans toutefois tenir compte d'une préalable réduction de 30% des besoins thermiques totaux des clients fournis. » (Arrêté du 17 décembre 2015 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte)

A la date de rédaction de ce rapport, les taux d'octroi et coefficients multiplicateurs en vigueur pour les nouvelles installations de production d'électricité verte sont présentés sous le Tableau 2.

Tableau 2 : Taux d'octroi et coefficients multiplicateurs en vigueur en février 2019

Filière	Conditions	Coefficient multiplicateur	Nombre de CV à octroyer (= taux d'octroi de base*coefficient multiplicateur)
Cogénération biomasse	na	1	En fonction du rendement et de l'économie de CO ₂
Cogénération gaz naturel	na	1	
Cogénération gaz naturel (à haut rendement fournissant une chaleur utile à plus 75% à plusieurs clients résidentiels, et prouvant le bon dimensionnement de l'installation)	Pe ≤ 15 kWe	6,3	
	15 kWe < Pe ≤ 50 kWe	3	
	50 kWe < Pe ≤ 200 kWe	2	
	Pe > 200 kWe	1,5	
Photovoltaïque	Pe ≤ 5 kWc	1,65	3
	Pe > 5 kWc	1,32	2,4
	Intégrées en usine à des éléments de construction		
Eolienne	na	1	1,81

Le nombre de CV à octroyer, dérivé du taux d'octroi et du coefficient multiplicateur, est figé pour toute la durée d'éligibilité. Toutefois, au vu du prix du CV qui fluctue selon une dynamique de marché, le niveau de soutien effectivement perçu par le producteur diffère. Dans ce cadre, le producteur a la possibilité de calculer un niveau de soutien minimal perçu par CV de par l'existence de l'obligation d'achat des CV par Elia au prix minimum garanti.

Quota (voir également section Demande)

Le quota renouvelable applicable pour les fournisseurs d'électricité est défini par le Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale³⁷. Il est calculé selon les ambitions politiques de la Région en matière de développement des installations de production d'électricité verte.

En 2018, le quota était situé à 8,5%. L'arrêté bruxellois du 13 janvier 2016³⁸ fixe les quotas jusqu'en 2025 où il atteindra 14%.

³⁷ Voir arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 18 décembre 2015

³⁸ Arrêté du 13 janvier 2016 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

Tableau 3 : Quotas fixés pour la période 2013-2025

Année	Quota (%)
2013	3,5
2014	3,8
2015	4,5
2016	8,2
2017	7,8
2018	8,5
2019	9,2
2020	10,0
2021	10,8
2022	11,5
2023	12,3
2024	13,1
2025	14,0

Tel que précédemment mentionné, une amende (100€/CV) s'applique pour tout certificat manquant.

Communication et transparence

Le marché des certificats verts fonctionne par la rencontre d'une offre et d'une demande de certificats verts. Tel que précédemment illustré, le prix est alors défini lorsque le marché s'équilibre.

Si certaines informations sont fournies aux deux parties du marché, il persiste une relative opacité d'une partie à l'autre. En effet, l'existence d'un prix plancher (obligation d'achat au prix minimum garanti) et d'un prix plafond (amende) est connue des producteurs et des fournisseurs. L'intervalle dans lequel le prix du CV est supposé fluctuer est donc une information connue de tous. Cela offre un premier signal sur le prix du marché. A l'inverse, il y a peu de transparence sur le niveau de l'offre et de la demande. Si les producteurs connaissent le nombre de fournisseurs devant respecter le quota (Brugel communique une liste des acheteurs de CV) et le volume de CV devant être remis (approximativement sur base du quota en vigueur), ils ne connaissent pas la disposition à payer de chacun des fournisseurs. Pour ce qui concerne les fournisseurs, le même problème s'impose : le volume total des CV octroyés est une donnée publiée trimestriellement par Brugel. Cependant, ils n'ont aucune connaissance du nombre de CV détenus par chaque producteur, ni du prix de vente souhaité.

Par conséquent, la rencontre de l'offre et de la demande – ainsi que la connaissance des acteurs de marché sur ces aspects – souffre :

- **D'un manque d'information (symétrique) :** chaque côté du marché peut estimer le volume approximatif de certificats à vendre ou à acheter mais peut difficilement connaître le stock disponible de part et d'autre – stock disponible des producteurs et stock souhaité de l'acheteur – en d'autres termes, la propension à acheter / vendre de chacun. Ce sont l'offre et la demande résiduelles qui définissent le stock disponible : information non connue des deux parties du marché des certificats verts.
- **De l'existence de contrats long terme :** ces contrats mettent hors marché une partie du volume échangeable de CV et une série d'opérateurs ; ceci sans que Brugel n'en soit informé dans le cadre de la tenue de sa comptabilité des CV disponibles auprès des producteurs/fournisseurs.

En conclusion, cela signifie que le stock de CV disponibles, si communiqué, n'est pas toujours représentatif de la réalité. Dans le cas où il n'est pas communiqué, ce stock ne peut être estimé par les acteurs de marché au vu de l'information qu'ils ont à leur disposition.

Acteurs et rôles

L'acteur majeur du mécanisme des certificats verts et du retour quota est le régulateur bruxellois à l'énergie, **Brugel**. Actuellement, le régulateur se charge de la certification des installations de production renouvelable, de la méthodologie de calcul du taux d'octroi et des coefficients multiplicateur ainsi que de leur révision, du calcul des CV à octroyer et de leur octroi, et de la gestion du marché des CV et du retour quota.

Pour tout changement dans la méthodologie ou le fonctionnement actuel, Brugel n'a pas de réel pouvoir décisionnel, à l'exception du niveau de soutien pour lequel le ou la Ministre compétent(e) est tenu(e) de suivre la proposition de Brugel. Il élabore des propositions qu'il communique au Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale qui acte ou non les propositions.

D'ici fin 2019, Brugel devrait se voir retirer la charge de la certification des installations de production d'électricité verte. Cette tâche sera assignée à des organismes certificateurs indépendants (agréés par Brugel). Cette modification fut inscrite en 2015 au travers de l'arrêté relatif à la promotion de l'électricité verte³⁹, mais sa mise en route est estimée à fin 2019.

Le gestionnaire de réseau de distribution du gaz et de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, **Sibelga**, est également impliqué dans le mécanisme des certificats verts. Son implication prend place en amont de l'octroi des certificats verts : le producteur transmet à Sibelga l'index de production sur son compteur vert ; Sibelga le vérifie et envoie par la suite à Brugel les données de production validées pour l'octroi à proprement parler.

Ensuite, la Région de Bruxelles-Capitale, notamment au travers de **Bruxelles Environnement** a un rôle informatif par rapport aux certificats verts et plus généralement par rapport à la promotion de l'électricité verte. C'est d'ailleurs Bruxelles Environnement qui a par exemple développé la carte solaire : carte interactive permettant d'estimer, pour chaque toiture sur le territoire de la région, le potentiel d'une installation solaire photovoltaïque⁴⁰.

Enfin, tel que mentionné précédemment, le **Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale** joue le rôle décisionnel et législatif du mécanisme de soutien à la production d'électricité verte.

L'ensemble des acteurs entrant dans le périmètre du mécanisme des certificats verts et du retour quota sont cartographiés dans la Figure 19 ci-dessous.

³⁹ Arrêté du 17 décembre 2015 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte

⁴⁰ La carte solaire est disponible au travers du lien suivant : <https://geodata.environnement.brussels/client/solar/>

Figure 19 : Mapping des acteurs actifs dans le mécanisme des certificats verts



Financement

Le financement du mécanisme des certificats verts est en théorie supporté par les fournisseurs d'électricité à qui incombe l'achat des certificats verts en vue de satisfaire leur quota renouvelable. En Région de Bruxelles-Capitale, les fournisseurs ont la possibilité de répercuter ce coût sur la facture du consommateur final ; option choisie par l'ensemble des fournisseurs. En pratique, on observe donc que le système est supporté par les consommateurs finaux, via leur facture d'électricité, et par l'intermédiaire des fournisseurs sur lesquels repose l'obligation de retour quota.

Par conséquent, la facture d'électricité des consommateurs finaux est impactée par le mécanisme des certificats verts, et ce via deux composantes différentes :

1. D'un côté, l'achat des certificats verts par les fournisseurs répercuté sur la facture finale du consommateur se retrouve sous la composante intitulée « *contribution électricité verte* » (CEV). Le niveau de cette contribution peut être adapté par le fournisseur : une hausse du prix de transaction des certificats verts se solde généralement par une hausse de la contribution électricité verte.
2. D'un autre côté, l'obligation de service public d'Elia sous forme d'achat des CV au prix minimum garanti (65€/CV) fait également en théorie partie de la facture d'électricité du consommateur, sous la composante « redevances ». Cependant, au vu du prix moyen des certificats verts qui dépasse largement le niveau du prix minimum garanti, Elia n'a jamais dû acheter de certificats verts, ce qui implique une redevance pour cette OSP nulle.

Evaluation de la performance du mécanisme

La performance d'un système de soutien à la production d'énergie renouvelable peut être évaluée au regard de :

- Son **effectivité** : le système produit-il les effets attendus, i.e. la production d'énergie renouvelable se développe-t-elle en Région de Bruxelles-Capitale ?
- Son **efficacité** : le système produit-il les objectifs souhaités, i.e. la production d'énergie renouvelable atteint-elle le niveau souhaité ?

- Son **efficience** : le système produit-il les objectifs souhaités au moindre coût, i.e. les résultats atteints sont-ils cohérents avec les efforts (financiers, techniques, humains...) déployés ?

Au travers de la présente section, nous apportons une réponse tant qualitative que quantitative à ces trois questions. Pour ce faire, nous nous sommes basés sur des données disponibles fournies par Brugel, relatives aux cinq dernières années (2014 à 2018 dans la mesure du possible). Nous considérons qu'un horizon de temps plus étendu n'est pas pertinent : les parties prenantes interrogées ont en effet mis en exergue l'arrivée de dysfonctionnements dans le système depuis environ 2015.

Effectivité

L'effectivité du système de soutien à la production d'électricité verte peut être évaluée au travers de l'évolution du productible vert en Région de Bruxelles-Capitale. Dans le cas où ce productible évolue à la hausse, on peut conclure que le système actuel des certificats verts est effectif dans la promotion de l'électricité verte.

Pour évaluer dans quelle mesure le mécanisme bruxellois actuel est effectif dans la promotion de l'électricité verte, nous avons analysé, sur la période 2014-2018, l'évolution du productible vert, de la puissance installée certifiée et du nombre d'installations. Les résultats de cette analyse sont illustrés dans les graphiques présentés à la suite.

Figure 20 : Evolution du productible vert entre 2014 et 2018

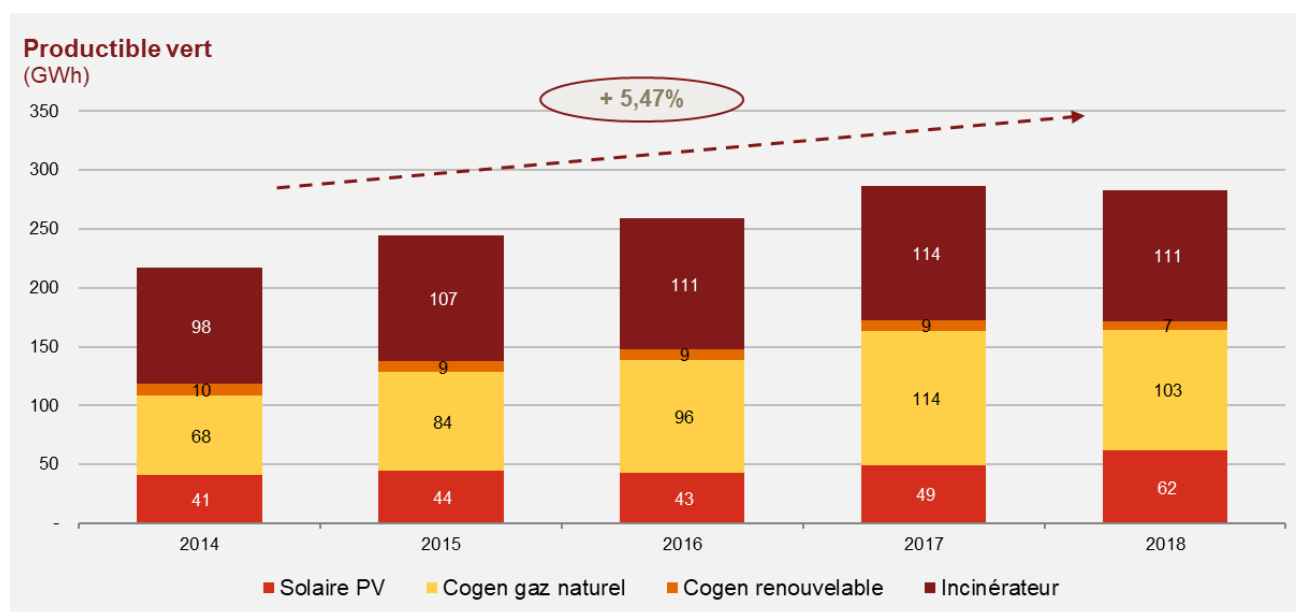


Figure 21 : Evolution de la puissance installée certifiée entre 2014 et 2018

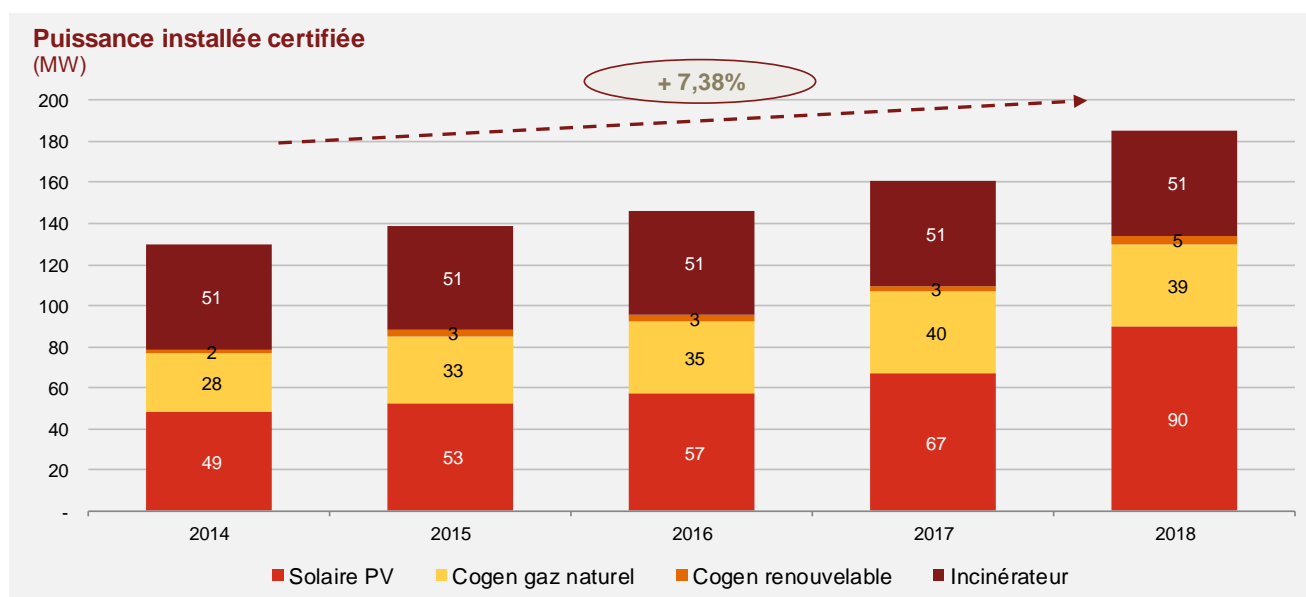
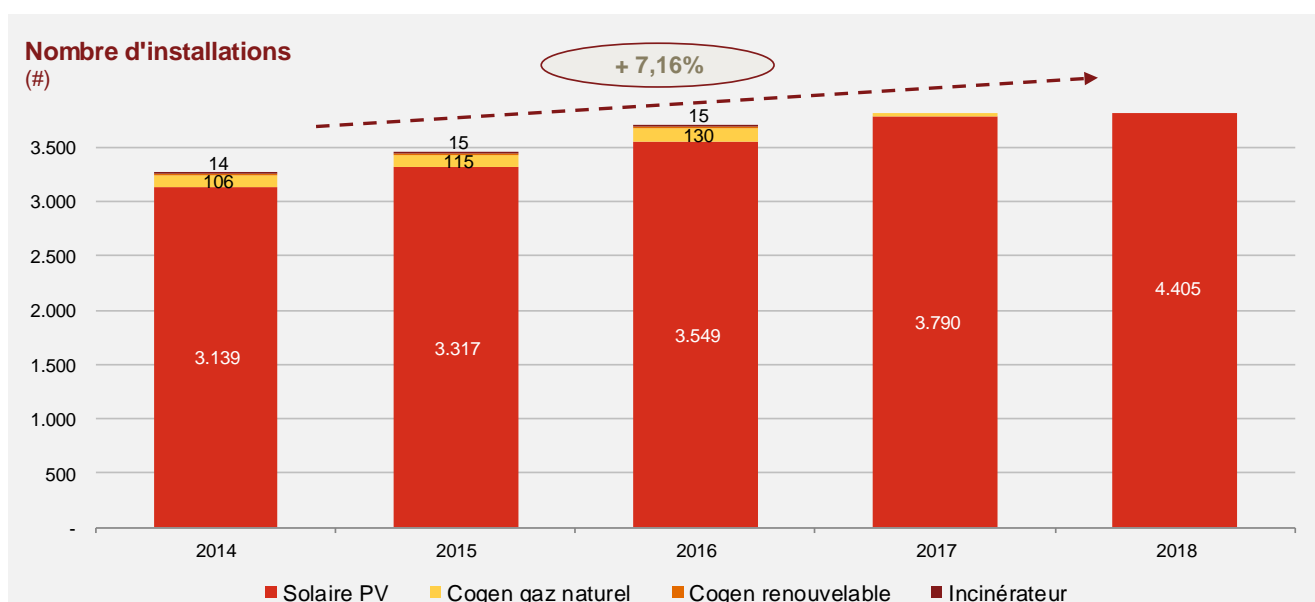


Figure 22 : Evolution du nombre d'installations entre 2014 et 2018



Au vu de la croissance positive indéniable observée pour le productible vert, la puissance installée certifiée et le nombre d'installations sur la période 2014-2018, il peut être conclu que **le mécanisme des certificats verts et de retour quota est effectif** dans le développement de l'électricité verte.

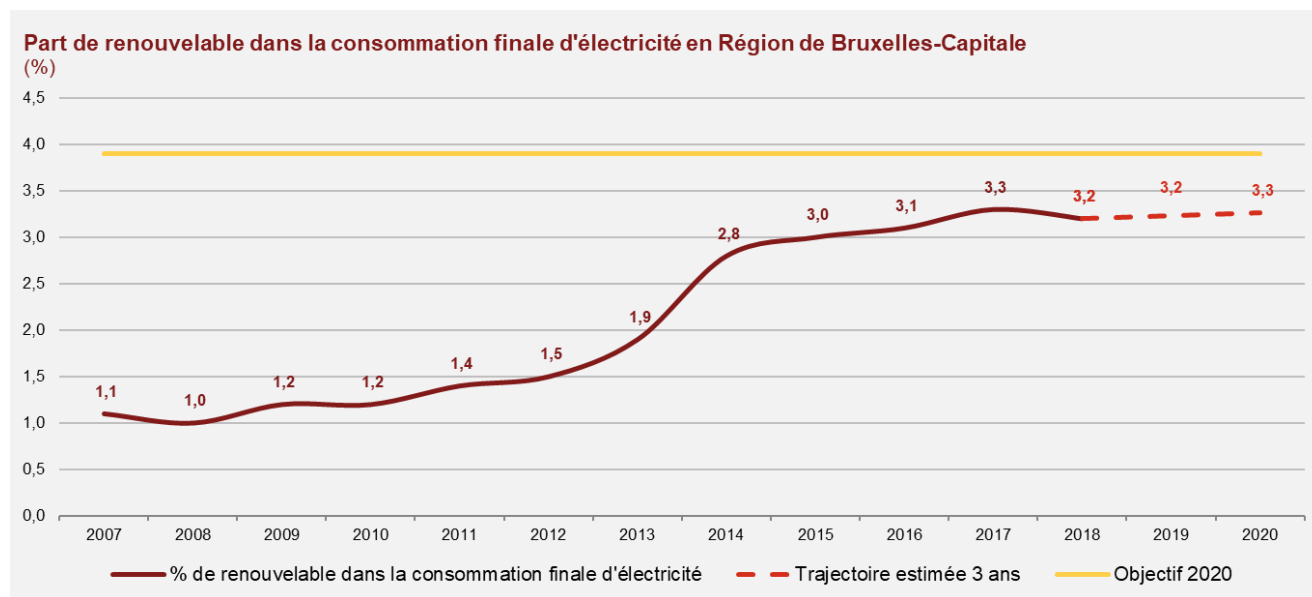
Efficacité

L'efficacité d'un mécanisme de soutien peut être évaluée dans la capacité de ce mécanisme à atteindre les objectifs souhaités. Dans le cadre de la production d'électricité renouvelable, nous identifions l'objectif à atteindre comme la part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité, pour laquelle la Région de Bruxelles-Capitale

s'est fixée l'objectif de 3,9% d'ici 2020⁴¹. Cet objectif a été estimé⁴² par l'APERe, dans son observatoire des énergies renouvelables, sur base de l'accord du *burden sharing* signé en 2015 par l'ensemble des régions belges.

En 2018, une part de 3,2% de renouvelable était déjà atteinte⁴³. Par ailleurs, nous avons estimé la trajectoire jusqu'en 2020 sur base de la croissance annuelle de cette part entre 2016 et 2018⁴⁴. Le résultat de cette estimation est illustré par la ligne pointillée rouge sur le graphique ci-dessous et démontre que l'objectif 2020 serait difficilement atteint en 2020.

Figure 23 : Efficacité du mécanisme de soutien à la production d'électricité renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale



En conclusion, **le mécanisme de soutien actuel est peu efficace**, dans le sens où il ne semble pas produire entièrement les objectifs souhaités, à savoir que la production d'énergie renouvelable atteint le niveau souhaité. En effet, la probabilité que la Région de Bruxelles-Capitale atteigne son objectif 2020 de part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité semble faible. Dans un but d'évaluer le développement de la production verte, il conviendrait de comparer la part d'électricité verte dans la consommation finale d'électricité, avec un objectif vert spécifique.

Efficiencia

Coût pour la collectivité

En matière d'efficacité du mécanisme de soutien actuel, le coût pour la collectivité semble être le plus important et le plus aisé à estimer. Pour ce qui concerne son importance, le coût pour la collectivité donne une idée du

⁴¹ Bien que le mécanisme de soutien en Région de Bruxelles-Capitale vise à soutenir la production d'électricité verte (incluant donc le renouvelable ainsi que la cogénération fossile), les objectifs issus des Plans d'Action Nationaux tels qu'exigés par l'Union Européenne, comprennent uniquement la production renouvelable.

⁴² L'approche méthodologique suivie par l'APERe pour estimer l'objectif 2020 de part de renouvelable dans la consommation brute d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale n'est malheureusement pas publiée.

⁴³ Les données de part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Région de Bruxelles-Capitale proviennent de l'APERe pour la période 2007-2012 et des rapports annuels de Brugel pour la période 2013-2018.

⁴⁴ En pratique, nous avons calculé le taux de croissance composé annuel de la part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité relatif à la période 2016-2018. Ce taux de croissance annuel a ensuite été appliqué chaque année à partir de 2018 pour estimer la trajectoire de cette part jusqu'en 2020. Le choix de la période 2016-2018 (à la place de 2007-2018) vise à assurer une plus grande représentativité de l'estimation et à éviter le biais pouvant survenir en prenant une période trop longue.

niveau de financement d'un tel mécanisme. C'est également le coût qui demande le plus d'acceptabilité de la part du consommateur final car c'est ce dernier qui supporte in fine le financement du mécanisme.

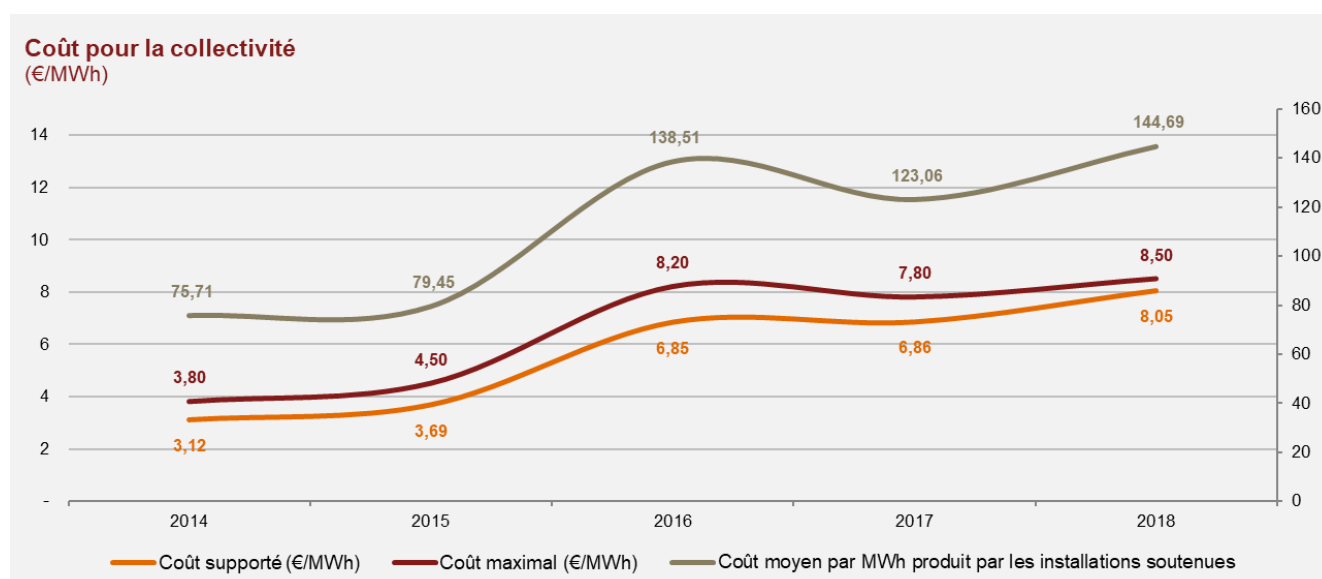
Dans le but d'évaluer l'efficacité du mécanisme actuel bruxellois, nous avons compilé trois composantes de coût : un coût maximal, un coût supporté par la collectivité et un coût moyen.

- Premièrement, le **coût maximal** considère que l'ensemble des certificats à remettre pour satisfaire le retour quota est acheté au prix – théorique⁴⁵ – maximal, à savoir l'amende (100€/CV).
- Deuxièmement, le **coût supporté** prend en compte l'ensemble des CV à remettre pour satisfaire le retour quota et le prix moyen de transaction des CV.
- Troisièmement, le **coût moyen** considère les CV à remettre pour satisfaire le retour quota, le prix moyen de transaction de ces CV, par rapport à l'électricité produite par les installations soutenues.

Afin de faciliter l'interprétation des résultats, nous avons rapporté ces trois composantes de coût par MWh sur la même année. Les deux premières composantes de coût sont rapportées par MWh d'électricité fournie, là où la troisième composante est rapportée par MWh d'électricité produite. Cette distinction explique notamment l'écart observé dans la Figure 24 du niveau du coût moyen par rapport au coût maximal et au coût supporté.

La Figure 24 ci-dessous illustre l'évolution de ces coûts sur la période 2014 à 2018. Il peut y être observé une évolution à la hausse des trois composantes de coût. La hausse du coût maximal est due à la hausse du quota en vigueur. Le coût maximal augmente ainsi car le nombre de CV à rendre par les fournisseurs évolue positivement. Ensuite, pour ce qui concerne le coût supporté, la hausse résulte de la combinaison d'une hausse des quotas et d'une hausse des prix de transaction des certificats verts. Enfin, pour ce qui concerne la hausse du coût moyen, celle-ci s'explique par la hausse du quota, couplée à une hausse du prix de transaction des CV. Bien que le niveau de production d'électricité verte augmente également, la hausse est plus faible que celle enregistrée pour les deux éléments précités.

Figure 24 : Evolution du coût pour la collectivité entre 2014 et 2018



⁴⁵ La notion de théorique fait référence à la situation réelle où le coût maximal de transaction des CV dépasse le niveau de l'amende et donc que le coût répercuté par les fournisseurs peut également dépasser le niveau de l'amende. Cela est dû à un traitement fiscal de l'amende comme coût non-déductible. Ainsi, il est plus intéressant pour un fournisseur d'acheter les CV un peu plus cher que l'amende, que de la payer.

En conclusion, la hausse du coût supporté, du coût maximal et du coût moyen par MWh produit par les installations soutenues (en €/MWh) du mécanisme de soutien actuel en Région de Bruxelles-Capitale laisse à penser que **ce mécanisme devient de moins en moins efficient** sur la période 2014-2018.

Coût pour le producteur et le fournisseur

Le mécanisme de soutien actuel peut également engendrer un coût pour les acteurs de marché, à savoir principalement les producteurs et les fournisseurs.

Pour ce qui concerne le **producteur**, le coût du mécanisme comprend principalement un coût de gestion ou coût administratif. Ce coût illustre le temps et l'effort qu'un producteur doit fournir pour comprendre le mécanisme de soutien et y participer. Sa participation au marché des CV demande en effet de trouver un acheteur potentiel pour ses CV, d'en négocier le prix et d'acter la transaction. Cependant, sur base des informations récoltées auprès des parties prenantes (et synthétisées dans la section suivante), le manque de liquidité perçu sur le marché des CV bruxellois impacterait les fournisseurs à échelle plus importante. Cela s'explique par le fait qu'un producteur perçoive un soutien financier du mécanisme des certificats verts (adoucissant donc l'impact du coût), alors qu'à l'inverse, un fournisseur en subit le coût entièrement.

De fait, de son côté, le **fournisseur** encourt deux types de coût : le coût de gestion et le coût du système. D'une part, le coût de gestion se rapporte à celui du producteur : cela comprend le temps et l'effort pour assurer la transaction des certificats verts. Assurer la transaction peut demander de contacter les différents producteurs, un à un, pour tenter d'acheter leurs CV. De par le nombre beaucoup plus important de producteurs par rapport au nombre de fournisseurs, la prise de contact avec les producteurs doit être multipliée afin de satisfaire au retour quota en fin de période.

D'autre part, le coût systémique peut être segmenté en deux composantes. D'un côté, lors de la répercussion du coût sur la facture du consommateur, le fournisseur définit un niveau de contribution électricité verte au préalable de la transaction en tant que telle. Par conséquent, il peut arriver que cette contribution soit sous- ou surestimée par rapport au coût réel des certificats verts qui seront achetés. D'un autre côté, la répercussion de ce coût sur la facture augmente le montant de cette dernière, ce qui à son tour augmente le risque d'impayés (en termes de volume et de nombre de factures impayées).

En pratique, la tenue de la table ronde et des rencontres bilatérales avec les acteurs de marché a permis de mettre en exergue un coût administratif important et un coût systémique à la hausse pour les fournisseurs (surtout en 2016 et 2017).

Coût pour Brugel

Enfin, l'efficacité du mécanisme actuel peut être évaluée sous la forme du coût administratif : le coût d'administration du mécanisme par l'autorité compétente. En Région de Bruxelles-Capitale, cette autorité est Brugel, et de par sa place centrale dans le mécanisme, Brugel doit disposer de ressources tant humaines et techniques que financières pour y parvenir.

Le coût encouru par Brugel correspond aux ressources humaines et IT dédiées à la gestion du mécanisme : en amont, à travers la détermination d'une méthodologie d'octroi et d'un rôle de conseil au Gouvernement en matière de promotion de l'électricité verte ; en aval, par le calcul d'octroi et l'octroi des certificats verts, l'enregistrement des transactions, les transferts de CV d'un compte à l'autre et l'annulation des CV rendus en vue de satisfaire le retour quota. Ce coût de gestion semble inhérent au fonctionnement et à la bonne gestion d'un mécanisme de soutien. En effet, à moins que le soutien à l'électricité verte ne soit abrogé, tout mécanisme remplaçant demanderait une implication relativement similaire de la part du régulateur ou tout autre acteur neutre auquel serait confiée une telle mission.

Notons toutefois la modification des responsabilités de Brugel en matière de certification des installations prévues pour fin 2019, qui devrait permettre à son personnel de leur libérer un peu plus de temps à réallouer à d'autres tâches.

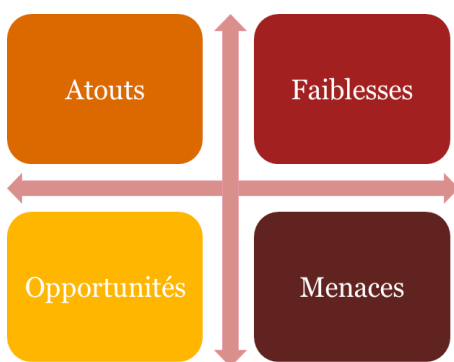
A l'instar de Brugel, Sibelga utilise une partie de ses ressources à la réception et à la transmission des index de production issus des compteurs verts des producteurs. Cette tâche ne semble pas être en contradiction avec son rôle de gestionnaire de réseau de distribution. Au contraire, cela lui permet de vérifier très rapidement la véracité des informations transmises.

En bref, les coûts de gestion encourus par Brugel et Sibelga ne semblent pas disproportionnés et apparaissent même relativement faibles au regard des autres coûts précités, en particulier les coûts à charge des fournisseurs et les coûts supportés par ces derniers dans la mesure où ces coûts sont répercutés sur les consommateurs.

Analyse des forces, faiblesses, opportunités et menaces du système actuel

Méthodologie

Pour l'analyse du fonctionnement du mécanisme actuel de soutien, nous avons préconisé une analyse dite SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*) visant à identifier les forces, faiblesses, opportunités et menaces dudit mécanisme.



Cette étude se voulant qualitative, la prise de contact avec les parties prenantes du marché des certificats verts a été préconisée pour élaborer cette analyse. En pratique, ces parties prenantes ont été conviées à une table ronde (tenue le 21 janvier 2019). Les acteurs ne pouvant pas être représentés à cette date se sont vu proposer une rencontre bilatérale.

Afin de garantir la profondeur et la richesse de la discussion, un panel diversifié d'acteurs du marché y a été convié : fournisseurs, producteurs, intermédiaires, tiers-investisseurs, associations RES (fédérations), associations de consommateurs, Administration, Cabinet et gestionnaire de réseau de distribution. Seuls les représentants du Cabinet et des intermédiaires n'ont pas pu être rencontrés.

Préalablement à la table ronde, nous avons transmis aux participants une liste de questions / thématiques structurantes. Nous souhaitons leur laisser le temps de la réflexion personnelle avant la tenue d'une discussion de groupe. Cette liste de questions est disponible en *Annexe 2. Questions abordées en table ronde*.

Les résultats de la discussion, anonymes, sont synthétisés dans la section suivante.

Résultats de la consultation des stakeholders

De façon générale, au vu du large panel des types d'acteurs invités, les réponses fournies divergent fortement et peuvent même parfois se contredire. Il semble en effet normal qu'un producteur et un fournisseur n'aient pas nécessairement les mêmes points de vue.

Cette section présente donc de façon synthétique les résultats de la consultation des stakeholders. Pour un référencement exhaustif des opinions et idées formulées par les participants, nous renvoyons le lecteur à l'*Annexe 2. Questions abordées en table ronde*.

Au vu de l'analyse SWOT utilisée comme structure pour cadrer l'analyse, les résultats présentés ci-dessous sont classés en quatre sous-sections, à savoir quelles sont les forces, faiblesses, opportunités et menaces du système actuel.

Quelles sont les forces du système actuel ?

En termes de forces, les parties prenantes interrogées ont mis en exergue des forces pouvant être regroupées autour des thématiques suivantes :

- Soutien dans l'atteinte des objectifs de déploiement du renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale

Cette force est peut-être la plus évidente. L'existence d'un système de soutien à la production d'électricité verte offre un **soutien à l'atteinte des objectifs de déploiement du renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale (ainsi qu'au déploiement de la cogénération fossile, non reprise dans les objectifs européens)**. Le mécanisme semble en effet obtenir les effets désirés : une augmentation du productible et de la puissance installée verte. Ces constats sont d'ailleurs illustrés dans la section *Evaluation de la performance*.

- Incitant et niveau de rentabilité

Une des forces communiquées à plusieurs reprises a trait à **l'incitant** que les certificats verts représentent pour les producteurs et le **niveau de rentabilité** qui leur est ainsi assuré. En effet, au vu du prix moyen d'échange des certificats verts, les producteurs se voient octroyer un niveau de soutien intéressant, l'incitant à entretenir/utiliser son installation de production. De plus, le niveau de soutien permet la mise en place de schémas tiers-investisseurs. Grâce à un retour sur investissement relativement court, les installations de production d'électricité verte deviennent des placements intéressants pour les citoyens et les investisseurs externes. Dans ce cas, le tiers-investisseur est propriétaire de l'installation et reçoit les CV de droit. L'électricité doit alors être cédée (tel un service à l'occupant). Enfin, la combinaison des certificats verts et du mécanisme de compensation peut offrir aux producteurs une situation financière relativement confortable.

A contrario, en termes de coût répercuté sur les consommateurs finaux d'électricité, ce niveau (trop) élevé de soutien peut également être vu comme une faiblesse.

- Stabilité du mécanisme des certificats verts et du retour quota

Contrairement à la Région flamande qui impose un *banding factor*⁴⁶ sur le taux d'octroi de ces certificats verts, les producteurs bruxellois se voient attribuer un taux d'octroi qui reste fixe durant la période d'éligibilité des CV (qui, pour rappel, est de dix ans).

De même, le mécanisme est considéré comme relativement connu et accepté par les différents acteurs (y compris les investisseurs). En conséquence, il est plus aisé pour les producteurs de faire appel à des investissements

⁴⁶ Le *banding factor* est une sorte de facteur correctif dégressif appliqué sur le taux d'octroi des CV. Il se calcule sur base de l'évolution de la rentabilité de la filière concernée. Par conséquent, les producteurs observent une diminution annuelle du nombre de CV qui leur sont octroyés.

externes, et pour les producteurs et/ou investisseurs de faire des projections sur la rentabilité future de l'installation.

- Contrôle / monitoring du système de soutien

Les possibilités de contrôle et de monitoring bénéficient autant Brugel que le producteur. D'un côté, Brugel effectue une révision annuelle des coefficients multiplicateurs appliqués au taux d'octroi des CV. Une vérification est en effet effectuée pour s'assurer que les hypothèses prises soient bien représentatives de la réalité et qu'elles permettent d'atteindre le retour sur investissement prévu. D'un autre côté, la présence d'un compteur bidirectionnel chez les *prosumers* (en vue de bénéficier du mécanisme de compensation) et l'encodage de l'index de production par les producteurs permettent de développer une connaissance sur le taux d'autoconsommation et sur la productivité des installations. En matière de potentiel, la carte solaire⁴⁷ a également été nommée à plusieurs reprises comme outil de connaissance pertinent.

- Autres forces

Enfin, nous listons ci-dessous les dernières idées mentionnées par les parties prenantes, bien que réitérées un nombre moindre de fois :

- Le niveau de soutien est basé sur la performance environnementale (surtout dans le cas de la cogénération) ;
- La transmissibilité du titre CV.

Quelles sont les faiblesses du système actuel ?

En termes de faiblesses, les parties prenantes interrogées ont mis en exergue des faiblesses pouvant être regroupées autour des thématiques suivantes :

- Coût du système de soutien

La faiblesse la plus communément citée est celle liée au **coût de gestion du système de soutien** pour les différents acteurs concernés. De façon générale, les acteurs interrogés décrivent un coût opérationnel, administratif et systémique trop important, un système complexe et des démarches lourdes.

Dans le chef du fournisseur, un coût systémique important est mis en avant. Ce dernier est tout d'abord argumenté par la présence d'un grand nombre de producteurs de petite taille (bénéficiant d'un faible nombre de CV) qu'il faut contacter de façon individuelle. L'achat de CV auprès des producteurs résidentiels est également réalisée dans l'espoir de les fidéliser comme clients. Dans cette optique, cette démarche prend alors un temps plus important que de faire appel à un intermédiaire (de type trader) qui percevrait une marge sur la transaction. Ensuite, un coût est également encouru en cas de hausse du prix de transaction des CV. Dans le cas où ce dernier dépasse le niveau de l'amende (100€/CV), comme cela a été récemment observé, le fournisseur est laissé face au choix de payer l'amende ou d'acheter ses CV relativement cher. Payer l'amende semble poser deux inconvénients par rapport à la relation clients. Tout d'abord, le non-respect du quota renouvelable constitue une mauvaise publicité. Ensuite, l'amende constitue un coût non déductible. Il est dès lors plus intéressant pour un fournisseur d'acheter des certificats à prix plus élevé que de payer l'amende. Dans ces cas-là, le niveau de la contribution électricité verte tendra à dépasser le niveau de l'amende, ce qu'ils considèrent compliqué à justifier à leurs clients.

Si certains considèrent que la hausse du prix des CV n'est pas un risque pour les fournisseurs car ils ont la possibilité de répercuter ce coût sur la facture du consommateur, ces derniers rétorquent qu'ils doivent facturer

⁴⁷ Pour rappel, la carte solaire est un outil interactif qui estime, pour toute adresse inscrite, le potentiel de production solaire photovoltaïque et thermique du toit. Cet outil fournit une estimation des coûts et gains liés à la pose de panneaux photovoltaïques ou d'un chauffe-eau thermique. La carte solaire est disponible au travers du lien suivant : <https://geodata.environnement.brussels/client/solar/>

une contribution électricité verte (CEV) à un prix élevé pour se protéger des fluctuations du prix des CV. Cette CEV finit donc par différer en fonction du fournisseur, ce qui, selon eux, joue sur leur compétitivité. Enfin, les fournisseurs rappellent, qu'en cas de non-paiement de la facture d'électricité, ils doivent encaisser ce manque à gagner tout en continuant à acheter les CV à hauteur du quota imposé.

Enfin, un coût d'apprentissage relativement important est également rapporté, notamment un besoin d'éduquer le citoyen pour lui expliquer le fonctionnement du système et le caractère rentable de l'investissement, ainsi que le fait qu'il puisse devenir un producteur potentiel. De plus, la procédure d'enregistrement de l'installation est jugée trop complexe. Finalement, le système serait trop peu intuitif pour un *prosumer* qui doit passer un temps relativement conséquent pour comprendre le fonctionnement du mécanisme ; un mécanisme de type FIT est considéré comme plus facile à comprendre.

- Manque de liquidité du marché des CV

Principalement ressenti les deux dernières années et sur les mois précédant le retour quota, ce manque de liquidité pose semble-t-il des difficultés face à l'obligation pour les fournisseurs de satisfaire leur quota. A ce propos, ces derniers jugent le mécanisme de quota peu optimal et non adapté. Le manque de liquidité représente un risque pour les fournisseurs et pour les consommateurs finaux (qui pâtissent de factures d'électricité à la hausse). Les parties prenantes mettent en cause trois raisons potentielles.

1. les producteurs, ayant connaissance de ces tensions, refusent de vendre leurs CV avant les mois de février et mars. Ce premier constat peut être couplé à la présence d'intermédiaires (brokers) qui accentue le problème de par leur possibilité de stocker un certain nombre de CV. En conséquence, le manque de liquidité déjà présent sur le marché est accentué par la spéculation. Cette constatation ne touche pas uniquement les producteurs. En effet, les intermédiaires ont également un incitant à spéculer sur le prix des CV.
2. certains acteurs mettent en cause un nombre de CV octroyés trop faible par rapport au nombre de CV nécessaires pour satisfaire le retour quota. Notons également que la possibilité pour le producteur de s'engager dans un contrat d'achat des CV à moyen terme avec un fournisseur limite d'autant plus le stock de CV réellement disponibles à la vente.
3. la répartition de l'offre et de la demande de CV sur le marché fragilise son bon fonctionnement. Un seul fournisseur représente 52% des quotas (en 2018). Pour ce qui concerne les producteurs, nous ne disposons pas d'informations détaillées pour commenter la segmentation de l'offre de CV, si ce n'est que l'incinérateur représentait environ 28% de la demande de CV en 2016

- Manque de prévisibilité du système

Le manque de prévisibilité ressenti par le producteur s'exprime par un niveau de soutien fluctuant en fonction du marché (de par la fluctuation du prix de transaction du CV). Ce revenu variable complexifie les prévisions de rentabilité. De plus, le niveau de soutien est connu au moment de la mise en service (capacité de l'installation certifiée déterminant son taux d'octroi) ; celle-ci arrivant après la phase d'investissement et de calcul de rentabilité.

En lien avec la faiblesse relative au « coût du système de soutien » expliquée ci-dessus, pour les fournisseurs, les fluctuations du prix d'achat des CV induisent potentiellement l'enregistrement d'une marge ou d'un déficit : ils doivent en effet garantir un prix de vente de l'électricité sans connaître le coût d'achat des CV. Cette incertitude est toutefois inhérente à leur métier ; le risque s'impose également dans le cadre du prix d'achat de l'électricité sur le marché. De façon générale, il existe une incertitude vis-à-vis des potentiels changements futurs et de l'évolution du cadre de soutien. Des rumeurs d'arrêt du mécanisme provoquent la méfiance et ont notamment pour conséquence l'arrêt de l'activité de certains tiers-investisseurs qui ne souhaitent plus préfinancer des projets qui pourraient ne plus bénéficier de soutien. A titre d'exemple, la nouvelle de l'arrêt du mécanisme de compensation

est connue, mais il existe un manque de clarté sur les modalités liées à l'injection qui seront en place à ce moment-là.

- Contexte bruxellois

Le **contexte bruxellois** présente certaines spécificités de nature à freiner le développement de la production d'électricité verte. La Région de Bruxelles-Capitale comporte un nombre important de copropriétés et propriétaires-bailleurs. Pour ce qui concerne les copropriétés, bien que le mécanisme actuel prévoit l'octroi de CV aux multipropriétés, ces dernières rencontrent des barrières liées à la valorisation de l'électricité et à la gouvernance de l'installation. En termes d'installation, un nombre important de toitures est détenu par des copropriétés et leur rénovation parfois préalable à la mise en service d'une installation requiert un investissement difficile à conclure par des propriétaires multiples.

Pour ce qui concerne les propriétaires-bailleurs, un manque d'incitant persiste. En effet, la mise en place d'une installation de production d'électricité verte est perçue comme bénéficiant moins à un propriétaire qu'à un locataire étant donné que le propriétaire paierait l'investissement sans jouir directement de l'électricité produite par son installation.

La population bruxelloise est considérée comme plus précarisée que dans les deux autres régions belges : en l'absence de soutien à l'investissement, il existe donc une réelle barrière financière à la mise en service de nouvelles installations de production. Selon Statbel, en 2016, le revenu moyen (net imposable) d'un habitant bruxellois se situait à hauteur de 13.980 €, contre 16.787 € en Wallonie et 19.102 € en Flandre⁴⁸.

Enfin, la densité et l'organisation spatiale de la Région de Bruxelles-Capitale constitue un frein à l'installation de systèmes de production renouvelable. Le coût d'installation ne baisse pas aussi vite qu'en Flandre ou Wallonie : sont en cause les frais de parking, la hauteur et l'accessibilité des toitures, etc.

- Manque de transparence du système des CV

Le système est jugé peu lisible pour le consommateur final d'électricité. En particulier, le manque de transparence est décrié par rapport au prix et au volume de CV. D'une part, le reporting sur le prix de marché des CV n'est pas assez fréquent. D'autre part, l'existence de contrats à plus ou moins long terme d'achat et de vente de CV fausse l'estimation du stock disponible qui est, du coup, plus faible que communiqué.

- Autres faiblesses

Enfin, nous listons ci-dessous les dernières idées mentionnées par les parties prenantes, bien que réitérées un nombre moindre de fois :

- Le mécanisme de compensation évite que le *prosumer* soit intégré au marché et qu'il réponde aux signaux prix.
- Le système est jugé inéquitable : il est supporté par l'ensemble de la population alors qu'il bénéficie à un nombre limité de producteurs.
- Les certificats verts, couplés au mécanisme de compensation, engendrent des comportements incohérents. De fait, un effet rebond peut avoir lieu : de par le fait qu'un producteur a l'impression que l'électricité lui coûte moins cher, il finit par en consommer plus.
- Pour ce qui concerne le taux d'octroi, il est issu d'une décision politique (établie sur base d'une proposition de Brugel). Pour la filière solaire photovoltaïque, les taux d'octroi considèrent un nombre de catégories de puissance par filière jugées insuffisantes.

⁴⁸ Statbel, <https://statbel.fgov.be/fr/themes/menages/revenus-fiscaux>

Quelles sont les opportunités du système actuel ?

A la suite de la discussion autour des forces et faiblesses du système actuel, les parties prenantes se sont vues présenter les divers mécanismes de soutien à la production existant en Europe et pouvant potentiellement être appliqués en Région de Bruxelles-Capitale. Sur cette base, elles ont été invitées à réfléchir sur les opportunités et menaces externes pouvant impacter le mécanisme des certificats verts et du retour quota.

- Potentiel développable de production d'électricité verte

Bien qu'aucune estimation n'existe à ce jour sur le potentiel encore à développer, les acteurs jugent qu'il reste encore de la place pour de nouvelles installations solaires photovoltaïques et de cogénération. Le développement de ce potentiel est un levier important à l'atteinte des objectifs renouvelables dans la Région. Cette ambition politique a d'ailleurs fait l'objet d'une transcription dans le Plan National Energie et Climat⁴⁹, qui vise notamment à promouvoir la mise en service d'installations solaires photovoltaïques dans les espaces publics.

- Nouveaux business models du marché de l'électricité

Selon plusieurs parties prenantes, le **smart metering** doit être encouragé. La réforme du système actuel de soutien pourrait par conséquent appuyer une meilleure inscription du smart metering dans la législation. De plus, il y a place à l'amélioration de la connaissance en matière de flux de production et de consommation.

Les communautés de l'énergie et la promotion de l'autoconsommation collective représentent autant de nouveaux business models pouvant être davantage encouragés par le mécanisme de soutien à la production d'électricité verte. La promotion de l'autoconsommation collective et de l'organisation en quartiers peut à terme faciliter la mise en service de nouvelles installations de production. En lien avec la faiblesse formulée sur le contexte bruxellois, le regroupement des travaux d'installation de plusieurs sites de production dans un même quartier peut, de façon annexe, mener à des économies d'échelle pour l'installateur en charge et donc résulter en des prix plus faibles.

- Opportunités liées à la réforme du mécanisme actuel

Enfin, diverses opportunités ont également été mentionnées dans le cadre d'une réforme future du mécanisme. Certaines idées ont été mentionnées dans le cadre d'une adaptation du système actuel, jugé assez souple que pour permettre certaines modifications. Les propositions incluent :

- le renvoi des index de production à des intervalles plus réguliers,
- l'automatisation du processus de vente/achat des CV,
- la facilitation du suivi et la création d'un processus d'octroi et de perception du soutien plus court, incluant un nombre plus faible d'acteurs différents,
- l'implication d'un acteur unique en termes de gestion et financement du mécanisme (comme le gestionnaire de réseau de distribution) au travers d'une obligation de service public (OSP),
- la fixation d'un prix unique du CV (avec révision annuelle) figeant ainsi la contribution électricité verte.

- Opportunités liées à la sortie du système des CV

Al'inverse, d'autres parties prenantes ont vu des opportunités dans la sortie du système de CV pour le transformer selon une des façons suivantes :

⁴⁹ Plan national intégré Energie-Climat belge 2021-2030, dont le projet est disponible sur : <https://economie.fgov.be/fr/publications/projet-de-plan-national>

- remplacer les certificats par le versement d'un soutien fixe par unité d'électricité réellement injectée (et non pas produite),
- sortir le financement du système de la facture du consommateur final, comme par exemple en créant une taxe de réseau de distribution ou taxe régionale en remplacement.

Quelles sont les menaces du système actuel ?

Par opposition, les parties prenantes interrogées ont mis en exergue des menaces pouvant être synthétisées autour des thématiques suivantes :

- Décroissance du productible futur⁵⁰

Si certains considèrent que le potentiel développable représente une opportunité, d'autres jugent qu'il existe un risque de décroissance du productible futur. Dans ce cadre, la taille du marché bruxellois serait relativement limitée et ne contiendrait donc pas l'entièreté du potentiel attendu. La baisse du taux d'octroi pour les installations PV et la diminution du prix unitaire des modules photovoltaïques impactent la mise en service de nouvelles installations photovoltaïques de petite taille. D'un côté, la baisse de taux d'octroi peut résulter en une diminution de la mise en service de nouvelles installations. D'un autre côté, la baisse du coût unitaire du module incite à la mise en service d'installations de taille plus importante. Par conséquent, seules des installations industrielles de grande taille seraient développées dans le futur. Enfin, la croissance du productible serait notamment freinée par certaines décisions politiques : par exemple, le PNEC⁵¹ prévoit la fin du soutien aux installations de cogénération au gaz naturel d'ici 2030.

- Suppression du mécanisme de compensation⁵²

De façon parallèle, la suppression du mécanisme de compensation pour les installations de moins de 5 kW prévue d'ici 2020⁵³ représente non seulement un risque pour les producteurs actifs qui ont calibré leur installation en incluant la compensation mais également pour les futurs producteurs et investisseurs pour lesquels l'équation financière semblerait devenir un peu moins rentable. Cependant, la fin de la compensation est déjà incluse dans le calcul du niveau de soutien depuis plusieurs années. L'impact est par conséquent mitigé.

- Législation et/ou régulation en vigueur

Ensuite, la **législation et/ou régulation** relative au soutien à la production d'électricité verte est également considérée comme une menace dans le sens où il est important d'assurer la conformité du mécanisme en place avec ce que préconise la réglementation. Un changement de réglementation peut donc à terme requérir des modifications du mécanisme actuel. Dans ce contexte, mentionnons dans un premier temps les lignes directrices européennes liées aux aides d'Etat. Ces dernières mettent en avant les procédures compétitives, en opposition aux procédures administratives telles que présentes en Région de Bruxelles-Capitale.

De même, la réglementation européenne prévoit la réduction voire la suppression des mécanismes de type FIT d'ici 2030. Le manque d'intégration des producteurs au marché est mis en cause. Tel que mentionné précédemment, certains acteurs considèrent que, de façon similaire, le mécanisme actuel des certificats verts n'incite pas les producteurs à un comportement d'optimisation de la production et consommation (vis-à-vis du *negative pricing* par exemple).

⁵⁰ Cette menace peut également être considérée comme une faiblesse du mécanisme actuel.

⁵¹ Plan national intégré Energie-Climat belge 2021-2030, dont le projet est disponible sur : <https://economie.fgov.be/fr/publications/projet-de-plan-national>

⁵² Cette menace peut également être considérée comme une faiblesse du mécanisme actuel.

⁵³ Décision de Brugel relative à la méthodologie tarifaire électricité pour la période 2015-2019 (BRUGEL-DECISION-20140901-16), disponible sur <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2014/fr/decision-16.pdf>

- Risque de dérapage

Au vu de la situation en Région wallonne notamment, le système actuel présente des risques de dérapage. Le manque de liquidité ressenti actuellement pourrait rendre impossible la satisfaction de l'obligation quota par les fournisseurs. Par ailleurs, couplé avec de la spéculation et la position détenue par certains fournisseurs représentant une grande part de la demande, le manque de liquidité risque de faire déraiser le marché tel qu'il est connu actuellement. Au vu du cas wallon, le risque de création d'une bulle photovoltaïque est pressenti par certains. Cependant, au vu des freins et limites du cas bruxellois cités précédemment, il apparaît peu probable d'observer un emballement des installations de production sur le territoire bruxellois, tel que pouvant provoquer une bulle.

- Autres menaces

Enfin, les parties prenantes interrogées ont fait mention de certaines menaces additionnelles, à savoir :

- Les régions wallonne et flamande reflètent une image négative du fonctionnement d'un mécanisme de certificats verts, et impactent la perception des citoyens bruxellois,
- L'acceptabilité sociale autour du niveau de soutien relativement élevé en Région de Bruxelles-Capitale,
- Les changements réglementaires potentiels qui découragent les investisseurs,
- Il est plus rentable d'effectuer un remplacement complet des installations en fin de période de soutien (afin de bénéficier de dix ans de certificats verts pour la nouvelle installation) que de continuer à l'exploiter. Cela présente un risque en termes de sur-subsidation.
- La présence de contrats d'achat de CV existants d'une durée de 2-3 ans qui doivent être pris en compte en cas de modification du système existant.
- La position financière complexe à assurer dans le cas d'une transition vers un nouveau système.

Conclusion sur le fonctionnement du système de soutien à la production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale

Sur base des constats formulés par les parties prenantes interrogées (via la table ronde ou les rencontres bilatérales) et d'une analyse qualitative et quantitative du fonctionnement et de la performance du mécanisme actuel en Région de Bruxelles-Capitale, nous formulons ci-dessous nos conclusions critiques quant au dit mécanisme.

Il est cependant important de souligner que les dernières données disponibles sont celles relative à l'année 2018 : les constats formulés ci-dessous ne peuvent donc être strictement appliqués à une période postérieure.

- En termes de **principe de fonctionnement**, le marché des certificats verts semble fonctionner correctement. La mise en relation de l'offre et de la demande de CV illustre un surplus de CV jusqu'à présent en termes de volume. Il ne semble pas y avoir de problème structurel sur le marché des CV bruxellois.

Cependant, des tensions de liquidité ont été décrites à plusieurs reprises. En effet, si l'offre et la demande sont présentes en quantités suffisantes, la rencontre de ces deux parties semble plus complexe à assurer. Certains volumes de CV sont en effet captés et retirés du marché de par la conclusion de contrats à plus ou moins long terme d'achat de CV entre un producteur et un fournisseur. Cela favorise un manque de transparence sur le marché (voir plus loin). Par conséquent, il reste sur le marché un nombre important d'acteurs de petite taille qui ont plus de difficultés à trouver une contrepartie (lourd en temps et en effort,

complexe administrativement). Dans ce cadre, une plateforme d'échange des CV pourrait être une solution envisageable.

Il a été observé, en fin de période de retour quota, une accélération du volume de transactions et une hausse des prix du CV. Cette accélération des transactions semble liée à deux éléments principaux : (i) la présence d'un grand nombre de producteurs de relativement petite taille engendre un effort conséquent de la part des fournisseurs pour satisfaire leur retour quota, de telle sorte qu'ils tardent à conclure des transactions, ce qui explique notamment la hausse des prix en fin de période, et (ii) une inadéquation en termes de timing (inadéquation entre l'horizon de temps du producteur et du fournisseur). Cette divergence de timing favorise la possibilité de spéculer (de la part des producteurs et des intermédiaires qui retiennent des CV en stock) ; possibilité qui, à terme, impacte à la hausse le prix du CV. Pour pallier cette situation, différentes opportunités seront examinées dans le chapitre suivant. Il s'agit notamment de réduire l'horizon de temps du producteur et/ou de tenter de fluidifier le marché en obligeant un octroi trimestriel aux producteurs (rendre obligatoire une remise des index tous les trimestres).

- Si des **outils** existent, ils répondent principalement à des besoins en termes de procédures mais n'offrent que peu de valeur ajoutée pour les acteurs de marché. Bien qu'une plateforme de gestion individuelle des CV soit mise en service (extranet de Brugel), elle ne permet pas d'avoir une vue globale du marché en temps réel, de ses acteurs, ni d'envoyer quelconque signal en matière de prix. L'absence d'une telle plateforme favorise donc l'opacité autour des transactions de CV.
- Les **modalités d'implémentation** sont relativement claires. Le rôle et les prérogatives des différentes parties sont connus et ne semblent pas causer quelconque tension. La communication et la transparence posent toutefois deux problèmes majeurs. On observe tout d'abord un manque d'information (symétrique) pour les différentes parties du marché. Il est en effet impossible d'estimer le stock disponible de part et d'autre – stock disponible des producteurs et stock souhaité de l'acheteur, en d'autres termes, la propension à acheter / vendre de chacun. Ensuite, des contrats d'achat de CV à long-terme sont conclus sans que Brugel n'en soit informé, ce qui opacifie d'autant plus le stock disponible de CV.
- En ce qui concerne la **performance** du mécanisme actuel, l'évaluation de son effectivité est positive. En effet, le mécanisme favorise le développement de nouvelles capacités de production. A contrario, l'analyse de l'efficacité et de l'efficience du mécanisme est plus nuancée. D'un côté, il semble peu probable que la Région de Bruxelles-Capitale atteigne son objectif de part de renouvelable (hors prise en compte de la cogénération fossile) dans la consommation finale d'électricité d'ici à 2020. D'un autre côté, le niveau de soutien jugé élevé (dû à la combinaison d'un taux d'octroi et d'un prix de transaction élevés) est répercuté sur la collectivité. Par ailleurs, de façon plus qualitative, le système est réputé coûteux pour les acteurs du marché en termes d'effort et de temps à consacrer.

L'analyse de la performance soulève deux questions principales. La première concerne le coût financier du mécanisme. Celui-ci, relativement élevé, est répercuté sur la facture du consommateur final. En soi, ce coût ne semble pas être disproportionné s'il permet d'atteindre les objectifs fixés (développer au maximum la capacité de production d'électricité verte). Il serait néanmoins pertinent d'examiner dans quelle mesure une modification du niveau de l'amende (et/ou du prix minimum garanti) pourrait réduire le coût du mécanisme, sans pour autant impacter le développement de l'électricité verte

La deuxième question, en lien avec le paragraphe précédent, vise à déterminer s'il est possible de favoriser davantage le développement d'installations de production d'électricité verte. En effet, au vu de la faible probabilité d'atteindre l'objectif 2020 de part de renouvelable (excluant donc la cogénération fossile) dans la consommation finale d'électricité (voir Figure 23), il convient d'examiner le potentiel de

croissance supplémentaire (supérieure à la trajectoire estimée). Pour ce faire, il est nécessaire de surmonter les barrières que représentent le contexte bruxellois, sa densité, son urbanisation, et la caractérisation de sa population. A cette fin, une solution à caractère plutôt juridique sera investiguée: la possibilité de regrouper d'une autre façon un ensemble de propriétaires qui détiennent chacun une parcelle ou un espace (surface de toit par exemple) trop faible pour pouvoir envisager l'investissement dans une installation de production comme un placement rentable et relativement aisé.

- Enfin, l'analyse des forces, faiblesses, opportunités et menaces fait ressortir des constats additionnels : un manque de prévisibilité, un contexte bruxellois difficile (voir paragraphe précédent), la suppression du mécanisme de compensation, un dérapage possible du mécanisme actuel ou encore l'impact négatif issu des expériences wallonne et flamande. D'un regard plus positif, notons l'incitant important pour le producteur et l'effet positif joué sur le développement des énergies vertes, la stabilité et les nombreuses opportunités liées à une réforme du système actuel et une prise en compte optimisée des nouveaux business models du marché de l'énergie.

Benchmark des systèmes de soutien existants dans d'autres pays

Benchmark des systèmes de soutien existants dans d'autres pays européens

Sur base des éléments théoriques identifiés dans l'analyse des mécanismes de soutien et procédures d'octroi pouvant exister, nous passons en revue les mécanismes constatés dans les différents pays et régions entrant dans le cadre de ce benchmark : la région flamande, la région wallonne, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Luxembourg, le Royaume-Uni, l'Espagne, l'Italie, le Danemark, la Suède et l'Estonie (voir carte ci-dessous).

Figure 25 : Cartographie des pays et régions entrants dans le périmètre du benchmark



Afin de considérer le caractère transposable d'éléments pertinents au contexte bruxellois, nous concentrons l'analyse sur deux filières :

1. le solaire photovoltaïque,
2. la cogénération.

De même, seuls les mécanismes de soutien à la production d'électricité sont considérés. Cependant, bien que l'analyse se focalise principalement sur le mécanisme de soutien à la production, tels que les certificats verts ou les systèmes feed-in (FIT ou FIP), la revue documentaire inclut également le système de valorisation de l'électricité produite, à savoir notamment le mécanisme de compensation.

L'analyse économique des mécanismes de soutien comprend l'analyse de différentes modalités :

- le type de mécanisme en place,
- les technologies visées,
- la procédure d'octroi,

- le taux d’octroi,
- la période d’éligibilité au soutien,
- etc.

De plus, nous évaluons l’efficacité du/des mécanisme(s) en place sur la période 2007-2019 en termes d’atteinte de l’objectif en identifiant la proportion de renouvelable (donc excluant la cogénération fossile) dans la consommation finale d’électricité pour chaque pays/régions. Cet objectif – à atteindre en 2020 – fut fixé par chaque Etat-membre de l’Union Européenne dans son Plan National d’Action⁵⁴. En termes de données, la part de renouvelable pour la période 2007-2016 est extraite d’Eurostat. Pour la période 2017-2020, aucune donnée consolidée n’est actuellement publiquement disponible. Par conséquent, nous avons choisi d’estimer la trajectoire de la part de renouvelable dans la consommation finale d’électricité pour cette période sur base de la trajectoire observée entre 2014 et 2016. Nous avons ainsi obtenu un taux de croissance annuel composé, qui a ensuite été appliqué annuellement sur le résultat de 2016 pour estimer la part de renouvelable en 2020. Afin de garantir la représentativité et d’éviter le biais potentiellement causé par la prise en compte d’une période relativement longue (10 ans), le taux de croissance annuel composé a été calculé sur un historique de 3 ans.

D’autres spécificités ont également été ajoutées au vu du mécanisme et pays analysés. Cette revue est réalisée sur base, d’une part, des résultats du benchmark réalisé en interne chez Brugel, et d’autre part, d’autres publications pertinentes identifiées tels que par exemple les rapports périodiques du CEER sur les systèmes de soutien en place en Europe⁵⁵. A ce titre, l’ensemble des références littéraires ayant servi à l’élaboration de ce rapport sont listées en *Annexe 1. Bibliographie*.

Les sous-sections suivantes reprennent une analyse extensive par pays, qui est ensuite synthétisée, par souci de comparaison, dans des tableaux récapitulatifs par pays (voir *Annexe 5. Fiches pays récapitulatives*).

Mise en contexte

Nous effectuons d’abord un premier cadrage des systèmes de soutien présents dans les pays/régions du benchmark. Ce cadrage permet notamment de limiter l’analyse aux filières de production de cogénération et de solaire photovoltaïque. Ensuite, il permet de mettre en évidence le contexte dans lequel s’inscrit ce système de soutien (ex. : population, superficie du territoire concerné, nombre d’installations, filières soutenues, environnement urbain ou rural...), ainsi que l’importance (relative) de la production d’électricité verte issue des deux filières précitées. Ce cadrage sera par la suite utilisé dans le but d’identifier des éléments clés pouvant correspondre au cas bruxellois.

La mise en contexte des mécanismes et pays/régions analysés inclut tout d’abord deux éléments de contextualisation du territoire, à savoir la population y habitant et la surface concernée⁵⁶. Dans ce cadre, les Figure 26 et Figure 27 comparent la situation de la Région de Bruxelles-Capitale aux autres pays/régions inclus dans le benchmark.

⁵⁴ Plus d’informations disponibles sur <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>.

⁵⁵ CEER. 11 avril 2017. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe.

⁵⁶ Les données sont extraites de Eurostat et de la Banque Mondiale pour les pays étrangers à la Belgique et sont relatives à l’année 2018. Pour ce qui est des régions belges, les données sont extraites de Stabel (2018 et 2019), de l’Iweps (2018) et de l’Ibsa (2018).

Figure 26 : Comparaison de la population des pays/régions du benchmark

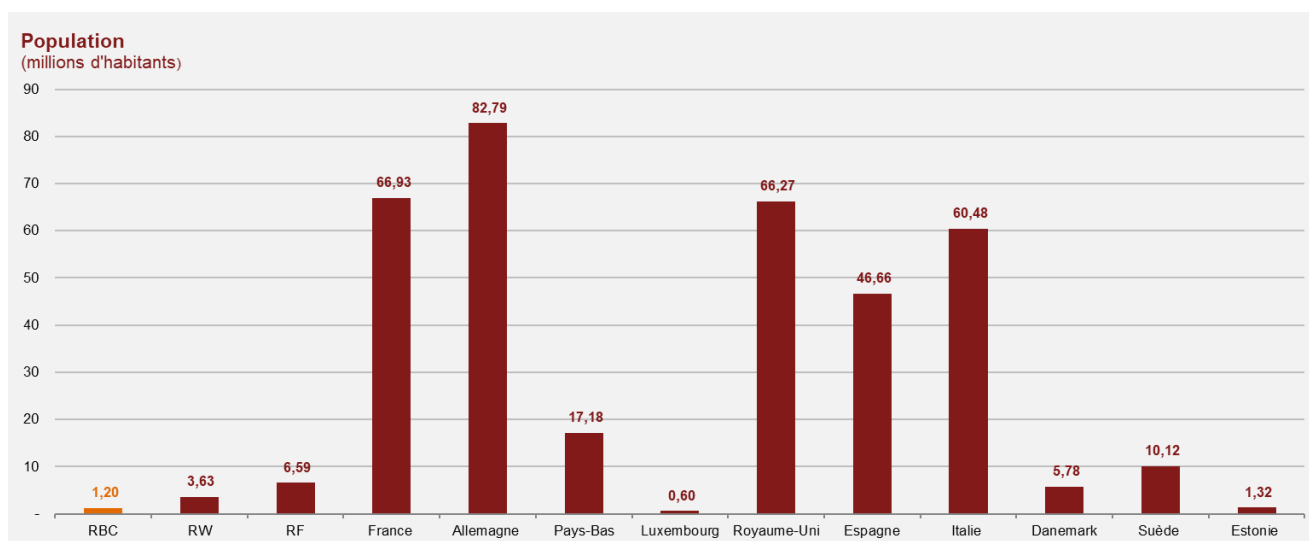
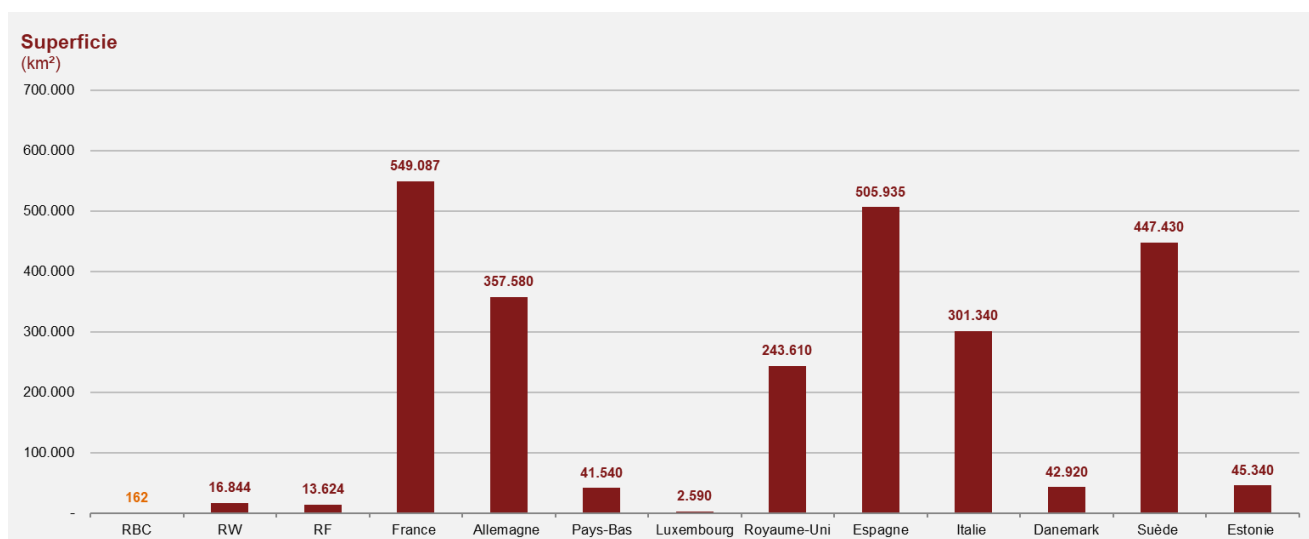


Figure 27 : Comparaison de la superficie des pays/régions du benchmark

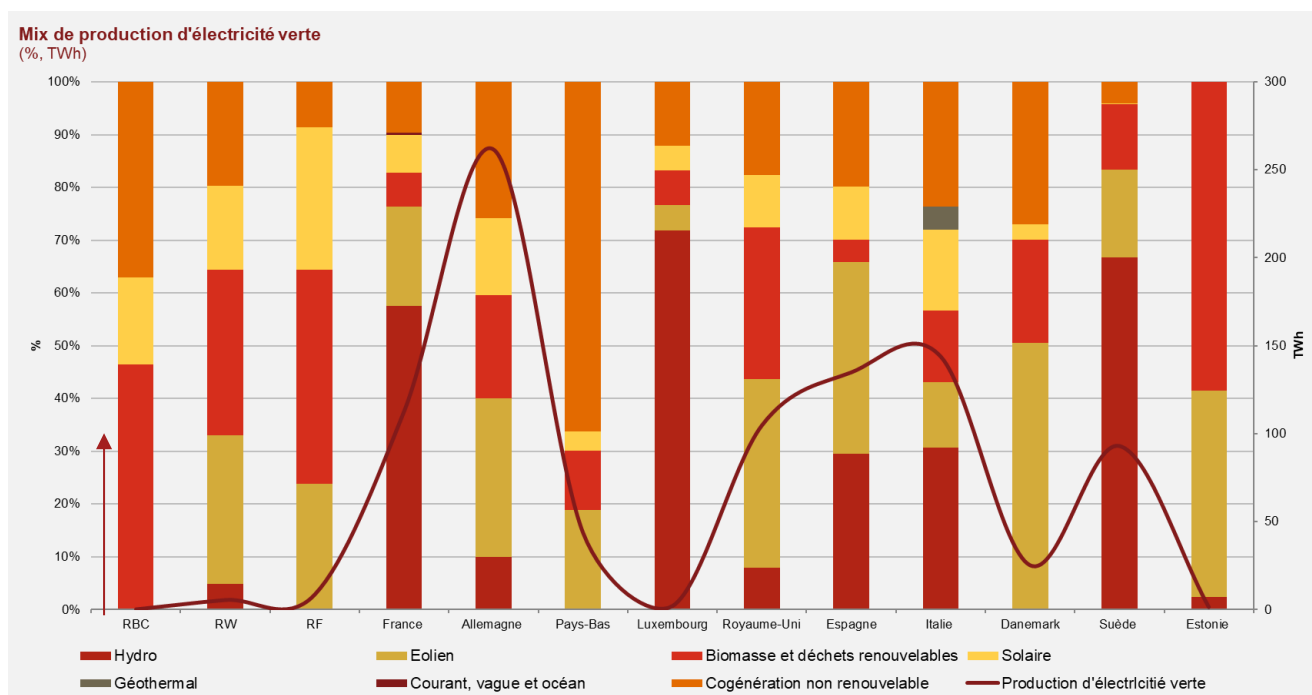


De ces figures, il peut être conclu qu'en termes démographiques et géographiques la Région de Bruxelles-Capitale est relativement comparable à ces pairs belges, au Luxembourg et au Danemark. A l'inverse, la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Espagne, l'Italie et la Suède offrent des contextes relativement différents. Ces constats seront par la suite pris en compte pour définir le caractère transposable d'un mécanisme existant à l'étranger au contexte bruxellois.

Ensuite, nous nous focalisons sur la production d'électricité verte dans les pays/régions analysés. Dans un premier temps, nous considérons le mix de production d'électricité verte dans son ensemble. Les données sont extraites de la Commission Européenne (DG ENER) pour les pays étrangers à la Belgique, et des trois régulateurs belges. Les années concernées sont soit 2016 soit 2017, en fonction de la disponibilité de chacune des données. Il est important de souligner le manque d'information sur la distinction des installations de cogénération renouvelables de celles qui ne le sont pas ainsi que sur les catégories considérées (la catégorie biomasse et déchets renouvelables comprend en partie de la cogénération).

A cette fin, la Figure 28 illustre le mix de production d'électricité verte en Région de Bruxelles-Capitale par rapport aux autres pays européens repris dans le périmètre de ce benchmark.

Figure 28 : Mix de production d'électricité verte des pays/régions du benchmark



La Figure 28 permet d'effectuer une analyse relative du volume produit par les trois filières d'intérêt de l'analyse : le solaire photovoltaïque, la biomasse et déchets renouvelables (dont une partie produite via la cogénération) et la cogénération non renouvelable (fossile).

Deux constats peuvent être tirés de la Figure 28 :

- Le premier constat met en exergue la position relativement extrême de la Région de Bruxelles-Capitale en termes de volume de production d'électricité. En effet, la Région enregistre une production largement plus faible que les autres pays du benchmark (à l'exception du Luxembourg). En termes absolus, il semble donc plus approprié de comparer la Région bruxelloise avec les deux autres Régions belges, le Luxembourg, ou encore l'Estonie.
- En second lieu, la part représentée par les filières solaire, biomasse et déchets renouvelables et de cogénération dans le mix total de production rend le contexte bruxellois comparable à d'autres pays : l'Allemagne et l'Italie (solaire), l'Allemagne, les Pays-Bas et le Danemark (cogénération non-renouvelable). Cependant, aucun pays ou région ne s'apparente entièrement à la Région de Bruxelles-Capitale. Cela s'explique principalement par le fait qu'aucune autre filière que les trois susmentionnées n'entre dans le mix de production⁵⁷.

Pour terminer cette mise en contexte, il est également important d'analyser le niveau moyen de soutien que représente chaque mécanisme en place dans les différents pays et régions étudiés. Pour ce faire, nous avons compilé pour chaque mécanisme et chaque filière (entrant dans le périmètre de cette étude), un niveau de soutien moyen exprimé en €/MWh. L'objectif est de comparer le montant total de soutien financier octroyé sur une année (2017) par rapport au volume d'électricité produite (en MWh) soutenue. Les données sont extraites du rapport du CEER⁵⁸ pour les pays autres que la Belgique. Pour ce qui concerne les trois Régions belges, les données sont

⁵⁷ Nous faisons ici délibérément abstraction de la filière éolienne qui produit un volume négligeable en Région de Bruxelles-Capitale : 260 kWh en 2018.

⁵⁸ CEER. 2018. Status review of renewable support schemes in Europe for 2016 and 2017.

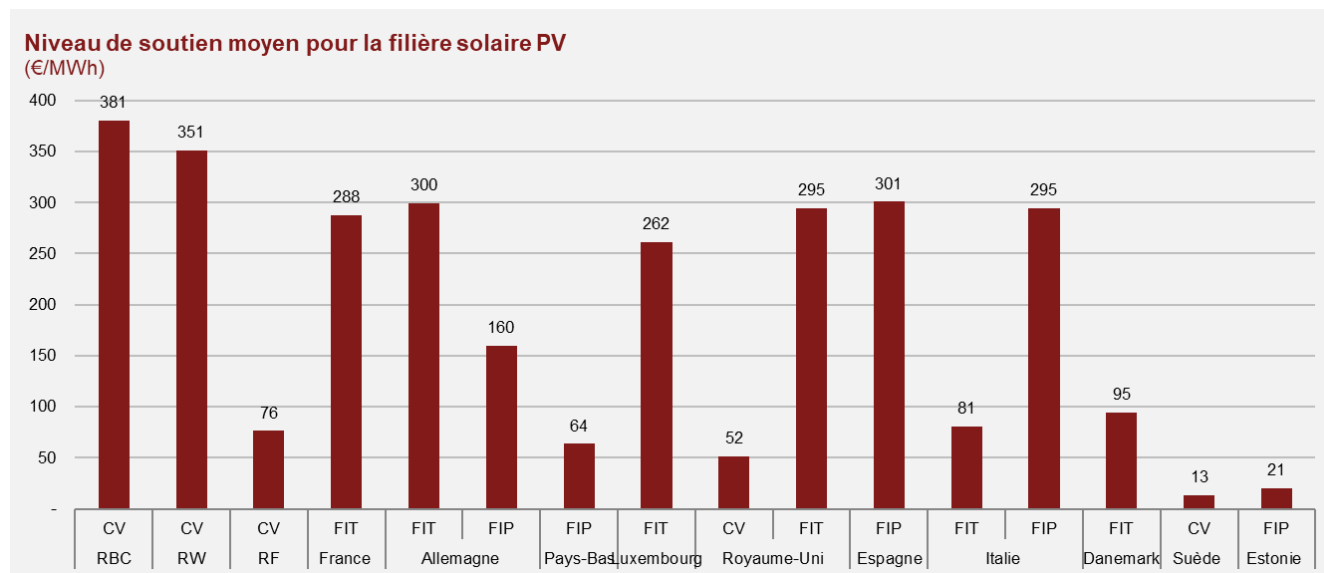
issues de rapports publiés par leur régulateur respectif : Brugel, la CWaPE et la VREG (et VITO). En termes d'horizon de temps, le rapport du CEER fournit des données pour l'année 2017, tout comme les données extraites pour les Régions bruxelloise⁵⁹, wallonne et flamande.

Ainsi, les Figure 29 et Figure 30 comparent les niveaux de soutien moyens observés dans les pays du benchmark, différenciant le soutien à la filière solaire PV et aux filières de bioénergie, biogaz, biomasse et de cogénération. Nous avons considéré ces quatre dernières filières de manière groupée. En effet, les données à disposition offrent une classification de filières différente sans préciser ce qu'elle comprend. Par exemple, il est possible qu'une installation de cogénération biomasse soit enregistrée dans les données relatives à la filière de bioénergie, de biomasse ou encore de cogénération. Dans le but d'éviter un biais dans les résultats, nous avons exhaustivement considéré l'ensemble de ces filières.

L'interprétation des figures suivantes doit se faire au regard des éléments suivants :

- Les valeurs y présentées sont le résultat d'une analyse à un moment donné (en temps T) ; elles prennent donc en compte l'historique des mécanismes. On ne considère donc pas uniquement le soutien pouvant être octroyé pour une nouvelle installation aujourd'hui, mais plutôt l'ensemble du soutien octroyé aux installations bénéficiant aujourd'hui d'un des mécanismes.
- Il existe ainsi une relative incertitude sur le ou les mécanisme(s) de soutien entrant dans le périmètre des valeurs reprises ci-dessous.
- Le manque de disponibilité des données n'a pas rendu possible l'obtention d'un niveau de soutien octroyé aux nouvelles installations actuelles.

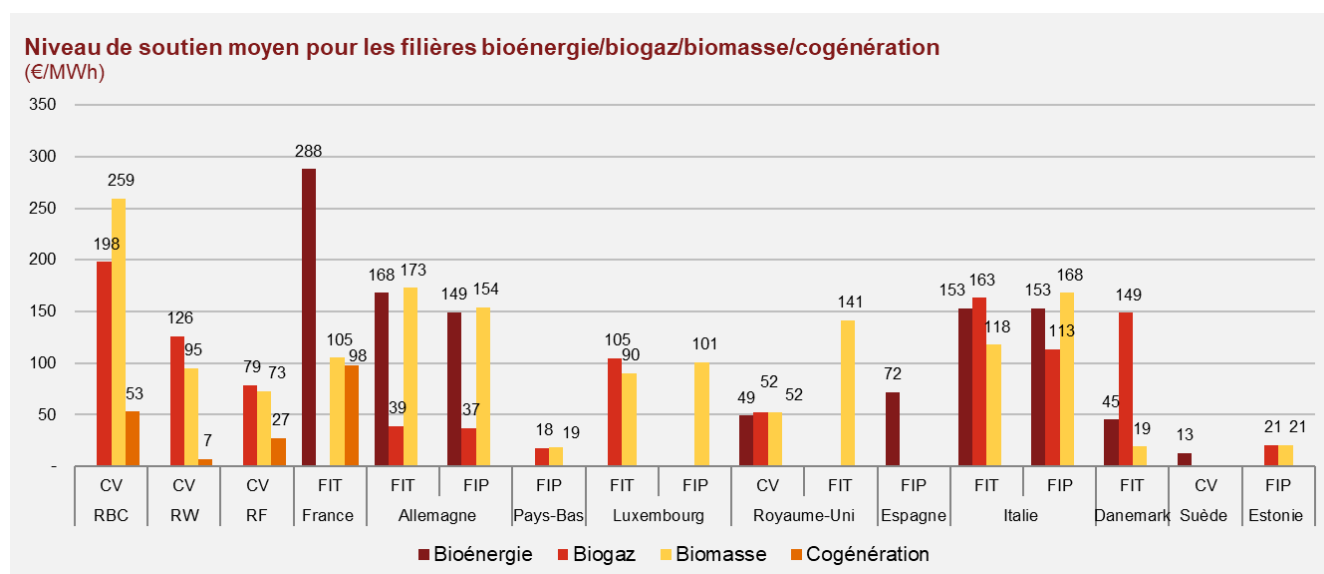
Figure 29 : Niveau de soutien moyen pour la filière solaire PV



Cette analyse de comparaison des niveaux de soutien à la filière de solaire PV nous mène à un premier constat, relativement explicite : le soutien (en €/MWh) octroyé aux installations solaires PV bruxelloises est le plus élevé de tous les pays et régions étudiés. Il est même 30€/MWh produit plus onéreux que celui observé en Région wallonne (en incluant l'ensemble de la filière solaire photovoltaïque, toutes capacités confondues).

⁵⁹ Bien que des données plus récentes sont disponibles pour la Région de Bruxelles-Capitale, l'année 2017 a été retenue afin d'assurer une certaine comparabilité par rapport aux autres pays et régions du benchmark.

Figure 30 : Niveau de soutien moyen pour les filières bioénergie⁶⁰/biogaz/biomasse/cogénération



Pour ce qui concerne les filières de bioénergie/biogaz/biomasse/cogénération, le constat est relativement similaire en excluant la cogénération, mais peut néanmoins varier grandement dépendamment de la sous-filière analysée. L'écart observé entre le niveau de soutien octroyé en Région de Bruxelles-Capitale et celui observé dans les autres pays et régions sous revue est cependant plus modéré. En effet, pour les filières biogaz et biomasse, on observe que le niveau de soutien octroyé aux producteurs bruxellois est supérieur à celui octroyé dans tous les autres pays/régions du benchmark. Ce constat ne s'applique pas entièrement pour la cogénération. Bien que la Région de Bruxelles-Capitale soit en tête du peloton belge, la France octroie un niveau de soutien encore supérieur.

Analyse économique des mécanismes de soutien en place en Europe

Cette section décrit pour chacun des 12 pays/régions inclus dans le périmètre de ce benchmark le ou les mécanisme(s) de soutien à la production d'électricité renouvelable/verte (l'électricité verte comprend celle issue de sources renouvelables et de cogénération fossile). Pour chaque pays/région, une fiche récapitulative est fournie en *Annexe 5. Fiches pays récapitulatives* du présent rapport.

Région wallonne

A l'instar des deux autres régions de Belgique, la Région wallonne soutient également les installations de production d'électricité verte au moyen d'un **système de certificats verts et de retour quota**.

Evolution du mécanisme

Le système actuel est en place depuis 2003.

Depuis sa mise en place, le système a subi de nombreuses modifications, qui n'ont pas visé le type de mécanisme en tant que tel, mais plutôt les modalités d'octroi. On dénombre en effet trois phases d'opérationnalisation du système :

⁶⁰ Le terme bioénergie provient du rapport du CEER (*CEER, 2018. Status review of renewable support schemes in Europe for 2016 and 2017*) et comprend les filières biogaz et biomasse solide.

1. Le taux d'octroi des certificats s'est tout d'abord basé sur les émissions évitées par installation (coefficient « kCO_2 »).
2. Ensuite, un facteur de multiplication de ce taux d'octroi pour la filière photovoltaïque a été introduit, ainsi que la notion de prix garanti (obligation d'achat).
3. Suite à un dernier changement important, le taux d'octroi des certificats se base désormais sur la performance technico-économique des installations avec un rendement financier cible (coefficient « $kECO$ »), et l'obligation de réservation de certificats verts a été instaurée.

La filière solaire photovoltaïque de puissance < 10 kW était autrefois soutenue via les certificats verts. Suite au développement de la bulle PV, la filière s'est d'abord vue réduire sa durée d'octroi, pour ensuite passer à un mécanisme de FIP. Dans le courant de l'année 2018, le gouvernement wallon a décidé de stopper tout soutien à cette classe de puissance photovoltaïque (de petite taille) pour les installations dont le Règlement Général des Installations Electriques (RGIE) est ultérieur au 30 juin 2018.

Pour ce qui concerne le futur du mécanisme, une proposition du régulateur a été transmise au Gouvernement wallon, argumentant pour une sortie du mécanisme en 2021 et le passage vers un FIP de type *Contract for Difference* (mécanisme avec remboursement dans le cas où le prix de l'électricité dépasse le prix de référence).

Eligibilité et octroi

Ce système de soutien vise toutes les technologies de production (à l'exception des installations solaires photovoltaïques de puissance < 10 kW), en ce compris la cogénération fossile.

L'octroi se fait sur base de procédures administratives : l'administration définit les filières et technologies à soutenir, et détermine le niveau de soutien (taux d'octroi des CV). Une procédure de réservation des CV est actuellement en place : une enveloppe de CV est prédéfinie et les nouvelles installations doivent réserver leurs CV à l'avance. En cas d'épuisement de l'enveloppe, les certificats ne sont pas octroyés : le dossier est soit mis en attente afin de bénéficier d'une enveloppe 'inter-filière' au 1^{er} septembre, soit reporté sur l'enveloppe de l'année suivante.

Taux d'octroi

Le soutien est défini comme le nombre de CV octroyés multipliés par le prix unitaire de la transaction. Le nombre de CV octroyés résulte quant à lui du taux d'octroi multiplié par le nombre de MWh produit par l'installation. Par conséquent, le niveau de soutien n'est pas fixe mais dépend du prix de marché des certificats verts. Toutefois, grâce à l'instauration d'un prix plancher et d'un prix plafond, le prix des certificats varie dans un intervalle prédéfini. En effet, un plafond existe sous la forme d'une amende de 100 € par CV manquant à la satisfaction de leur quota respectif pour les fournisseurs. D'un autre côté, Elia est obligé d'acheter tout CV au prix minimum garanti de 65€/CV (obligation de service public). En 2017, le prix moyen de transaction des CV se situait à hauteur de 66,05€/CV.

Pour les installations actuelles, le taux d'octroi est défini comme la multiplication du $kECO$ (coefficient de performance technico-économique) et du kCO_2 (coefficient de performance environnementale). Un facteur rho existe également pour les installations ne fonctionnant pas avec du combustible (la filière solaire PV par exemple) et vise à corriger des variations trop fortes dans le prix de l'électricité (ENDEX).

Le niveau de soutien diffère selon la classe de puissance de l'installation et sa filière. De même, une révision périodique des coefficients de performance économique ($kECO$) est effectuée par l'administration (DGO4).

De leur côté, les fournisseurs ont un quota de 34,03% de renouvelable (2017). Il existe des exonérations de quotas de CV pour les entreprises wallonnes en accords de branche, ou grandes entreprises et PME électro-intensives ayant signé une convention avec la Région dans le but d'améliorer leur efficacité énergétique.

Durée d'éligibilité

Les installations de production éligibles le sont pour une période de 15 ans, à l'exception de la filière solaire photovoltaïque pour laquelle la durée d'éligibilité a été limitée à 10 ans. Pour les installations actuelles, tombant sous le régime de la réservation des CV, le taux d'octroi qui leur est applicable est donc fixe pendant cette période.

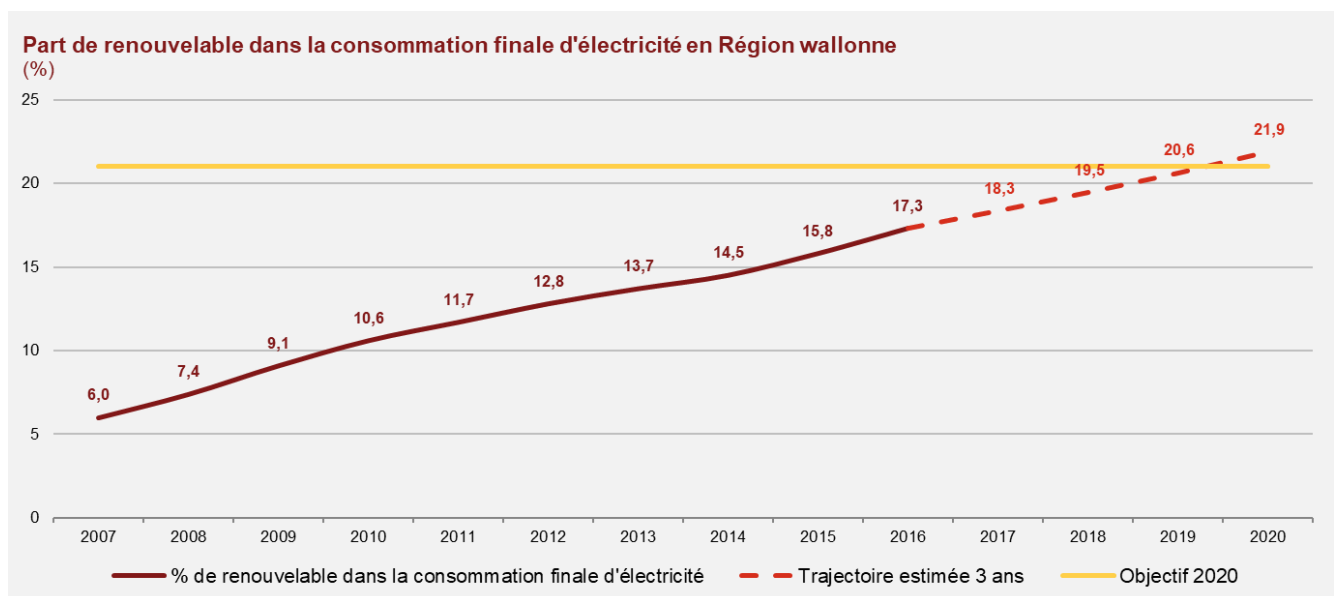
Distribution du coût

Le coût du financement du mécanisme des certificats verts est répercuté sur la facture du consommateur final ; c'est donc le fournisseur qui perçoit le financement. Que les certificats verts soient achetés par un fournisseur pour son quota, ou par Elia au prix minimum garanti, les consommateurs finaux d'électricité supportent le coût au travers de la composante OSP « contribution électricité verte ». Certaines exonérations existent, notamment pour les clients finaux en accord de branche, raccordés avec un certain niveau de tension et dont l'activité relève de codes NACE spécifiques.

Efficacité du mécanisme

En termes d'efficacité du mécanisme de soutien actuel, l'atteinte de l'objectif 2020 semble être acquise, à tout le moins en théorie. La trajectoire estimée de la part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité atteint un niveau de 21,9% en 2020. La CWaPE a fait une proposition au Gouvernement wallon de sortir du mécanisme actuel d'ici 2021 ; cette proposition a toutefois été refusée.

Figure 31 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Région wallonne



Région flamande

De façon similaire à la Région de Bruxelles-Capitale, la Région flamande a mis en place deux **mécanismes de certificats verts et de retour quota**. Le premier mécanisme vise à soutenir la production d'électricité verte (Groenestroomcertificaat ou GSC) ; le deuxième soutient la production issue de la cogénération de qualité (Warmtekrachtcertificaten ou WKC).

Evolution du mécanisme

Le système actuel est en place depuis 2002. En 2013, le banding factor a été introduit : il s'agit d'une révision annuelle du taux d'octroi. Depuis 2015, le photovoltaïque nouvellement installé d'une puissance de moins de 10 kW n'est plus éligible pour les certificats verts de type GSC. Plus récemment, depuis le 1 janvier 2018, les petites installations de cogénération (de puissance inférieure à 10 kW) ne sont plus éligibles pour recevoir les WKC ; elles perçoivent en contrepartie un soutien à l'investissement sous forme de prime.

Eligibilité et octroi

Pour ce qui concerne les GSC, les filières éligibles pour les certificats verts sont : le photovoltaïque (de puissance supérieure à 10 kW), l'éolien, l'hydro, le biogaz, la géothermie, et la biomasse de moins de 20 MW. Les installations de cogénération de qualité (de puissance supérieure à 10 kW) sont éligibles à l'octroi de WKC.

Les certificats sont octroyés à guichet ouvert et de façon électronique : ils sont stockés sur une base de données en ligne tenue par la VREG ; les producteurs peuvent consulter cette base de données en temps réel sur internet.

Taux d'octroi

Pour ce qui concerne les Groenestroomcertificaat, le producteur se voit octroyer un certificat par MWh d'électricité renouvelable produite. Depuis 2013, il existe une adaptation du nombre de CV/MWh pour les installations futures en fonction d'un banding factor. Ce facteur est spécifique à la technologie et à la capacité et reflète le montant de l'aide nécessaire pour amortir l'investissement sur une période de production raisonnable et sans sur-subsidiation. En effet, chaque année, le banding factor est déterminé en analysant la rentabilité par filière. Par conséquent, l'électricité nette qui a été produite à partir de sources renouvelables est multipliée par le banding factor pour déterminer le nombre de Groenestroomcertificaten (GSC) qui seront octroyés à l'installation.

Le nombre de certificats WKC octroyés est, quant à lui, déterminé par l'énergie primaire économisée par rapport à une situation de référence. Pour les installations mises en service après le 1 janvier 2013, le banding factor s'applique également ; il est alors multiplié par l'énergie primaire économisée (exprimée en MWh).

Le prix auquel les CV sont échangés dépend de la dynamique de marché. Il existe une obligation de reprise des certificats verts (prix plancher) par les gestionnaires de réseau de distribution à un prix minimum garanti par filière et en fonction de l'année d'installation. Le prix minimum garanti est situé à 31€/WKC et varie de 80 à 450€/GSC⁶¹. A l'inverse, un prix plafond est déterminé par l'amende imposée aux fournisseurs en cas de non satisfaction du retour quota : aujourd'hui située de 100 à 125€/GSC dépendamment de la date de distribution des certificats et 38€/WKC.

De leur côté, les fournisseurs doivent racheter des certificats à hauteur de leur quota de renouvelable, situés à 23% en 2017 pour les GSC et 11,2% pour les WKC.

Durée d'éligibilité

Les deux types de certificats sont octroyés aux producteurs pour une durée de 10 ans.

Distribution du coût

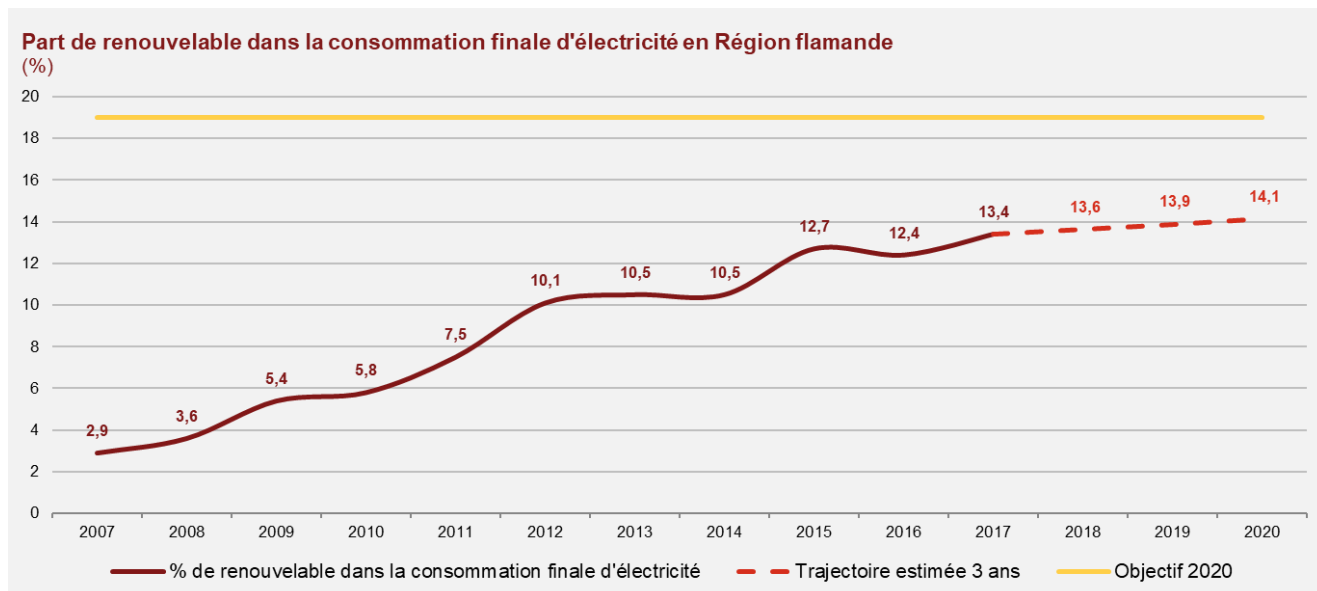
Le coût des deux mécanismes de certificats est supporté par le consommateur final, au travers de sa facture d'électricité.

⁶¹ L'intervalle du prix minimum garanti du GSC relativement élevé résulte de la présence sur le marché de fournisseurs historiques bénéficiant d'un prix plancher plus avantageux que les conditions actuelles.

Efficacité du mécanisme

Au vu de la trajectoire actuelle et estimée de la part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Région flamande, l'objectif 2020 de 19% ne semble pas pouvoir être atteint. Cela prouve donc que le mécanisme de soutien actuel n'est pas entièrement efficace dans la mise en service de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable et dans l'atteinte des objectifs européens. Des efforts supplémentaires sont nécessaires pour promouvoir la production d'électricité renouvelable.

Figure 32 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Région flamande



France

Le paysage français de soutien à la production d'électricité renouvelable combine deux mécanismes : **l'obligation d'achat (FIT)** et le **complément de rémunération (FIP)**.

Evolution du mécanisme

Jusqu'en 2016, la production française d'électricité renouvelable était uniquement soutenue par un FIT (obligation d'achat), octroyé par EDF ou une entreprise locale de distribution.

Le financement du système de soutien se faisait auparavant au travers de la contribution des consommateurs d'électricité au titre de charges de service public de l'électricité (CSPE). Le développement exponentiel du nombre d'installations de production – notamment causé par la rentabilité jugée excessive de l'obligation d'achat – a fait augmenter la CSPE de façon très importante.

Depuis 2016, le complément de rémunération a été introduit ; c'est une prime (FIP) versée mensuellement au producteur. De même, le financement des mécanismes de soutien a alors été redirigé vers le budget de l'Etat.

Eligibilité et octroi

Actuellement, seules les installations de petite taille et les technologies jugées peu matures sont encore éligibles pour **l'obligation d'achat**. En ce qui concerne les filières qui nous intéressent, les installations solaires photovoltaïques implantées sur des bâtiments d'une puissance inférieure à 100 kW et les installations de cogénération de moins de 300 kW (devant prouver l'économie relative d'énergie primaire d'au moins 10% par rapport à une installation avec productions électrique et thermique séparées) sont éligibles.

L'octroi de l'obligation d'achat se fait généralement par guichet ouvert, bien que des appels d'offres soient également organisés (auquel cas les installations éligibles sont définies dans les spécificités de l'appel d'offres).

Pour ce qui concerne le **complément de rémunération**, la réglementation française prévoit que l'allocation se fasse soit à guichet ouvert, soit via une procédure concurrentielle. Pour ce qui concerne l'octroi sous guichet ouvert, les filières éligibles sont l'éolien terrestre, la géothermie, l'hydro, la biomasse, le biogaz et la cogénération d'une puissance inférieure à 1 MW (nouvelles installations et installations existantes réalisant une rénovation). De son côté, la procédure compétitive – consistant en un appel d'offres ou une procédure compétitive de dialogue – est généralement réservée aux installations de taille plus importante. Les filières pouvant en bénéficier sont, sous certaines conditions, le photovoltaïque, l'éolien, l'hydro, la biomasse et le biogaz.

Taux d'octroi

Le taux d'octroi ou tarif d'achat de l'**obligation d'achat** est défini comme les coûts de production (investissement et exploitation) qui sont évités au système électrique dans une perspective à long terme. À cela s'ajoute, un complément de rémunération (une prime) qui correspond à la contribution de l'installation dans l'atteinte des objectifs fixés par la législation ; à savoir la compétitivité de l'activité économique, l'indépendance énergétique et la sécurité d'approvisionnement, qualité de l'air, etc.

Pour ce qui concerne le **complément de rémunération (FIP)**, dans le cas d'une attribution à guichet ouvert, le niveau de soutien est défini comme la différence entre un niveau de rémunération de référence et les revenus tirés de la vente sur le marché. Le niveau de rémunération de référence est défini administrativement par type d'installation et comprend une prime à l'énergie et une prime à la gestion (la mise sur le marché de la production ayant un coût). La régulation française demande de soustraire, de ces primes, les revenus extraits de la vente des certificats de capacité⁶².

Le taux d'octroi aux installations de cogénération est issu d'une formule incluant une rémunération fixe par MWh, une rémunération en fonction du prix du gaz et une rémunération en fonction de l'économie d'énergie primaire.

Dans le cas de procédures compétitives, le niveau de soutien est défini comme la différence entre le niveau de rémunération proposé dans l'offre, et les revenus de la vente de l'électricité sur le marché.

Durée d'éligibilité

L'obligation d'achat et le complément de rémunération sont octroyés aux producteurs pour une durée de 15 ans.

Les tarifs de l'**obligation d'achat** sont généralement indexés chaque année et dégressifs : tarif pour les 10 premières années, puis autre tarif plus faible pour les 5 années suivantes.

Distribution du coût

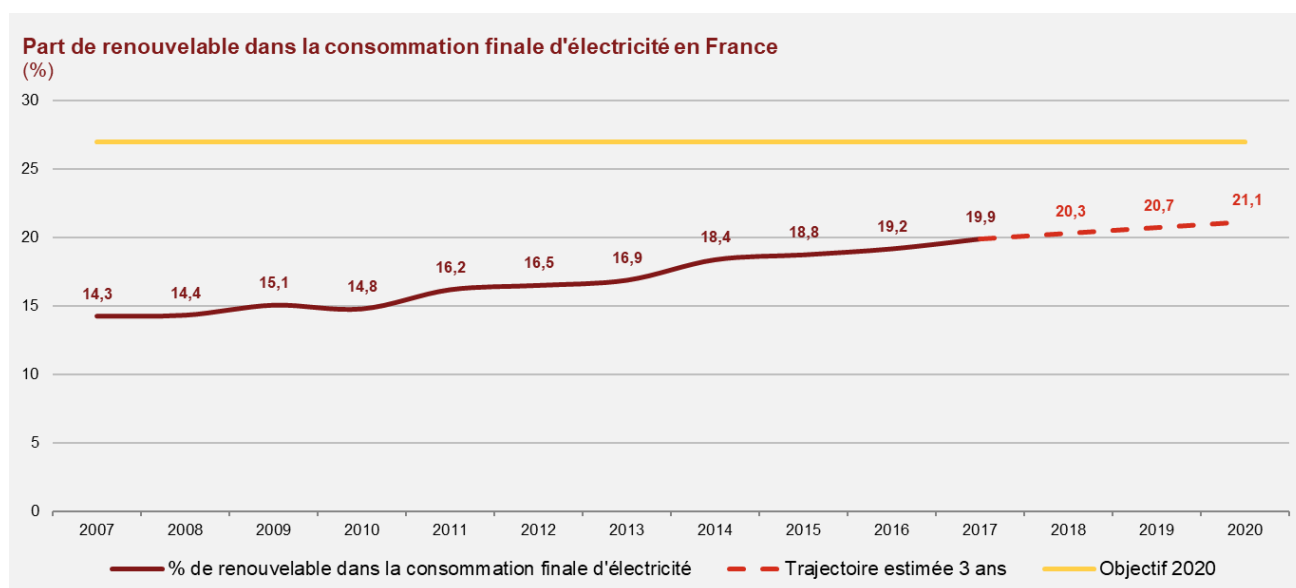
Le coût du financement des deux mécanismes de soutien est supporté par le budget de l'Etat au travers du compte d'affectation spéciale "Transition énergétique". Ce compte est financé par des recettes des taxes intérieures de consommation des produits énergétique (TICPE) et charbon (TICC).

Efficacité du mécanisme

Le graphique ci-dessous illustre la part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en France jusqu'en 2017. Nous avons ensuite estimé l'évolution de cette trajectoire jusqu'en 2020 pour évaluer si l'objectif 2020 pouvait être atteint. Il en ressort qu'en poursuivant le rythme actuel, l'objectif de 27% ne pourra vraisemblablement pas être atteint d'ici 2020.

⁶² Garanties d'origine.

Figure 33 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en France



Allemagne

Le paysage allemand de soutien à la production de l'électricité renouvelable comprend un **FIT** historique et un **FIP** plus récent.

Evolution du mécanisme

Historiquement, l'Allemagne a principalement fait usage d'un mécanisme de feed-in tariff (FIT) pour soutenir la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Cependant, l'Allemagne a dû constater des rentabilités estimées parfois trop importantes pour les bénéficiaires du FIT. Le système ne permettait pas non plus une intégration suffisante des producteurs au marché.

Ainsi, depuis 2012, un système de FIP est venu compléter le FIT existant. Ce FIP était initialement octroyé au travers de procédures administratives. Depuis 2017, la loi EEG 2017 prévoit également que les premiums soient déterminés au travers de procédures de tendering pour toutes nouvelles exploitations de production d'électricité verte à partir d'éolienne et d'énergie photovoltaïque dont la capacité dépasse 750 kW, ainsi que pour la biomasse à partir de 150 kW.

En 2016, l'Allemagne a lancé en collaboration avec le Danemark un premier appel d'offres transfrontalier pour des installations solaires photovoltaïques implantées sur sol.

Eligibilité et octroi

Le **FIT** est accessible pour toutes les technologies, à l'unique/la simple condition que les installations soient de petite taille (de capacité inférieure ou égale à 100 kW). Il est octroyé à guichet ouvert.

Le **FIP** peut être segmenté en deux procédures d'octroi. Toutes les technologies peuvent bénéficier du FIP à guichet ouvert, à condition d'avoir une puissance supérieure à 100 kW. De même, le FIP peut être octroyé au moyen d'appels d'offre. Dans ce cas-là, les installations éligibles sont définies plus précisément : éolien et solaire photovoltaïque de plus de 750 kW et biomasse de plus de 150 kW.

Taux d'octroi

Dans le cas de procédures à guichet ouvert (FIT et FIP), le taux d'octroi est calculé par technologie, sur base d'une estimation du LCOE⁶³ en vigueur.

Pour ce qui concerne le FIP, la prime octroyée est flottante : elle varie en fonction du prix du marché et d'un prix référence par technologie, de manière similaire au feed-in tariff. Le producteur est compensé par l'opérateur du réseau de transport à la fin de chaque mois, (période pour laquelle le prix moyen du marché est utilisé pour comptabiliser le premium). Dans le cas de procédures compétitives, le producteur propose un niveau de soutien souhaité dans son offre.

Il existe une dégressivité dans le niveau de soutien. Le gouvernement allemand a défini des corridors de développement de nouvelles capacités de production renouvelable. Dans le cas où les nouvelles capacités installées sont plus importantes que la trajectoire prévue, le niveau de soutien diminue.

Durée d'éligibilité

La durée d'éligibilité au soutien à la production est de 20 ans.

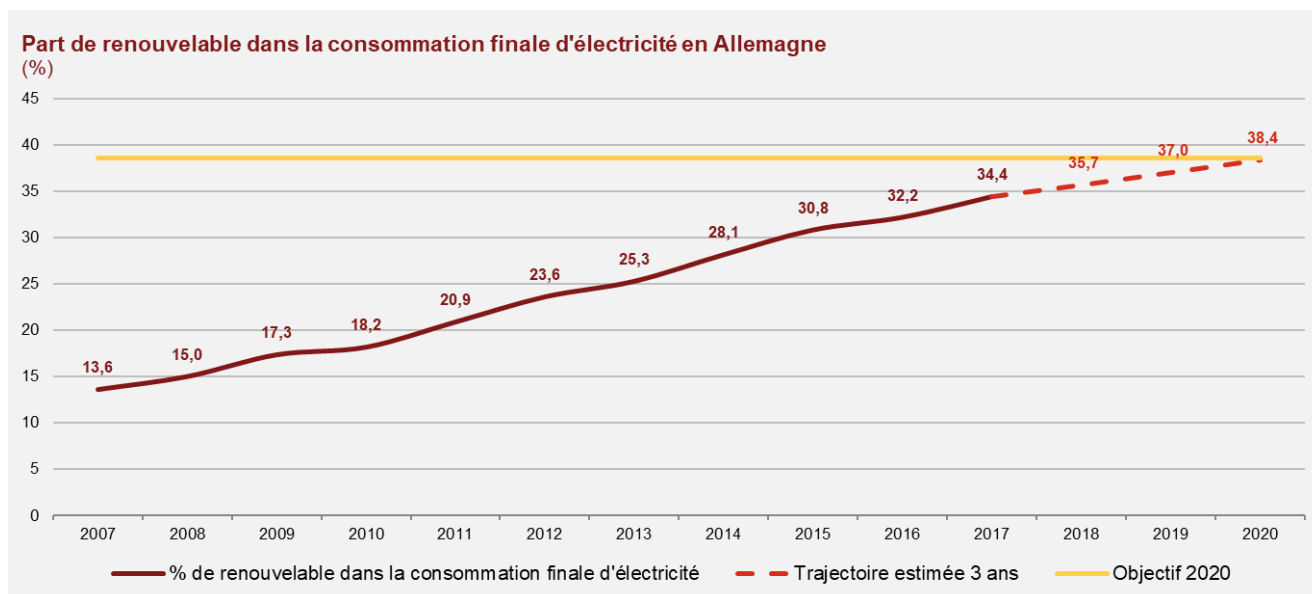
Distribution du coût

Les deux mécanismes sont financés au moyen d'une surcharge fiscale (taxe EEG-Umlage) répercutée sur la facture du consommateur final. Les grandes entreprises et les industries électro-intensives en sont exemptées ou se voient appliquer un régime spécial plus avantageux, pour cause de compétitivité.

Efficacité du mécanisme

En termes d'efficacité des mécanismes de soutien en Allemagne, il peut être observé que la continuation de la trajectoire actuelle de développement des installations de production permettra d'atteindre tout juste l'objectif 2020 fixé à 39%.

Figure 34 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Allemagne



⁶³ Levelized cost of Energy : voir la section *Les procédures administratives*

Pays-Bas

Aux Pays-Bas, les producteurs d'électricité renouvelable se voient octroyer un soutien, sous la forme d'un FIP accordé aux travers de procédures compétitives uniquement.

Evolution du mécanisme

Auparavant, le marché de l'électricité renouvelable était couvert par un système appelé SDE (Stimuleren Duurzame Energieproductie, SDE) qui était combiné avec un autre mécanisme de FIP en place, connu sous le nom de MEP (Milieukwaliteit van de Elektriciteitsproductie).

Actuellement, le paysage réglementaire de l'électricité renouvelable aux Pays-Bas inclut un mécanisme de primes, dénommé SDE+ (la continuation du mécanisme SDE considérant certaines modifications dans son design). Le mécanisme SDE+ offre aux producteurs une prime (FIP) en plus du prix de marché.

Eligibilité et octroi

L'octroi du FIP SDE+ se fait sur base de procédures compétitives.

En pratique, le mécanisme se divise en 2 étapes (2 appels par an) qui contiennent chacune 3 phases. La prime est distribuée sur base du principe « premier arrivé, premier servi ». Concrètement, le montant de la prime augmente à chaque étape. Cependant, étant donné qu'il n'y a qu'un budget unique pour tout l'ensemble du mécanisme, les candidats qui postulent à la deuxième étape prennent le risque d'être rejetés pour manque de fonds. Le montant dépend également de la filière concernée. Le taux de base maximum correspond à celui applicable durant la dernière phase. En général, un tel système avantage ceux qui postulent à la première étape et pour des plus petits montants.

Taux d'octroi

Le montant de cette prime est calculé comme la différence entre un taux de base et le prix du marché de l'électricité non-renouvelable (énergie fossile) (défini comme le facteur de correction). Le taux de base vise à couvrir les coûts de production de l'électricité renouvelable. Par conséquent, la prime est estimée de façon à couvrir les coûts de la production d'électricité, qui ne peuvent être couverts par les revenus issus de la vente de l'électricité produite. De plus, pour chaque technologie, un prix de base de l'énergie est calculé, afin de déterminer la limite inférieure du facteur de correction et ainsi maximiser la compensation reçue par unité produite. Les deux valeurs incluses dans le calcul de la prime dépendent donc de la technologie.

Les taux de base de la prime sont calculés annuellement pour une variété de technologies. Ce travail est réalisé par l'ECN (Energy Research Centre of the Netherlands) en coopération avec DNV GL, une société internationale privée active dans la gestion de la qualité et du risque.

Durée d'éligibilité

Une installation est généralement couverte par ce mécanisme durant une période de 15 ans, sauf pour les installations de biomasse et biogaz couvertes pour une période de 12 ans.

Distribution du coût

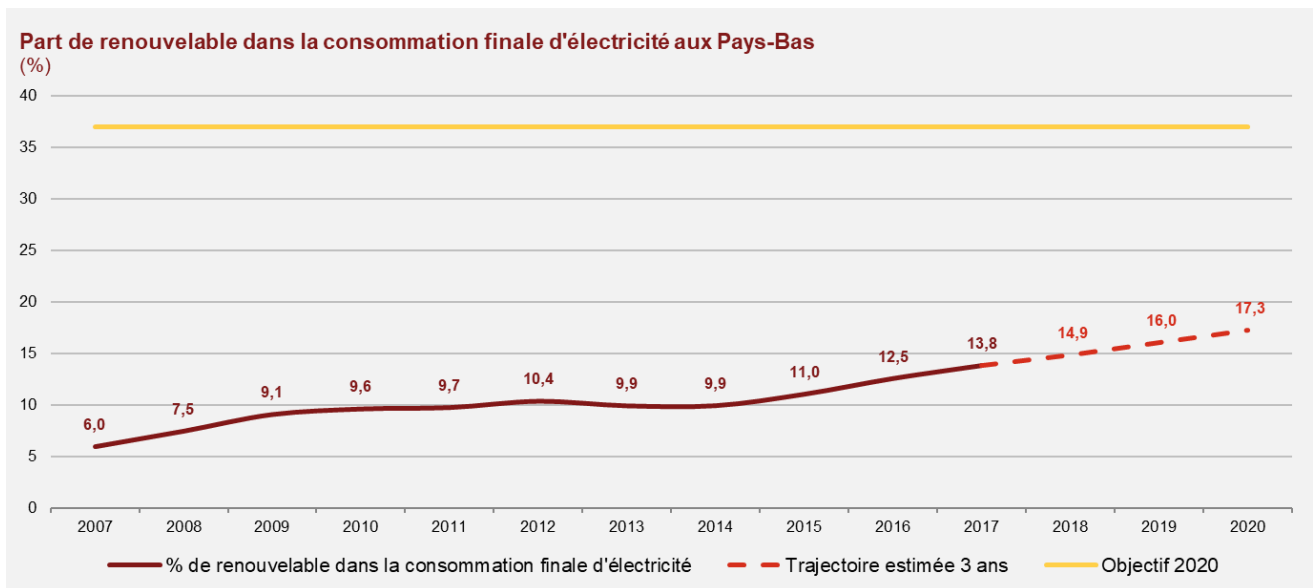
Le coût de ce mécanisme est répercuté sur la facture d'électricité du consommateur final au travers d'une taxe fixe (opslag duurzame energie).

Efficacité du mécanisme

La part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité, bien qu'évoluant positivement de 2007 à 2016, se situe encore bien en deçà du niveau de l'objectif 2020 fixé à 37%. Si la trajectoire actuelle est poursuivie

jusqu'en 2020, nous estimons que seuls 17,3% de renouvelable pourront être atteints. L'écart à combler semble ainsi presque trop important au vu de l'horizon de temps à disposition.

Figure 35 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité aux Pays-Bas



Luxembourg

Le paysage luxembourgeois de soutien à la production d'électricité renouvelable se compose de trois mécanismes distincts : **un tarif d'injection (FIT), une prime de marché (FIP) et des appels d'offres (FIP).**

Evolution du mécanisme

Historiquement, la production d'électricité renouvelable est soutenue au travers d'un tarif d'injection (FIT) basé sur un contrat conclu entre le producteur et le gestionnaire de réseau. Bien que ce mécanisme soit toujours en place actuellement, il a subi diverses modifications en termes d'éligibilité (installations nouvelles vs. réalisées dans le cadre d'une rénovation ou extension), d'octroi (plusieurs régimes de taux d'octroi) et de soutien connexe (prime de chaleur et prime de lisier).

En 2016, le Gouvernement du Luxembourg a mis en place une prime de marché (FIP) à destination des installations de plus grande taille (> 500 kW). Dépendamment de la filière concernée, cette prime est octroyée par guichet ouvert ou par appels d'offres (introduit en 2017).

Les appels d'offres peuvent autant être nationaux que transfrontaliers. A ce sujet, un appel d'offres commun avec l'Allemagne a été organisé en 2017 pour la filière solaire photovoltaïque.

Eligibilité et octroi

Pour ce qui concerne la filière solaire photovoltaïque, seules les installations coopératives⁶⁴ entre 30 et 200 kW sont éligibles pour le tarif d'injection. Les installations de puissance supérieure à 500 kW mais inférieure à 5 MW sont quant à elles éligibles pour les appels d'offres (FIP).

Le tarif d'injection est accessible, en guichet ouvert, aux installations de biogaz, gaz de stations d'épuration d'eaux usées, biomasse solide et bois de rebut (de puissance inférieure à 500 kW). Si elles ont une puissance supérieure à 500 kW, ces mêmes installations sont éligibles pour une prime de marché (FIP), octroyée à guichet ouvert.

⁶⁴ Les entreprises coopératives doivent être composées de 7 personnes physiques ou plus.

Taux d'octroi

Dans le cas du tarif d'injection, le taux d'octroi est prédéfini dans la législation luxembourgeoise⁶⁵, par filière et taille d'installation, et contient un facteur dégressif annuel en fonction de la date de la première injection d'électricité sur le réseau.

Pour ce qui concerne la prime de marché (FIP), elle est le résultat de la formule suivante : rémunération de référence – prix mensuel de marché de l'électricité majoré d'une prime de vente directe.

Durée d'éligibilité

L'ensemble des mécanismes de soutien sont octroyés pour une durée de 15 ans.

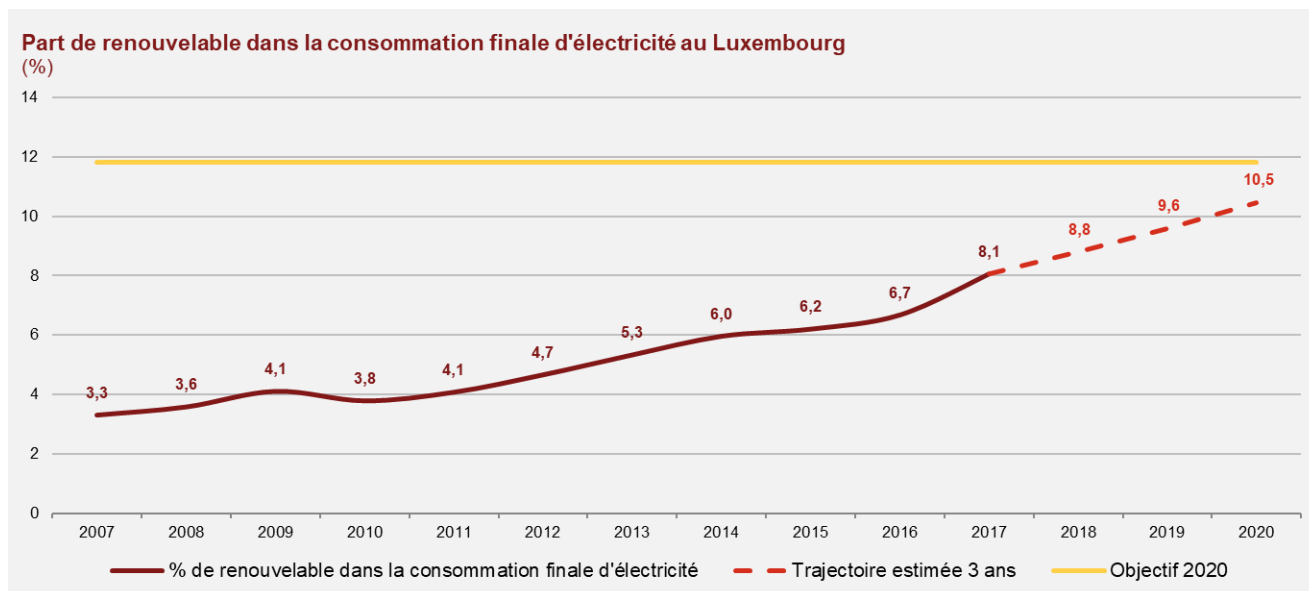
Distribution du coût

Le coût des mécanismes est principalement porté par les consommateurs finaux d'électricité, au travers de leur facture. Cependant, le Gouvernement luxembourgeois ajoute généralement une mineure partie via le budget de l'Etat. Il existe des exonérations de ce coût pour les industries électro-intensives (si elles ont un accord avec le Gouvernement visant l'amélioration de leur efficacité énergétique) et pour les *prosumers* à hauteur de l'électricité autoconsommée.

Efficacité du mécanisme

Pour ce qui concerne l'efficacité des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, on peut observer dans le graphique ci-dessous que le Luxembourg était en 2017 encore relativement loin de son objectif 2020. Une estimation de la trajectoire future projette l'atteinte de 10,5% de part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité, pour un objectif de 11,8%.

Figure 36 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité au Luxembourg



⁶⁵ Règlement grand-ducal du 1^{er} août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables et modifiant: 1. le règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité; 2. le règlement grand-ducal du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz.

Royaume-Uni

A l'heure actuelle, deux mécanismes de soutien à la production renouvelable cohabitent : un **FIT** pour les installations de moins de 5 MW et un **FIP *Contract for the Difference*** pour les installations de plus grande taille.

Evolution du mécanisme

De 2002 à 2017, un mécanisme de certificats et de quota (Renewables Obligation – RO) était en place au Royaume-Uni. Il subventionnait l'ensemble des installations. En 2010, un FIT fut mis en place pour les installations de moins de 5 MW. Les certificats verts restaient d'application pour les installations d'une puissance supérieure à 5 MW : on observait donc la coexistence de deux systèmes.

En 2017, le mécanisme des certificats verts s'est éteint (pour les nouvelles installations) pour faire place à un feed-in-premium, dénommé *Contract for Difference* (CfD). Depuis avril 2017, les CfD demeurent le seul mécanisme de soutien au Royaume-Uni pour toute nouvelle unité de production de plus de 5 MW. Un CfD est en fait un contrat entre un producteur d'électricité renouvelable et une Low Carbon Contracts Company (LCCC), entreprise publique détenue dans sa totalité par le Gouvernement britannique et dont la mission vise à la gestion du mécanisme.

Dernièrement, en décembre 2018, le gouvernement a été saisi d'un projet de loi qui ferme le régime FIT aux nouveaux demandeurs à compter du 1^{er} avril 2019, sauf exception.

Eligibilité et octroi

Pour ce qui concerne le FIT, son octroi est organisé à guichet ouvert et couvre le solaire photovoltaïque de moins de 5 MW et la micro-cogénération de moins de 2 kW.

Pour ce qui concerne le FIP, les technologies éligibles dépendent des spécifications des appels d'offre ; les installations doivent toutefois être de taille supérieure à 5 MW. Sur les trois appels d'offres organisés depuis sa mise en service, les filières cogénération biomasse, cogénération à base de déchets et solaire photovoltaïque ont été soutenues.

Afin d'avoir accès à un tel contrat, les producteurs doivent prendre part à un processus de tendering au travers duquel ils doivent remplir un certain nombre de critères. Les allocations des primes se font lors de « rounds » d'allocations. Précédant l'allocation d'un CfD, une note budgétaire doit être publiée spécifiant inter alia le budget total disponible pour le round d'allocation ainsi que les prix garantis maximums applicables.

Taux d'octroi

Le niveau de soutien octroyé au travers du FIT varie en fonction de l'inflation et comprend un facteur dégressif lié au plafond de déploiement (plafond limitant la capacité installée à soutenir).

Pour le FIP, de façon ordinaire, le niveau de soutien est calculé comme la différence entre un niveau de revenus de référence et le prix de l'électricité observé en moyenne sur le marché. Le producteur propose un niveau de revenus de référence dans son offre.

Durée d'éligibilité

Le FIT est octroyé pour une durée de 20 ans (10 ans pour les installations de cogénération). Le FIP est quant à lui octroyé pour une durée de 15 ans.

Distribution du coût

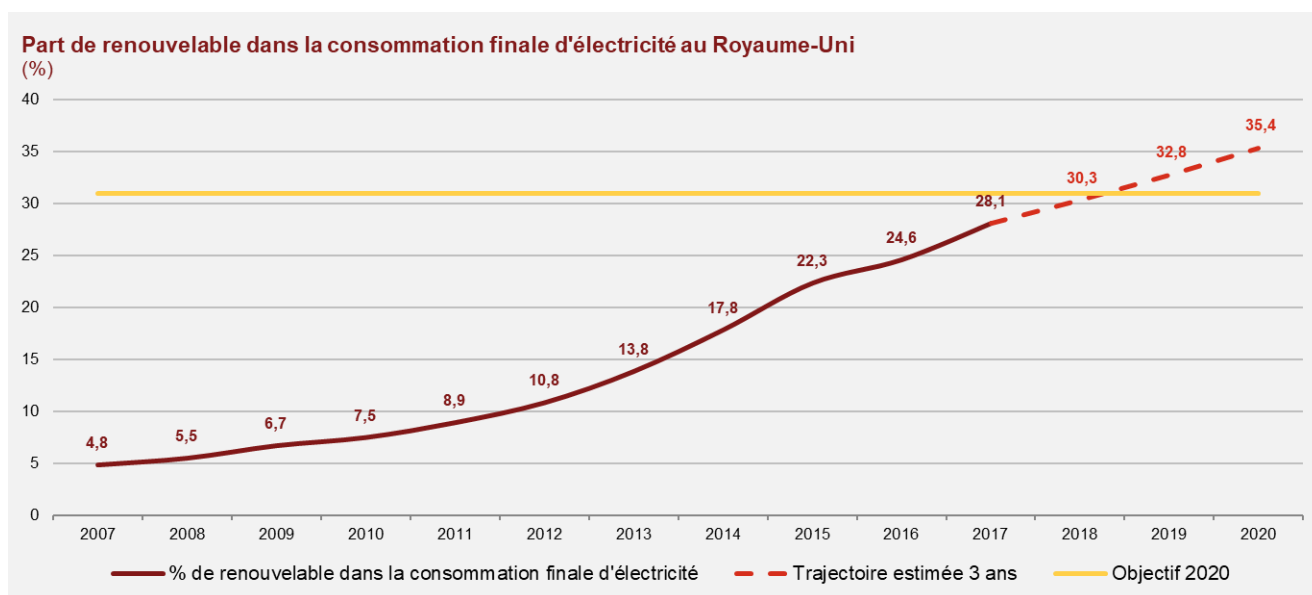
Le coût du mécanisme FIP *Contract for Difference* est financé par une perception fiscale périodique obligatoire aux fournisseurs d'électricité qui est proportionnelle au coût de fonctionnement du mécanisme, et qui est répercutée alors la facture des consommateurs finaux. Pour ce qui concerne le FIT, son financement est également répercuté sur la facture du consommateur final.

Efficacité du mécanisme

La Figure 37 ci-dessous illustre l'évolution de la part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité au Royaume-Uni, incluant la trajectoire actuelle et la trajectoire future estimée. Il en ressort que l'objectif défini pour 2020 (31%) serait probablement atteint avant cette date. Il peut ainsi en être conclu que les mécanismes actuellement en place sont efficaces en termes de développement du renouvelable.

Il est important de nuancer le constat qui peut être fait à la lecture de la trajectoire présentée à la Figure 37. Cette trajectoire estimée pour la période 2018-2020 peut en effet sembler fort optimiste. Celle-ci résulte de la forte augmentation de la part de renouvelable observée entre 2015 et 2017. En effet, la projection de la trajectoire basée sur ces trois dernières années traduit et accentue cet effet surestimant donc potentiellement la progression du renouvelable dans la consommation finale d'électricité au Royaume-Uni.

Figure 37 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité au Royaume-Uni



Espagne

En Espagne, les producteurs d'électricité renouvelable sont soutenus au travers d'une **rémunération complémentaire spécifique (FIP)**, qui oscille entre un soutien à la production et un soutien à l'investissement.

Evolution du mécanisme

Depuis 1998, le système de soutien aux énergies renouvelables se basait sur un FIT et un FIP, où le bénéficiaire pouvait choisir l'option qui lui convenait le mieux, excepté pour la filière photovoltaïque où uniquement un FIT était applicable.

Toutefois, entre 2007 et 2013 le secteur photovoltaïque espagnol connut un boom en termes d'investissements réalisés. Par conséquent, le déploiement du photovoltaïque augmenta de 10 fois, résultant en une augmentation

significative du coût du mécanisme de soutien. À titre d'illustration, le coût du photovoltaïque passa de 215 millions d'euros en 2007 à 3.267 millions d'euros en 2013. Cette problématique poussa le gouvernement espagnol à repenser son système de soutien à l'électricité renouvelable, notamment à travers la mise en place d'un plafond sur la production d'électricité qui sera éligible pour un soutien financier.

En 2013-2014, le mécanisme de rémunération complémentaire spécifique (FIP) fut mis en place.

Éligibilité et octroi

L'octroi s'effectue uniquement par tendering (appels d'offres).

En principe, les filières solaires photovoltaïques, cogénération, biomasse, biogaz et de déchets sont éligibles. Cependant, les spécifications d'un appel d'offres peuvent délimiter l'accès au soutien à un nombre limité de filières, ou alors les mettre toutes en compétition.

Taux d'octroi

La rémunération complémentaire spécifique permet aux installations de couvrir leurs coûts et est composée de deux éléments : une rémunération sur l'investissement et une rémunération sur l'opérationnalisation de l'installation.

Le niveau de soutien est calculé de façon à permettre aux producteurs de couvrir la majorité de leurs coûts et d'atteindre un niveau de rentabilité raisonnable en référence à l'installation-type. Le taux de rentabilité raisonnable représente un taux moyen de 7,5%⁶⁶ et est calculé sur base du retour d'une obligation du gouvernement à 10 ans plus un « spread » de 3 points de pourcentage (résultant en un taux moyen de 7,503%).

L'estimation des coûts se base sur les actifs d'une installation standardisée durant sa durée de vie réglementaire, prenant en compte les coûts d'investissement, les coûts opérationnels et les revenus de la vente de l'électricité sur le marché. Ces coûts standards varient d'une technologie à l'autre et de l'année de mise en exploitation. Vu que la rémunération des producteurs est calculée sur base des actifs d'une installation standard, le taux de soutien est basé sur la capacité installée, plutôt que sur la quantité d'électricité produite.

Au travers des appels d'offres, les candidats doivent soumettre une proposition de taux d'actualisation à appliquer sur la valeur standard de l'investissement. Le taux proposé le plus bas est appliqué à tous les projets sélectionnés.

Durée d'éligibilité

La durée d'éligibilité est fixée à 30 ans pour la filière solaire photovoltaïque et 25 ans pour la cogénération, la biomasse et le biogaz.

Distribution du coût

Le coût du mécanisme de soutien est supporté par le consommateur final d'électricité.

Efficacité du mécanisme

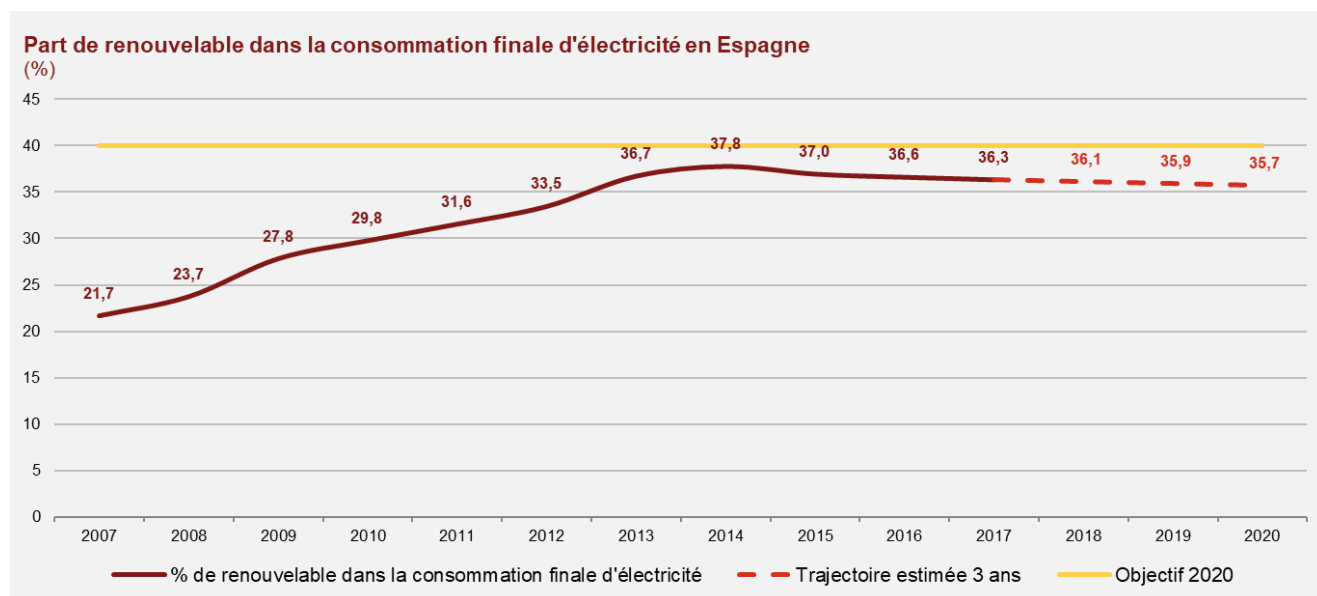
La part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité a évolué à la hausse de 2007 à 2014 en Espagne, pour connaître un léger recul entre 2014 et 2017. Cependant, l'estimation de la trajectoire future de cette part de renouvelable illustre la difficulté à atteindre l'objectif 2020 – fixé à 40% de renouvelable – avant 2020.

⁶⁶ EurObserv'ER. 2015. Country Policy Profile Spain.

On peut donc en conclure que le mécanisme de soutien en place était efficace en termes d'atteinte des objectifs fixés. Il convient donc maintenant d'observer dans quelle mesure cette trajectoire à la baisse va se réaliser d'ici à 2020.

Il est également nécessaire de nuancer le constat qui peut être fait à la lecture de la trajectoire présentée à la Figure 38. Cette trajectoire estimée pour la période 2018-2020 peut en effet sembler quelque peu pessimiste. Celle-ci résulte de la diminution de la part de renouvelable observée entre 2014 et 2017 ; période servant à calculer le taux de croissance annuel composé. Cette trajectoire traduit et accentue cet effet sous-estimant potentiellement la progression du renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Espagne. Cependant, au vu de la décision du Gouvernement espagnol de couper presque tout support au renouvelable (à l'exception de tenders ponctuels, voir précédemment), il est envisageable que la mise en service de nouvelles installations soit trop faible que pour contrebalancer la mise hors service d'installations existantes. Dans ce cas-là, on peut s'attendre à un recul de la part du renouvelable dans la consommation finale d'énergie.

Figure 38 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Espagne



Italie

A l'heure actuelle, les installations de production d'électricité renouvelable (hors solaire PV) peuvent être soutenues au travers d'un **FIT (tariffa omnicomprensiva)** ou d'un **FIP**, en fonction de leur taille.

Evolution du mécanisme

En Italie, la promotion de la production d'électricité renouvelable a été assurée au travers d'un ensemble de mécanismes de certificats verts, de feed-in tariffs et de feed-in premiums. Le système a beaucoup évolué au cours des dernières années et résulte aujourd'hui en un paysage d'application des mécanismes relativement complexe et varié.

Historiquement, le système italien préconisait un système de quota et certificats verts conjoint à des feed-in tariffs. En 2008, un autre système fut mis en place prenant la forme d'un feed-in tariff est le « *ritiro dedicato* », accessible à toutes les filières. Dans l'ensemble, l'expérience italienne a démontré que ces mécanismes pesaient

sur les finances publiques et notamment que GSE⁶⁷ était confronté à des rachats importants de certificats verts excédentaires.

Actuellement, les mécanismes suivants sont encore accessibles pour les nouvelles installations :

- Le *tariffa omnicomprensiva* (FIT) a été mis en place à partir du 31 décembre 2012 en tant qu'alternative au système des certificats verts. Ce mécanisme s'applique à toutes installations de production à partir d'énergies renouvelables dont la capacité est comprise en 1 et 500 kW, à l'exception des centrales photovoltaïques.
- A partir du 30 juin 2016, un nouveau décret a pris effet et prévoit un mécanisme de feed-in premium pour toutes les nouvelles installations de production d'électricité verte dont la capacité est de plus de 500 kW, à l'exception de la filière photovoltaïque.
- La dernière réforme instaurait le premium tarif dit « *conto energia per il solare termodinamico* » pour les centrales PV installées entre le 1^{er} juin 2011 et le 31 décembre 2016. Ce mécanisme n'est toutefois plus en service pour les nouvelles installations.

Les mécanismes historiques restent d'application pour les installations qui y ont été intégrées lorsqu'ils étaient encore en vigueur.

Eligibilité et octroi

Le *tariffa omnicomprensiva* (FIT) s'applique à toutes installations de production à partir d'énergies renouvelables dont la capacité est comprise en 1 et 500 kW, à l'exception des centrales photovoltaïques. Son octroi est organisé au travers d'un guichet ouvert.

Pour ce qui concerne le FIP, il vise également toutes les filières (hors le solaire PV) mais dont la taille est supérieure à 500 kW. L'octroi peut s'organiser par guichet ouvert ou par tendering (installations de plus de 5 MW).

Taux d'octroi

Le niveau de soutien octroyé au travers du *tariffa omnicomprensiva* est prédéfini dans la réglementation italienne⁶⁸. Il comprend un facteur d'indexation du niveau de soutien en fonction de l'évolution des prix à la consommation.

Pour ce qui concerne le FIP, la prime est flottante et varie donc en fonction du prix horaire de marché et d'un prix référence déterminé de manière administrative par technologie.

Durée d'éligibilité

La durée d'éligibilité varie en fonction du mécanisme de soutien : de 20 à 25 ans pour le FIT et de 15 à 25 ans pour le FIP.

Distribution du coût

Peu importe le mécanisme considéré, l'ensemble du financement du soutien à la production d'électricité renouvelable est répercuté sur les consommateurs finaux via leur facture d'électricité.

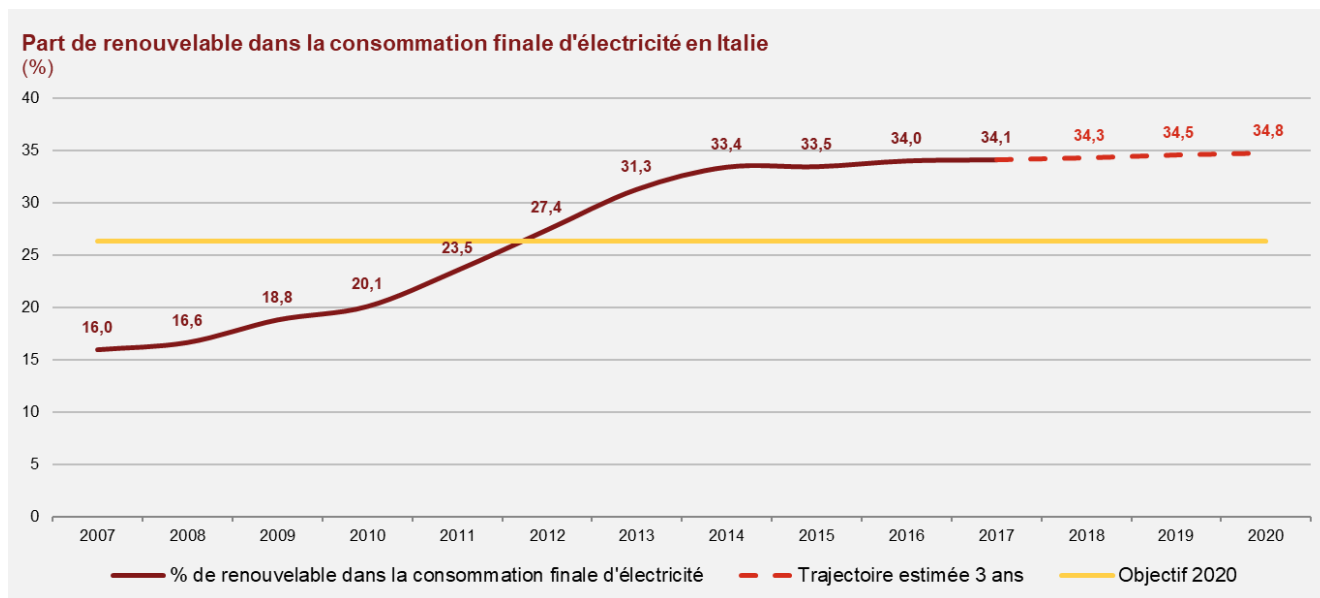
⁶⁷ Gestore dei Servizi Energetici : Société nationale détenue par l'Etat italien en charge de la promotion de l'électricité verte.

⁶⁸ Voir tableau A, AEEG 280/07

Efficacité du mécanisme

Bien que l'Italie connaisse un paysage de soutien à la production d'électricité renouvelable complexe, varié et contenant un nombre important de mécanismes différents, son efficacité n'est plus à prouver. En effet, au vu du graphique ci-dessous, l'Italie a atteint une part de renouvelable dans sa consommation finale d'électricité de 34,1% en 2017. Ce résultat dépasse l'objectif de 26% fixé pour 2020.

Figure 39 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Italie



Danemark

Actuellement, le paysage danois de soutien à la production d'électricité renouvelable comprend deux mécanismes principaux : **un FIT et un FIP**.

Evolution du mécanisme

Depuis 2009, la production d'électricité renouvelable est soutenue au travers d'un FIT, appelé « *price supplement* ».

Entre 2017 et 2022, l'OSP permettant le financement du mécanisme de soutien au travers de la facture d'électricité sera graduellement retirée. Le financement sera alors assuré par le budget de l'Etat.

En 2018, les procédures d'octroi par tendering ont été introduites comme support principal pour les filières solaire photovoltaïque et éolienne. Des appels d'offres ont donc été lancés pour 2018 et 2019 avec un focus sur ces deux filières. De 2020 à 2024, des appels d'offres technologiquement neutres seront lancés annuellement.

Eligibilité et octroi

Pour ce qui concerne le FIT, l'ensemble des filières est éligible. Pour celles qui nous intéressent, citons l'énergie solaire, le biogaz, gaz de gazéification produit à partir de biomasse et autres installations spécialisées de production d'électricité utilisant la biomasse comme source d'énergie. L'octroi se fait par guichet ouvert.

Les appels d'offres peuvent soit définir des filières à supporter (éolien et solaire), soit être neutre technologiquement (à venir à partir de 2020). Dans tous les cas, l'octroi se fait donc par procédures de mise en compétition.

Taux d'octroi

Le niveau du tarif applicable dans le cadre des FIT est prédéfini dans la réglementation danoise ; il vise à couvrir le prix de marché de l'électricité et un supplément. Le niveau du tarif est indexé annuellement. Dans le cas où le prix de l'électricité dépasserait le niveau du tarif, Energinet.dk (le GRT) calcule un tarif négatif à appliquer sur le volume de production concerné par ces prix de l'électricité.

Pour ce qui concerne le FIP, le niveau de la prime souhaitée est proposé par un producteur dans son offre.

Durée d'éligibilité

La durée d'éligibilité au soutien dépend du mécanisme et de la filière concernés : le solaire est éligible pour 20 ans sous le FIP et le FIT, et 15 ans pour la biomasse et le biogaz sous le FIT.

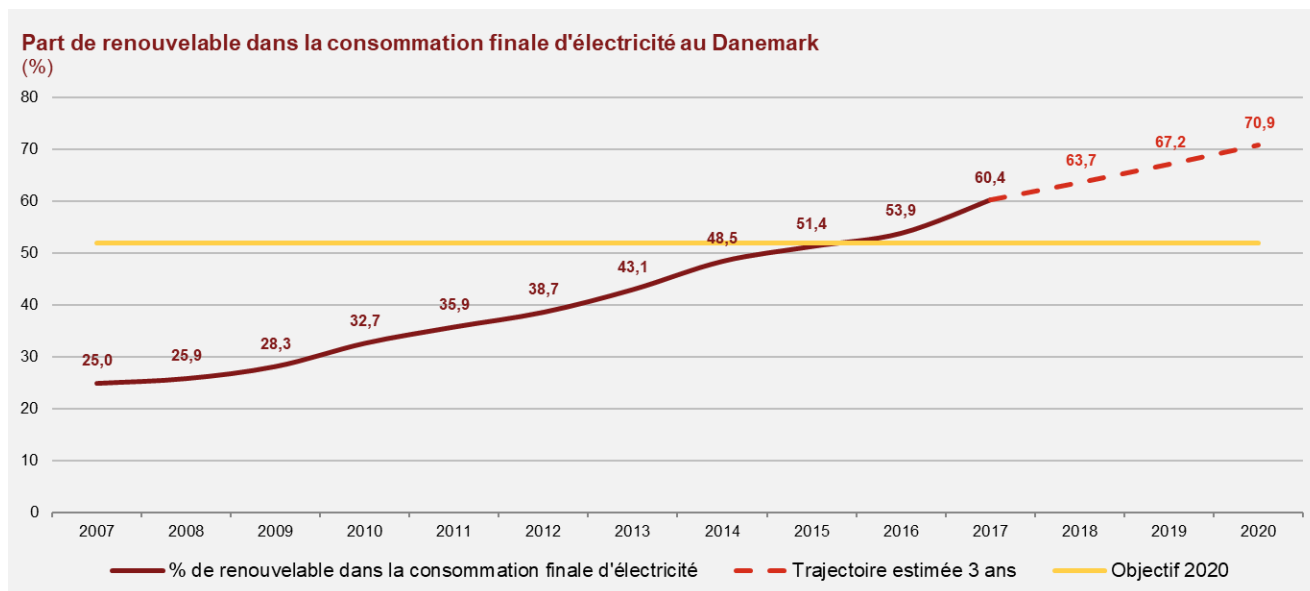
Distribution du coût

Historiquement, le coût de financement du mécanisme de FIT était répercuté sur la facture du consommateur final, au travers d'une obligation de service public (OSP) imposée au GRT (Energinet.dk). A l'inverse, le financement du FIP est lui supporté par le budget de l'Etat. Tel que mentionné supra, l'ensemble des coûts sera dans le futur pris en charge par le budget de l'Etat.

Efficacité du mécanisme

L'efficacité du système de soutien à la production d'électricité renouvelable au Danemark est incontestable. En effet, le pays s'était fixé un objectif de 52% de renouvelable dans la consommation finale d'électricité à atteindre en 2020. Etant donné qu'en 2017, cette part se situait déjà à 60,4%, on peut en conclure que le système est efficace dans le sens où il permet d'atteindre les objectifs fixés.

Figure 40 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité au Danemark



Suède

La production d'électricité renouvelable est soutenue au moyen d'un mécanisme de **certificats verts (Elcertifikat)**, issus d'un marché commun partagé entre la Suède et la Norvège.

Evolution du mécanisme

Depuis janvier 2012, la Suède et la Norvège participent à un système de quotas et certificats commun (coopération définie jusque 2035) pour la production d'électricité générée à partir de sources renouvelables et la combustion de bois et tourbe. Il se base sur le système historique de certificats suédois qui était en place depuis 2003.

Eligibilité et octroi

L'octroi se fait via un guichet ouvert. Toutes les technologies et tailles sont éligibles.

Taux d'octroi

Le taux d'octroi est fixé à 1 CV par MWh produit. Le taux d'octroi est similaire pour toutes les technologies : le système est dit neutre technologiquement. Il vise à favoriser les technologies les plus compétitives. En 2016, le prix annuel moyen des CV se situait autour de 158 SEK, soit 16€. Il n'existe ni plafond, ni plancher (pas d'obligation d'achat à un prix minimum garanti).

Une fois octroyés aux producteurs, ces certificats sont vendus sur un marché des certificats auprès de fournisseurs d'électricité et de certains consommateurs (électro-intensifs) qui sont tenus à des quotas de consommation d'électricité verte pour lesquels ils doivent rapporter un nombre correspondant de certificats.

Durée d'éligibilité

Les producteurs d'électricité verte reçoivent un certificat pour chaque MWh produit à partir de source d'énergie renouvelable, pour une période maximale de 15 ans.

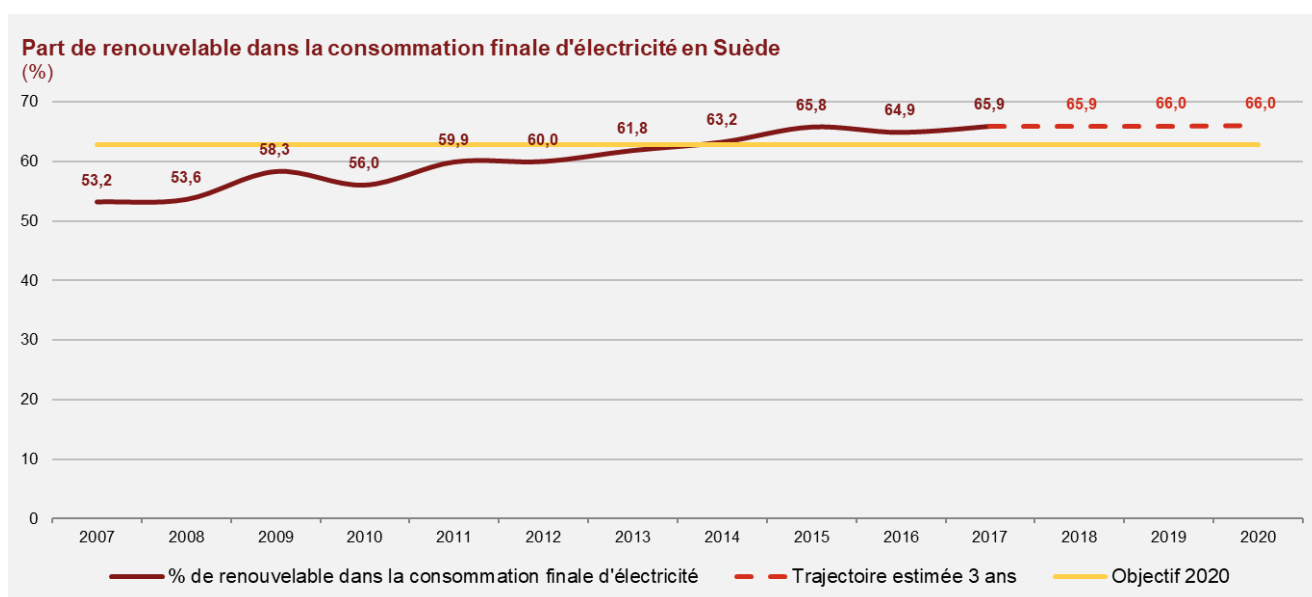
Distribution du coût

Le coût du système est répercuté sur le consommateur final au travers d'une surcharge de la part des fournisseurs qui répercutent ainsi leur coût.

Efficacité du mécanisme

La part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité a atteint l'objectif des 63% qui était défini pour 2020, en 2014. Il n'y a donc plus de doute quant à savoir comment cette part va évoluer sur les années qui nous séparent de 2020.

Figure 41 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Suède



Estonie

En Estonie, la production d'électricité renouvelable est soutenue au travers d'un **FIP**.

Evolution du mécanisme

Le mécanisme de FIP actuel est en place depuis 2003. S'il visait autrefois à supporter l'ensemble des filières, quelle que soit la taille de l'installation, il a récemment été réduit aux installations de plus petite taille.

Ce changement, applicable depuis début 2019, s'accompagne de la mise en place d'appels d'offres pour les installations de plus grande taille, conformément aux directives européennes en matière d'aide d'Etat⁶⁹. En effet, l'atteinte des objectifs de développement du renouvelable (voir ci-après) a poussé le gouvernement estonien à repenser le soutien à la production d'électricité renouvelable.

Eligibilité et octroi

Le FIP est accessible à l'ensemble des filières, dont le solaire photovoltaïque et la cogénération (uniquement à base de biomasse ou à haute efficacité), pour les installations dont la puissance se trouve entre 50 kW et 1 MW. L'octroi s'effectue par guichet ouvert.

Taux d'octroi

Le niveau de la prime est prédéfini dans la réglementation estonienne⁷⁰ et vise, une fois combiné avec le prix de l'électricité, à couvrir les coûts de production et de connexion au réseau, les coûts de capital et d'assurer la rémunération de ce capital.

Durée d'éligibilité

Le soutien est octroyé aux installations éligibles pour une durée de 12 ans à compter de la date de mise en service de ladite installation.

Distribution du coût

Le coût du financement de ce mécanisme est supporté par les consommateurs finaux, au moyen de leur facture d'électricité.

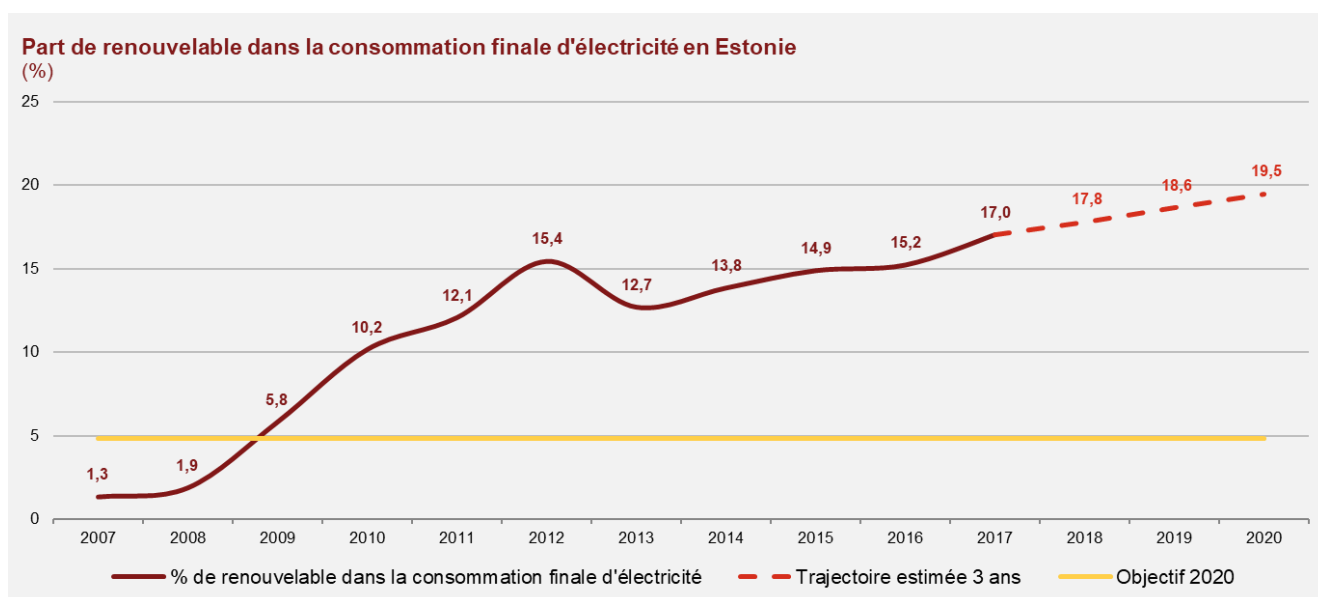
Efficacité du mécanisme

Dans notre analyse de l'efficacité des mécanismes de soutien présents en Europe, le cas de l'Estonie s'avère être particulier. Conformément aux directives européennes, le pays s'était fixé un objectif de 5% de renouvelable dans la consommation finale d'électricité, à atteindre d'ici 2020. En 2009, l'Estonie avait déjà atteint une part de renouvelable à hauteur de 6%. Cependant, l'atteinte de l'objectif fixé plus de 10 ans avant son échéance pose la question de l'adéquation de l'objectif fixé. Il semble en effet qu'un objectif si tôt atteint puisse être sous-estimé. De façon générale, au vu de l'évolution positive de la trajectoire de renouvelable jusqu'en 2017 (où elle représente 17% dans la consommation finale d'électricité), le mécanisme peut de toute façon être considéré comme efficace.

⁶⁹ Nous n'avons cependant pas trouvé de décision officielle permettant de corroborer l'annonce d'organisation d'appels d'offres.

⁷⁰ Electricity Market Act¹, Passed 11.02.2003, RT I 2003, 25, 153.

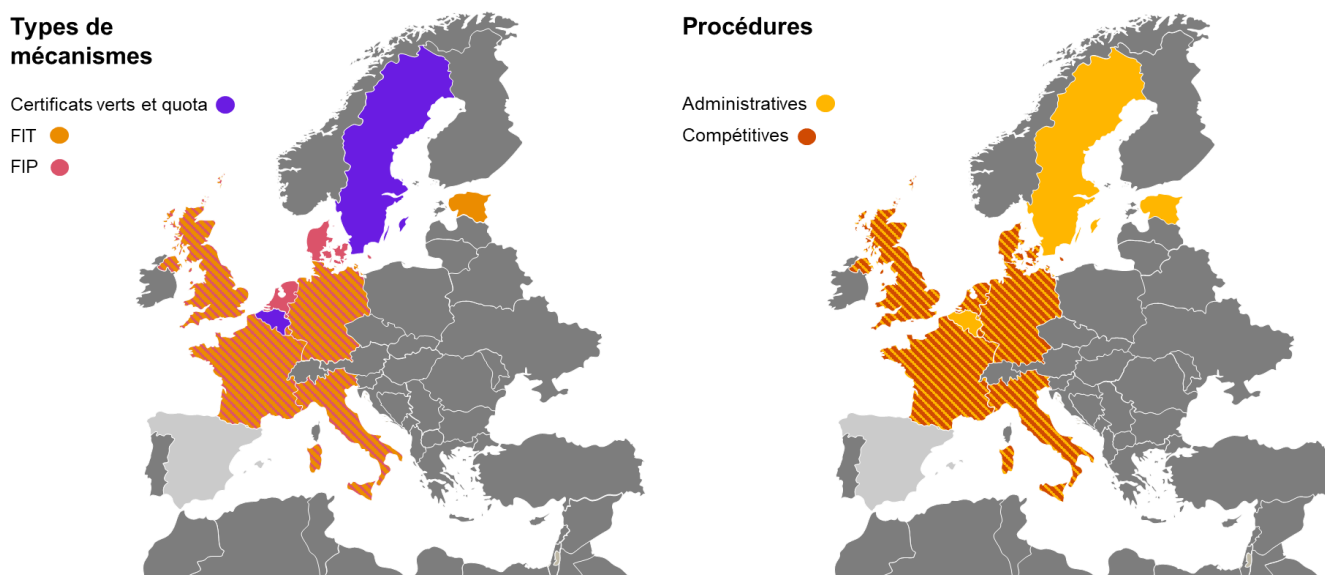
Figure 42 : Part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité en Estonie



Synthèse

En conclusion, l'exercice de benchmark des mécanismes de soutien présents en Europe fournit une vue relativement complète des mécanismes pouvant exister. Les pays et régions entrant dans son périmètre font usage des certificats verts et quota, de FIT et de FIP en usage simple ou en usage combiné/mixte (pays/région hachuré sur la Figure 43). De même, autant les procédures administratives que compétitives sont utilisées. La Figure 43 synthétise les résultats de ce benchmark.

Figure 43 : Synthèse des mécanismes de soutien présents en Europe actuellement (toutes filières confondues)



L'analyse de l'évolution des mécanismes en place a révélé une transition (assez répandue) vers des mécanismes intégrant davantage les producteurs au marché (passage de FIT vers des FIP), et favorisant la compétition.

L'introduction de procédures compétitives telles que les appels d'offre s'aligne sur les lignes directrices de l'Union Européenne en matière d'aide d'Etat⁷¹.

On observe également une tendance à la diminution du niveau de soutien perçu par les producteurs. Cette diminution peut autant provenir d'une meilleure rentabilité des filières de production, que de certains événements d'emballage de la mise en service de nouvelles installations et du coût du mécanisme.

Enfin, si le système bruxellois est quelque fois décrit comme complexe, cette caractéristique est présente dans presque l'ensemble des pays analysés. De fait, la coexistence de divers mécanismes, pour lesquels le fonctionnement et les modalités d'implémentation divergent, peut rendre certains paysages de soutien peu compréhensibles.

Identification des éléments pertinents au contexte bruxellois

Afin de définir les pays et régions pouvant offrir des opportunités intéressantes d'amélioration, de modification ou de transposition du mécanisme de soutien appliqué en Région de Bruxelles-Capitale, nous analysons la performance de chacun des systèmes en place dans ces pays/régions sur base des facteurs d'évaluation de la performance préalablement définis et utilisés. Pour rappel, ces facteurs d'évaluation de la performance sont :

- **L'effectivité** du mécanisme : le système produit-il les effets attendus (i.e. la production d'énergie renouvelable se développe-t-elle ?) ;
- **L'efficacité** du mécanisme : le système produit-il les objectifs attendus (i.e. atteinte de l'objectif 2020 en part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité ?) ;

Pour ce faire, nous avons regroupé les trajectoires de développement de la part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité et avons défini, si l'objectif était atteint ou non, et à quelle vitesse évoluait la trajectoire.

- **L'efficience** : le système produit-il les objectifs souhaités au moindre coût, i.e. les résultats atteints sont-ils cohérents avec les efforts déployés ?

Pour ce faire, nous avons regroupé le niveau de soutien⁷² (en €/MWh) octroyé à toutes les filières d'intérêt, en faisant la distinction entre le solaire PV et les autres filières (bioénergie, biomasse, biogaz et cogénération)).

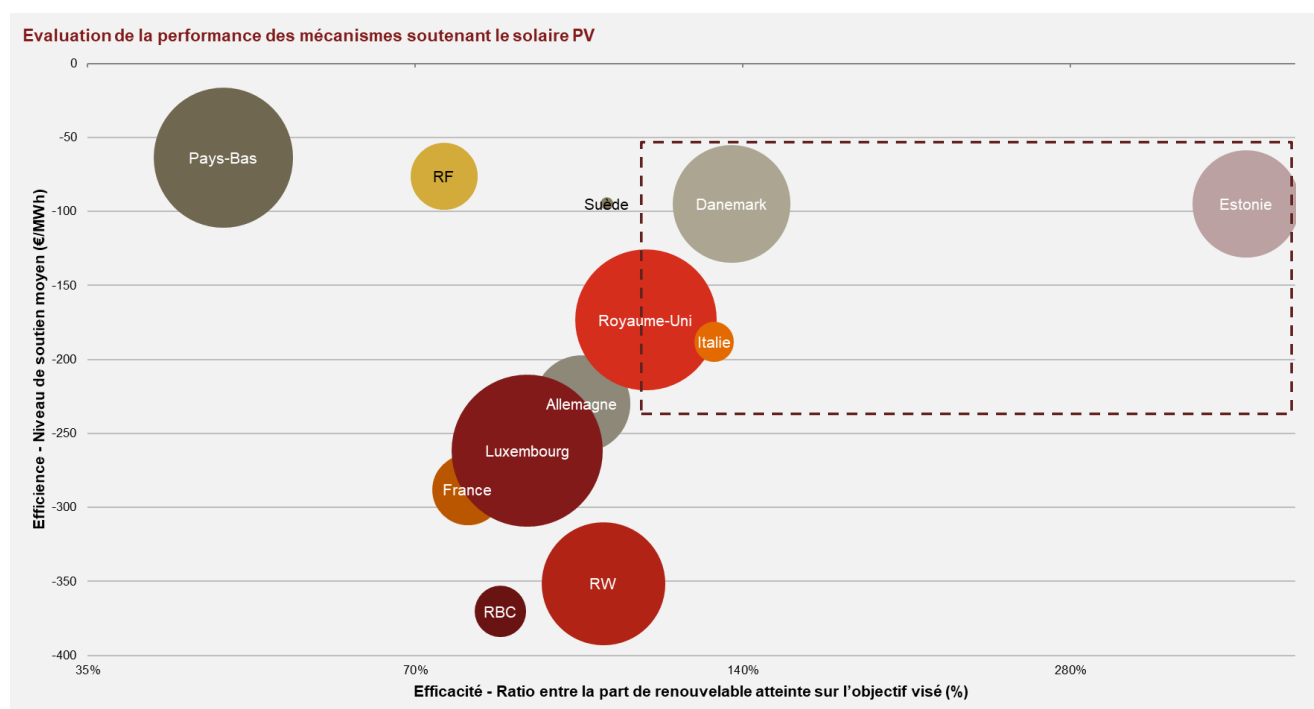
Les résultats de cette analyse sont illustrés dans les Figure 44 et Figure 45 ci-après.

- L'effectivité est représentée par la taille des bulles. Au plus la taille est importante, au plus le mécanisme produit les effets attendus à savoir l'augmentation du développement de l'énergie renouvelable ;
- L'efficacité est mesurée comme étant le ratio entre la part de renouvelable atteinte sur l'objectif visé et est représentée par l'axe horizontal. Au plus la bulle se trouve sur la droite, au plus l'objectif est rempli ;
- L'efficience est quant à elle mesurée au travers du ratio du niveau de soutien moyen obtenu par le quotient du coût du mécanisme et du volume de la production verte et est représentée par l'axe vertical. Ce niveau de soutien peut être conçu comme un coût (expliquant les valeurs négatives sur le graphique) : au plus ce coût est important, au moins le mécanisme est efficient.

⁷¹ Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

⁷² Les sources et hypothèses de travail relatives au calcul de ce niveau de soutien sont similaires à celles utilisées dans la section *Mise en contexte*

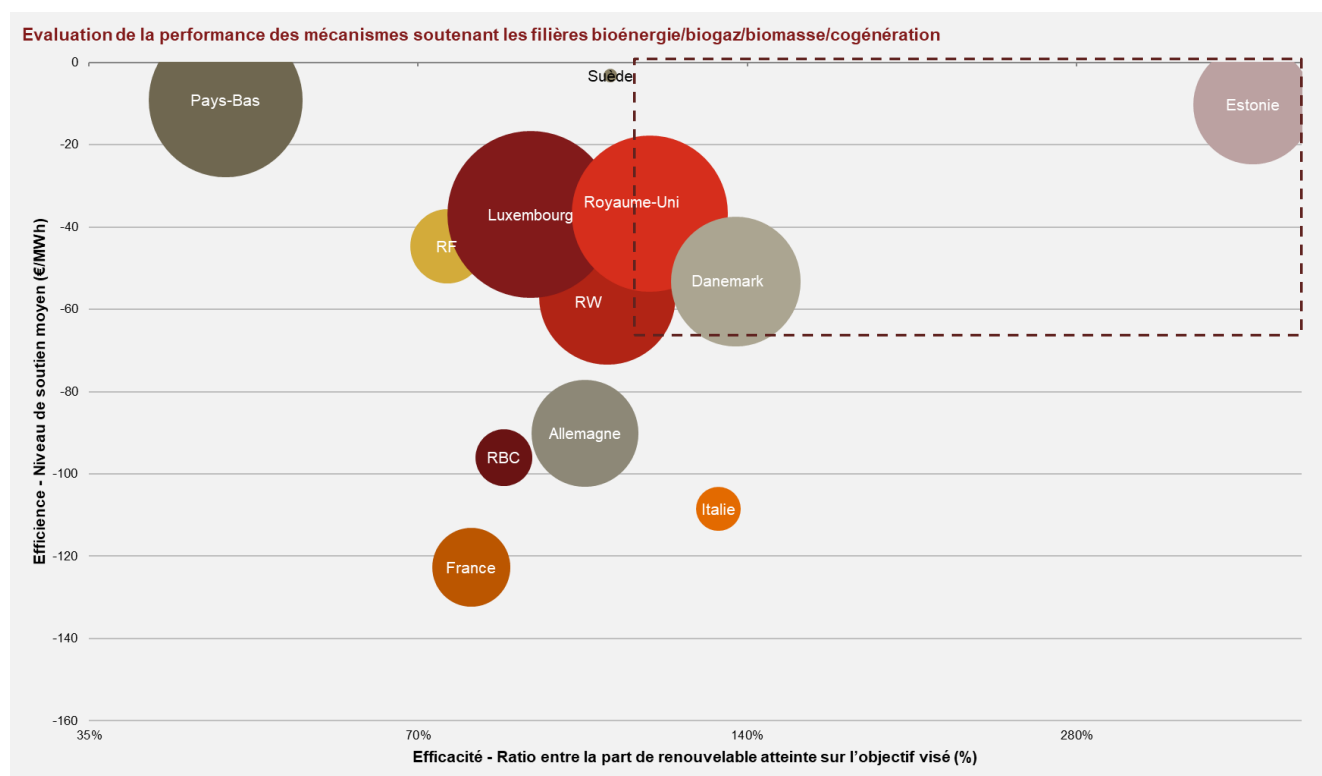
Figure 44 : Evaluation de la performance des mécanismes de soutien à la filière solaire PV



Dans le cadre de la présente mission, les mécanismes présents dans les autres pays d'Europe sont évalués dans une optique d'amélioration de la performance du mécanisme bruxellois. Pour ce faire, il est nécessaire d'identifier les mécanismes les plus efficaces (qui permettent d'atteindre/de dépasser les objectifs fixés) et ce, à un moindre coût. Ces mécanismes les plus efficaces correspondent donc à ceux se trouvant en haut à droite (cf. encadré) du graphique de la Figure 44.

La Figure 44 démontre également que les mécanismes présents en Estonie dans un premier temps, puis au Danemark, en Italie et au Royaume-Uni dans un deuxième temps, offrent une performance plus intéressante que celle observée en Région bruxelloise en termes de soutien à la filière solaire PV. Il convient dès lors d'identifier les leviers mis en place dans ces pays ayant permis d'atteindre ce résultat.

Figure 45 : Evaluation de la performance des mécanismes de soutien à aux filières bioénergie/biogaz/biomasse/cogénération



La Figure 45 quant à elle reprend la même analyse que celle reprise à la figure précédente mais pour les filières bioénergie, biogaz, biomasse et cogénération. A la lecture de cette figure, les pays les plus efficaces sont identiques à ceux identifiés pour la filière PV à savoir principalement l'Estonie, suivie du Royaume-Uni et du Danemark (en haut à droite du graphique, cf. encadré).

L'identification de pistes d'évolution du mécanisme bruxellois vers un mécanisme autre que celui actuellement en place réalisée dans le chapitre suivant se basera donc en premier lieu sur ces pays (l'Estonie, le Royaume-Uni, et le Danemark). De plus, si on considère uniquement la meilleure performance – l'Estonie –, l'analyse de mise en contexte réalisée en début de chapitre illustre une relative ressemblance entre les contextes bruxellois et estonien. Cependant, il convient de souligner que la performance de l'Estonie dans le cadre de cette analyse semble être fortement due à son efficacité à atteindre son objectif de part de renouvelable à l'horizon 2020. Par rapport, à l'ensemble des pays de ce benchmark, cette efficacité est telle qu'elle semble être issue d'un contexte de sous-estimation extrême de l'objectif 2020. Le cas de l'Estonie est donc à considérer prudemment.

Pistes d'évolution du système actuel

Pistes d'évolution du système actuel

Ce chapitre de notre rapport a pour objectif d'avoir une réflexion stratégique sur les pistes d'évolution potentielles du système actuel de soutien à la production d'énergie renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale.

Nous définissons deux types d'évolutions possibles du système existant : des pistes d'évolution du système actuel (restant dans les principes globaux d'un système de marché, tel que le marché actuel des certificats verts) et des pistes d'évolution du système (en sortant des principes d'un système de marché). Par système de marché, nous faisons référence à un système de soutien qui organise la rencontre d'une offre et d'une demande, et dont le point de rencontre fixe le niveau de soutien octroyé aux producteurs d'électricité renouvelable.

En termes méthodologiques, cette analyse s'est premièrement basée sur les résultats d'un second exercice de consultation des stakeholders (organisé le 18 mars 2019), qui ont été amenés à débattre de trois scénarios d'évolution du mécanisme actuel. En effet, nous avons privilégié une approche participative dans le sens où les stakeholders ont eu la possibilité de répondre (de façon anonyme) à une série de questions et ainsi de voter sur leur préférence envers chaque scénario. Ce chapitre explique dans un premier temps les scénarios envisagés de

Disclaimer : Précisons que les avis collectés des stakeholders interrogés en séance n'ont pas l'ambition d'être représentatifs de l'ensemble des stakeholders. Ils ont été collectés « à chaud », sans réellement laisser la possibilité aux répondants de réfléchir longuement à leur réponse. De même, les types d'acteurs présents et leur prépondérance dans le groupe de stakeholders présent à la réunion ne se veulent pas être une reproduction du marché. Par conséquent, pour l'ensemble des résultats de la consultation des stakeholders présentés dans ce rapport, des nuances doivent être apportées quant aux réponses collectées.

façon factuelle pour ensuite aborder les résultats de l'exercice de consultation des stakeholders. Dans un second temps, et sur cette base, nous concluons sur l'option que nous jugeons la plus adéquate au contexte bruxellois et celle solutionnant le plus de faiblesses/menaces identifiées lors de la phase précédente (tout en évitant des impacts négatifs connexes).

Pistes d'évolution dans le cadre d'un mécanisme de marché

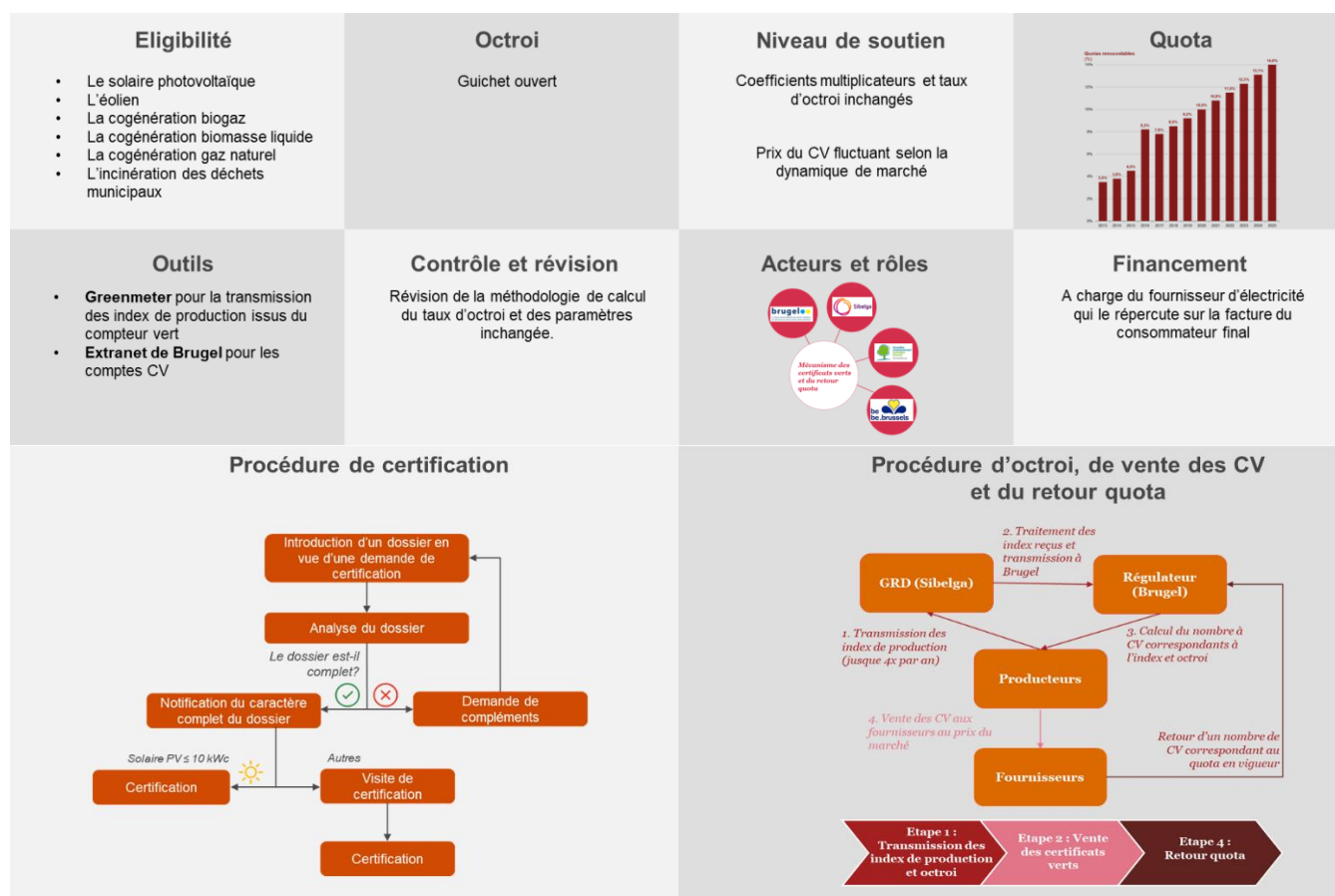
La première partie de ce chapitre consiste à analyser les pistes d'évolution potentielles du mécanisme de soutien actuel, tout en maintenant le mécanisme de marché tel qu'il est connu actuellement. Ce marché actuel organise la rencontre de l'offre et de la demande de certificats verts à Bruxelles. La caractéristique d'un marché s'exprime par le fait que le prix de transaction des CV (et par conséquent le niveau de soutien) est fixé par le marché.

Scénario 1 : Mécanisme de CV et retour quota actuel adapté

Dans ce contexte, nous proposons un premier scénario d'évolution qui préconise le maintien du système de soutien actuel, tout en y apportant quelques adaptations permettant de solutionner les plus grandes barrières à un fonctionnement optimal. Pour rappel, l'analyse du fonctionnement et de la performance du mécanisme actuel réalisée dans la première partie de cette étude en synthétisait les points faibles.

Les propositions d'adaptation du mécanisme actuel visent, par conséquent, à solutionner tout ou partie de ces points faibles. Ces propositions d'adaptation sont greffées au design du mécanisme actuel. Par souci d'efficacité, nous faisons le choix de ne pas reprendre ci-après les différentes conclusions sur le fonctionnement du mécanisme actuel ; celles-ci ayant déjà été détaillées dans la section *Screening du système actuel de soutien à la production d'électricité renouvelable*. Nous avons toutefois synthétisé les principaux éléments qui persistent au sein du scénario 1.

Figure 46 : Eléments du fonctionnement du mécanisme actuel qui persistent sous le scénario 1



Sur cette base, nous formulons ci-dessous quatre (4) options d'adaptation du mécanisme qui tentent de solutionner les points faibles identifiés.

Tableau 4 : Options d'adaptation proposées sous le scénario 1 et points faibles solutionnés

Options proposées	Points faibles solutionnés
Option 1 - Améliorer la rencontre de l'offre et de la demande au moyen d'un extranet permettant la transaction en direct	<ul style="list-style-type: none"> Manque de liquidité du marché des CV Manque de transparence du système des CV Coût du système : coût opérationnel
Option 2 - Modifier le niveau du prix minimum garanti (65€) et/ou de l'amende (100€)	<ul style="list-style-type: none"> Coût du système : coût financier
Option 3 - Pour promouvoir la mise en service d'installations, <ul style="list-style-type: none"> A. revoir les classes de puissance du coefficient multiplicateur B. ouvrir (par modification de l'arrêté) l'octroi de CV à des porteurs de projets 	<ul style="list-style-type: none"> Décroissance du productible futur Contexte bruxellois
Option 4 - Modifier l'horizon de temps du producteur en : <ul style="list-style-type: none"> - réduisant la durée de validité du CV - obligeant la transmission régulière des index de production 	<ul style="list-style-type: none"> Manque de liquidité du marché des CV Manque de transparence du système de CV

Option 1 - Améliorer la rencontre de l'offre et de la demande au moyen d'un extranet permettant la transaction en direct

1. Description de l'option envisagée

La première option d'adaptation proposée a trait à la difficulté de certains fournisseurs à acheter leurs CV. En effet, si de plus ou moins gros volumes de CV sont captés par des contrats d'achat à moyen terme, le reste des acteurs semble avoir des difficultés à se rencontrer. Les producteurs (vendeurs de CV) sont présents en nombre important, et détenant, pour la majorité, un faible nombre de CV. De leur côté, les fournisseurs dévouent un temps important à la recherche de ces CV.

Dans ce contexte, nous proposons que l'extranet⁷³ actuel de Brugel soit modifié de façon à inclure un onglet relatif aux transactions des CV. Cet onglet fonctionnerait sous la forme d'une plateforme informative regroupant certaines données relatives aux vendeurs et acheteurs de CV. Chaque fournisseur et producteur se verrait représenté sur cette plateforme, où seraient postés par Brugel des indicateurs quant au nombre de CV et au prix souhaités.

En pratique, les informations affichées par la plateforme sont les suivantes :

- a) Pour l'offre de CV
 - a. Le numéro d'identification du vendeur de CV⁷⁴,
 - b. Le stock de CV tel qu'inscrit sur son compte CV,
 - c. Le nombre de CV octroyés sur la période retour quota actuelle,
 - d. Le nombre de CV vendus sur la période retour quota actuelle,
 - e. Le prix minimum de vente (facultatif),
 - f. La volonté d'être contacté et, le cas échéant, les coordonnées de contact⁷⁵.
- b) Pour la demande de CV
 - a. Le nom du fournisseur,
 - b. Le nombre de CV rendus lors de la période de retour quota précédente,
 - c. Le nombre de CV déjà achetés lors de la présente période de retour quota⁷⁶,
 - d. Le prix maximum d'achat (facultatif),
 - e. La volonté d'être contacté et, le cas échéant, les coordonnées de contact.

⁷³ Une description et analyse de cet extranet ont été réalisées supra dans la section *Systèmes*.

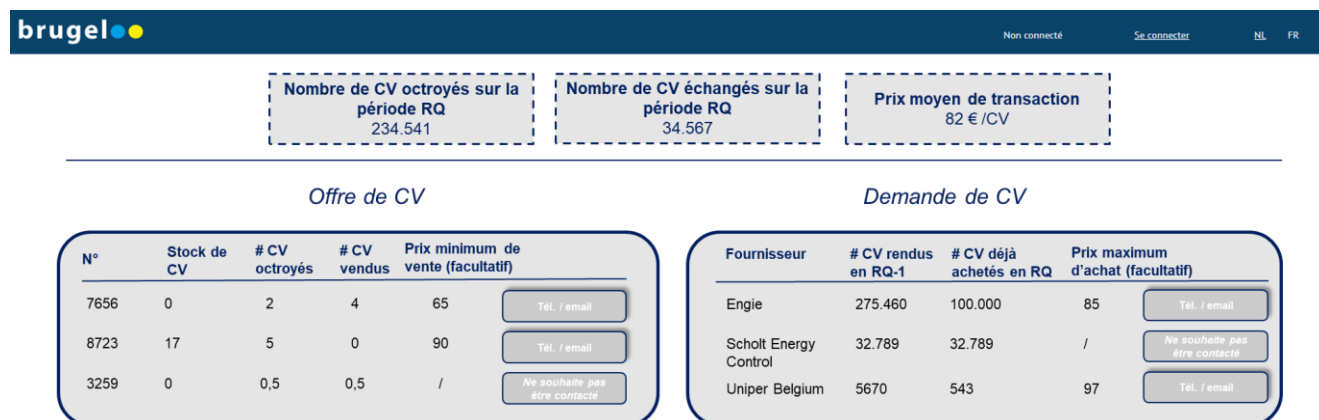
⁷⁴ L'affichage des noms et/ou des coordonnées des acteurs peut mener à de potentiels problèmes de confidentialité. Dans ce cadre, une analyse juridique spécifique devra valider l'affichage tel que prévu dans ce rapport. De façon pratique, pour y remédier, nous proposons d'organiser une rotation annuelle des numéros d'identification associés à chaque vendeur de CV. Ainsi, les coordonnées d'un producteur ne pourront pas être utilisées dans une période ultérieure dans le cas où ce dernier choisit de ne pas être contacté.

⁷⁵ Idem que le numéro d'identification du vendeur de CV.

⁷⁶ L'affichage de cette information apporte un risque potentiel de spéculation de la part des vendeurs de CV. Il offre une information sur le stock de CV restant à acheter pour les fournisseurs. Le risque est d'autant plus indésirable que ce stock restant à acheter n'est pas entièrement représentatif de la réalité car les fournisseurs peuvent déjà acheter en prévision de la période de retour quota suivante.

Afin d'illustrer une telle plateforme, la Figure 47 ci-après propose une configuration potentielle de l'extranet de Brugel. En réalité, sa mise en place devra être accompagnée par une expertise technique, dont la faisabilité devrait être évaluée au travers d'une étude préalable.

Figure 47 : Illustration de l'extranet



La plateforme prévoit un affichage du prix de transaction souhaité, sur base facultative. Cela permet à certains acteurs d'afficher un prix, en vue d'accélérer la négociation et la conclusion de transactions. A contrario, l'affichage est facultatif car il n'est pas pertinent d'obliger un producteur de petite taille à afficher un prix qui soit potentiellement peu représentatif de sa disposition réelle à vendre ou peu réalisable au vu du marché. Le seul prix affiché sur base obligatoire provient de Brugel : c'est un prix moyen de l'ensemble des transactions effectuées sur la période RQ. Ce prix comprend uniquement les transactions spot, afin d'éviter la diffusion d'un signal prix erroné.

La plateforme telle que présentée initialement en table ronde, avec possibilité de conclusion instantanée de transactions et d'enregistrement d'ordres automatiques, pose plusieurs contraintes en termes de mise en œuvre. Pour clarifier ces différents éléments, un guide de procédure devrait alors être élaboré prenant en compte l'ensemble des cas de figure. Il serait alors indispensable pour les acteurs de prendre connaissance de ce guide afin de connaître les tenants et aboutissants liés à l'utilisation de la plateforme. Il semble donc peu souhaitable pour des acteurs de petite taille, d'imposer un tel processus d'apprentissage.

Les différentes contraintes ont trait à :

- La définition du prix de transaction : la plateforme devrait-elle considérer, dans le cas où ces derniers ne correspondent pas exactement, le prix minimum de vente du vendeur ou le prix maximum d'achat de l'acheteur ?
- La temporalité de la conclusion de la transaction : si deux acheteurs souhaitent acheter, au même moment, un même stock de CV, ou encore si un acheteur formule une demande de transaction avec un vendeur alors que ce même vendeur est en train de conclure une transaction avec un autre acheteur ?
- La valeur contractuelle de la demande de transaction : dans quelle mesure un acheteur peut annuler a posteriori la conclusion d'une transaction au travers d'un ordre automatique ?
- Etc.

Afin d'atténuer le manque de transparence sur le marché, il importe que **l'ensemble des acteurs soit présent sur cette plateforme**. La totalité des transactions de CV, actuellement transmises à Brugel, devrait être

enregistrée au travers de cette plateforme⁷⁷⁷⁸. Cela n'empêche pas la conclusion de contrats de moyen ou long terme entre acheteur et vendeur ; ces derniers peuvent se rendre « non-contactable » si leur demande/offre totale est remplie.

Au vu de la taille du marché bruxellois, il importe que l'ensemble des transactions transite par cette plateforme. De fait, l'existence de multiples canaux de transaction ne permet pas une totale transparence sur le marché. Ainsi, bien que la conclusion de contrats d'achat à moyen terme ne soit pas mise en péril, l'outil de transaction doit inclure la possibilité d'enregistrer ces contrats, de façon à ce que Brugel ait connaissance du flux des CV transitant par ces contrats et que le reste des acteurs du marché puisse bénéficier d'une plus grande transparence sur le stock total de CV, et le stock réellement disponible. Lors de l'étude de faisabilité technique, il peut être envisagé l'extraction automatique de l'ensemble des informations de transactions, permettant à Brugel de publier ses statistiques dans un délai plus court.

L'enregistrement d'une transaction s'organise au travers d'un onglet supplémentaire de la plateforme. Les champs qui y sont repris sont, a minima, ceux actuellement communiqués à Brugel pour acter une transaction. A ces informations, nous recommandons d'ajouter la distinction entre prix spot et prix forward, et la durée du contrat en cas de prix forward. La fourniture d'une telle information permet de distinguer les CV vendus à court terme et ceux inscrits dans un contrat de vente à plus long terme. Par conséquent, il est possible d'identifier les CV réellement disponibles sur le marché, de ceux non disponibles.

Les agrégateurs et intermédiaires sont également représentés sur cette plateforme. Il existe potentiellement un risque associé à la participation des intermédiaires/agrégateurs en tant que demandeurs de CV : le danger étant que ces acteurs captent une trop grande partie du marché ou achètent une grande part des certificats en vue de les revendre plus chers ensuite aux fournisseurs qui sont soumis à l'obligation. Ce risque est cependant à mettre en perspective avec le volume limité de CV que ces acteurs échangent actuellement sur le marché, ainsi que la possibilité pour les autres acteurs – autres que les agrégateurs – d'agir de la sorte.

Dans une perspective proactive, il semble pertinent que la plateforme soit en mesure de transmettre des alertes et des notifications. Il peut être envisagé, qu'en fonction du prix de vente ou d'achat souhaité par un acteur, ce dernier reçoive des alertes. De telles alertes réduiraient le temps à consacrer par un acteur pour effectuer sa recherche d'une contrepartie à la transaction. De même, un système de notification régulière de type « newsletter » informe directement les acteurs des statistiques de transaction du mois ou trimestre passé. Cela augmenterait la transparence du marché tout en réduisant la charge de travail à destination de Brugel à qui incombe actuellement cette tâche de reporting.

En termes opérationnels, cette plateforme ne semble pas requérir de ressources importantes en matière de gestion quotidienne : la majorité des informations se trouvent déjà dans les différents comptes CV, il reste dès lors à organiser leur transfert automatique. Néanmoins, son développement et sa mise en œuvre demandent une étude technique spécifique menée par une équipe spécialisée.

2. Résultats de la consultation des stakeholders

Les participants de la seconde table ronde tenue le 18 mars 2019 ont été invités à se prononcer sur cette première option (du scénario 1) au travers d'un système de vote virtuel et anonyme. Nous synthétisons ci-après les principaux résultats des votes liés à l'option 1. Les participants étaient au nombre de 16, et avaient la possibilité de s'abstenir lors d'un ou plusieurs votes.

⁷⁷ Cette obligation ne semble pas contraire au fonctionnement actuel du mécanisme des CV, étant donné que les parties contractuelles de la transaction de CV doivent en informer Brugel afin que le transfert de CV entre les différents comptes puisse être acté.

⁷⁸ Cette modalité de mise en œuvre peut soulever des questions de confidentialité quant à la possibilité d'obliger les acheteurs et vendeurs de CV à publier ce genre d'informations. Cette question devra dès lors faire partie de l'analyse juridique visant à identifier des potentiels problèmes de confidentialité liés à l'utilisation de la plateforme.

Figure 48 : Quel est votre avis général sur cette option ?

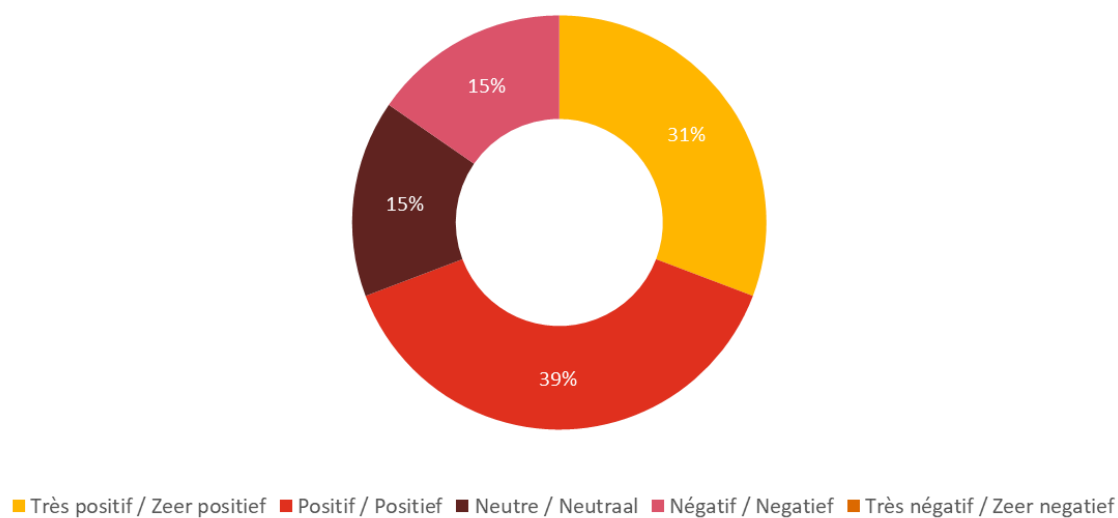


Figure 49 : Accepteriez-vous que l'ensemble des transactions doive transiter via cet extranet ?

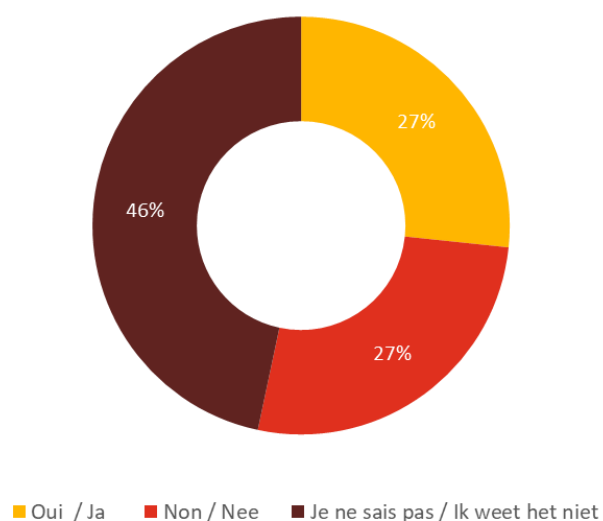
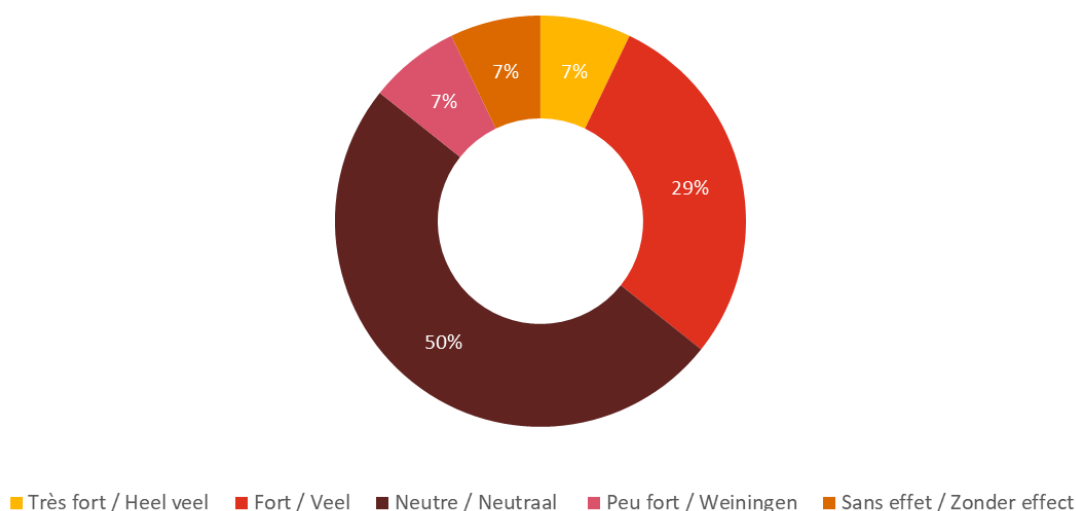


Figure 50 : Dans quelle mesure cet extranet améliorerait-il la liquidité sur le marché ?



En conclusion, les résultats des trois questions posées aux participants de la table ronde peuvent être synthétisés de la façon suivante. Les participants sont généralement positifs par rapport à cette première option. Selon eux, cette plateforme répond à un réel besoin des acteurs. De plus, elle offre un avantage de stabilité : elle laisse le marché fonctionner de lui-même. Il existe cependant une crainte pour les plus petits installateurs pour lesquels la plateforme doit rester facile d'utilisation. De plus, tel que mentionné en séance, il persiste encore trop d'incertitude sur les modalités de fonctionnement de cet extranet que pour définir si oui ou non il est souhaitable que l'ensemble des transactions y transite. En effet, la question du traitement des contrats d'achat à moyen terme se pose : les tiers-investisseurs craignent de les voir disparaître, sachant qu'ils ont plus de difficulté à se couvrir financièrement par rapport à un prix SPOT. Enfin, bien que les participants aient considéré que la transparence et la visibilité sur le marché seraient améliorées, ils n'envisagent pas une amélioration de la liquidité car le nombre de transactions n'est pas attendu d'augmenter. Cela explique le nombre important (50%) de réponses neutres à la troisième question.

3. Impact sur l'analyse SWOT

Dans cette troisième section d'évaluation de l'option 1, nous présentons de manière synthétique l'impact de l'application de cette option sur les résultats de l'analyse SWOT (voir figure ci-après), en vue d'identifier les éléments suivants :

- Les éléments améliorés par la mise en œuvre de cette option (*en vert*) : les forces qui sont renforcées et les opportunités qui sont saisies, ou alors les faiblesses et les menaces qui sont diminuées/réduites,
- Les éléments aggravés, de façon connexe, par la mise en œuvre de cette option (*en rouge*)

Figure 51 : Impact de la mise en œuvre de l'option 1 sur la SWOT

** Ces menaces peuvent également être considérées comme des faiblesses du système actuel.*

<ul style="list-style-type: none"> Incitant et niveau de rentabilité Stabilité du mécanisme (en termes de taux d'octroi notamment) Contrôle/monitoring du système de soutien Soutien dans l'atteinte des objectifs de déploiement du renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale Niveau de soutien basé sur la performance environnementale (surtout pour la cogénération) Transmissibilité du titre CV 	S	W
<ul style="list-style-type: none"> Potentiel développable de production d'électricité verte Nouveaux business models du marché de l'électricité Opportunités liées à la réforme du mécanisme actuel : implication d'un acteur unique au travers d'une OSP, automatisation de l'achat des CV, financement hors de la facture, paiement de l'électricité réellement injectée, etc. 	O	T

Il peut être conclu de la Figure 51 que l'option 1 permet d'atténuer trois faiblesses identifiées et d'accentuer une force du système actuel. A contrario, dans les éléments considérés comme aggravés avec la mise en application de cette première option, mentionnons un coût de système plus important pour Brugel relatif au développement et à la gestion quotidienne de la plateforme.

4. Avis

En conclusion, notre avis, ainsi que celui des stakeholders interrogés en séance, est relativement favorable pour la mise en œuvre de cette première option du premier scénario.

Elle répond à un réel besoin des acteurs de marché qui ont mentionné une difficulté à faire rencontrer l'offre et la demande sur le marché. La plateforme permet d'avoir une vue sur le marché, tant sur ce qui est disponible qu'indisponible (CV captés par des contrats à plus long terme⁷⁹). De plus, la prise de contact et la conclusion de transactions devrait être facilitée. Enfin, elle permet à Brugel d'avoir une vision globale sur le marché, ainsi que d'avoir l'information sur les contrats à moyen et long-termes qui sont conclus.

En résumé, cette plateforme augmenterait la transparence et lisibilité sur le marché, et faciliterait la rencontre de l'offre et de la demande. En termes opérationnels, son couplage à l'extranet Brugel existant permettrait d'automatiser l'affichage de certaines informations.

Option 2 – Modifier le niveau du prix minimum garanti (65€) et/ou de l'amende (100€)

1. Description de l'option envisagée

Tel que nous l'avons analysée, la détermination d'un prix minimum garanti et d'une amende sert de prix plancher et prix plafond pour les CV. Ces deux mécanismes fixent donc un couloir, un intervalle dans lequel fluctue le prix du CV. De par l'existence d'un traitement fiscal différencié, le prix plafond est en réalité égal au prix de l'amende (100 €/CV), majoré du gain associé à la déduction fiscale⁸⁰.

⁷⁹ Etant donné que l'ensemble des transactions doivent être communiquées à Brugel, en précisant le caractère spot ou forward de la transaction.

⁸⁰ L'amende est traitée fiscalement comme un coût non déductible. Ainsi, le prix maximum que les fournisseurs sont prêts à payer pour les CV est égal au prix de l'amende, majoré du coût que représente cette non-déduction. De façon plus qualitative, on peut également considérer qu'un fournisseur serait prêt à payer encore un peu plus cher pour éviter ce qu'ils considèrent comme de la mauvaise publicité liée au paiement d'une amende (et donc au non-respect de son quota).

Bien qu'aucun problème structurel ne soit observé en matière d'offre et de demande de CV, le mécanisme est tel que le surcoût porté par le consommateur est élevé. Le système étant donc décrit comme fort cher, de par la combinaison d'un taux d'octroi intéressant et d'un prix de transaction du CV relativement élevé (particulièrement depuis 2016), la modification du prix plancher et/ou du prix plafond pourrait réduire ce prix de transaction et donc, *in fine*, le coût du système.

En pratique, l'idée est donc d'identifier un nouveau niveau pour le prix minimum garanti et/ou l'amende. La fixation de ces niveaux semble complexe, étant donné qu'il est nécessaire de comprendre précisément le fondement des niveaux actuels. Une méthodologie devrait dès lors être développée, en vue d'une mise à jour régulière de ces niveaux, identifiant les variables jouant sur ce niveau de prix.

2. Résultats de la consultation des stakeholders

Les deux figures ci-après illustrent les résultats de la consultation des stakeholders par rapport à la mise en œuvre de l'option 2.

Figure 52 : Que pensez-vous de baisser le prix de l'amende?

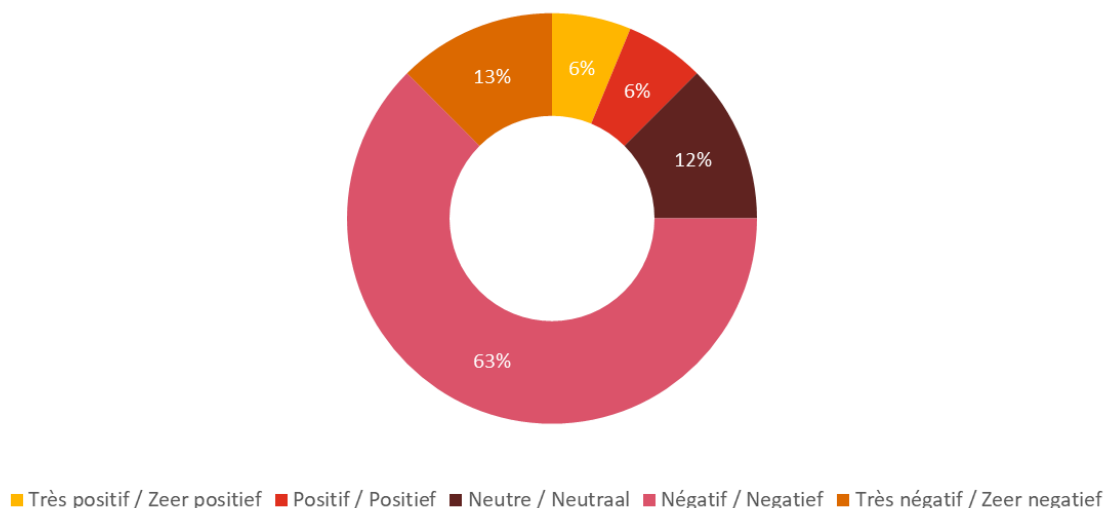
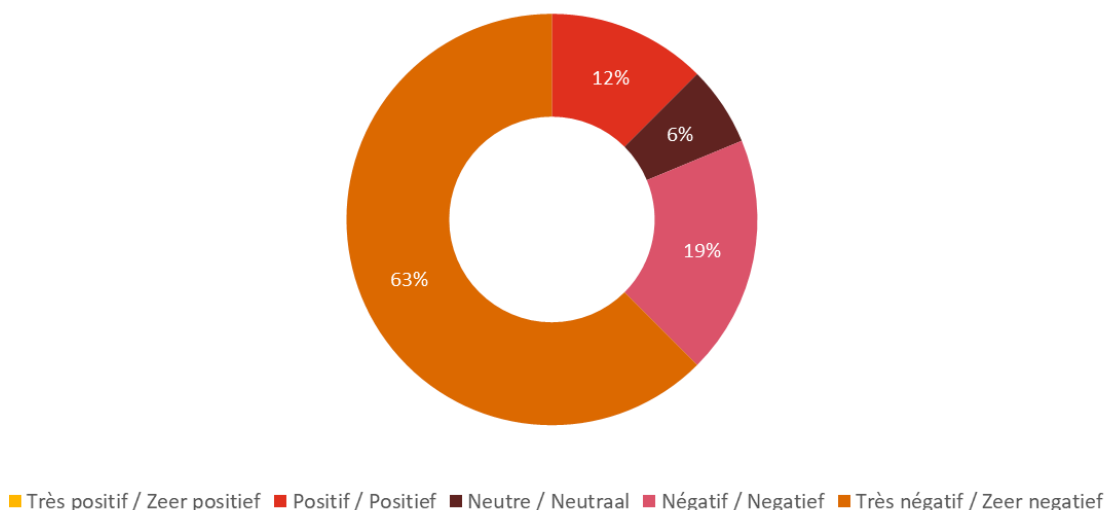


Figure 53 : Que pensez-vous de baisser le niveau du prix minimum garanti ?



Il ressort de la consultation des stakeholders un avis très négatif par rapport à cette deuxième option. En effet, plus des trois quarts de l'assemblée considèrent la baisse du niveau de l'amende et/ou du prix minimum garanti comme négative ou très négative.

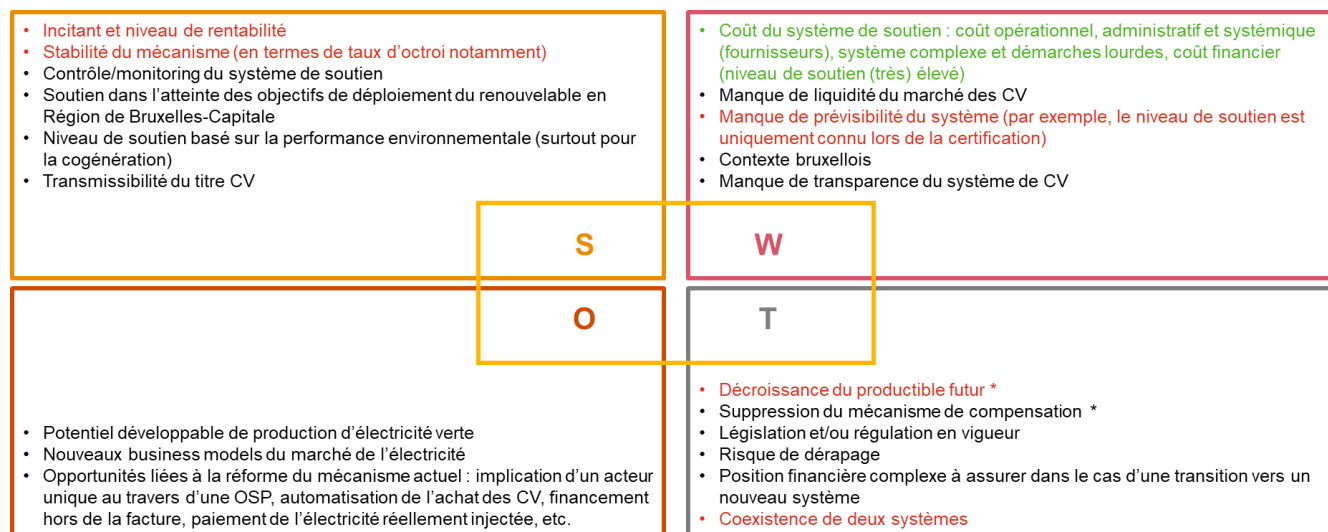
La discussion qui a suivi ces votes a permis de mettre en lumière les préoccupations liées à la nécessité d'assurer une stabilité sur le marché ; notamment envers les producteurs, tiers-investisseurs ou investisseurs qui ont réalisé des projections de rentabilité sur base des niveaux actuels. Les parties prenantes considèrent qu'il est important de ne pas créer ou susciter d'incertitude. De plus, il existe une réelle incertitude quant au niveau auquel l'intervalle de fluctuation du prix des CV devrait être fixé ainsi qu'à la méthodologie permettant de le définir. Dans ce contexte, le coefficient multiplicateur est identifié comme un outil plus facile à adapter que l'intervalle de fluctuation du prix du CV, dans le cas où on souhaiterait modifier le niveau de soutien octroyé aux producteurs. Le résultat diffère tout de même : dans le premier cas, le nombre de CV à octroyer varie, alors que dans le second, ce sont les seuils des niveaux minimal et maximal du prix du CV qui varient.

3. Impact sur l'analyse SWOT

Dans cette troisième section d'évaluation de l'option 2, nous présentons de manière synthétique les résultats de l'analyse SWOT (voir figure ci-après).

Figure 54 : Impact de la mise en œuvre de l'option 2 sur la SWOT

** Ces menaces peuvent également être considérées comme des faiblesses du système actuel.*



En termes d'interprétation de la Figure 54, la mise en œuvre de l'option 2 atténue la faiblesse du système actuel relative au coût financier du système : une diminution des prix et de leur intervalle de fluctuation devrait impacter vers le bas le prix de transaction du CV, et donc, *in fine*, le coût du mécanisme. Simultanément, cette option accentue certaines menaces et autres faiblesses, à savoir : moindre rentabilité pour les producteurs, manque de prévisibilité, etc. Un problème supplémentaire trouve aussi son origine dans la coexistence de deux systèmes. Au vu des droits acquis, il semble compromis d'appliquer ce nouvel intervalle aux installations existantes.

Enfin, cette option est fortement compromise de par une complexité relativement importante de mise en œuvre : à quel niveau doit-on fixer le nouveau niveau du prix minimum garanti et/ou de l'amende, de façon à ce que le prix continue de refléter la rencontre de l'offre et de la demande ?

4. Avis

Sur base des analyses précédentes et résultats précédents, nous considérons que cette option engendre plus d'inconvénients que de bénéfices pour le marché des CV. Nous considérons également qu'elle n'améliore pas le fonctionnement du marché des CV, mais vise uniquement à tenter de baisser le niveau de rentabilité des producteurs, et ce, à un coût opérationnel relativement élevé. D'autres leviers sont disponibles pour atteindre le même objectif à moindre coût.

Option 3A – Revoir les classes de puissance du coefficient multiplicateur

1. Description de l'option envisagée

Au travers de la troisième option d'adaptation du mécanisme actuel, nous visons principalement à solutionner deux barrières : la décroissance attendue du productible dans le futur et les barrières liées au contexte bruxellois.

Dans la phase d'analyse du fonctionnement du système actuel, il nous avait été communiqué un nombre insuffisant de classes de puissance dans la définition des coefficients multiplicateurs, ce qui mettait particulièrement en péril le développement de nouvelles installations solaires photovoltaïques de petite taille.

De façon générale, la définition de catégories de puissance fait suite au constat qu'il existe une asymétrie d'information sur les coûts engendrés pour la mise en service d'une installation, d'autant plus que les coûts par technologie évoluent plus ou moins vite. Une réflexion doit donc être lancée et menée sur base régulière pour assurer la cohérence permanente entre les classes de puissance considérées et les coûts des installations.

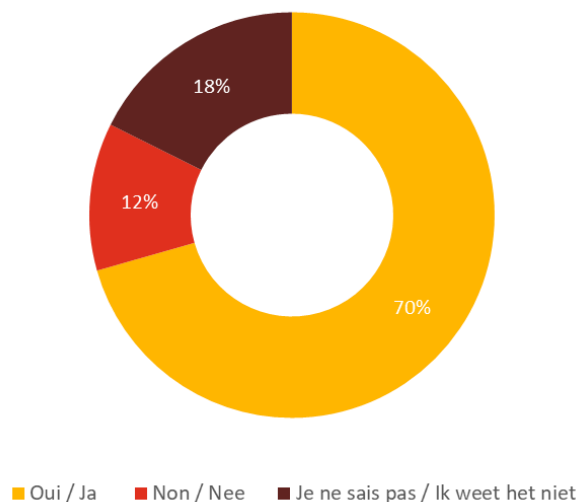
Dans le cadre actuel, il semblerait que les classes de puissance des installations solaires photovoltaïques bénéficiant d'un coefficient multiplicateur différencié ne sont pas en totale adéquation avec les coûts techniques encourus par ces mêmes installations. En particulier, la filière solaire photovoltaïque comprend deux classes différenciées : le seuil étant fixé à 5 kWc. Les coefficients multiplicateurs en vigueur sont établis à hauteur de 1,65 pour les installations d'une puissance inférieure ou égale à 5 kWc et de 1,32 pour les installations d'une puissance supérieure à 5 kWc et pour les installations photovoltaïques intégrées en usine à des éléments de construction. Cependant, dans le cas d'un dimensionnement de l'installation d'une puissance au-delà de 10 kVA⁸¹, un coût technique supplémentaire est encouru : l'installation d'un relais de découplage. Ce coût additionnel, actuellement non reflété dans les coefficients multiplicateurs, peut alors risquer le sous-dimensionnement de certaines installations en vue de bénéficier du coefficient multiplicateur de la classe de puissance inférieure ou égale à 5 kWc.

2. Résultat de la consultation des stakeholders

La figure ci-après reprend l'essentiel des résultats de la consultation des stakeholders par rapport à la mise en œuvre de l'option 3A.

⁸¹ Ce seuil a été modifié par la nouvelle C10/11 (publication au 1^{er} septembre 2019), à 30 kVA.

Figure 55 : Pensez-vous qu'il soit nécessaire d'augmenter le nombre de classes de puissance pour la définition des coefficients multiplicateurs ?



Tel qu'illustré dans la Figure 55, les parties prenantes interrogées sont majoritairement en faveur d'augmenter le nombre de classes de puissance utilisées pour la définition des coefficients multiplicateurs. Sur cette base, nous leur avons ensuite demandé quelle(s) classe(s) de puissance (et pour quelle technologie) devrai(en)t être ajoutée(s). Les réponses fournies concernent principalement la filière solaire photovoltaïque.

3. Impact sur l'analyse SWOT

L'impact de la mise en œuvre de cette option sur l'analyse SWOT est illustrée dans la Figure 56 Figure 55 ci-après.

Figure 56 : Impact de la mise en œuvre de l'option 3A sur l'analyse SWOT

** Ces menaces peuvent également être considérées comme des faiblesses du système actuel.*

<ul style="list-style-type: none"> Incitant et niveau de rentabilité Stabilité du mécanisme (en termes de taux d'octroi notamment) Contrôle/monitoring du système de soutien Soutien dans l'atteinte des objectifs de déploiement du renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale Niveau de soutien basé sur la performance environnementale (surtout pour la cogénération) Transmissibilité du titre CV 	S	<ul style="list-style-type: none"> Coût du système de soutien : coût opérationnel, administratif et systémique (fournisseurs), système complexe et démarches lourdes, coût financier (niveau de soutien (très) élevé) Manque de liquidité du marché des CV Manque de prévisibilité du système (par exemple, le niveau de soutien est uniquement connu lors de la certification) Contexte bruxellois Manque de transparence du système de CV 	W
<ul style="list-style-type: none"> Potentiel développable de production d'électricité verte Nouveaux business models du marché de l'électricité Opportunités liées à la réforme du mécanisme actuel : implication d'un acteur unique au travers d'une OSP, automatisation de l'achat des CV, financement hors de la facture, paiement de l'électricité réellement injectée, etc. 	O	<ul style="list-style-type: none"> Décroissance du productible futur * Suppression du mécanisme de compensation * Législation et/ou régulation en vigueur Risque de dérapage Position financière complexe à assurer dans le cas d'une transition vers un nouveau système Coexistence de deux systèmes 	T

L'impact sur la SWOT engendré par la mise en œuvre de l'option 3A est relativement limité en nombre d'aspects impactés mais peut être potentiellement important en termes de magnitude des impacts. Du côté positif, notons que la menace de décroissance du productible futur devrait être atténuée. En effet, l'ajout d'une ou plusieurs nouvelle(s) classe(s) pour les coefficients multiplicateurs peut favoriser l'émergence de nouvelles installations. A l'opposé, on peut s'attendre à la coexistence de deux systèmes, ce qui complexifie généralement la gestion.

4. Avis

Le nombre de classes de puissance dans la filière solaire photovoltaïque est en effet relativement faible, notamment en vue de ce qui est prévu en Région wallonne. Il n'existe cependant aucune information tangible permettant d'identifier les installations volontairement sous-dimensionnées.

Nous recommandons donc, a minima, d'instaurer un seuil de 10 kVA (donc 12 kWc en prenant en compte un éventuel surdimensionnement de 20% des panneaux par rapport à l'onduleur) pour les installations solaires photovoltaïques. De façon générale, il importe d'assurer une adéquation entre les seuils et les coûts techniques des installations. Cette réflexion a été initiée par la Ministre qui a demandé à Brugel de réfléchir à une catégorisation plus fine de la filière solaire PV. La proposition initiale⁸² de Brugel de mettre en place 6 catégories (≤ 6 ;]6-12];]12-50];]50-100];]100-250]; >250) a été proposée en consultation publique jusqu'au 21 juin 2019. A la suite de cette consultation, les 6 catégories ont été jugées comme pertinentes et réitérées dans la proposition finale de Brugel⁸³. Pour la suite, il conviendra de définir avec exactitude comment seront appliqués les seuils de puissance (Brugel est chargé de soumettre une proposition). De plus, la date exacte de mise en application de ces changements est encore à définir : la Ministre ayant l'énergie dans ses fonctions a dès lors la possibilité d'apporter des modifications dans la réglementation pour que ces changements se fassent dans un contexte de stabilité et de confiance pour les acteurs de marché.

En termes négatifs, la mise en place de ces nouvelles catégories cause la coexistence de plusieurs systèmes (nouveaux coefficients multiplicateurs pour les nouvelles installations) ce qui complique la gestion globale du mécanisme.

Option 3B – Ouvrir (par modification de l'arrêté) l'octroi de CV à des porteurs de projets

1. Description de l'option envisagée

Le contexte bruxellois – à savoir sa densité et son organisation géographique, la caractérisation de sa population, etc. – peut constituer une barrière à un développement optimal du productible d'électricité verte. Nous avons focalisé notre recherche de pistes d'évolution sur la présence d'un grand nombre de copropriétés par rapport aux bâtiments unifamiliaux. En guise de solution, nous avons proposé d'ouvrir l'octroi des CV à des porteurs de projets, et non plus seulement aux propriétaires des installations. Cette option devrait être implémentée par modification de l'arrêté, ce qui n'en facilite pas sa mise en place.

Cependant, une analyse juridique plus approfondie a été réalisée afin de mettre en lumière les réelles barrières relatives à l'installation d'unités de production par des copropriétés. Le cadre juridique actuel prévoit explicitement qu'une copropriété puisse partager les bénéfices d'une installation de production, comme l'atteste l'article 89 de l'Ordonnance du 3 juillet 2018⁸⁴ : « *L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne et basse tension* ». Par conséquent, il peut être conclu que la mise en œuvre de nouvelles installations de production dans des copropriétés n'est pas freinée par

⁸² Projet de proposition soumis à consultation publique (BRUGEL-Projet de Proposition 20190507-23) Relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque - Analyse des paramètres économiques. Etabli 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.

⁸³ Proposition finale (BRUGEL-Proposition 20190904-23) Relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque - Analyse des paramètres économiques. Etabli 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.

⁸⁴ Ordonnance du 3 juillet 2018 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires.

des barrières réglementaires, mais plutôt des barrières d'ordre opérationnel (répartition du gain de l'autoconsommation entre propriétaires, ainsi que la répartition des revenus de la vente des CV).

2. Résultat de la consultation des stakeholders

Les parties prenantes ont mentionné que la plus grande barrière à l'entrée ne concerne pas l'étape d'octroi des CV. De fait, le problème lié aux copropriétés est relatif à la valorisation de l'électricité produite (à savoir, comment répartir l'électricité produite par unité de logement) et à la gouvernance de l'installation.

Les stakeholders ont jugé cette option comme non pertinente par rapport au contexte bruxellois. En effet, dans le cas des copropriétés, ce n'est pas une disposition réglementaire relative à l'éligibilité qui empêche le développement de davantage d'installations de production.

3. Impact sur l'analyse SWOT

Au travers de la Figure 57 Figure 57ci-après, on remarque que cette option atténue certaines faiblesses et menaces du système actuel, sans forcément accentuer d'autres risques.

Figure 57 : Impact de la mise en œuvre de l'option 3B sur l'analyse SWOT

** Ces menaces peuvent également être considérées comme des faiblesses du système actuel.*

<ul style="list-style-type: none"> • Incitant et niveau de rentabilité • Stabilité du mécanisme (en termes de taux d'octroi notamment) • Contrôle/monitoring du système de soutien • Soutien dans l'atteinte des objectifs de déploiement du renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale • Niveau de soutien basé sur la performance environnementale (surtout pour la cogénération) • Transmissibilité du titre CV 	S	<ul style="list-style-type: none"> • Coût du système de soutien : coût opérationnel, administratif et systémique (fournisseurs), système complexe et démarches lourdes, coût financier (niveau de soutien (très) élevé) • Manque de liquidité du marché des CV • Manque de prévisibilité du système (par exemple, le niveau de soutien est uniquement connu lors de la certification) • Contexte bruxellois • Manque de transparence du système de CV
<ul style="list-style-type: none"> • Potentiel développable de production d'électricité verte • Nouveaux business models du marché de l'électricité • Opportunités liées à la réforme du mécanisme actuel : implication d'un acteur unique au travers d'une OSP, automatisation de l'achat des CV, financement hors de la facture, paiement de l'électricité réellement injectée, etc. 	O	<ul style="list-style-type: none"> • Décroissance du productible futur * • Suppression du mécanisme de compensation * • Législation et/ou régulation en vigueur • Risque de dérapage • Position financière complexe à assurer dans le cas d'une transition vers un nouveau système • Coexistence de deux systèmes
		T

4. Avis

En conclusion, d'un point de vue économique, cette option était initialement souhaitable. L'objectif poursuivi, à savoir promouvoir le développement de nouvelles installations de production dans les copropriétés bruxelloises, doit être davantage étudié. En effet, en plus de pouvoir augmenter le productible vert bruxellois, le partage d'une installation par une copropriété s'inscrit dans un cadre plus large du développement de l'autoconsommation collective et des communautés d'énergie.

Dans ce cadre, et après discussion avec les stakeholders, il apparaît que l'option proposée n'aurait pas l'effet escompté sur le développement d'installations dans les copropriétés. Les changements à mettre en place semblent se situer en dehors du périmètre d'impact du mécanisme bruxellois des certificats verts. D'autres pistes, en dehors du périmètre d'action public, sont souhaitées.

Une piste de solution peut concerner l'élaboration d'un cadre de gestion de l'installation entre les différents propriétaires (potentiellement par le syndic). Ce cadre de gestion a pour objectif de définir précisément les

aspects de gouvernance de l'installation, ainsi que des règles standards de répartition du bénéfice de l'autoconsommation (et des revenus issus de la vente des CV) entre propriétaires.

Option 4 – Modifier l'horizon de temps du producteur en réduisant la durée de validité du CV et en obligeant la transmission régulière des index de production

1. Description de l'option envisagée

La quatrième et dernière option d'adaptation du mécanisme actuel de soutien à la production d'électricité verte a trait à l'horizon de temps des producteurs. De fait, notre analyse du fonctionnement du mécanisme (voir supra) conclut sur une potentielle rétention des CV de la part des producteurs dans un but de spéculation, ce qui peut aggraver le problème de liquidité rapporté. Comme solution potentielle, nous avons identifié une meilleure adéquation de l'horizon du temps du producteur et du fournisseur, au moyen de la réduction de la durée de validité des CV (actuellement fixée à cinq (5) ans à partir de l'octroi). De plus, afin d'assurer l'arrivée d'un volume de CV relativement constant sur le marché, nous prévoyons la mise en place d'une obligation de régularité dans la transmission des index de production (que nous proposons de fixer à hauteur de deux transmissions pour une année fiscale) engendrant un octroi de CV a minima deux fois par an. Ces deux options combinées évitent qu'un producteur attende plusieurs années avant de se voir octroyer un nombre important de CV, pour lesquels il bénéficie encore d'une période de cinq (5) ans de validité.

Nous tenons à souligner la nécessité de combiner les deux aspects de la proposition pour que cette option soit valide. En effet, le début de la durée de validité des CV prend effet au moment de leur octroi⁸⁵.

En pratique, une durée de validité réduite peut être mise en place à condition de prévoir une période transitoire suffisante. Cette période transitoire a pour objectif d'informer les détenteurs de CV de la modification future et de leur laisser un délai suffisant pour se voir octroyer ou vendre leurs CV résiduels. De même, la mise en place d'une telle option requiert de définir certains aspects méthodologiques, liés par exemple à la définition d'une durée de validité optimale.

Une durée de validité optimale est telle qu'elle aligne le plus possible les horizons de temps des vendeurs et acheteurs de CV, dans un but final de réduction des possibilités de spéculation et de rétention des CV. Cet alignement peut cependant être difficilement exact ; il faudrait alors que le volume de CV à rendre par les fournisseurs soit au moins égal à ceux octroyés aux producteurs pour éviter une situation où un surplus de CV devrait être vendu par défaut. Idéalement, il devrait être considéré la mise en application d'une durée de validité d'un an ; celle-ci étant égale à la durée de période de retour quota. Il peut alors être attendu une baisse du risque de spéculation. Cependant, nous recommandons d'analyser précisément dans quelle mesure ce changement ne déforçerait pas la dynamique de marché. En effet, tel qu'analysé supra, l'offre de CV est généralement plus importante que la demande de CV sur une même période de retour quota. Par conséquent, dans un but de donner les incitants suffisants aux producteurs, tout en agissant le moins sur la dynamique de marché, nous recommandons la mise en place d'une durée de validité d'une année et demie.

La mise en place de cette option engendre également la définition de deux types de sanctions/pénalités : celle s'appliquant en cas d'expiration de la durée de validité des CV et celle s'appliquant en cas de non-respect de la transmission régulière des index de production. Nous préconisons une solution commune à ces deux cas, bien qu'avec des niveaux de sévérité différents. Dans le premier cas, nous recommandons l'annulation de la validité des CV concernés (ces CV seraient automatiquement déduits du compte CV correspondant). L'objectif est ici de responsabiliser les bénéficiaires d'un soutien financier public envers les obligations attachées à l'octroi de ce soutien. Il peut être prévu un système d'alerte avertissant le détenteur de CV de l'approche de l'expiration de validité de ses CV (au travers de l'extranet Brugel par exemple). Dans le second cas, le manque de transmission de l'index pourrait à terme engendrer une annulation des CV qui auraient dû être octroyés. Afin d'assouplir cette

⁸⁵ Le cas échéant, cette règle de validité pourrait également être remise en cause.

sanction, celle-ci pourrait ne prendre effet qu'en cas de récidive : un premier oubli serait gracié par l'octroi des CV en retard, et le second oubli serait quant à lui sanctionné. En pratique, l'annulation des CV serait applicable à la transmission suivante. Par exemple, un producteur qui enverrait une seule fois son index sur une année verrait son prochain octroi de CV annulé. La mise en place d'une telle sanction incite de facto le producteur à remettre au plus vite son index pour éviter que la sanction d'annulation ne porte sur un nombre supérieur de CV. Le contrôle serait effectué par Brugel qui (grâce à l'extranet notamment) serait en capacité de vérifier le nombre d'octrois effectué sur une même année fiscale.

En cas d'implémentation, une bonne communication et un bon transfert d'informations sont clés.

2. Résultats de la consultation des stakeholders

Les deux figures ci-après illustrent le point de vue des stakeholders par rapport à cette quatrième et dernière option d'adaptation du mécanisme actuel, dans le cadre du premier scénario.

Figure 58 : Est-ce que réduire la durée de validité des CV (à 1 ou 2 ans) pourrait réduire la spéculation pratiquée par les producteurs (et/ou intermédiaires) ?

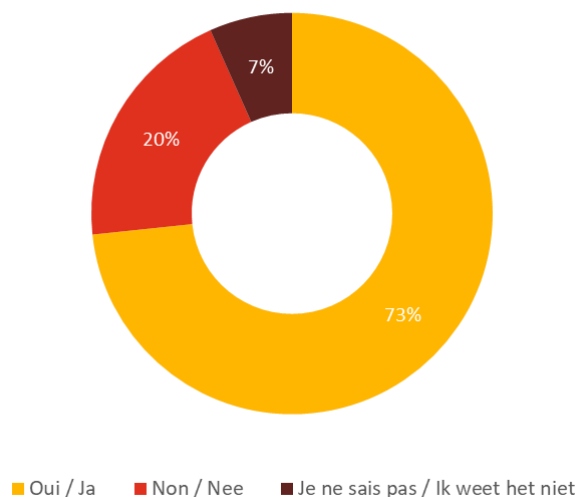
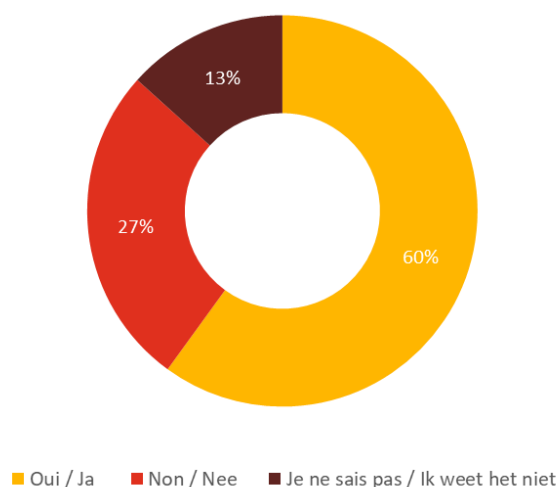


Figure 59 : La liquidité du marché pourrait-elle être améliorée en obligeant la soumission trimestrielle des index de production ?



Les parties prenantes semblent plutôt favorables à cette quatrième option, et cela d'autant plus pour la réduction de la durée de validité des CV. L'obligation d'un envoi trimestriel⁸⁶ des index de production révèle toutefois divers problèmes. Tout d'abord, certains producteurs de grande taille effectuent déjà un envoi trimestriel de leur index : l'implémentation de la quatrième option n'aura donc pas d'impact sur le marché. Par opposition, pour les petits producteurs, cette nouvelle obligation représenterait une contrainte administrative plutôt qu'un apport de liquidité sur le marché. Pour ce qui concerne les copropriétés, cela demande le passage du syndic quatre fois par an. Ensuite, et de façon générale, la mise en place d'une obligation requiert de définir les sanctions à appliquer en cas de non-respect de cette obligation : les CV seraient-ils perdus ? Enfin, un octroi régulier de CV ne signifie pas pour autant que ces CV seront disponibles à la vente, ce qui, *in fine*, diminue la pertinence de la mise en place de cette obligation.

3. Impact sur l'analyse SWOT

En termes d'impact de cette option sur l'analyse des forces, faiblesses, menaces et opportunités du mécanisme actuel, la Figure 60 ci-après illustre la prépondérance d'impacts négatifs (en rouge) par rapport aux positifs (en vert). Il semblerait donc que cette option engendre plus d'inconvénients que de bénéfices attendus.

⁸⁶ Initialement, un envoi trimestriel des index de production était envisagé. Les parties prenantes ont donc été questionnée sur cette option. Dans la suite du processus de réflexion, nous avons envisagé un envoi régulier (deux fois par an minimum) des index. Les réponses collectées auprès des parties prenantes sont donc en partie découpée du reste de l'analyse de cette option, bien que les éléments de réponse mentionnés ont permis de rediriger l'analyse.

Figure 60 : Impact de la mise en œuvre de l'option 4 sur l'analyse SWOT

** Ces menaces peuvent également être considérées comme des faiblesses du système actuel.*

<ul style="list-style-type: none"> Incitant et niveau de rentabilité Stabilité du mécanisme (en termes de taux d'octroi notamment) Contrôle/monitoring du système de soutien Soutien dans l'atteinte des objectifs de déploiement du renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale Niveau de soutien basé sur la performance environnementale (surtout pour la cogénération) Transmissibilité du titre CV 	S	W
<ul style="list-style-type: none"> Potentiel développable de production d'électricité verte Nouveaux business models du marché de l'électricité Opportunités liées à la réforme du mécanisme actuel : implication d'un acteur unique au travers d'une OSP, automatisation de l'achat des CV, financement hors de la facture, paiement de l'électricité réellement injectée, etc. 	O	T

Du côté négatif, de tels changements peuvent potentiellement mettre à mal la stabilité actuelle du mécanisme, ainsi qu'aggraver le manque de prévisibilité à plus long terme. De plus, cette option entend complexifier le système de par un changement de règles. Le coût pour les producteurs peut potentiellement être décuplé via la transmission régulière des index (par rapport à une situation où le producteur ne transmettait qu'une fois (au moins) par an son index). A contrario, la mise en œuvre de l'option 4 entend augmenter la liquidité sur le marché des CV et la transparence (étant donné que le délai de validité des CV est raccourci, il peut être attendu qu'un nombre moindre de CV soit mis en attente).

4. Avis

Au vu de l'analyse SWOT, cette option semble engendrer plus d'inconvénients que de bénéfices attendus. De même, en accord avec les parties prenantes, la mise en place de cette option peut engendrer des contraintes opérationnelles supplémentaires, ce qui ne semble pas souhaitable au vu du contexte bruxellois (copropriétés, producteurs de petite taille, etc.).

Les plus grandes barrières liées à la mise en place de cette option se concentrent sur la coexistence de deux systèmes ou la période de transition à prévoir (dans l'hypothèse où les installations actuellement bénéficiaires se verraient transférer dans le nouveau système (e.g. système des CV avec durée de validation des CV réduite et obligation de transmission trimestrielle des index)). De plus, il résulterait une relative complexification du processus, autant pour les producteurs que pour le gestionnaire du mécanisme, dans le sens où la régularité de l'octroi des CV serait plus importante et dans le sens où la mise en place de sanctions requiert d'instaurer une dynamique de contrôle et de pénalisation.

Enfin, cette option est d'autant moins souhaitable que la mise en place d'une plateforme d'échange des CV (voir option 1) vise déjà à améliorer la transparence sur le marché (stock disponible) et à faciliter la conclusion de transactions (liquidité).

Synthèse

Sur base des quatre options proposées, les parties prenantes à la table ronde ont ensuite été amenées à identifier l'option ou le mix d'options à privilégier pour améliorer le fonctionnement actuel du marché. Les résultats de ces deux questions sont illustrés ci-après.

Figure 61 : Selon vous, quelle est l'option à privilégier pour améliorer le fonctionnement actuel du marché ? ?

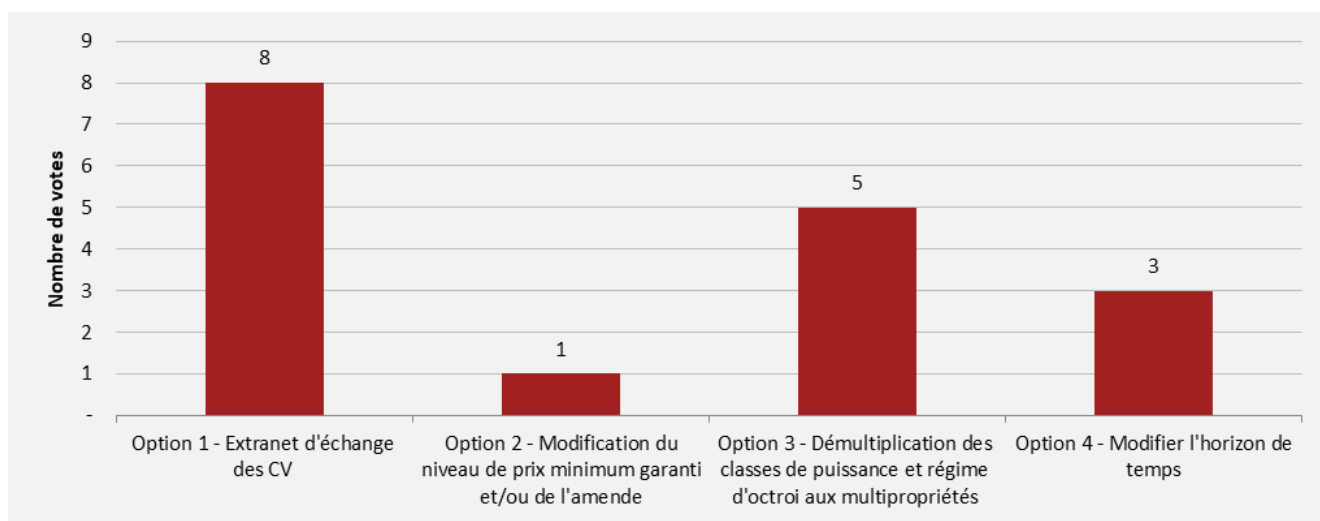
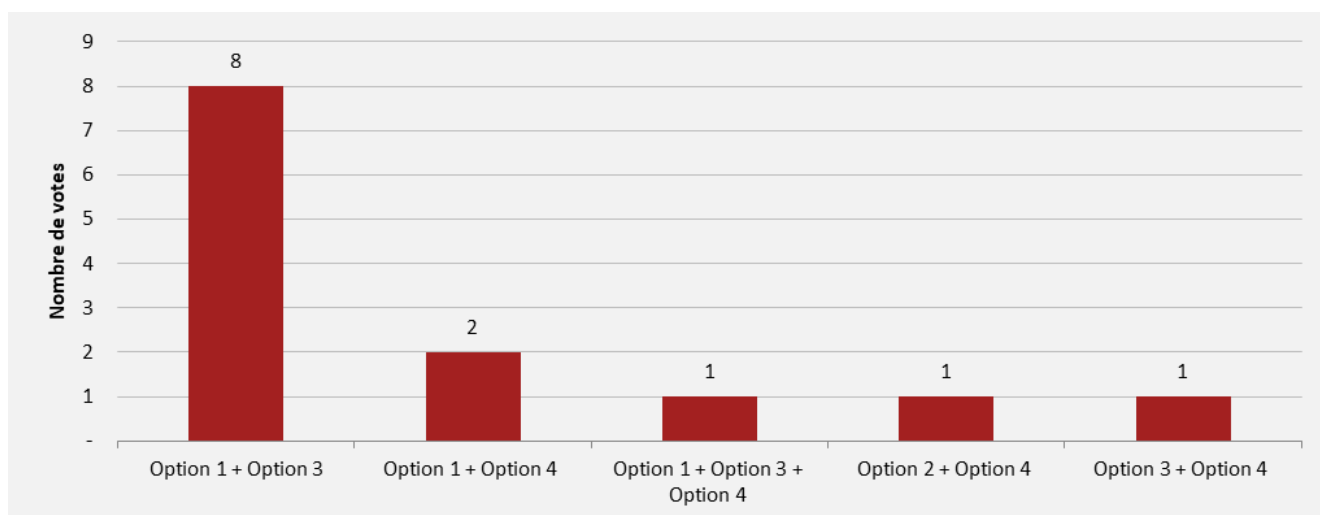


Figure 62 : Si vous pouviez maintenant choisir plusieurs options à implémenter, lesquelles choisiriez-vous ?



Les réponses à ces deux questions sont relativement univoques. Les deux options à privilégier selon les personnes interrogées sont, dans un premier temps, l'option 1 (avec 47% des votes) et, dans un second temps, l'option 3 (avec 30% des votes). Il apparaît donc peu surprenant que la combinaison d'options récoltant le plus de votes de la part des participants soit la combinaison option 1 + option 3 (avec 61% des votes). Pour rappel, cette combinaison considère la mise en service d'une plateforme (annexée à l'extranet de Brugel) d'échange des CV, en parallèle à la revue des catégories de puissance bénéficiant d'un coefficient multiplicateur et la création d'un régime d'octroi aux porteurs de projets.

Au-delà des quatre options proposées, les participants de la table ronde ont eu l'occasion de proposer des options supplémentaires pour adapter le mécanisme actuel de soutien. Parmi les réponses formulées, nous synthétisons ci-après les options proposées :

- Prendre en compte dans le taux d'octroi de la fin de la compensation⁸⁷,

⁸⁷ Actuellement, la fin du mécanisme de compensation sur le gridfee est déjà prise en compte dans le taux d'octroi des installations. Les bénéficiaires actuels sont donc compensés aujourd'hui pour la fin d'un soutien qui est prévu pour le 1^{er} janvier 2020.

- Diminuer le quota, dans le cas où le buffer entre l'offre et la demande n'est pas suffisant,
- Réinstaurer la possibilité d'importer les CV wallons,
- Publier régulièrement les stocks de CV disponibles et la liste des producteurs qui en détiennent,
- Assurer la stabilité,
- Mise en place d'un système pour les bailleurs résidentiels ou professionnels,
- Permettre l'envoi des index de production tout au long de l'année,
- Confirmer si la transaction est liée au marché SPOT ou FORWARD,
- Déliaer l'obligation des fournisseurs de satisfaire leur retour quota de leur part du marché de l'énergie⁸⁸,
- Réduire les délais de traitement de Brugel,
- Mettre en place la possibilité de partager un investissement dans le cadre de l'organisation en communautés de l'énergie notamment,
- Organiser la télé-relève des index.

Avis

Dans cette section, nous avons analysé diverses options d'évolution du mécanisme des CV actuel. Ce mécanisme est considéré comme un système de marché, où l'offre rencontre la demande et fixe ainsi le prix de transaction. Au vu des conclusions de l'analyse du mécanisme, nous déconseillons dans la mesure du possible d'agir sur ce marché. En effet, l'analyse de fonctionnement du mécanisme n'a pas mis en lumière un fonctionnement sous-optimal du mécanisme ou un problème structurel (à l'exception d'un coût du mécanisme relativement élevé), mais plutôt certaines difficultés opérationnelles dans la rencontre de l'offre et de la demande. La figure suivante reprend de manière synthétique la comparaison entre l'avis des stakeholders et le nôtre sur l'implémentation des différentes options envisagées.

Figure 63 : Synthèse des avis par rapport aux options proposées

	Avis des stakeholders	Notre avis
Option 1	✓	✓
Option 2	✗	✗
Option 3.A.	✓	✓
Option 3.B.	≡	✗
Option 4	✓	✗

⁸⁸ Au travers de cette proposition, on souhaite éviter qu'un fournisseur détienne plus de 50% de l'achat des CV ou qu'un producteur (l'incinérateur) détienne un nombre important de CV à vendre.

Ainsi, nous préconisons d'éviter dans la mesure du possible d'agir sur le prix de marché des CV et sa formation. Après avoir étudié diverses options d'évolution du mécanisme de marché actuel, nous recommandons la mise en œuvre simultanée de deux options :

- Option 1 : La mise en place d'une plateforme facilitant la rencontre de l'offre et de la demande de CV, ainsi qu'améliorant la transparence et lisibilité sur le marché ;
- Option 3A : L'addition de catégories de puissance pour le calcul des coefficients multiplicateurs, après analyse (régulière) de l'adéquation des classes existantes avec les coûts encourus.

Cette recommandation vise principalement une facilitation du processus de rencontre d'offre et de la demande, ainsi qu'une promotion accrue du développement des installations de production d'électricité verte, tout en limitant l'impact sur la dynamique de marché actuelle. Nous considérons en effet qu'agir de manière significative sur la dynamique de marché, engendre d'emblée une réflexion sur l'opportunité de mettre en place des pistes d'évolution visant la sortie d'une mécanique de marché (mécanisme actuel des CV). Cette réflexion est étudiée plus en profondeur dans la suite du présent rapport.

Pistes d'évolution hors du cadre d'un mécanisme de marché

Au travers de cette section, nous proposons deux scénarios additionnels⁸⁹ d'évolution du mécanisme actuel, qui envisagent une sortie d'un mécanisme de marché.

Un second scénario, appelé « CV à prix unique » considère de fixer le prix de transaction du CV à un niveau prédéfini. Ce n'est donc plus un mécanisme de marché car ce niveau de prix serait fixé de manière administrative⁹⁰, et non plus au travers de la rencontre de l'offre et de la demande.

Un troisième et dernier scénario envisage un basculement complet vers un système de prime pour la production d'électricité verte.

Scénario 2 : CV à prix unique

1. Description du scénario envisagé

Ce scénario 2 est, pour certains points, semblable au mécanisme actuel ; les filières éligibles et la procédure d'octroi persistent. Le taux d'octroi tel que défini aujourd'hui reste d'application.

La mise en place du scénario 2 prévoit trois modifications d'envergure :

1. Le **prix du CV est fixé** à un niveau prédéfini de manière administrative. Cette modification requiert de développer une méthodologie fixant le prix du CV. Celle-ci doit prendre en compte la rentabilité qui peut être attendue par les installations, en fonction de leur coefficient multiplicateur. Dans un premier temps, en cas de basculement de l'ensemble des installations existantes vers le nouveau système, il semblerait qu'au vu des droits acquis, le prix du CV devrait être fixé à son niveau maximal (e.g. niveau de l'amende : 100 €/CV). Cependant, certaines installations ont bénéficié d'un prix du CV encore plus haut (conséquence du traitement fiscal du paiement de l'amende, voir supra). Dans ce cadre, la mitigation du coût du mécanisme ne semble pas respectée.
2. Une obligation de service public est imposée au gestionnaire de réseau pour le rachat de l'entièreté des CV à ce prix unique. Il n'y a donc plus de quota et les fournisseurs ne doivent plus racheter les CV. Cette modification offre un avantage important de simplicité dans le fonctionnement du mécanisme. Le gestionnaire de réseau à qui l'OSP est imposée peut-être soit Sibelga (auquel cas l'octroi des CV est rendu plus aisé de par l'étape de validation des index préalable), soit Elia (en sa qualité de GRTR, et d'organisme en charge du rachat des CV au prix minimum garanti).
3. Cette OSP peut être financée, soit par le consommateur final au travers de sa facture d'électricité, soit au travers d'un budget régional (donc par le contribuable). Le choix entre ces deux moyens de financement est un choix revenant au monde politique. En effet, il s'agit de définir si le coût du mécanisme doit être répercuté sur les consommateurs d'électricité (en considérant les exemptions et régimes de protections des consommateurs précarisés) ou sur le contribuable.

La mise en place de tout ou partie de ces modifications requiert la définition d'une stratégie de transition. De fait, le passage d'un mécanisme de soutien à un autre soulève diverses questions : qu'en est-il des installations existantes bénéficiant des CV ? comment assurer la stabilité du marché et le développement de nouvelles installations ? comment, juridiquement, assurer le maintien des droits acquis ?, que faire du stock résiduel de CV en fin de période de transition ?, etc. Le dilemme consiste ici à trancher entre une mise en place rétroactive pour

⁸⁹ En plus du premier scénario « Mécanisme CV adapté » élaboré dans le cadre de la section pistes d'évolution du système actuel (donc sans envisager de sortir d'un mécanisme de marché).

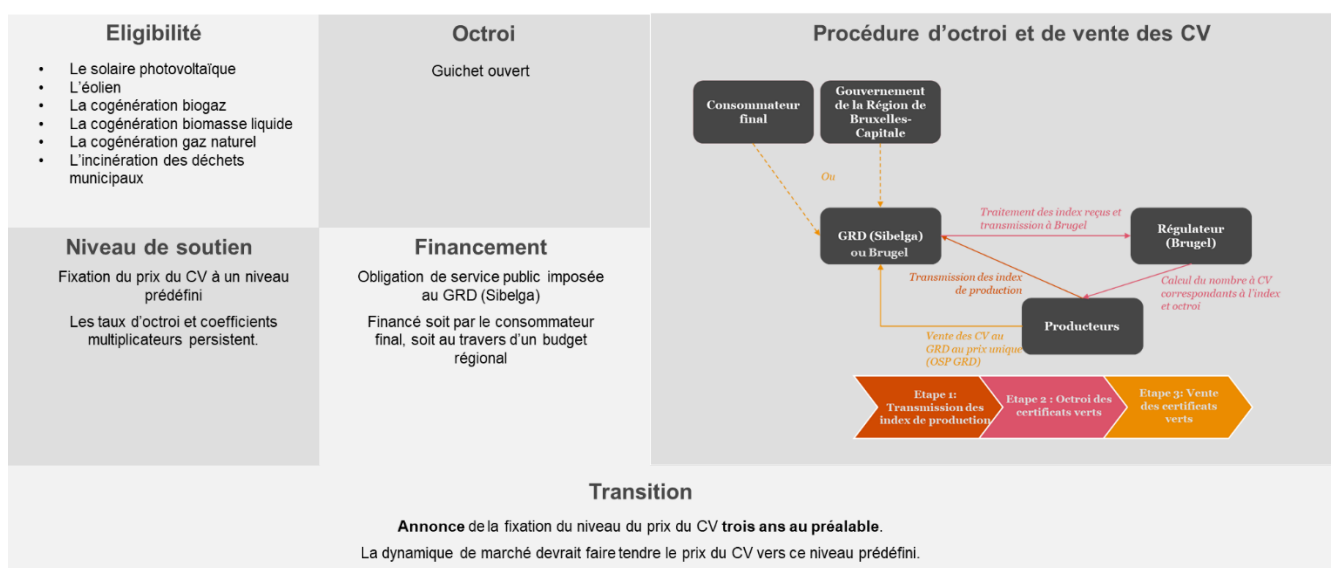
⁹⁰ En suivant les mêmes procédures et répartition de rôle que pour la définition des coefficients multiplicateurs actuels.

les installations existantes ou pour un régime applicable uniquement aux nouvelles installations (impliquant donc la coexistence de deux mécanismes différents).

Dans ce cadre, nous préconisons une approche rétroactive, tout en garantissant une période de transition suffisante. Il est ainsi conseillé d'annoncer la fixation du niveau de prix du CV, au moins trois ans au préalable de sa mise en service. Cette période transitoire devrait maintenir la dynamique de marché et la faire tendre le prix du CV vers le niveau prédéfini. Ce choix se base principalement sur le niveau de complexité (et de coûts) qui peut être attendu de la coexistence de deux systèmes : modification du volume de CV à prendre en compte dans le quota, et donc dans la demande de CV ; réduction de la taille du marché de CV bruxellois, et donc, *in fine*, disparition de toute dynamique de marché.

Les modalités d'implémentation proposées ci-dessus pour le scénario 2 sont synthétisées dans la Figure 64.

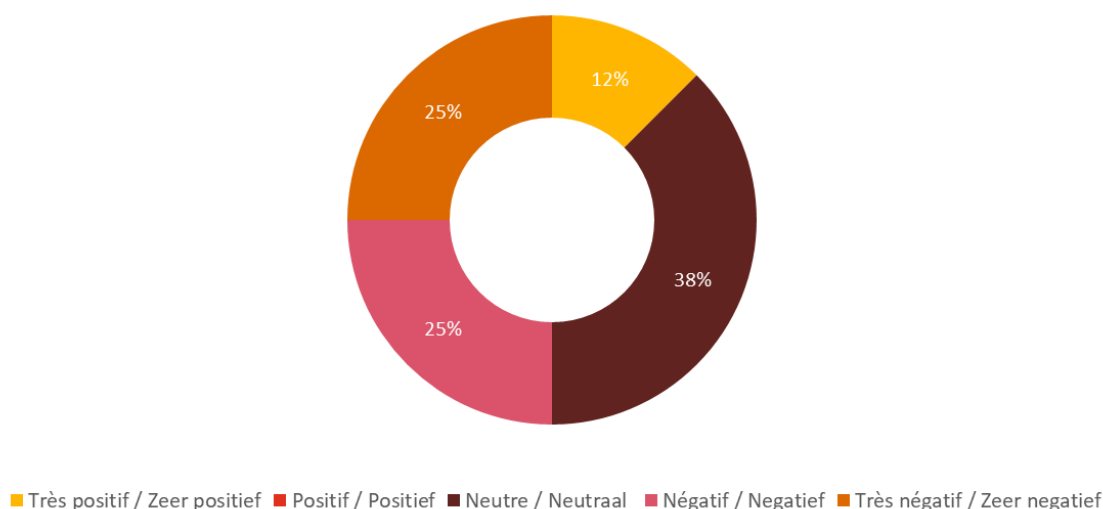
Figure 64 : Modalités d'implémentation du scénario 2



2. Résultats de la consultation des stakeholders

A l'instar du scénario 1 discuté précédemment, les participants à la table ronde organisée le 18 mars 2019 ont également été invités à se prononcer sur ce second scénario. Les figures suivantes illustrent les résultats des votes des différentes questions formulées en séance.

Figure 65 : En général, quel est votre avis sur ce deuxième scénario?

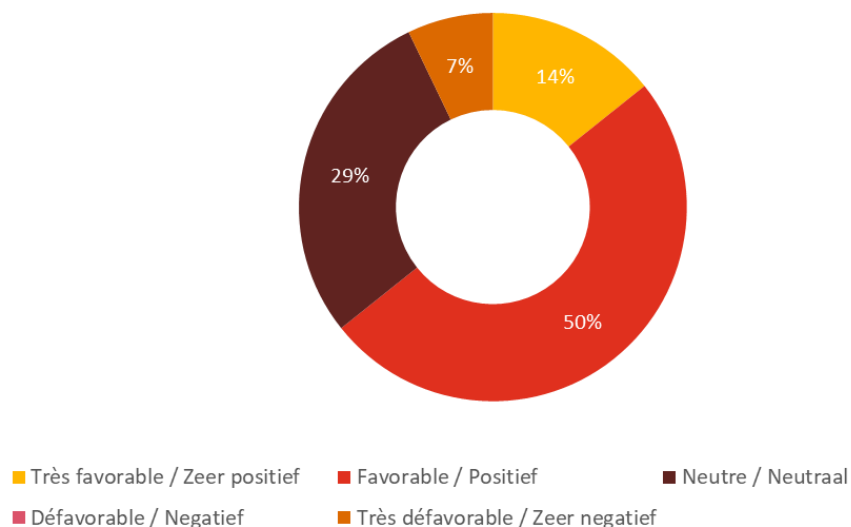


Ce deuxième scénario récolte moins d'avis favorables que le premier, avec 50% des avis négatifs ou très négatifs et 38% d'avis neutres. Une discussion tenue avec les parties prenantes à la suite de ce vote révèle diverses conséquences positives à la mise en place de ce scénario : la centralisation de l'achat des CV dans les mains d'un seul acteur offre une plus grande visibilité, il n'y a plus de question de flambée du prix des CV ou de spéculation, cela offre une simplification administrative et enlève aux fournisseurs une charge de travail et un coût importants.

A l'inverse, sont mis en cause : une transition compliquée à organiser, l'assurance d'une stabilité permanente pour les acteurs, le caractère rétroactif de la transition peu souhaitable (le prix unique du CV peut potentiellement être inférieur à celui inclus dans le business plan de certaines installations), ou encore le manque de prise en compte de la problématique d'intégration de l'énergie renouvelable dans le marché de l'électricité. Une absence de rétroactivité causerait la coexistence de deux mécanismes de soutien, ce qui est également peu souhaitable d'un point de vue organisationnel et de compréhension de la part des acteurs de marché.

Il a ensuite été demandé aux participants quels étaient les éléments à prendre en compte lors de la détermination du prix unique du CV. Certaines réponses proposaient arbitrairement un niveau de prix du CV à hauteur de 90-100€/CV. D'autres participants ont mis en avant des éléments pertinents : la prise en compte de la rentabilité par catégorie, du prix de CV qui assurerait le break-even, le respect des contrats d'achat en cours, la stratégie de communication associée à une telle modification, etc.

Figure 66 : Que pensez-vous de financer le système à travers un budget régional (donc via le contribuable)?



En termes de possibilités de financement du mécanisme, environ 7% des participants interrogés sont en défaveur d'un financement au travers du budget régional. Certains éléments de perception sont mis en cause : le fait que l'ensemble de la transition énergétique transite par la facture d'électricité, là où d'autres vecteurs sont inexploités ; le besoin de transparence (la facture d'électricité serait plus propice à « cacher » ce coût), etc. Néanmoins, il ressort également l'importance que le public ne perçoive pas ce système comme une taxe supplémentaire. Il est important de rappeler que le choix du moyen de financement d'un tel mécanisme revient au monde politique. La question a été posée en table ronde afin de sonder les stakeholders et d'alimenter la discussion.

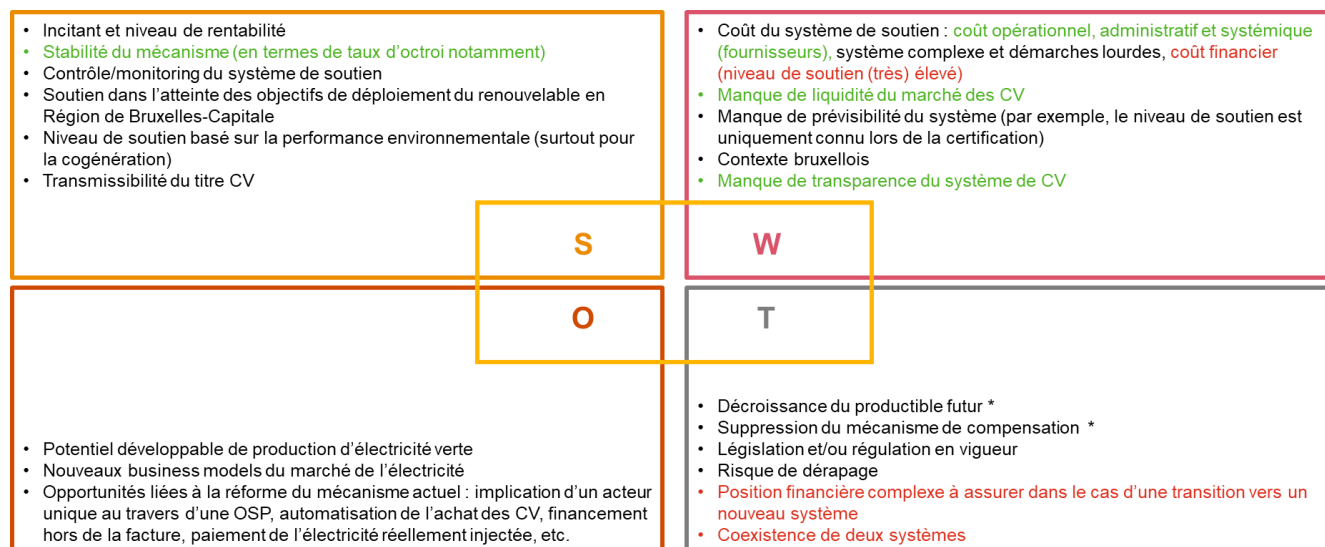
Enfin, dans une perspective de mise en pratique, les parties prenantes ont été interrogées sur la période de transition à prévoir pour les contrats d'achat de CV actuellement conclus. Certaines réponses visent une période de 4 à 5 ans avant la mise en place de ce scénario. D'autres considèrent qu'il ne faut pas exercer de rétroactivité et que les prix de marché actuels doivent continuer à prévaloir pour ces contrats en cours.

3. Impact sur l'analyse SWOT

L'impact de la mise en œuvre de ce second scénario est illustré dans la Figure 67 ci-après.

Figure 67 : Impact de la mise en œuvre du scénario 2 sur l'analyse SWOT

** Ces menaces peuvent également être considérées comme des faiblesses du système actuel.*



Il peut y être observé une relative égalité entre les impacts positifs et négatifs de cette implémentation. Du côté positif, la stabilité du mécanisme (en termes de niveau de soutien) se verrait d'autant plus renforcée : non seulement le taux d'octroi des CV est fixé mais également le prix des CV est fixe. Le coût opérationnel, administratif et systémique (pour les fournisseurs) serait réduit de par la simplicité accrue du processus d'octroi et de vente des CV, la présence d'un acheteur unique et la disparition des fournisseurs du processus de soutien à la production d'électricité verte. Enfin, il peut être attendu une amélioration du manque de liquidité (l'obligation de rachat des CV imposée au gestionnaire de réseau solutionnerait totalement la tension décrite actuellement) et du manque de transparence.

A contrario, certains impacts négatifs sont également attendus à la suite de la mise en œuvre de ce scénario. En fonction de la décision autour de la période de transition, le scénario 2 engendre un inconvénient : soit la coexistence de deux systèmes, soit la position financière complexe à assurer dans le cas d'une transition vers un nouveau système. Dans le dernier cas, on peut s'attendre à ce que le prix du CV soit fixé suffisamment haut pour respecter les droits acquis. Ainsi, le coût financier du mécanisme – déjà considéré comme (très) élevé – ne serait pas réduit.

4. Avis

Notre avis par rapport à l'évolution vers un système de CV à prix unique est relativement défavorable, et ce pour diverses raisons :

I. Suppression de la dynamique de marché

Le scénario 2 tel que décrit ci-dessus inclut toujours la dénomination de « CV ». Ces CV n'ont toutefois plus la valeur transactionnelle actuelle. Ainsi, deux phénomènes principaux sont à considérer pour expliquer la disparition de la dynamique de marché :

- Principalement, le prix de transaction ne varie plus en fonction de l'offre et de la demande : il est fixé de manière administrative sur base d'une méthodologie préétablie et ne répond pas aux signaux des différents acteurs sur le marché.

- De façon annexe, on se retrouve dans une situation de monopsonne : un demandeur (le gestionnaire de réseau à qui l'OSP est imposée) détient une position de monopole à l'achat.

La disparition de la dynamique de marché semble peu souhaitable au vu de l'analyse du mécanisme actuel, qui conclut à un bon fonctionnement du marché, dont l'opérationnalisation peut cependant être optimisée. En effet, en termes structurels, la seule problématique observée dans le mécanisme de soutien actuel porte sur son coût relativement élevé. Dans ce contexte, le scénario 2 proposé ne semble pas résoudre ce problème de coût, bien au contraire. En effet, étant donné la probabilité relativement importante que le prix unique du CV soit fixé suffisamment haut pour garantir une transition aisée, le coût du mécanisme pourrait potentiellement augmenter.

II. Complexité de la fixation du prix unique

Afin de fixer le prix unique du CV, il convient de développer une méthodologie de fixation du prix, définissant des critères et variables sur base desquels il serait possible de déterminer le prix unitaire du CV.

Sur le marché actuel des CV, le prix du CV est fixé sur base de certains éléments économiquement rationnels mais également d'autres éléments intangibles et irrationnels. Ces derniers peuvent donc difficilement être retranscrits dans une méthodologie. A titre d'exemple, on observe, entre 2017 et 2018, une baisse du quota et une augmentation du nombre de CV octroyés. En théorie, une baisse de la demande couplée à une augmentation de l'offre sont censées faire baisser le prix sur le marché. Or, tel qu'observé en Région de Bruxelles-Capitale, le prix des CV a augmenté, ce qui démontre l'existence d'éléments intangibles agissant sur la détermination du prix. Le risque lié au manque de prise en compte de certains de ces éléments intangibles ne peut malheureusement pas être évalué. Cependant, il peut être considéré que l'impact de ces éléments sur les hypothèses de travail est acceptable, car il ne peut de toute façon pas être mitigé. Que cela soit dans le cadre de la définition des coefficients multiplicateurs par exemple, il semble improbable de s'attendre à ce que les valeurs soient entièrement représentatives de la réalité.

Si l'élaboration d'une telle méthodologie semble complexe aujourd'hui, il importe également de la faire évoluer dans le temps, afin que le niveau de soutien (fonction du prix du CV et du taux d'octroi) reflète à tout moment les réalités techniques et économiques de chaque technologie.

III. Coût du mécanisme

En vue de garantir la stabilité et sécurité financière pour les investisseurs et producteurs, le prix unique du CV serait vraisemblablement fixé à un niveau élevé. En cas de rétroactivité du nouveau mécanisme, les droits acquis par les producteurs actuellement subsidiés sont tels que leur prix de transaction actuel doit être couvert.

En cas d'incertitude sur les coûts encourus par les installations, une hypothèse pessimiste serait vraisemblablement prise : le prix unique du CV serait alors fixé haut assez que pour éviter à des technologies plus chères de sortir du mécanisme de soutien.

Le coût du mécanisme, alors décrié comme problématique dans le cadre du mécanisme actuel, ne serait pas solutionné.

IV. Temporalité de la mise en œuvre du mécanisme

La mise en œuvre d'un tel scénario, et de tout changement en général, requiert de faire un choix face au dilemme suivant :

- Rétroactivité : risque de toucher aux droits acquis, impact sur la stabilité et la sécurité des producteurs/investisseurs,

- Coexistence de deux systèmes : complexité en termes de gestion.

Tel qu'expliqué plus haut, il est préconisé pour le scénario 2 d'effectuer une certaine rétroactivité dans le sens où, après une certaine période de transition (de 3 à 5 ans idéalement) l'ensemble des installations bénéficiaires – existantes ou nouvelles – se verraient octroyer le CV à prix unique.

Enfin, la mise en œuvre du second scénario représente un nombre important d'inconvénients par rapport aux avantages attendus à savoir des démarches moins lourdes pour les fournisseurs et pour les producteurs. Sa valeur ajoutée est d'autant plus réduite qu'il existe des options d'adaptation du mécanisme actuel (voir option 1 du scénario 1), permettant d'atteindre le même objectif à moindre coût.

Scénario 3 : *Generation premium*

1. Description du scénario envisagé

Un troisième et dernier scénario a été proposé quant à la sortie d'un mécanisme de marché. Celui-ci propose l'octroi d'une prime à la production d'électricité verte dite « generation premium ». Cette prime est en tout point similaire à un FIP, si ce n'est qu'elle est déterminée sur base du volume produit et non pas du volume injecté.

De façon conceptuelle, et principalement dans le chef du producteur, ce troisième scénario est relativement similaire au second. Le mécanisme vise en effet à octroyer un niveau de soutien fixe (que cela soit au travers d'un CV dont le prix est figé, ou alors au travers d'une prime fixe). Dans les deux cas, une OSP serait imposée à un gestionnaire de réseau pour l'achat des CV et/ou le versement du soutien. La différence majeure a lieu dans l'opérationnalisation de ces scénarios. Dans le cas du CV à prix fixe (scénario 2), un CV est octroyé dans un premier temps puis acheté à prix fixe. Dans le cas de la prime à la production (scénario 3), le gestionnaire de réseau à qui l'OSP est imposée verse directement la prime en fonction de l'index de production validé. Dans ce cadre, les filières éligibles et la procédure d'octroi restent similaires au mécanisme de CV actuel. Trois modifications majeures sont dénombrées, et ressemblent fortement à celles exposées sous le scénario 2 :

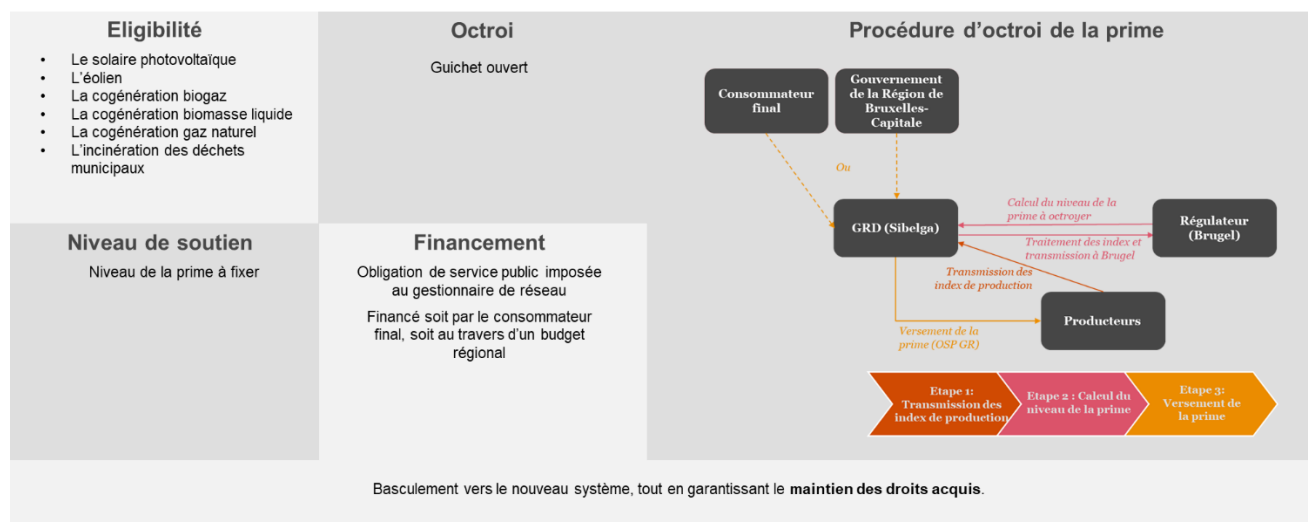
1. Le **niveau de la prime est fixé** de manière administrative. Cette modification requiert de développer une méthodologie fixant le niveau de cette prime. Celle-ci doit prendre en compte la rentabilité qui peut être attendue par les installations, par technologie et par taille. Dans ce contexte, il est recommandé par exemple de garder la composante de performance environnementale, telle qu'actuellement incluse dans le calcul du taux d'octroi des CV pour les installations de cogénération.
2. Une obligation de service public est imposée au gestionnaire de réseau pour le versement de cette prime (en €/MWh) sur base du volume d'électricité produit par trimestre. Cette modification offre un avantage important de simplicité dans le fonctionnement du mécanisme. Le gestionnaire de réseau à qui l'OSP est imposée, peut être soit Sibelga (auquel cas l'octroi de la prime est rendu plus aisé de par l'étape de validation des index préalable) soit Elia (en sa qualité de GRTR).
3. Cette OSP peut être financée, soit par le consommateur final au travers de sa facture d'électricité, soit au travers d'un budget régional (donc par le contribuable). Le choix entre ces deux moyens de financement est un choix revenant au monde politique. En effet, il s'agit de définir si le coût du mécanisme devrait être répercuté sur les consommateurs d'électricité (en considérant les exemptions et régimes de protections des consommateurs précarisés) ou sur le contribuable.

De façon similaire à l'implémentation du scénario 1 ou 2, la mise en place de tout ou partie de ces modifications requiert la définition d'une stratégie de transition. De fait, le dilemme consiste à trancher entre une mise en place rétroactive pour les installations existantes ou pour un régime applicable uniquement aux nouvelles installations (impliquant donc la coexistence de deux mécanismes différents).

Dans ce cadre, il est préconisé une approche rétroactive, tout en garantissant une période de transition suffisante. Il est ainsi conseillé d'annoncer la transition vers un nouveau mécanisme de soutien, au préalable à sa mise en exécution. Ce choix se base principalement sur le niveau de complexité qui peut être attendu de la coexistence de deux systèmes : modification du volume de CV à prendre en compte dans le quota, et donc dans la demande de CV ; réduction de la taille du marché de CV bruxellois, et donc, *in fine*, disparition de toute dynamique de marché.

Les modalités d'implémentation proposées ci-dessus pour le scénario 3 sont synthétisées dans la Figure 68.

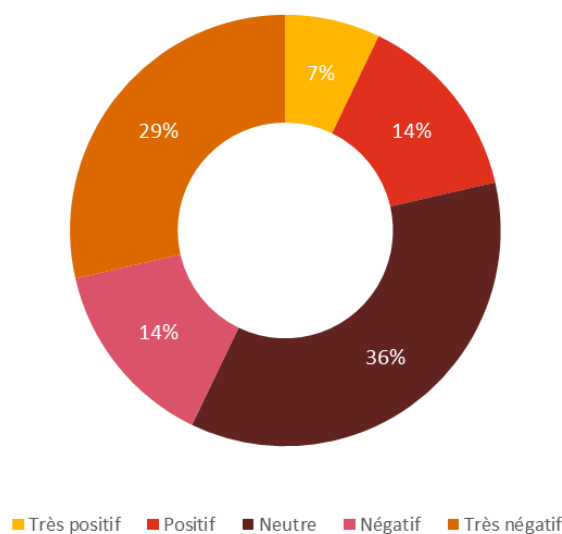
Figure 68 : Modalités d'implémentation du scénario 3



2. Résultats de la consultation des stakeholders

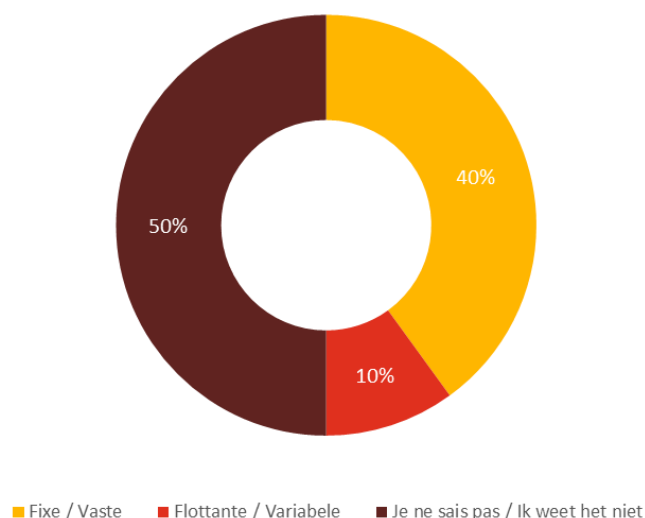
De façon similaire aux deux scénarios précédents, la table ronde du 18 mars 2019 a permis aux parties prenantes de se prononcer quant à ce troisième scénario.

Figure 69 : En général, que pensez-vous de ce troisième scénario ?



La moitié des participants interrogés ont une opinion favorable envers ce troisième scénario. 7% des votes (1 vote) est neutre.

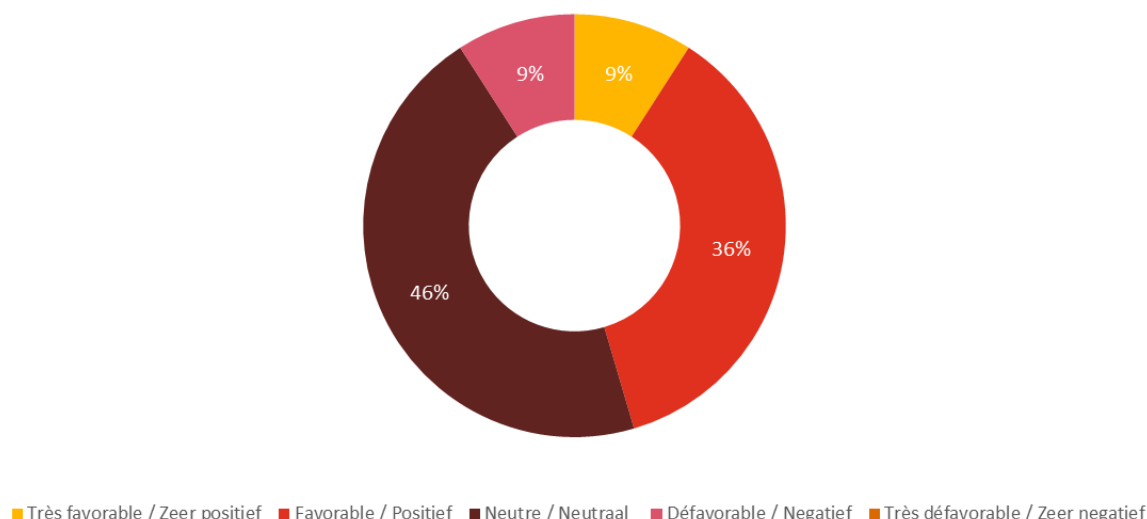
Figure 70 : Pensez-vous qu'il est plus pertinent d'instaurer une prime fixe ou flottante?



En termes d'opérationnalisation de ce scénario, les parties prenantes ont été amenées à se prononcer sur le type de prime à mettre en place : soit fixe, soit flottante. Pour rappel, nous avons décrit cette différence dans la section *Feed-in premiums* du présent rapport. Les réponses sont fortement dispersées : bien que seuls 10% des votes se tournent vers une prime flottante, la moitié des réponses sont indécises. Une prime flottante est considérée comme offrant peu de certitude⁹¹ et est plus difficile à intégrer dans un business plan.

En termes absolus, la méthodologie de fixation du niveau de la prime doit favoriser la stabilité, la sécurité à long terme, l'atteinte des objectifs en matière de déploiement des énergies renouvelables, la transparence et la simplicité.

Figure 71 : Que pensez-vous de financer le système à travers un budget régional (contribuable) ?



⁹¹ Bien que le niveau de revenus perçu par le producteur soit fixe, le niveau de soutien (prime) octroyé pour atteindre ces revenus varie quant à lui.

En termes de financement, 45% des répondants sont en faveur d'un financement du mécanisme via le contribuable, plutôt que via la facture du consommateur d'électricité. A nouveau, il est important de rappeler que le choix du moyen de financement d'un tel mécanisme revient au monde politique. La question a été posée en table ronde afin de sonder les stakeholders et d'alimenter la discussion.

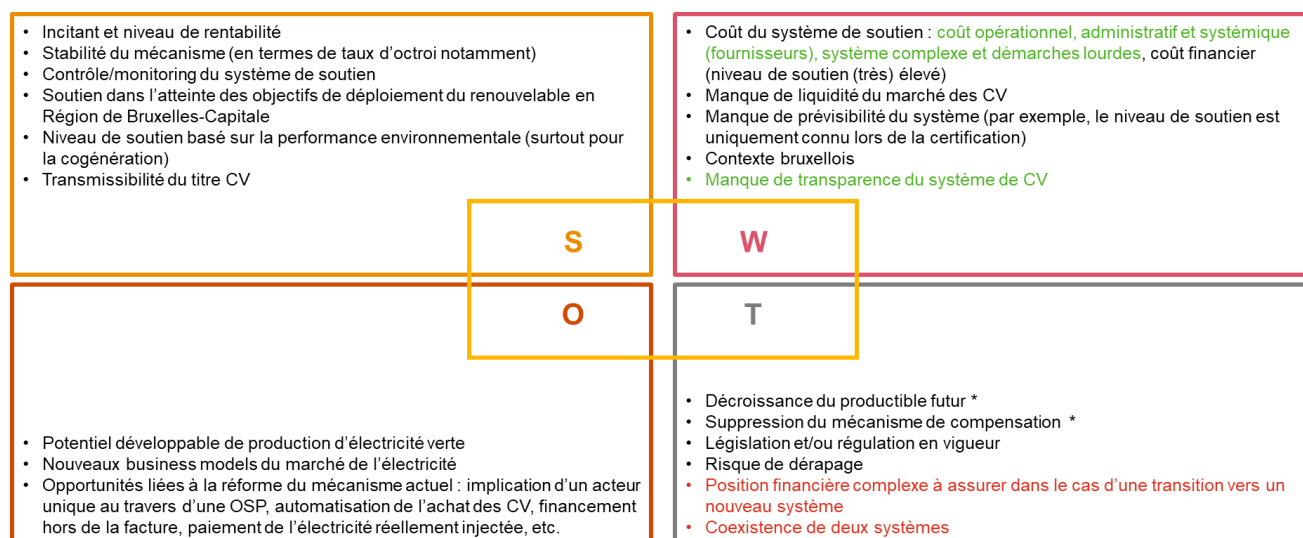
3. Impact sur l'analyse SWOT

En termes d'impact sur le fonctionnement du mécanisme actuel, la Figure 72 illustre la prépondérance d'aspects positifs, si l'on fait abstraction de l'impact négatif en termes de stabilité – impact inévitable dans le cas où on considère des pistes d'évolution visant la sortie de la dynamique de marché (mécanisme actuel).

Du côté positif, nous listons une amélioration du coût opérationnel, administratif et systématique, des démarches lourdes et de la complexité du système. De même, le niveau de transparence est également attendu de s'améliorer. A l'opposé, la mise en œuvre de ce troisième scénario soulève la question de la rétroactivité. Dans les deux cas (rétroactivité ou non), un impact aggravateur peut être attendu. Si le *generation premium* est mis en place rétroactivement, alors les producteurs bénéficiant actuellement de CV verraient leur situation financière potentiellement modifiée. A l'inverse, si aucune rétroactivité n'est appliquée, deux systèmes coexisteraient : les producteurs actuels continuent de bénéficier d'un système de CV et les futurs producteurs bénéficieraient d'un *generation premium*.

Figure 72 : Impact de la mise en œuvre du scénario 3 sur l'analyse SWOT

** Ces menaces peuvent également être considérées comme des faiblesses du système actuel.*



4. Avis

Sur base du benchmark réalisé, il a été constaté que la mise en place d'un système de prime de type FIP servait principalement à :

- Réduire le niveau de soutien octroyé aux producteurs, et donc in fine le coût du mécanisme,
- Intégrer davantage les producteurs au marché en réagissant aux signaux-prix,
- Faciliter la gestion quotidienne, par rapport à un FIT où un organisme intermédiaire est en charge de la gestion du mécanisme et de l'achat de l'électricité au producteur, ou encore par rapport à des CV.

Sur ces trois constats, deux ont été directement identifiés comme faiblesses du mécanisme de soutien bruxellois actuel : coût opérationnel, administratif et système complexe, ainsi que coût financier (voir Figure 73). Ainsi, il semblerait que la plus-value issue de la mise en place d'un mécanisme de prime à la production soit non négligeable.

Au vu de la relative similitude entre un concept de CV à prix fixe et un concept de prime à la production, les points d'attention établis dans le cadre du scénario s'applique également au troisième scénario. Pour rappel, ces points d'attention sont (voir détail dans la section *Avís*) :

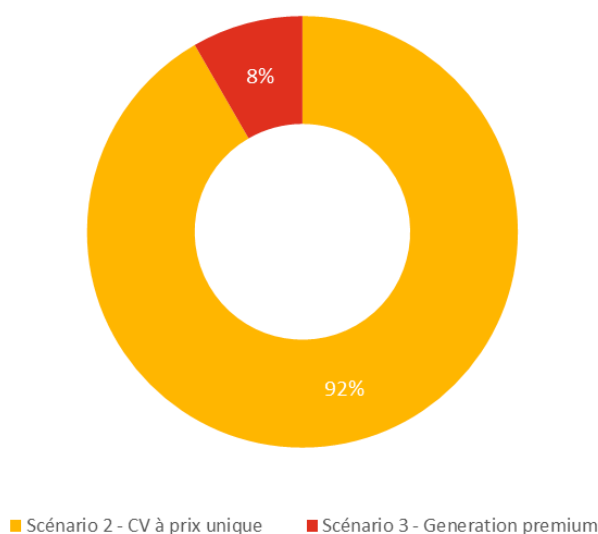
- Suppression de la dynamique de marché,
- Complexité de la fixation du prix unique,
- Coût du mécanisme,
- Temporalité de la mise en œuvre du mécanisme.

En conclusion, malgré les points d'attention précités et la ressemblance conceptuelle entre les deux scénarios, le *generation premium* offre plus d'efficacité et de simplicité par rapport au mécanisme des CV actuel. Ces objectifs sont également poursuivis dans le cadre du scénario 2, mais le scénario 3 offre toutefois plus d'ambition et va plus loin dans la réflexion d'un changement de mécanisme. Dans une perspective long-terme, il offre donc une évolution pertinente au mécanisme bruxellois, tant est qu'il est possible de limiter le coût du mécanisme au travers d'un niveau de prime raisonnable. Cependant, il apparaît plus pertinent d'optimiser dans un premier temps le mécanisme actuel, avant de se diriger vers un changement de mécanisme.

Synthèse

Afin de conclure, les parties prenantes ont été amenées à se prononcer sur le scénario préconisé (entre le scénario 2 et 3, considérant la sortie de la dynamique de marché). Le résultat est illustré dans la Figure 73 ci-après.

Figure 73 : Sur base des discussions, quel serait le scénario à privilégier parmi les deux derniers présentés ?



Le résultat est univoque : les stakeholders sont plus favorables à la mise en place du scénario 2 (le CV à prix unique) que le scénario 3 (la prime à la production). En théorie, ces scénarios sont relativement similaires. Les seules différences se trouvent dans le niveau de soutien à définir et dans l'opérationnalisation.

Avis

Sur base de l'analyse effectuée, le scénario 3 est préconisé par rapport au scénario 2. Notre avis est donc contraire à celui des stakeholders interrogés lors de la table ronde. De fait, nous mettons en avant la plus-value d'effectuer un changement radical de système, par rapport à une demi-mesure, afin de rentabiliser le coût du changement, la période de transition à mettre en place et la stratégie de communication à développer pour faciliter la transition. De plus, le scénario 2 comprend une étape opérationnelle supplémentaire, qui est jugée pas forcément utile (l'octroi des CV par le gestionnaire de réseau ou Brugel pour ensuite en organiser l'achat au prix unique). A contrario, le scénario 3 considère directement le versement de la prime (monétaire) aux producteurs d'électricité verte.

Conclusion et synthèse des recommandations

En conclusion, après analyse des différents scénarios (et des différentes options pour le scénario 1), il est recommandé de mettre en œuvre le scénario 1, et plus précisément ses options 1 et 3A. En pratique, il s'agit donc de maintenir le mécanisme actuel de soutien, tout en y apportant deux modifications : la création d'une plateforme informative facilitant la rencontre de l'offre et de la demande et l'augmentation des classes de puissance servant à définir les coefficients multiplicateurs applicables à la filière solaire photovoltaïque. La mise en œuvre de ce scénario (et des options précitées) vise à atteindre l'objectif principal d'optimisation du mécanisme existant, à savoir la rencontre de l'offre et de la demande. De façon plus large, ce sont des objectifs de stabilité, de facilité et de faible coût d'implémentation qui sont également visés.

Cependant, dans le cas où le contexte politique bruxellois met en avant une ambition de simplification du mécanisme entier et de réduction des coûts à plus long terme, une piste d'évolution externe doit alors être envisagée. Dans ce contexte, le passage à une prime à la production (*generation premium*, scénario 3) est préconisé. En effet, cette seconde solution offre des avantages conséquents en termes de simplification du mécanisme, à mettre en regard de l'incertitude et du manque de stabilité qu'une telle transition risque de causer sur le déploiement des installations de production d'électricité verte.

Dans tous les cas, la consultation des stakeholders a mis en exergue la nécessité absolue d'instaurer un climat de stabilité et de certitude pour les producteurs et investisseurs, auquel cas l'atteinte des objectifs de développement du renouvelable pourrait être mise à mal. Une certaine résistance au changement a en effet été perçue. Afin d'assurer une transition la plus aisée possible, il impose de respecter certains principes :

- Prévoir une période de transition longue assez ;
- Organiser une communication claire et précise des changements à venir et leurs implications ;
- Optimiser le choix entre les deux options suivantes : Garantir les droits acquis pour les installations existantes et éviter la coexistence de deux systèmes de soutien.

Conclusions

Conclusions

La présente mission avait pour objectif d'évaluer, de façon qualitative, le fonctionnement et la performance du mécanisme actuel de soutien à la production d'électricité verte : le marché des CV. Par la suite, les conclusions de cette première analyse devaient alimenter la recherche de pistes d'évolution du mécanisme, vers deux directions différentes : en restant dans un mécanisme de marché ou en s'en éloignant.

De façon synthétique, l'analyse de la performance et du fonctionnement du mécanisme actuel a conclu aux points suivants :

- En termes de principe de fonctionnement, le marché des certificats verts semble fonctionner correctement. La mise en relation de l'offre et de la demande de CV illustre un surplus de CV jusqu'à présent en termes de volume. Il ne semble pas y avoir de problème structurel sur le marché des CV bruxellois. Cependant, des tensions de liquidité ont été décrites. Elles émergent de la difficulté à faire rencontrer l'offre et la demande.
- Les outils existants répondent principalement à des besoins en termes de procédures mais n'offrent que peu de valeur ajoutée pour les acteurs de marché.
- Les modalités d'implémentation sont relativement claires. Le rôle et les prérogatives des différentes parties sont connus et ne semblent pas causer quelque tension. La communication et la transparence posent toutefois deux problèmes majeurs : un manque d'information (symétrique) pour les différentes parties du marché et un manque d'informations sur les contrats d'achat de CV à long-terme.
- En ce qui concerne la performance du mécanisme actuel, l'évaluation de son effectivité est positive. A contrario, l'analyse de l'efficacité et de l'efficience du mécanisme est plus nuancée. De fait, le coût financier du mécanisme est relativement élevé. Ensuite, le développement d'installations de production d'électricité verte se heurte aux barrières que représentent le contexte bruxellois, sa densité, son urbanisation, et la caractérisation de sa population.

Dans un but de mise en perspective de ces résultats, un exercice de benchmark a été élaboré, visant à détailler les mécanismes et modalités de soutien de la production d'électricité verte dans douze pays et régions d'Europe. Au travers de cet exercice, nous avons identifié trois types principaux de mécanismes : les certificats verts, le « *feed-in tariff* » et « *feed-in premium* » (dont une description détaillée est disponible au début de ce rapport). Nous avons ensuite identifié les pays à partir desquels la Région de Bruxelles-Capitale doit potentiellement s'inspirer en vue d'optimiser sa performance (évaluation de l'effectivité, de l'efficacité et de l'efficience des mécanismes de soutien). Les pays les plus efficaces sont principalement l'Estonie, puis le Royaume-Uni et le Danemark.

Enfin, ces deux premières phases d'analyse ont tendu à définir par la suite des pistes d'évolution du mécanisme actuel. Dans ce cadre, nous avons identifié trois scénarios différents. Le premier s'inscrit dans une dynamique de marché. Il est relativement semblable au mécanisme actuel, si ce n'est qu'il propose quatre options d'optimisation à portée plutôt opérationnelle. Ensuite, les deux autres scénarios sortent de la notion de marché en proposant soit un CV à prix unique (scénario 2), soit une prime à la production (*Generation premium*, scénario 3). L'ensemble de ces pistes d'évolution ont été soumises à la consultation des stakeholders. Sur cette base notamment, un avis par rapport à chacun de ces scénarios et options a été formulé au vu de l'impact attendu sur le fonctionnement et la performance du mécanisme actuel. Il en ressort la recommandation suivante :

Après analyse des différents scénarios (et des différentes options pour le scénario 1), il est recommandé de mettre en œuvre le scénario 1, et plus précisément ses options 1 et 3A. En pratique, il s'agit donc de maintenir le mécanisme actuel de soutien, tout en y apportant deux modifications : la création d'une plateforme informative

facilitant la rencontre de l'offre et de la demande et l'augmentation des classes de puissance servant à définir les coefficients multiplicateurs applicables à la filière solaire photovoltaïque. La mise en œuvre de ce scénario (et des options précitées) vise à atteindre l'objectif principal d'optimisation du mécanisme existant, à savoir la rencontre de l'offre et de la demande. De façon plus large, ce sont des objectifs de stabilité, de facilité et de faible coût d'implémentation qui sont également visés.

Cependant, dans le cas où le contexte politique bruxellois met en avant une ambition de simplification maximisée du mécanisme entier et de réduction des coûts à plus long terme, une piste d'évolution externe doit alors être envisagée. Dans ce contexte, le passage à une prime à la production (*generation premium*, scénario 3) est préconisé. En effet, cette seconde solution offre des avantages conséquents en termes de simplification du mécanisme, à mettre en regard de l'incertitude et du manque de stabilité qu'une telle transition risque de causer sur le déploiement des installations de production d'électricité verte.

Le choix du scénario à implémenter doit par conséquent résulter d'une décision politique, définissant un ordre de priorité dans le(s) objectif(s) à atteindre par la Région de Bruxelles-Capitale, en matière de soutien à la production d'électricité verte.

Dans tous les cas, la consultation des stakeholders a mis en exergue la nécessité absolue d'instaurer un climat de stabilité et de certitude pour les producteurs et investisseurs. Cela s'obtient par la mise en place d'une stratégie de transition optimale.

Annexes

Six annexes sont reprises à la suite de ce rapport et portent sur les points suivants :

Annexe 1. Bibliographie

Annexe 2. Questions abordées en table ronde

Annexe 3. Résultats de la table ronde organisée avec les stakeholders le 21 janvier 2019

Annexe 4. Résultats de la table ronde organisée avec les stakeholders le 18 mars 2019

Annexe 5. Fiches pays récapitulatives

Annexe 6. Procès-verbaux

Annexe 1. Bibliographie

Publications

- Bo. Reinerdahl. The Swedish Electricity Certificate Market.
- Brugel. 2015. Avis (BRUGEL-AVIS-20150909-211) sur l'avant-projet d'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale, adopté en première lecture le 9 juillet 2015, abrogeant et remplaçant l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité
- Brugel. 2019. Projet de proposition soumis à consultation publique (BRUGEL-Projet de Proposition 20190507-23) Relative au coefficient multiplicateur appliqué au photovoltaïque - Analyse des paramètres économiques. Etabli 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
- Brugel. Décision de Brugel relative à la méthodologie tarifaire électricité pour la période 2015-2019 (BRUGEL-DECISION-20140901-16)
- CEER. 2015. Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013.
- CEER. 2017. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe.
- CEER. 2018. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017
- Commission Européenne. 2009. Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE
- Commission Européenne. 2014. Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020. 28 juin 2014.
- CRE. 2016. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération
- CWaPE. 2016. Rapport annuel spécifique de la CWaPE sur l'évolution du marché des certificats verts en 2016.
- Danish Utility Regulator. 2018. National report Denmark – Status for 2017.
- EurObserv'ER. 2015. Country Policy Profile Spain.
- Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale. 2001. Ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale
- Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale. 2005. Arrêté ministériel du 03 mai 2005 portant reconnaissance des certificats verts wallons aux fins de permettre leur comptabilisation pour le respect de l'obligation mise à charge des fournisseurs en Région de Bruxelles-Capitale

- Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale. 2015. Arrêté du 17 décembre 2015 du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale relatif à la promotion de l'électricité verte
- Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale. 2016. Arrêté du 13 janvier 2016 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
- Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale. 2018. Ordonnance du 3 juillet 2018 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires
- Gouvernement du Grand-Duché de Luxembourg. 2014. Règlement grand-ducal du 1er août 2014 relatif à la production d'électricité basée sur les sources d'énergie renouvelables et modifiant: 1. le règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité; 2. le règlement grand-ducal du 15 décembre 2011 relatif à la production, la rémunération et la commercialisation de biogaz
- IEA. 2015. Projected Costs of Generating Electricity.
- International Energy Agency. 2017. Renewable Policy Update. Issue 13. 13 February 2017.
- The Norwegian-Swedish Electricity Certificate Market. 2016. Annual Report 2016.
- VITO. 2005-2017. Inventaris hernieuwbare energiebronnen Vlaanderen.
- VREG. 2017. Certificatemarktrapport 2017.

Sites internet

- APERE. http://www.apere.org/doc/renouvelle_21_5-CORR.pdf
- BRUGEL. <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2014/fr/decision-16.pdf>
- https://www.brugel.brussels/acces_rapide/energies-renouvelables-11/certification-dune-installation-34
- www.extranet.brugel.brussels/
- CATAPULT. <https://es.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2018/10/Netherlands-RES-Support-Case-Study-FINAL.pdf>
- CONTRACT FOR DIFFERENCE ALLOCATION ROUND. <https://www.cfdallocationround.uk/faqs>
- COMISION NACIONAL DE LOS MERCADOS Y COMPETENCIA. <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico>
- CRE. <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/Soutien-a-la-production/Dispositifs-de-soutien-aux-EnR>

- <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-porte-sur-la-realisation-et-l-exploitation-de-nouvelles-installations-de-cogeneration-d-electricite-et-de-chaleur-a-partir-de-biomas>
- <https://www.cre.fr/Documents/Appels-d-offres/Appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-Installations-de-production-d-electricite-a-partir-d-energies-renouvelables-en-auto>
- <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/Soutien-a-la-production/Financement-du-soutien-aux-EnR>
- ENEA. <http://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/fonti-rinnovabili-scenari-e-politiche/italia-meccanismi-di-incentivazione>
- ENERGIA E CITTADINI. <http://energiaecittadini.tecnologiepulite.it/Contenuti.aspx?p=140>
- GERMAN FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY. <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Dossier/renewable-energy.html>
- https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/renewable-energy-sources-act-2017.pdf%3F_blob%3DpublicationFile%26v%3D3
- GOBIERNO DE ESPANA. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123
- https://www.miteco.gob.es/es/ceneam/grupos-de-trabajo-y-seminarios/red-parques-nacionales/elnuevomarcoregulatorio-luisciro_tcm30-169033.pdf
- GOUVERNEMENT DU GRAND DUCHE DU LUXEMBOURG. <https://guichet.public.lu/en/entreprises/urbanisme-environnement/energie/production-energie/production-electricite-energies-renouvelables.html>
- GOUVERNEMENT FEDERAL DE Belgique. <https://economie.fgov.be/fr/publications/projet-de-plan-national>
- GOVERNMENT OF UNITED KINGDOM. <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>
- https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/403548/Electricity_Market_Reform_Contracts_for_Difference_Frequently_Asked_Questions.pdf
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. https://www.iea.org/media/pams/denmark/Denmark_2009_PromotionofRenewableEnergyActextrac t.pdf
- LEGIFRANCE. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do?idSectionTA=LEGISCTA000032597629&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20180129>
- https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=4EA59519B448F6D7D5ADCAB9C9994F9C.t plgfr26s_3?idSectionTA=LEGISCTA000032597615&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20180129
- LEGILUX. <http://legilux.public.lu/eli/etat/leg/rgd/2014/08/01/n1/jo>

- <http://legilux.public.lu/eli/etat/leg/rgd/2016/07/23/n4/jo>
- MY ENERGY LUXEMBOURG. <https://www.myenergy.lu/fr/entreprises/informations-et-outils/energies-renouvelables-les-tarifs-d-injection#photovoltaique>
- NEDERLAND RIJKDIENST VOOR ONDERNEMEND. <https://english.rvo.nl/subsidies-programmes/sde>
- https://english.rvo.nl/sites/default/files/2018/09/Brochure_SDEplus_2018_ENG_WCAG.pdf
- NORTON ROSE FULBRIGHT. <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/147727/german-renewable-energy-act-2017-eeg-2017-what-you-should-know>
- OFGEM. <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme>
- https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/fits_guidance_for_installations_v13.pdf
- https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/06/guidance_for_licensed_electricity_suppliers_v10_june_2018_3.pdf
- SELECTRA. <https://selectra.info/energie/guides/environnement/rachat-electricite-gaz-edf>
- SIBELGA. www.greenmeter.sibelga.be
- STATBEL. <https://statbel.fgov.be/fr/themes/menages/revenus-fiscaux>
- UNION EUROPEENE. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-5042_fr.htm
- <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>

Annexe 2. Questions abordées en table ronde

Les questions soumises aux participants de la (première⁹²) table ronde et discutées en séance sont les suivantes :

1. Quel est votre ressenti par rapport au système ? Votre retour d'expérience sur le fonctionnement du système ?
2. Quels en sont les points faibles/forts ?
3. Quelles sont les difficultés que vous rencontrez ?
4. Quels sont vos besoins / exigences par rapport au mécanisme de soutien ?
5. Est-ce que le système existant répond à ces besoins ?
 - Si oui, le système y répond-il de la meilleure façon ?
 - Si non, en quoi ne satisfait-il pas ces besoins ?
6. A quel niveau évaluez-vous le coût de gestion du système des certificats verts ?
7. Existe-il des pistes d'amélioration du fonctionnement et de l'efficacité du système ?
8. Quelle est votre vue sur l'évolution du système et le système « idéal » à mettre en place ?
9. Quelle confiance avez-vous dans le système et dans sa capacité à surmonter les enjeux futurs ?

⁹² Organisée le 21 janvier 2019 et visant principalement à récolter l'avis des stakeholders par rapport au fonctionnement du mécanisme actuel, notamment au vue des mécanismes présents dans les autres pays du benchmark.

Annexe 3. Résultats de la table ronde organisée avec les stakeholders le 21 janvier 2019

Tel que mentionné dans le présent rapport, l'analyse du fonctionnement du système actuel et de ses forces, faiblesses, opportunités et menaces (dite analyse SWOT) a été conduite notamment au moyen d'une table ronde (et de rencontres bilatérales) avec les parties prenantes du marché.

Bien que les résultats de cette table ronde soient synthétisés dans la section *Résultats de la consultation des stakeholders*, nous avons repris ci-dessous le compte-rendu détaillé de ce qui a été formulé en séance. Tel que promis aux participants dans un but de favoriser la libre discussion, les résultats présentés ont été anonymisés. De même, afin de fournir une indication de l'importance de certains points par rapport à d'autres, nous y avons inscrit le nombre de fois qu'une idée a été répétée par les participants.

1. Quelles sont les forces du système actuel ?

Forces	Nombre de répétitions
Incitant / Rentabilité	
La situation est favorable pour les producteurs : leur niveau de rentabilité actuel est attractif	3
Le mécanisme actuel consiste en un gros incitant économique	1
Le soutien à la production offre un incitant au producteur pour continuer à entretenir/utiliser son installation	1
Le mécanisme actuel permet de combiner l'utilisation d'un crédit avec le tiers-investissement. Quand le CV est un titre cessible, il peut servir à financer le tiers-investisseur. Toutefois, en RBC, la notion de cession n'existe pas. Le tiers-investisseur est propriétaire de l'installation et reçoit les CV de droit. L'électricité doit alors être cédée (tel un service).	1
Le retour sur investissement est court ; c'est un point positif pour les citoyens et les investisseurs	1
Stabilité	
Le mécanisme est relativement connu par les différents acteurs (y compris les investisseurs)	3
Le mécanisme actuel permet de connaître la production	1
Le nombre de CV octroyé à une installation est fixe sur la durée d'éligibilité. Il n'y a pas de banding factor comme en Flandre	1
Reporting/Monitoring	
L'existence de la carte solaire qui permet de voir plus loin en termes de connaissances du marché	2
Brugel effectue une révision annuelle des coefficients multiplicateurs	1
Un compteur bidirectionnel est prévu depuis le début de la mise en service de l'installation ; cela permet donc de connaître le taux d'autoconsommation	1
Le système de CV avec encodage par le producteur permet un contrôle régulier de la productivité des installations PV	1
Systèmes	
Les balises mises en place par Brugel par rapport à la mise à jour des coefficients multiplicateurs rend le système adapté au contexte bruxellois	1
Système relativement simple et clair	1
Système flexible et permettant de prendre en compte toutes les technologies en tenant compte de leur rendement respectif --> système d'appui à la production et non à l'investissement	1
Le nombre de CV est calculé sur base des économies de CO ₂ --> octroi basé sur la technologie et son rendement	1
Le système est découplé du marché de l'énergie ce qui est positif. Le système des quotas permet d'appliquer un pourcentage relatif sur la production afin de ne pas pénaliser/favoriser l'un ou l'autre fournisseur	1

Le CV est un titre transmissible ce qui permet pour le contexte bruxellois de favoriser les investissements réalisés par des tiers investisseurs ⁹³	1
Fluidité/Liquidité du marché	
Marché relativement fluide	1
Cette année, énormément d'installations devraient être réalisées --> amélioration du nombre de CV disponible sur le marché	1
Importation de CV	
Le fait d'arrêter l'importation des CV wallons a permis de maintenir une pression sur les prix	1
Autres	
Le mécanisme offre un soutien aux objectifs renouvelables de la Région, qui est fort en retard	3
Le mécanisme actuel permet un encadrement qualité. Il est par exemple possible d'exiger des formations au niveau des installations de production	1
Le mécanisme actuel est neutre pour le budget régional (sauf quand le mécanisme dérape)	1
L'existence d'un système de soutien offre un avantage en termes de coût de changement	1
Effet de levier sur l'efficacité énergétique : les immeubles qui décident de mettre en service une installation de cogénération ont tendance à rénover leur chaufferie en même temps. Il y a donc un enclenchement dans le changement d'attitude	1
Les clients résidentiels ont parfois beaucoup de mal à conclure des contrats de rachat d'énergie, le système CV en place permet de ne pas complexifier le marché.	1
Le marché a bien fonctionné jusqu'en 2015-2016 où il a été perturbé suite à la décision d'octroi des CV à l'incinérateur, couplée à l'arrêt de la possibilité d'importer les CV wallons.	1

2. Quelles sont les faiblesses du système actuel ?

Faiblesses	Nombre de répétitions
Manque de liquidité	
Le delta entre le nombre de CV produits et de CV à remettre est trop limité (voir ratio 1,5 de la CWaPE)	4
Le manque de liquidité du marché favorise la spéculation	3
Les intermédiaires (brokers) rendent le marché encore plus illiquide de par leur capacité de stocker les CV	2
Le cadre réglementaire n'est pas adapté : le respect du quota est une obligation de la loi et est rendu difficile	1
Le mécanisme de quota est non-optimal au vu du volume des CV bruxellois	1
Marché très volatile, surtout en mars	1
Le manque de liquidité représente un risque pour les fournisseurs et les clients	1
Le marché est fragile de par le fait qu'un producteur détienne 50% des CV et un acheteur représente 70% des quotas	1
Certains producteurs (communes et CPAS par exemple) refusent de vendre leurs CV avant février ou mars	1
Coût de gestion	
Le coût opérationnel /systémique / administratif est disproportionné pour l'ensemble de la chaîne. Le système est complexe et les démarches sont lourdes	4
Besoin « d'éduquer » le citoyen pour lui expliquer le système et que c'est rentable : besoin de plus de simplicité	2
Coût de gestion pour les fournisseurs qui doivent par exemple appeler des producteurs résidentiels pour acheter des petits paquets de CV (3 ou 4)	2

⁹³ La notion de cession des titres n'existe pas en RBC. Le tiers investisseur est propriétaire de l'installation et reçoit les CV de droit. L'électricité doit alors être cédée (tel un service).

Il existe un coût systémique pour le fournisseur en cas de hausse du prix du CV. Tout d'abord, le paiement d'une amende est une mauvaise publicité. Ensuite, si une facture n'est pas payée, c'est le fournisseur qui porte le coût d'achat des CV	2
Les fournisseurs sont obligés de facturer la contribution électricité verte à un prix supérieur à l'amende pour anticiper les fluctuations de prix (jusque 118€/CV). La CEV varie entre les différents fournisseurs.	2
L'impact fiscal du paiement de l'amende est un risque pour le fournisseur. Comment peut-il justifier auprès de ses clients que le prix de l'électricité augmente, de par un prix d'achat des CV très élevé (et même plus élevé que le niveau de l'amende) pour éviter l'impact fiscal ?	1
Pas d'incitant pour le fournisseur en cas de hausse du prix du CV car il peut répercuter ce coût sur la facture du consommateur	1
Coût systémique : les fournisseurs achètent les CV aux producteurs résidentiels en espérant qu'ils deviennent clients, ce qui leur prend plus de temps pour satisfaire le quota. Il est alors moins compliqué de faire appel à un trader, même si ce dernier prend une marge	1
L'enregistrement est complexe pour les producteurs.	1
Intensif en main d'œuvre	1
Peu intuitif pour un <i>prosumer</i> : un FIT est plus facile à comprendre	1
Complexité : certificat après Sibelga – manque de compteurs	1
Il existe encore des <i>prosumers</i> possédant des installations de plus de 5 kW réinjectant sur le réseau et ne possédant pas de contrat de rachat --> l'énergie n'est donc pas valorisée	1
Manque de télé-monitoring : processus manuel	1
Manque de prévisibilité	
Incertitude vis-à-vis des changements et de l'évolution du cadre de soutien et d'une potentielle rétroactivité	4
Le niveau de soutien est fixé trop tard pour les investisseurs (connu au moment de la certification)	2
Incertitudes sur les modifications du niveau du taux d'octroi et des quotas	2
Les calculs de rentabilité sont compliqués	1
Le revenu est variable pour le producteur, suivant le marché	1
Le système induit de la méfiance et un manque de visibilité à long terme	1
Compensation : pas de clarté après 2020 sur l'injection = 100% de l'énergie ?	1
Rumeur d'arrêt du mécanisme de soutien : tension financière pour les tiers-investisseurs qui doivent préfinancer les projets	1
Risque pour les fournisseurs qui doivent garantir un prix de vente sans connaître le prix d'achat des CV (marge ou déficit)	1
Contexte bruxellois	
Les prix pour des travaux sont exorbitants (descendent moins vite que dans les autres régions) : parkings, hauteur des toitures, etc.	2
Population considérée comme plus pauvre	1
Pas d'octroi de CV pour les multipropriétés	1
La mise en service d'une installation peut demander une rénovation préalable de la toiture : compliqué par rapport au coût et à la copropriété	1
Le système ne favorise pas la consommation collective : difficile d'exploiter les toitures car généralement en copropriété	1
Présence d'un grand nombre de bailleurs en RBC : faible incitant à mettre en service de nouvelles installations	1
Pas beaucoup d'installateurs en RBC	1
Transparence	
Le système est peu lisible et peu transparent pour le consommateur final	1
Le marché est opaque (peu transparent) : il n'y a pas de prix de référence publié	1
Le reporting sur les prix de marché n'est pas assez fréquent	1
Manque de communication claire, transparente et compréhensible par tout un chacun sur l'actualité du système pour éviter le sentiment d'imprévisibilité et de manque de confiance des consommateurs	1

Manque d'accès à une information consolidée, historique et prévisionnelle sur le prix des CV et le stock disponible	1
L'existence de contrats long-terme d'achat des CV fausse l'estimation du stock de CV disponible qui est du coup du faible que communiqué	1
Autres	
Le système de soutien visant la production pure (+ compensation) est en opposition à l'intégration du renouvelable dans le marché	2
La compensation entraîne des comportements incohérents d'un point de vue environnemental. On observe notamment des pics de consommation avec le relevé des compteurs	2
Tension de planning pour la certification des installations (délai entre la mise en service et la certification)	2
Statut clair du <i>prosumer</i> dans la production renouvelable : image négative du fait que le financement des CV soit porté par la collectivité.	2
Peut provoquer des effets rebonds dans la consommation : l'électricité « coûte moins cher » pour un producteur, donc on peut en consommer plus	2
Impact négatif de l'expérience wallonne sur la population de Bruxelles et la confiance dans le système	2
Le taux d'octroi est dépendant d'une décision politique	1
Le système est inéquitable : il est soutenu par tous les consommateurs mais profite principalement aux entreprises	1
Pas d'ouverture aux CV wallons (pour les projets conjoints par exemple)	1
Besoin de catégories additionnelles de puissance pour différencier les installations. Le pallier des 10 kWc limite le dimensionnement de certaines installations étant donné que pour les installations de > 10 kW, le prix est majoré du fait de la pose du relai de découplage.	2
Le coût du remplacement du compteur ne prend pas en compte l'amortissement sur l'ancien compteur	1
Aucune/peu garantie de qualité	1
Pas de relation avec le choix du fournisseur : fidélisation du client en fonction du prix d'achat des CV	1
Pas de tarif variable sur la journée, donc pas bon pour l'offre/demande	1
Le système est trop concentré sur les consommateurs-producteurs	1
Producteur et gestionnaire de réseau et plateforme pour déclarations d'index	1
Taux d'octroi en baisse pour les installations solaires PV : sans tiers-investissement, les producteurs ne vont plus se lancer	1
La décision d'octroi des CV à l'incinérateur, couplée à l'arrêt de l'importation des CV wallons, a fait craquer le marché (2015-2016)	1
La compensation étant liée à la taille de l'installation (< 5kWc), certains clients se demandent s'il n'est pas plus opportun d'installer des systèmes de plus petite taille pour pouvoir bénéficier de la compensation	1
L'existence de contrats long-terme d'achat des CV fausse l'estimation du stock existant de CV qui est plus petit que communiqué.	1

3. Quelles sont les opportunités du système actuel ?

Opportunités	Nombre de répétitions
Potentiel de production	
Le potentiel de cogénération et de solaire PV à Bruxelles	1
La cogénération est une technologie spécifique et un moteur important pour l'atteinte des objectifs énergétiques à Bruxelles	1
PNEC : Soutien au BIPV et au PV dans l'espace public	1
Smart metering	
Encourager le smart metering et augmenter nos connaissances sur les flux de production et de consommation. Besoin de cohérence entre les objectifs et les moyens que la Région se donne.	1
Profiter du changement de texte législatif pour mieux inscrire le smart metering dans le contexte.	1

Autres	
RED II : Communautés de l'Energie Renouvelable (autoconsommation collective à encourager) et rétribuer en moins la charge sur le réseau	2
La fin de la compensation entrainerait une meilleure intégration au réseau, une réponse au signal prix et plus d'équité.	2
Le mécanisme des CV est suffisamment souple pour permettre des adaptations	1
Remplacer les CV par un paiement de l'électricité injectée réellement	1
Evolution technologique à intégrer dans les mécanismes de soutien	1
Sortir le financement du mécanisme de la facture du consommateur	1
Travailler sur le prix des entrepreneurs pour les installations en RBC	1
Favoriser l'organisation en quartiers pour l'installation de nouvelles unités de production	1
Fixer un prix unique du CV (avec révision annuelle) et donc un prix unique de CEV (plus juste pour le consommateur)	1
Faire jouer un seul acteur, le GRD (Sibelga) par exemple au travers d'une OSP	1
Faire passer le système de soutien à la production dans une taxe de réseau de distribution ou taxe régionale	1
Faciliter le suivi et créer un circuit plus court	1
Intra-CV : opportunité d'automatisation du processus d'achat des CV	1
Assurer une vue à plus long terme pour les acteurs du marché des CV	1
Permettre aux producteurs de renvoyer leur index de production à intervalles plus réguliers	1
Faciliter la transparence et la communication	1
Intra-CV : opportunité d'automatisation du processus d'achat des CV	1
Assurer une vue à plus long terme pour les acteurs du marché des CV	1
Permettre aux producteurs de renvoyer leur index de production à intervalles plus réguliers	1

4. Quelles sont les menaces du système actuel ?

Menaces	Nombre de répétitions
Production future	
Arrêt des installations résidentielles (petits toits), uniquement industrielles (au travers du tiers-investissement)	2
Décalage croissant entre les petites et les grosses installations solaires PV, car le prix du module baisse	1
Potentiel bruxellois limité (taille du marché)	1
PNEC : fin du soutien aux cogénérations gaz naturel d'ici 2030	1
Compensation	
Suppression de la compensation pour ceux qui ont dimensionné leur installation sur base de leur production	1
Régulation/législation	
Conformité par rapport aux aides d'Etat	2
La nouvelle directive européenne prévoit la réduction voire suppression des FIT après 2030 (dans le cas où le système de CV est considéré comme un FIT). Le système actuel est similaire à un FIT dans le sens où il n'incite pas à un comportement d'optimisation de la production et de la consommation (vis-à-vis du negative pricing notamment)	1
Gestion des dates de pivot : rush avant date pivot puis effondrement après	1
Dérapiage du mécanisme actuel	
Spéculation autour des CV	1
Le manque de liquidité risque de rendre le mécanisme ingérable au vu de l'impossibilité pour les fournisseurs de remplir leur obligation	1
Bulle des CV suite au développement de grandes installations / et tiers-investissement résidentiel	1
La demande trop importante de CV émanant d'un seul acteur peut faire déraiser le système	1
Autres	

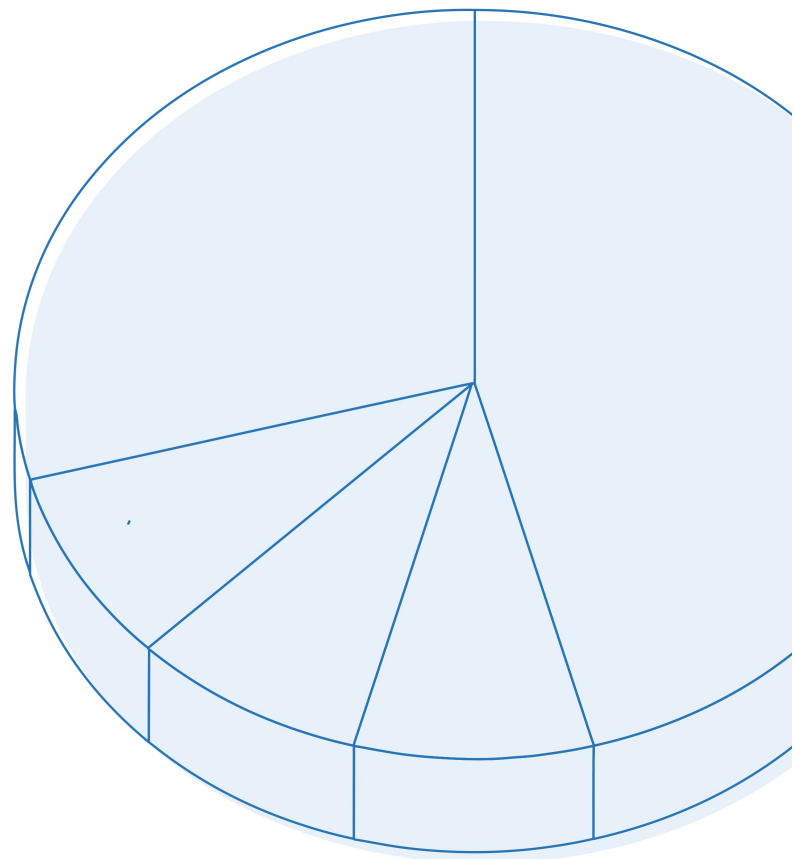
Tout le gain part chez les industriels	1
Répartition des compétences en Belgique (aussi une faiblesse)	1
Acceptabilité sociétale du coût du mécanisme : 250 €/MWh ?	1
Changements réglementaires possibles : ces perspectives rendent les fournisseurs frileux de signer des contrats de rachat long-terme à prix fixes car ceux-ci pourraient constituer un désavantage concurrentiel non négligeable en cas de détente ou de crash du prix de marché	1
Installations arrivant au bout des 10 ans de CV et pour lesquelles il est plus rentable de la remplacer par de nouvelles installations (voir initiative en RF « PVcycle »)	1
Surcoût pour la Région pour atteindre ses objectifs PV si mécanisme pas optimal, et manque de visibilité nuit à la réduction des coûts long-terme	1
Découplage entre production PV et consommation et augmentation des coûts de réseau si les nouveaux mécanismes n'encouragent pas l'autoconsommation	1
Perte de l'éducation pour les citoyens	1
Ancienne plateforme de gestion des CV : arrivée d'un nouvel extranet qui facilite la gestion des CV mais qui peut encore être améliorée (cfr. Ce que la VREG a mis en place)	1
Grosses différences de soutien entre Bruxelles et les autres Régions de Belgique	1
Quid des contrats de rachat des CV déjà en cours et avec une durée d'environ 2-3 ans si jamais le système est réformé ?	2
Marché bruxellois potentiellement trop petit pour la mise en place d'une plateforme d'échange des CV	1
Marché bruxellois potentiellement trop petit pour la modification du système actuel bien accepté de la clientèle (5000 prosumers par rapport à 600.000 points d'accès)	1
Toute modification du système actuel engendrera des coûts de déploiement informatique non négligeable	1
Pour Sibelga, le passage à une OSP à leur charge engendrerait un problème quant à la perception/image de marque du GRD car à l'heure actuelle, beaucoup de clients se demandent déjà pourquoi la part GRD de la facture est plus importante que celle du fournisseur. Cela rendrait également le système moins transparent, lisible.	1

Annexe 4. Résultats de la table ronde organisée avec les stakeholders le 18 mars 2019

Les stakeholders ont été conviés à une seconde table ronde en date du 18 mars 2019. L'objectif de cette table ronde fut de discuter de potentielles pistes d'évolution du mécanisme actuel. En séance, les parties prenantes ont été amenées à donner leur avis au travers d'un système de vote anonyme. Les résultats de ces votes sont repris dans les pages suivantes, sans suivre la pagination générale du document.

PRESENTATION RESULTS

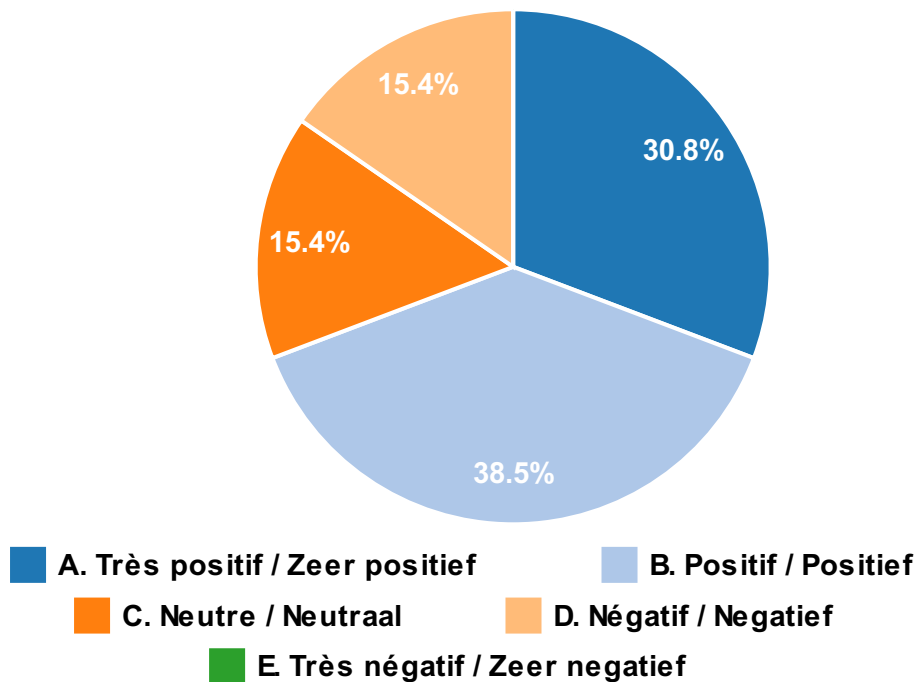
Brugel_Soutienélec_Tablet



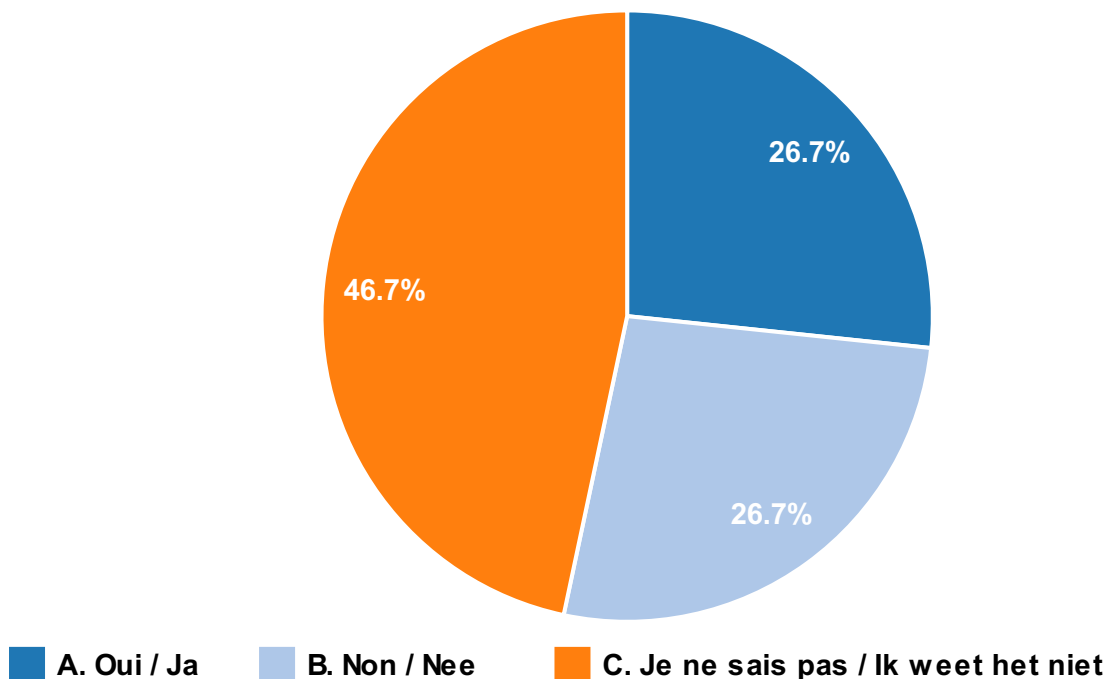
About the day

Start to end	Mar 18, 2019 13:55 - Still running
Nr. of active attendees	19
Nr. of responses	288

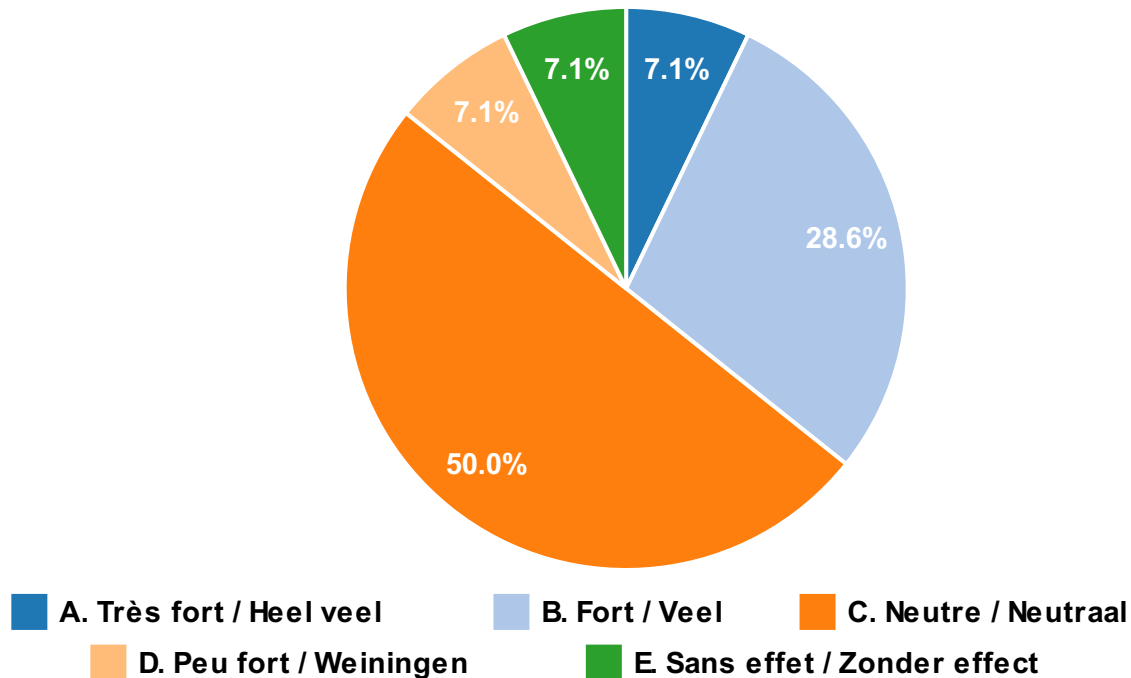
Quel Est Votre Avis Sur Cette Option ? / Wat Vindt U Van Deze Optie?



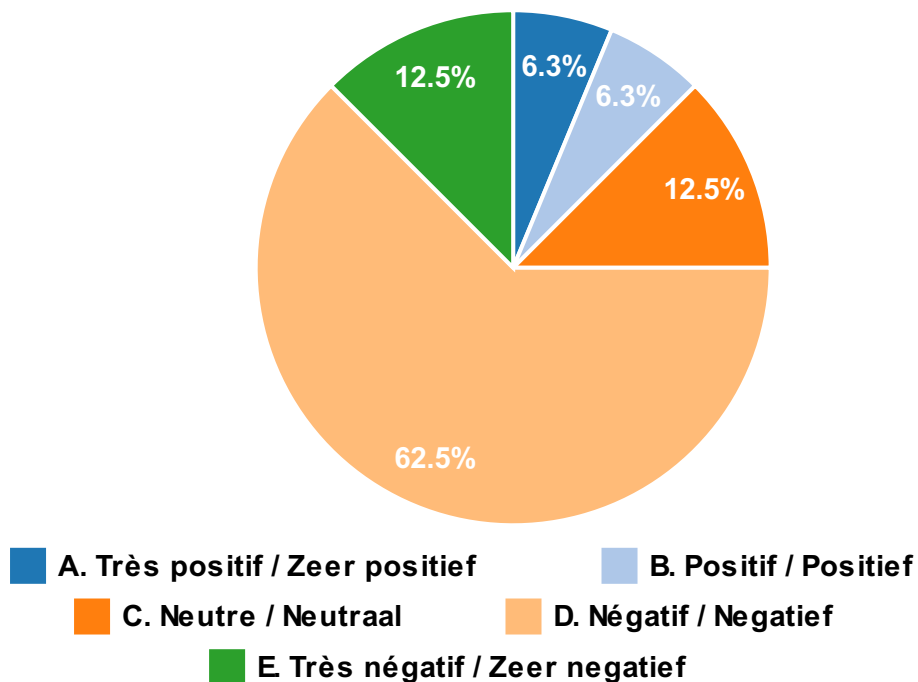
Accepteriez-Vous Que L'ensemble Des Transactions Doive Transiter Via Cet Extranet ? / Accepteert U Dat Alle Transacties Via Dit Extranet Moeten Worden Verwerkt?



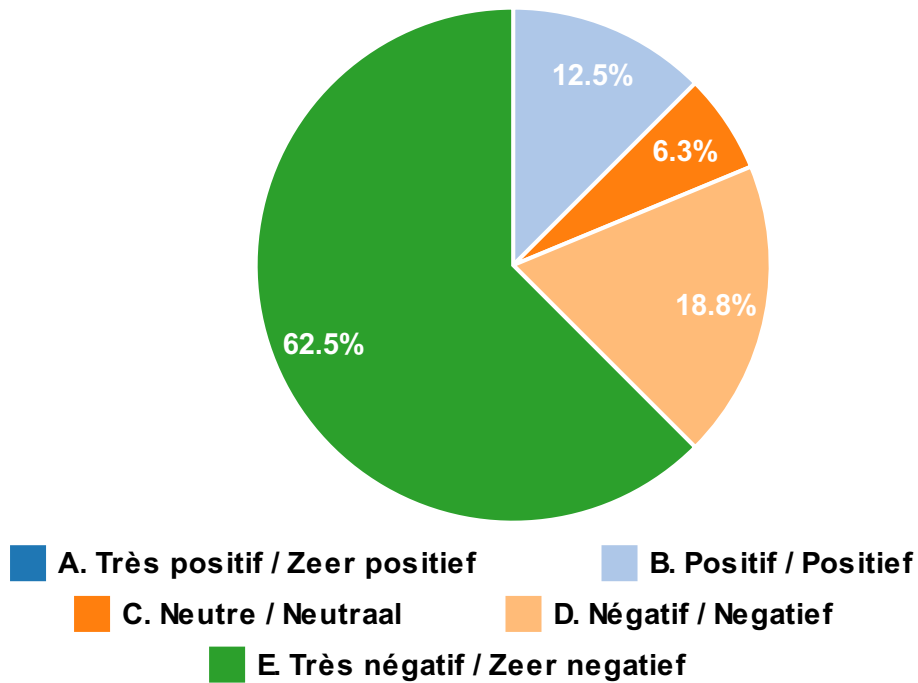
Dans Quelle Mesure Cet Extranet Améliorerait La Liquidité Sur Le Marché ? / In Hoeveer Zou Dit Extranet De Liquiditeit In De Markt Verbeteren?



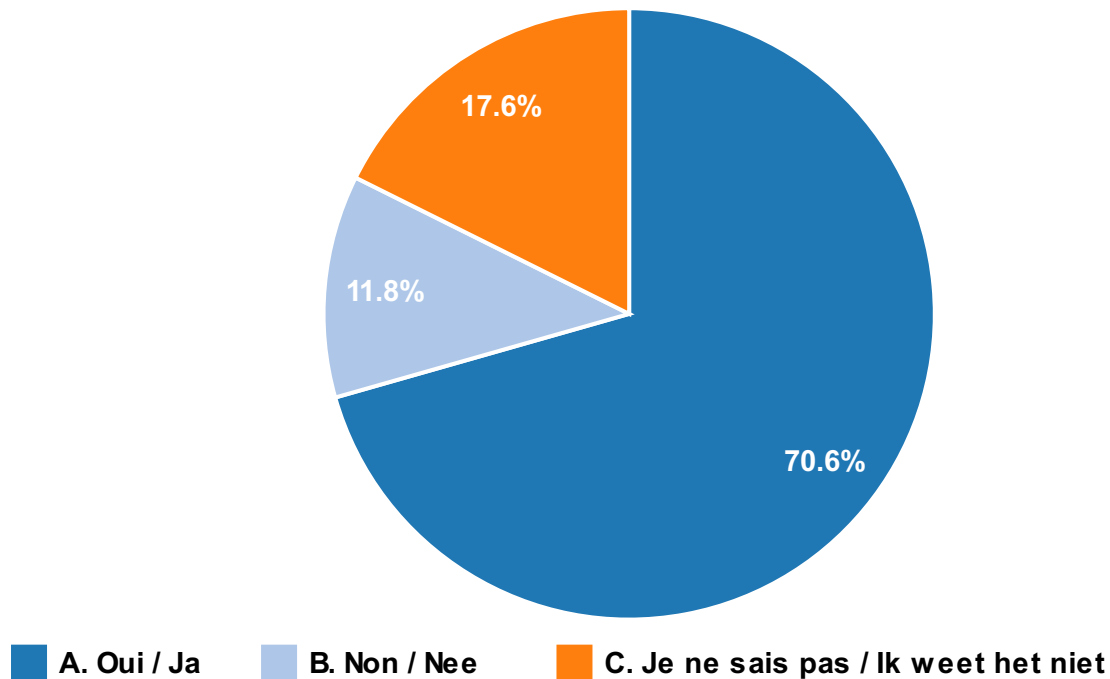
Que Pensez-Vous De Baisser Le Niveau De L'amende ? / Wat Vindt U Van Het Verlagen Van De Boete?



Que Pensez-Vous De Baisser Le Niveau Du Prix Minimum Garanti ?
/ Wat Vindt U Van Het Verlagen Van De Gegarandeerde
Minimumprijs?



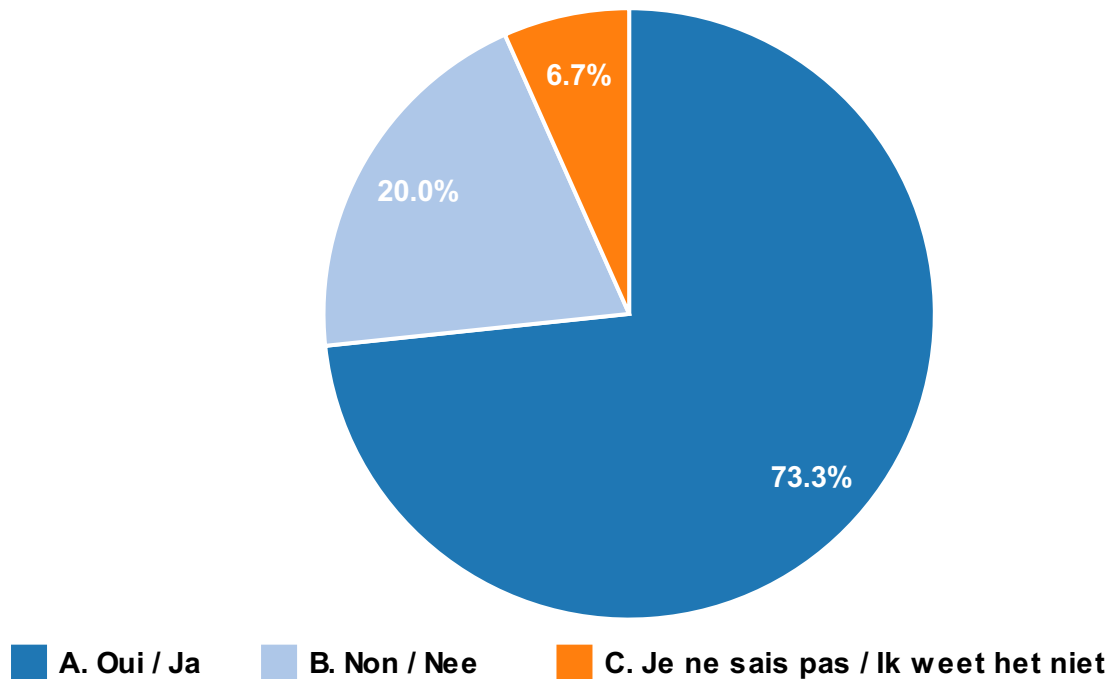
Pensez-Vous Qu'il Est Nécessaire D'augmenter Le Nombre De Classes De Puissance Pour La Définition Des Coefficients Multiplicateurs ? / Vindt U Het Noodzakelijk Om Het Aantal Vermogensklassen Voor De Definitie Van De Vermenigvuldigingscoëfficiënten Te Verhogen?



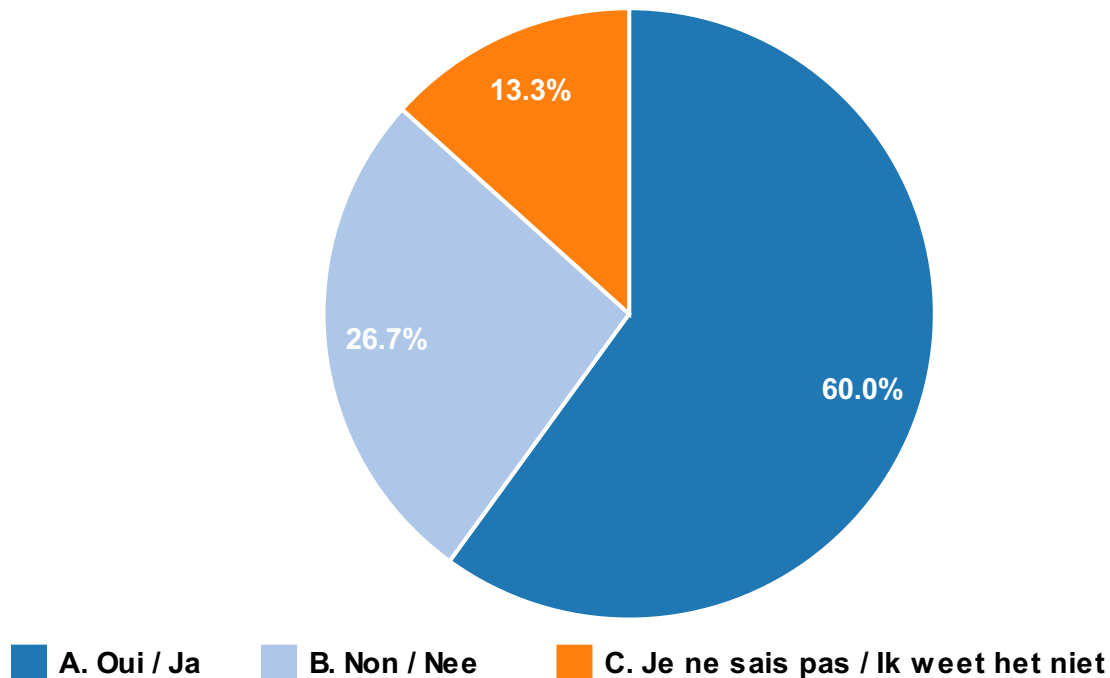
Dans Quelle Mesure Est-Ce Que La Possibilité D'octroyer Des CV À Des Porteurs De Projets Favorise La Mise En Service De Nouvelles Installations? / In Hoeveerle Stimuleert De Mogelijkheid Om Cv's Toe Te Kennen Aan Projectleiders De Inbedrijfstelling Van Nieuwe Installaties?

-  **A. Très fort / Heel veel**  **B. Fort / Veel**  **C. Neutre / Neutraal**
 **D. Peu fort / Weinige**  **E. Sans effet / Zonder effect**

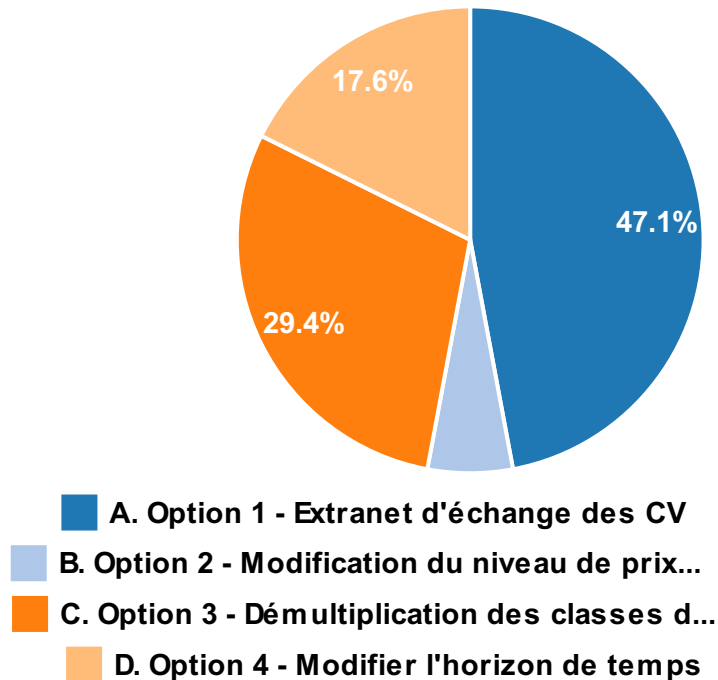
Est-Ce Que Réduire La Durée De Validité Des CV (À 1 Ou 2 Ans) Pourrait Réduire La Spéculation Pratiquée Par Les Producteurs (Et Intermédiaires) ? / Kan De Verkorting Van De Geldigheidsduur Van CV's (Tot 1 Of 2 Jaar) De Speculatie Door Producenten (En Tussenpersonen) Verminderen?



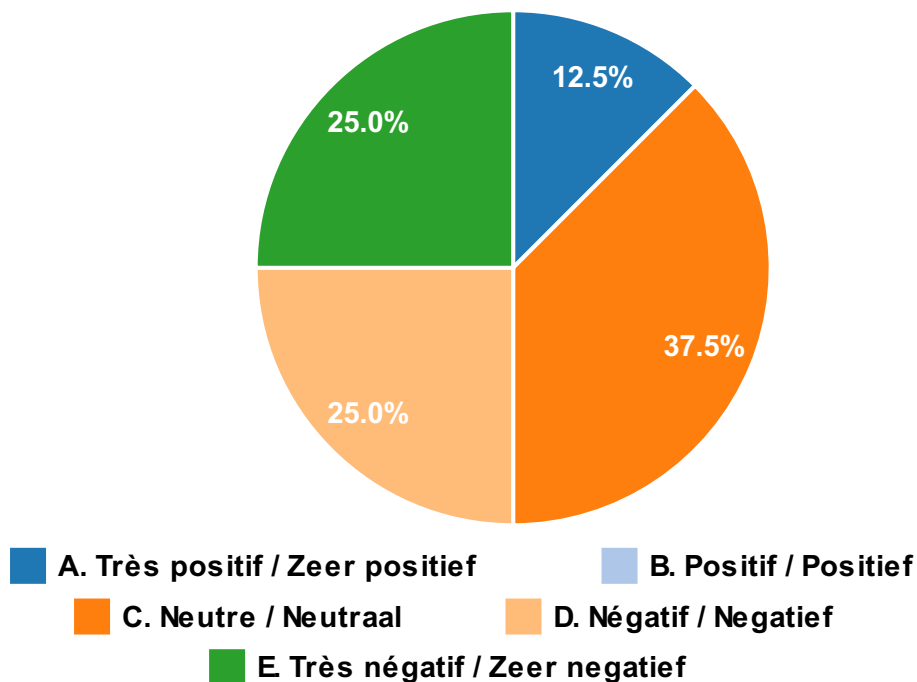
La Liquidité Du Marché Pourrait-Elle Être Améliorée En Obligeant La Soumission Trimestrielle Des Index De Production? / Zou De Marktliquiditeit Kunnen Worden Verbeterd Door De Indiening Van Productieindexcijfers Per Kwartaal Verplicht Te Stellen?



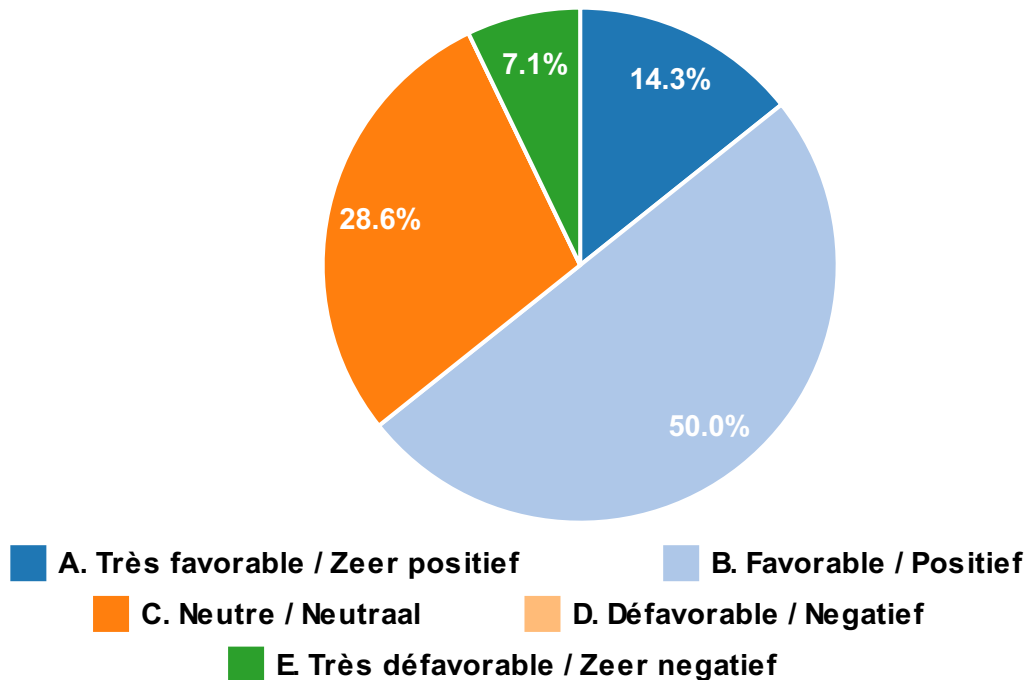
Selon Vous, Quelle Est L'option À Privilégier Pour Améliorer Le Fonctionnement Actuel Du Marché? / Wat Is Volgens U De Voorkeursoptie Om De Huidige Werking Van De Markt Te Verbeteren?



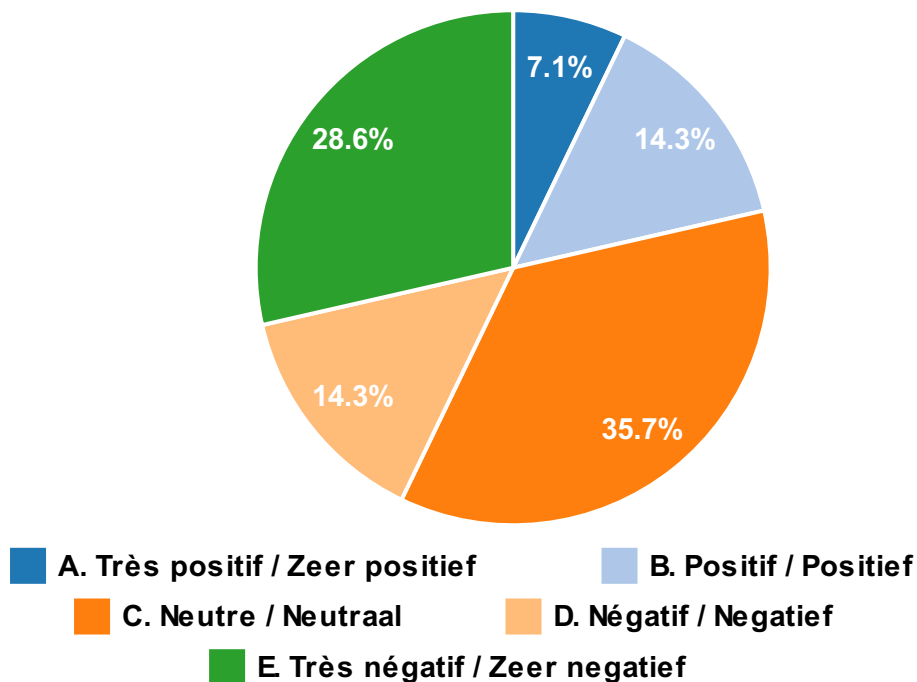
En Général, Que Pensez-Vous De Ce Scénario ? / Wat Vindt U In Het Algemeen Van Dit Scenario?



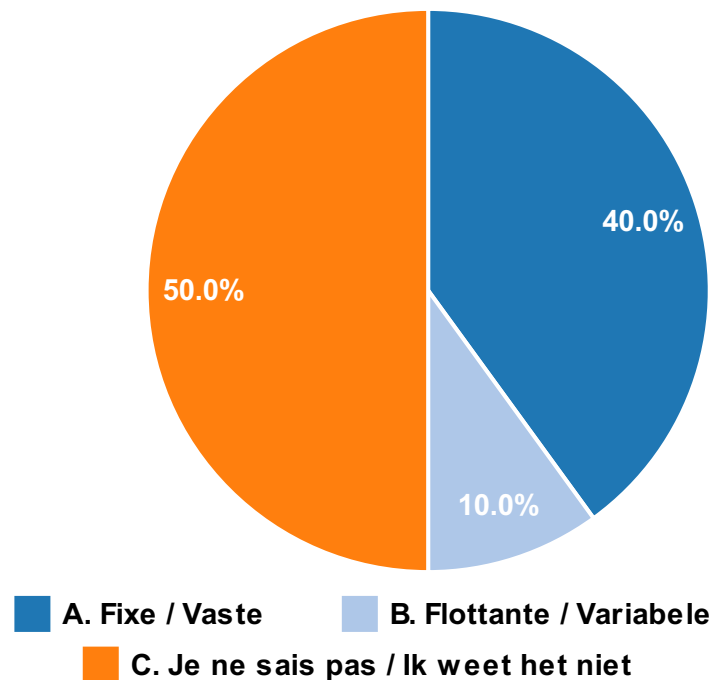
Que Pensez-Vous De Financer Le Système À Travers Un Budget Régional (Contribuable) ? / Wat Vindt U Van De Financiering Van Het Systeem Via Een Regionale Begroting (Belastingbetaler)?



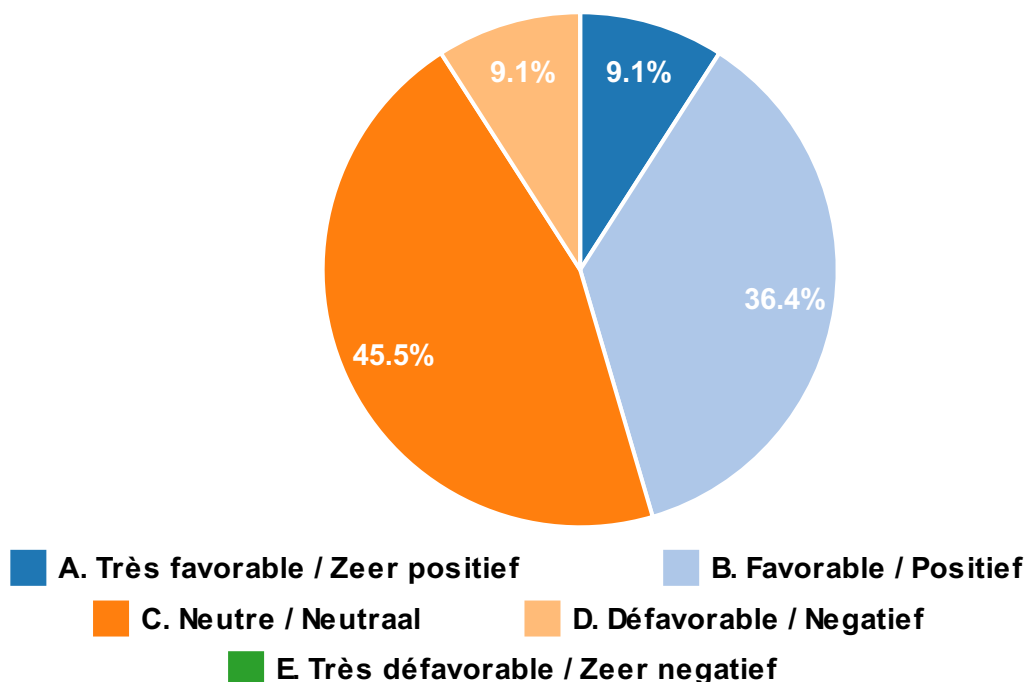
En Général, Que Pensez-Vous De Ce Scénario? / Wat Vindt U In Het Algemeen Van Dit Scenario?



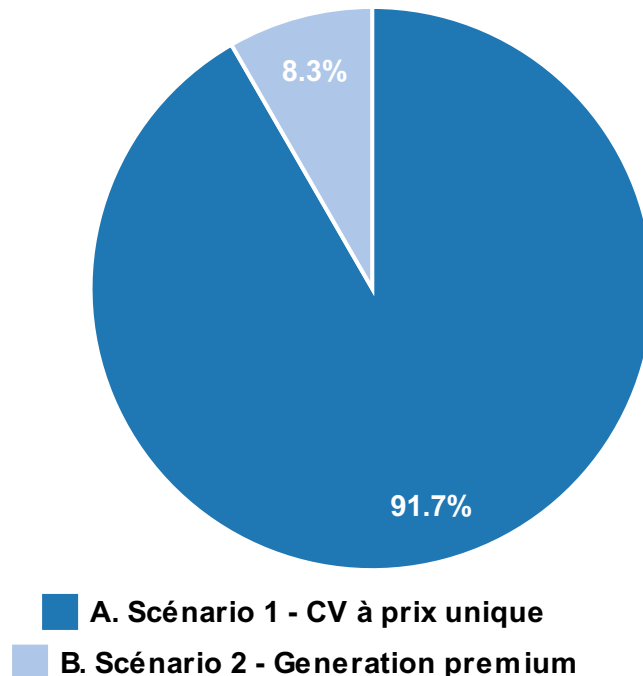
Pensez-Vous Qu'il Est Plus Pertinent D'instaurer Une Prime Fixe Ou Flottante ? / Vindt U Het Beter Om Een Vaste Of Variabele Premie In Te Voeren?



Que Pensez-Vous De Financer Le Système À Travers Un Budget Régional (Contribuable) ? / Wat Vindt U Van De Financiering Van Het Systeem Via Een Regionale Begroting (Belastingbetaler)?



Sur Base Des Discussions, Quel Serait Le Scénario À Privilégier Parmi Les Deux Présentés? / Welke Van De Twee Gepresenteerde Scenario's Zou Op Basis Van De Discussies Het Meest Geschikt Zijn?



Sur Base De Quels Critères Faut-Il Fixer Le Niveau Du Prix Minimum Garanti Et De L'amende ? / Op Basis Van Welke Criteria Moeten De Hoogte Van De Gegarandeerde Minimumprijs En De Boete Worden Vastgesteld?

Stabilité Rentabilité project

sortir l'effet de la fiscalité

Atteinte objectifs RE

Niet niet niet niet niet niet niet veranderen!

Quelle Classe De Puissance (Et Pour Quelle Technologie) Souhaiteriez-Vous Ajouter? / Welke Vermogensklasse (En Voor Welke Technologie) Wilt U Toevoegen?

PV: coûts fixes

Rentabiliteit van het project. Duurzaamheid model

5 10 50 100 250

PV

3 - 5 - 10 - 50 - 250 - 500 - 750 kwp

Petit- moyen- grand

Si Vous Pouviez Maintenant Choisir Plusieurs Options À Implémenter, Lesquelles Choisiriez-Vous? / Als U Nu Verschillende Opties Zou Kunnen Kiezen Om Te Implementeren, Welke Zou U Dan Kiezen?

1 et 3
1 et 3
Option 1 et 4
1 + 3
1 3 et 4
Extranet & différentes classes
Prix + durée
3 et 4
1 4
1 & 3
1 en 3 combineren. Duurzaamheid en rechtszekerheid van het model
1 en 3
1 et 3

Au-Delà Des Options Proposées, Pensez-Vous À D'autres Options D'amélioration Du Système Actuel ? / Denkt U Naast De Voorgestelde Opties Ook Na Over Andere Opties Om Het Huidige Systeem Te Verbeteren?

Prendre en compte fin de compensation

Diminution du quota si buffer entre offre et demande pas suffisant

Remise de cv wallons

Publication régulière des stocks disponibles et de la liste des producteurs qui en détiennent

stabiliteit

Systeem (modelcontracten? Ondersteuning?) voor particuliere en professionele huurders

permettre de remettre les index CV toute l'année

Merci

Confirmer si transaction spot ou forward

Déliier obligations fournisseurs et parts marché énergie

Réduction du quota Importation de CV extérieurs

Kortere doorlooptijden brugel

la possibilité de partager un investissement

Télé relevé index

Quels Sont Les Éléments À Prendre En Compte Lors De La Détermination Du Prix Unique Du CV? / Wat Zijn De Elementen Waarmee Rekening Moet Worden Gehouden Bij Het Bepalen Van De Eenheidsprijs Van Het CV?

100 euro (langetermijncontracten 5 jaar + boete die niet fiscaal aftrekbaar is)
Niveau de prix break even pour producteurs
100
Rentabilite par categorie
Geen retroactiviteit
100 EUR
respecter les contrats en cours
100 €
Pas de rétroactivité
Gérer correctement la communication de crise qui va suivre...
90 euro (avis Brugel)

Comment Assurer Une Transition Fluide Vers Un Nouveau Système ? / Hoe Zorg Je Voor Een Soepele Overgang Naar Een Nieuw Systeem?

Quelle Période De Transition Faut-Il Prévoir Pour Prendre En Compte Les Contrats D'achat De CV Actuellement Conclus ? / Welke Overgangperiode Moet Worden Toegestaan Om Rekening Te Houden Met De Momenteel Gesloten Cv-Aankoopcontracten?

Marktconforme prijzen voor bestaande installaties aanhouden, dan kan het sneller

5 jaar

Pas de retro activite

4 ans

Changement de systèmes que pour les nv installations

Cela dépend de l'impact financier

5 ans

Sur Base De Quels Critères Le Niveau De La Prime Doit-Il Être Défini ? / Op Basis Van Welke Criteria Moet De Hoogte Van De Premie Worden Vastgesteld?

rentabilité voulue, stabilité du marché,

Langetermijn zekerheid

De manière à atteindre les les objectifs en termes de déploiement des renouvelables.

Transparance et simplicité

Simplicité pour les particuliers

moment de l'injection

Stabilité

Production mesurée et pas seulement annoncée

Stabilité !!! Avis Brugel

Comment Assurer Une Transition Fluide Vers Un Nouveau Système ? / Hoe Zorgt U Voor Een Soepele Overgang Naar Een Nieuw Systeem?

Quelle Période De Transition Faut-Il Prévoir Pour Prendre En Compte Les Contrats D'achat De CV Actuellement Conclus ? / Welke Overgangsperiode Moet Worden Toegestaan Om Rekening Te Houden Met De Momenteel Gesloten Cv-Aankoopcontracten?

Au-Delà Des Deux Scénarios Présentés, Souhaitez-Vous Proposer D'autres Options/Scénarios ? / Wilt U Naast De Twee Gepresenteerde Scenario's Ook Andere Opties/Scenario's Voorstellen?

Behoud (optimalisatie) huidig systeem!!!!!!

Une tarification carbone qui rende peu à peu superflu le soutien aux renouvelables...

Categorisatie installaties met vaste prijzen. Continuïteit en stabiliteit

Simplicite pour Les citoyens bruxellois

Federal market integrated

Sortir les subsides/taxes de la facture d'électricité

Stabilité

Stabilité. Ne pas changer pour changer.

Geen verandering

Annexe 5. Fiches pays récapitulatives

Région wallonne



Solaire photovoltaïque : certificats verts	
Nom	Certificats verts
Type	Certificats verts et retour quota
Historique	Depuis 2003
Eligibilité	Solaire photovoltaïque (de puissance > 10 kW)
Procédure d'octroi	Administrative (guichet ouvert) avec réservation de CV
Taux d'octroi	Le taux d'octroi est défini sur base de la performance environnementale de l'installation (kCO ₂), et selon son coefficient dit économique (combinaison de paramètres techniques, de coût et de revenus ; le kECO).
Quota	34,03 % (2017)
Plancher/Plafond	Plancher : Obligation d'achat des CV par Elia (GRTL) au prix minimum garanti de 65€/CV
Amende	100 €/CV manquant
Période d'éligibilité	10 ans
Distribution du coût	Facture du consommateur final d'électricité
Exonérations	Clients électro-intensifs
Qui perçoit le financement ?	Fournisseurs d'électricité
Qui octroie le soutien ?	La CWaPE (le régulateur)
Valorisation	Mécanisme de compensation
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	Phasing-out en 2021 (proposition du régulateur) et passage vers un FIP de type <i>Contract for Difference</i>

Cogénération : certificats verts	
Nom du mécanisme	Certificats verts
Type de mécanisme	Certificats verts et retour quota
Historique	Depuis 2003
Eligibilité	Cogénération de tous types, en ce compris la cogénération fossile
Procédure d'octroi	Administrative (guichet ouvert) avec réservation de CV
Taux d'octroi	Le taux d'octroi est défini sur base de la performance environnementale de l'installation (kCO ₂), et selon son coefficient dit économique (combinaison de paramètres techniques, de coût et de revenus ; le kECO).
Quota	34,03 % (2017)
Plancher/Plafond	Plancher : Obligation d'achat des CV par Elia (GRTL) au prix minimum garanti de 65€/CV
Amende	100 €/CV manquant
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Facture du consommateur final d'électricité
Exonérations	Clients électro-intensifs
Qui perçoit le financement ?	Fournisseurs d'électricité
Qui octroie le soutien ?	La CWaPE (le régulateur)
Valorisation	Mécanisme de compensation
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	Phasing-out en 2021 (proposition du régulateur) et passage vers un FIP de type <i>Contract for Difference</i>



Région flamande

Solaire photovoltaïque : certificats verts	
Nom du mécanisme	Groenestroomcertificaat
Type de mécanisme	Certificats verts et retour quota
Historique	Depuis 2002
Eligibilité	Solaire photovoltaïque (de puissance > 10 kW)
Procédure d'octroi	Administrative (guichet ouvert)
Taux d'octroi	1 CV/MWh, avec facteur annuel dégressif (banding factor)
Quota	23% (2017)
Plancher/Plafond	Plancher : Obligation d'achat des CV par Elia (GRTL) au prix minimum garanti de €/CV
Amende	Entre 100 et 125€/CV manquant
Période d'éligibilité	10 ans
Distribution du coût	Facture du consommateur final d'électricité
Exonérations	Industries électro-intensives : exonération de 47% si consommation entre 1-20 GWh, 80% si entre 20 et 250 GWh, et 98% pour une consommation supérieure à 250 GWh
Qui perçoit le financement ?	Fournisseurs d'électricité
Qui octroie le soutien ?	La VREG (le régulateur)
Valorisation	Mécanisme de compensation
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	/

Cogénération : certificats verts	
Nom du mécanisme	Warmtekrachtcertificaat
Type de mécanisme	Certificats verts et retour quota
Historique	Depuis 2002
Eligibilité	Cogénération (de puissance > 10 kW)
Procédure d'octroi	Administrative (guichet ouvert)
Taux d'octroi	Taux d'octroi en fonction de l'énergie primaire économisée par rapport à une situation de référence, avec facteur annuel dégressif (banding factor)
Quota	11,2% (2017)
Plancher/Plafond	Plancher : Obligation d'achat des CV par Elia (GRTL) au prix minimum garanti de 31€/WKC
Amende	38 €/WKC manquant
Période d'éligibilité	10 ans
Distribution du coût	Facture du consommateur final d'électricité
Exonérations	Industries électro-intensives : exonération de 47% si consommation entre 1-20 GWh, 80% si entre 20 et 250 GWh, et 98% pour une consommation supérieure à 250 GWh
Qui perçoit le financement ?	Fournisseurs d'électricité
Qui octroie le soutien ?	La VREG (le régulateur)
Valorisation	Mécanisme de compensation
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	Depuis le 1 ^{er} janvier 2018, les installations de cogénération de < 10 kW ne reçoivent plus de WKC mais plutôt une prime à l'investissement.



Solaire photovoltaïque – FIT	
Nom du mécanisme	Obligation d'achat
Type de mécanisme	FIT
Historique	Mécanisme existe depuis 1946, refondé en mission de service public en 2000
Eligibilité	Installations PV de petites tailles (< 100 kW)
Procédure d'octroi	Guichet ouvert (PV implanté sur bâtiment d'une puissance de ≤ 100 kW) + appels d'offres
Taux d'octroi	Coûts de production (investissement et exploitation) qui sont évités au système électrique dans une perspective à long terme
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	/
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Budget de l'Etat (recettes des taxes intérieures de consommation des produits énergétiques)
Exonérations	Exonérations au paiement du TICC et TICPE dans certains cas d'utilisation du produit (usage autre que combustible par exemple)
Qui perçoit le financement ?	Etat
Qui octroie le soutien ?	EDF et les entreprises locales de distribution (EDL)
Valorisation	Electricité autoconsommée exemptée de taxe sur la consommation d'électricité
Injection et dispatch	Injection prioritaire / Dispatch non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	En 2016, le financement est transféré au contribuable.

Solaire photovoltaïque – FIP	
Nom du mécanisme	Complément de rémunération
Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2016
Eligibilité	Voir critères dans l'appel d'offres
Procédure d'octroi	Compétitives : appel d'offres ou dialogue compétitif
Taux d'octroi	Niveau de rémunération proposé dans l'offre
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	Pénalités éventuelles en cas de non-respect des obligations contractuelles de l'appel d'offres
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Budget de l'Etat (recettes des taxes intérieures de consommation des produits énergétiques)
Exonérations	Exonérations au paiement du TICC et TICPE dans certains cas d'utilisation du produit (usage autre que combustible par exemple)
Qui perçoit le financement ?	Etat
Qui octroie le soutien ?	EDF
Valorisation	Electricité autoconsommée exemptée de taxe sur la consommation d'électricité
Injection et dispatch	Injection prioritaire / Dispatch non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	En 2016, le financement est transféré au contribuable.



Cogénération - FIT	
Nom du mécanisme	Obligation d'achat
Type de mécanisme	FIT
Historique	Depuis 1946, refondé en mission de service public en 2000
Eligibilité	Installations devant prouver une économie relative d'énergie primaire de $\geq 10\%$ par rapport à une installation avec prod. Elec. et thermique séparées
Procédure d'octroi	Guichet ouvert (< 300 kW) ou compétitives (voir critères dans appel d'offres)
Taux d'octroi	Guichet ouvert : Rémunération proportionnelle de 54€/MWh (indexée) + rémun. en fonction du prix du gaz + rémun. en fonction de l'économie d'énergie primaire. Compétitives : proposé dans l'offre
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	/
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Budget de l'Etat (recettes des taxes intérieures de consommation des produits énergétiques)
Exonérations	Exonérations au paiement du TICC et TICPE dans certains cas d'utilisation du produit (usage autre que combustible par exemple)
Qui perçoit le financement ?	Etat
Qui octroie le soutien ?	EDF et les entreprises locales de distribution (EDL)
Valorisation	Electricité autoconsommée exemptée de taxe sur la consommation d'électricité
Injection et dispatch	Injection prioritaire / Dispatch non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	2016, le financement est transféré au contribuable.

Cogénération - FIP	
Nom du mécanisme	Complément de rémunération
Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2016
Eligibilité	Nouvelles installations (< 1 MW) + existantes si jamais bénéficié d'un complément de rémunération et investit/rénove. Preuve d'une économie relative d'énergie primaire de $\geq 10\%$ par rapport à une installation de prod. élec. et thermique séparées
Procédure d'octroi	Guichet ouvert (< 1 MW) + compétitives (voir critères dans appel d'offres)
Taux d'octroi	Guichet ouvert : Rémun. proportionnelle de 47€/MWh (indexée) + rémun. en fonction du prix du gaz + rémun. en fonction de l'économie d'énergie primaire. Compétitives : proposé dans l'offre
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	Pénalités éventuelles en cas de non-respect des obligations contractuelles de l'appel d'offres
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Budget de l'Etat (recettes des taxes intérieures de consommation des produits énergétiques)
Exonérations	Exonérations au paiement du TICC et TICPE dans certains cas d'utilisation du produit (usage autre que combustible par exemple)
Qui perçoit le financement ?	Etat
Qui octroie le soutien ?	EDF
Valorisation	Electricité autoconsommée exemptée de taxe sur la consommation d'électricité
Injection et dispatch	Injection prioritaire / Dispatch non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	En 2016, le financement est transféré au contribuable.



Allemagne

Solaire photovoltaïque - FIT	
Nom du mécanisme	FIT
Type de mécanisme	FIT
Historique	Système historique
Éligibilité	Installations de petite taille (< 100 kW)
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Niveau de soutien calculé sur base du LCOE par technologie
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	/
Période d'éligibilité	20 ans
Distribution du coût	Surcharge fiscale sur la facture du consommateur final
Exonérations	Grandes entreprises et industries électro-intensives dans les secteurs impactés par la compétition internationale
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau de transport
Valorisation	Réduction de la surcharge EEG-Umlage de 40% pour l'électricité autoconsommée + exemption totale de la surcharge pour l'électricité générée par un <i>prosumer</i> de puissance < 10 kW
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	/

Solaire photovoltaïque - FIP	
Nom du mécanisme	FIP
Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2012. Tendering introduit en 2017.
Éligibilité	Solaire
Procédure d'octroi	Guichet ouvert (> 100 kW) + Compétitives (> 750 kW)
Taux d'octroi	Guichet ouvert : niveau de soutien calculé sur base du LCOE par technologie. Compétitives : Niveau de soutien proposé dans l'offre
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond possible dans les appels d'offres en termes de capacité (niveau de soutien dégressif) et en termes de niveau de soutien
Amende	/
Période d'éligibilité	20 ans
Distribution du coût	Surcharge fiscale sur la facture du consommateur final
Exonérations	Grandes entreprises et industries électro-intensives dans les secteurs impactés par la compétition internationale
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau de transport
Valorisation	Réduction de la surcharge EEG-Umlage de 40% pour l'électricité autoconsommée + exemption totale de la surcharge pour l'électricité générée par un <i>prosumer</i> de puissance < 10 kW
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	Introduction des procédures compétitives en 2017



Cogénération - FIT		Cogénération - FIP	
Nom du mécanisme	FIT	Nom du mécanisme	FIP
Type de mécanisme	FIT	Type de mécanisme	FIP
Historique	Système historique	Historique	Depuis 2012. Tendering introduit en 2017.
	Cogénération biomasse	Eligibilité	Cogénération biomasse
Procédure d'octroi	Installations de petite taille (< 100 kW)	Procédure d'octroi	Guichet ouvert (nouvelles installations > 100 kW) + Compétitives (> 150 MW)
Taux d'octroi	Niveau de soutien calculé sur base du LCOE par technologie	Taux d'octroi	Guichet ouvert : niveau de soutien calculé sur base du LCOE par technologie. Compétitives : Niveau de soutien proposé dans l'offre
Quota	/	Quota	/
Plancher/Plafond	/	Plancher/Plafond	Plafond possible dans les appels d'offres en termes de capacité (niveau de soutien dégressif) et en termes de niveau de soutien
Amende	/	Amende	/
Période d'éligibilité	20 ans	Période d'éligibilité	20 ans
Distribution du coût	Surcharge fiscale sur la facture du consommateur final	Distribution du coût	Surcharge fiscale sur la facture du consommateur final
Exonérations	Grandes entreprises et industries électro-intensives dans les secteurs impactés par la compétition internationale	Exonérations	Grandes entreprises et industries électro-intensives dans les secteurs impactés par la compétition internationale
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité	Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau de transport	Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau de transport
Valorisation	Réduction de la surcharge EEG-Umlage de 40% pour l'électricité autoconsommée + exemption totale de la surcharge pour l'électricité générée par un <i>prosumer</i> de puissance < 10 kW	Valorisation	Réduction de la surcharge EEG-Umlage de 40% pour l'électricité autoconsommée + exemption totale de la surcharge pour l'électricité générée par un <i>prosumer</i> de puissance < 10 kW
Injection et dispatch	Prioritaire	Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	/	Changements récents ou futurs	Introduction des procédures compétitives en 2017

Pays-Bas



Solaire photovoltaïque - FIP	
Nom du mécanisme	SDE+
Type de mécanisme	FIP flottant
Historique	Mis en place en 2011
Eligibilité	Installations solaires PV de capacité ≥ 15 kWc + connexion au réseau à grande échelle (2018)
Procédure d'octroi	Tendering (pour le choix des installations) + administrative pour la détermination du soutien
Taux d'octroi	Différence entre le prix de référence et le prix de marché de l'électricité prédéfini. Les installations postulent pour un certain volume de capacité.
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond dans le budget annuel à dépenser dans les tender
Amende	Pénalités si projet non réalisé dans la période prévue
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Taxe fixe sur la facture d'électricité (opslag duurzame energie)
Exonérations	Exonération si la consommation dépasse 10 mio kWh et si accord long-terme avec le gouvernement en vue de l'amélioration de l'efficacité énergétique
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur
Qui octroie le soutien ?	Agence néerlandais pour les entrepreneurs
Valorisation	Mécanisme de compensation
Injection et dispatch	Non discriminatoire
Changements récents ou futurs	En 2020, mise en place du SDE++ : FIT pour stimuler le déploiement de techniques d'énergie durable et de réduction de CO2 en compensant la différence entre le coût et la valeur de marché.

Cogénération - FIP	
Nom du mécanisme	SDE+
Type de mécanisme	FIP flottant
Historique	Mis en place en 2011
Eligibilité	Biomasse liquide ou solide ≥ 5 MWh (2018)
Procédure d'octroi	Tendering (pour le choix des installations) + procédure administrative pour la détermination du niveau de soutien
Taux d'octroi	Différence entre le prix de référence et le prix de marché de l'électricité prédéfini. Les installations postulent pour un certain volume de capacité.
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond dans le budget annuel à dépenser dans les tender
Amende	Pénalités dans le cas où le projet n'est pas réalisé dans la période prévue
Période d'éligibilité	12 ans
Distribution du coût	Taxe fixe sur la facture d'électricité (opslag duurzame energie)
Exonérations	Exonération si la consommation dépasse 10 mio kWh et si accord long-terme avec le gouvernement en vue de l'amélioration de l'efficacité énergétique
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur
Qui octroie le soutien ?	Agence néerlandais pour les entrepreneurs
Valorisation	Mécanisme de compensation
Injection et dispatch	Non discriminatoire
Changements récents ou futurs	En 2020, mise en place du SDE++ : FIT pour stimuler le déploiement de techniques d'énergie durable et de réduction de CO2 en compensant la différence entre le coût et la valeur de marché.



Luxembourg

Solaire photovoltaïque – FIT	
Nom du mécanisme	Tarif d'injection
Type de mécanisme	FIT
Historique	Système historique
Eligibilité	Solaire photovoltaïque de 30 à 200 kW (applicable uniquement aux entreprises coopératives composées de 7 personnes physiques ou plus)
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Taux d'octroi avec dégressivité annuelle qui dépend de la date de la 1 ^{ière} injection dans le réseau
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	/
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité du consommateur (principalement). Le gouvernement ajoute une partie du financement via le budget de l'Etat.
Exonérations	Industries électro-intensives (si accord avec le Gouvernement en vue de l'amélioration de l'efficacité énergétique) + électricité autoconsommée
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau
Valorisation	Pas de net-metering
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	/

Solaire photovoltaïque – FIP	
Nom du mécanisme	Prime de marché
Type de mécanisme	FIP
Historique	Introduit en 2017
Eligibilité	Solaire PV
Procédure d'octroi	Appels d'offre si puissance entre 500 kW et 5 MW
Taux d'octroi	La prime de marché est égale à : rémunération de référence - prix mensuel de marché + prime de vente directe
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond sur la capacité installée à soutenir dans l'appel d'offres
Amende	/
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité du consommateur (principalement). Le gouvernement ajoute une partie du financement via le budget de l'Etat.
Exonérations	Industries électro-intensives (si accord avec le Gouvernement en vue de l'amélioration de l'efficacité énergétique) + électricité autoconsommée
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau
Valorisation	Pas de net-metering
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	Appels d'offres à grande échelle avec l'Allemagne planifiés en 2017



Cogénération – FIT		Cogénération – FIP	
Nom du mécanisme	Tarif d'injection	Nom du mécanisme	Prime de marché
Type de mécanisme	FIT	Type de mécanisme	FIP
Historique	Système historique	Historique	Introduit en 2016
Eligibilité	Biogaz, gaz de stations d'épuration d'eaux usées, biomasse solide et bois de rebut (moins de 500 kW)	Eligibilité	Biogaz, gaz de stations d'épuration d'eaux usées, biomasse solide et bois de rebut (> 500 kW)
Procédure d'octroi	Guichet ouvert	Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Taux d'octroi avec dégressivité annuelle qui dépend de la date de la ière injection dans le réseau	Taux d'octroi	La prime de marché est égale à : rémunération de référence - prix mensuel de marché + prime de vente directe
Quota	/	Quota	/
Plancher/Plafond	/	Plancher/Plafond	/
Amende	/	Amende	/
Période d'éligibilité	15 ans	Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité du consommateur (principalement). Le gouvernement ajoute une partie du financement via le budget de l'Etat.	Distribution du coût	Facture d'électricité du consommateur (principalement). Le gouvernement ajoute une partie du financement via le budget de l'Etat.
Exonérations	Industries électro-intensives (si accord avec le Gouvernement en vue de l'amélioration de l'efficacité énergétique) + électricité autoconsommée	Exonérations	Industries électro-intensives (si accord avec le Gouvernement en vue de l'amélioration de l'efficacité énergétique) + électricité autoconsommée
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité	Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau	Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau
Valorisation	Pas de net-metering	Valorisation	Pas de net-metering
Injection et dispatch	Prioritaire	Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	/	Changements récents ou futurs	/



Royaume-Uni

Solaire photovoltaïque – FIT	
Nom du mécanisme	FIT
Type de mécanisme	FIT
Historique	Depuis 2010
Éligibilité	Solaire photovoltaïque de moins de 5 MW
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Le niveau de soutien varie en fonction de l'inflation et comprend un facteur dégressif en fonction des plafonds de déploiement
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond sur le nombre de nouvelles installations bénéficiant du FIT mensuellement (plafond de déploiement)
Amende	/
Période d'éligibilité	20 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité
Exonérations	Electricité autoconsommée
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Le fournisseur d'électricité (licencié FIT)
Valorisation	Pas de net-metering
Injection et dispatch	Non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	En décembre 2018, le gouvernement a été saisi d'un projet de loi qui ferme le régime FIT aux nouveaux demandeurs à compter du 1er avril 2019, sauf exception.

Solaire photovoltaïque – FIP CfD	
Nom du mécanisme	Contract for Difference
Type de mécanisme	FIP
Historique	Premier round en 2014
Éligibilité	Filières éligibles définies dans les appels d'offres (> 5 MW)
Procédure d'octroi	Tendering
Taux d'octroi	Différence entre un prix de référence (proposé dans l'offre) et le prix moyen de l'électricité sur le marché
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond sur le budget total par round
Amende	/
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Perception fiscale imposée aux fournisseurs et répercutée sur la facture des consommateurs
Exonérations	Industries électro-intensives
Qui perçoit le financement ?	LCCC : Low Carbon Contracts Company avec qui le producteur doit avoir conclu un contrat
Qui octroie le soutien ?	LCCC : Low Carbon Contracts Company avec qui le producteur doit avoir conclu un contrat
Valorisation	Pas de net-metering
Injection et dispatch	Non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	/



Cogénération - FIT		Cogénération – FIP CfD	
Nom du mécanisme	FIT	Nom du mécanisme	Contract for Difference
Type de mécanisme	FIT	Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2010	Historique	Premier round en 2014
Éligibilité	Micro cogénération de moins de 2 kW	Éligibilité	Filières éligibles définies dans les appels d'offres (> 5 MW)
Procédure d'octroi	Guichet ouvert	Procédure d'octroi	Tendering
Taux d'octroi	Le niveau de soutien varie en fonction de l'inflation et comprend un facteur dégressif en fonction des plafonds de déploiement	Taux d'octroi	Différence entre un prix de référence (proposé dans l'offre) et le prix moyen de l'électricité sur le marché
Quota	/	Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond sur le nombre de nouvelles installations bénéficiant du FIT mensuellement (plafond de déploiement)	Plancher/Plafond	Plafond sur le budget total disponible par rounds
Amende	/	Amende	/
Période d'éligibilité	10 ans pour la cogénération	Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité	Distribution du coût	Perception fiscale imposée aux fournisseurs et repercutée sur la facture des consommateurs
Exonérations	Electricité autoconsommée	Exonérations	Industries électro-intensives
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité	Qui perçoit le financement ?	LCCC : Low Carbon Contracts Company avec qui le producteur doit avoir conclu un contrat
Qui octroie le soutien ?	Le fournisseur d'électricité (licencié FIT)	Qui octroie le soutien ?	LCCC : Low Carbon Contracts Company avec qui le producteur doit avoir conclu un contrat
Valorisation	Pas de net-metering	Valorisation	Pas de net-metering
Injection et dispatch	Non-discriminatoire	Injection et dispatch	Non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	En décembre 2018, le gouvernement a été saisi d'un projet de loi qui ferme le régime FIT aux nouveaux demandeurs à compter du 1er avril 2019, sauf exception.	Changements récents ou futurs	/



Espagne

Solaire photovoltaïque – FIP		Cogénération – FIP	
Nom du mécanisme	Rémunération complémentaire spécifique	Nom du mécanisme	Rémunération complémentaire spécifique
Type de mécanisme	FIP	Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2013-2014	Historique	Depuis 2013-2014
Eligibilité	Solaire photovoltaïque (les critères spécifiques d'éligibilité dépendent de l'appel d'offres)	Eligibilité	Cogénération, biomasse et biogaz (les critères spécifiques d'éligibilité dépendent de l'appel d'offres)
Procédure d'octroi	Tendering	Procédure d'octroi	Tendering
Taux d'octroi	Niveau de rentabilité (équivalent au retour d'une obligation de l'Etat espagnol) assuré par rapport aux coûts d'investissements et d'opérationnalisation. Les producteurs proposent dans leur offre un taux d'actualisation à appliquer. Le taux d'actualisation le plus bas proposé est applicable à tous les projets sélectionnés.	Taux d'octroi	Niveau de rentabilité (équivalent au retour d'une obligation de l'Etat espagnol) assuré par rapport aux coûts d'investissements et d'opérationnalisation. Les producteurs proposent dans leur offre un taux d'actualisation. Le taux le plus bas proposé est applicable à tous les projets sélectionnés.
Quota	/	Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond sur la capacité totale à soutenir + Plafond et plancher sur la prime qui peut être obtenue	Plancher/Plafond	Plafond sur la capacité totale à soutenir + Plafond et plancher sur la prime qui peut être obtenue
Amende	/	Amende	/
Période d'éligibilité	30 ans	Période d'éligibilité	25 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité	Distribution du coût	Facture d'électricité
Exonérations	/	Exonérations	/
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité	Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)	Qui octroie le soutien ?	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)
Valorisation	Exonération des redevances de réseau pour les consommateurs d'une puissance installée inférieure ou égale à 10 kW	Valorisation	Exonération des redevances de réseau pour les consommateurs d'une puissance installée inférieure ou égale à 10 kW
Injection et dispatch	Prioritaire	Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	/	Changements récents ou futurs	/



Italie

Cogénération - FIT	
Nom du mécanisme	Tariffa omnicomprensiva
Type de mécanisme	FIT
Historique	Depuis 2012
Eligibilité	Toutes les filières (hors biocarburant liquide) de puissance inférieure à 500 kW
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Niveau de soutien prédéfini dans la réglementation italienne, indexé en fonction de l'évolution des prix à la consommation
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	/
Période d'éligibilité	20 à 25 ans
Distribution du coût	Facteur d'électricité du consommateur final
Exonérations	Industries électro-intensives + autoconsommation
Qui perçoit le financement ?	Le fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	GSE finance le soutien au travers des fournisseurs qui achètent l'électricité aux producteurs
Valorisation	Exonération des charges de réseau pour l'électricité autoconsommée
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	/

Cogénération - FIP	
Nom du mécanisme	FIP
Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2016
Eligibilité	Toutes les filières de puissance supérieure à 500 kW
Procédure d'octroi	Guichet ouvert et tendering (> 5 MW)
Taux d'octroi	Différence entre un tarif total et le prix horaire de l'énergie
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond : prix prévisionnels maximum de production qui sont différenciés selon les filières
Amende	/
Période d'éligibilité	15 à 25 ans
Distribution du coût	Facteur d'électricité du consommateur final
Exonérations	Industries électro-intensives + autoconsommation
Qui perçoit le financement ?	Le fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	GSE
Valorisation	Exonération des charges de réseau pour l'électricité autoconsommée
Injection et dispatch	Prioritaire
Changements récents ou futurs	/



Danemark

Solaire photovoltaïque – FIP	
Nom du mécanisme	FIP
Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2018
Eligibilité	Energie solaire
Procédure d'octroi	Tendering
Taux d'octroi	Niveau de soutien proposé dans l'offre
Quota	na
Plancher/Plafond	Plafond sur le budget total disponible pour les appels d'offres
Amende	na
Période d'éligibilité	20 ans
Distribution du coût	Budget de l'Etat
Exonérations	na
Qui perçoit le financement ?	Etat
Qui octroie le soutien ?	Energienet.dk (GRT)
Valorisation	Net-metering
Injection et dispatch	Accès non-discriminatoire et dispatch prioritaire
Changements récents ou futurs	Entre 2017 et 2022, l'OSP permettant le financement du mécanisme de soutien sera graduellement retirée. Le financement sera alors assuré par le budget de l'Etat (Finance Act). De 2020 à 2024, des appels d'offres technologiquement neutres seront lancés annuellement.

Solaire photovoltaïque – FIT	
Nom du mécanisme	Price supplement
Type de mécanisme	FIT
Historique	Depuis 2009
Eligibilité	Energie solaire
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Fixé dans la réglementation danoise. Niveau du tarif est indexé annuellement. Dans le cas où le prix de l'électricité dépasse le niveau du tarif, Energinet.dk calcule un tarif négatif.
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	/
Période d'éligibilité	20 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité du consommateur final
Exonérations	Electricité autoconsommée
Qui perçoit le financement ?	Energienet.dk (GRT)
Qui octroie le soutien ?	Energienet.dk (GRT)
Valorisation	Net-metering
Injection et dispatch	Accès non-discriminatoire et dispatch prioritaire
Changements récents ou futurs	Entre 2017 et 2022, l'OSP permettant le financement du mécanisme de soutien sera graduellement retirée. Le financement sera alors assuré par le budget de l'Etat (Finance Act).



Cogénération – FIT	
Nom du mécanisme	Price supplement
Type de mécanisme	FIT
Historique	Depuis 2009
Eligibilité	Biogaz, gaz de gazéification produit à partir de biomasse et autres installations spécialisées de production d'électricité utilisant la biomasse comme source d'énergie
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Fixé dans la réglementation danoise. Niveau du tarif est indexé annuellement. Dans le cas où le prix de l'électricité dépasse le niveau du tarif, Energinet.dk calcule un tarif négatif.
Quota	/
Plancher/Plafond	/
Amende	/
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité du consommateur final
Exonérations	Electricité autoconsommée
Qui perçoit le financement ?	Energienet.dk (GRT)
Qui octroie le soutien ?	Energienet.dk (GRT)
Valorisation	Net-metering
Injection et dispatch	Accès non-discriminatoire et dispatch prioritaire
Changements récents ou futurs	Entre 2017 et 2022, l'OSP permettant le financement du mécanisme de soutien sera graduellement retirée. Le financement sera alors assuré par le budget de l'Etat (Finance Act).



Suède

Solaire photovoltaïque – certificats verts	
Nom du mécanisme	Elcertifikat (Marché commun de CV avec la Norvège)
Type de mécanisme	Certificats verts et retour quota
Historique	Depuis 2012
Eligibilité	Toutes les technologies et tailles
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	1 CV par MWh produit, toutes technologies et tailles confondues.
Quota	24,7% en Suède et 13,7% en Norvège (2017)
Plancher/Plafond	/
Amende	Pénalités en cas de faute aux règles du marché équivalent à 150% du prix de marché des certificats
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité (consommateurs)
Exonérations	Les industries électro-intensives qui répondent à certains critères en termes de consommation d'électricité et de valeur ajoutée. Certains secteurs sont exemptés : l'électrolyse, la réduction chimique et les procédés minéralogiques. Autoconsommation : la consommation des installations inférieures à 50 kW et/ou inférieures à 60 MWh par an sont exemptés de l'obligation de quota.
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Agence Suédoise pour l'Energie (subordonnée au Ministère de l'Environnement et de l'Energie)
Valorisation	/
Injection et dispatch	Non discriminatoire
Changements récents ou futurs	Une étude est en cours pour déterminer comment organiser le phasing out du système d'ici 2030.

Cogénération – certificats verts	
Nom du mécanisme	Elcertifikat (Marché commun de CV avec la Norvège)
Type de mécanisme	Certificats verts et retour quota
Historique	Depuis 2012
Eligibilité	Toutes les technologies et tailles
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	1 CV par MWh produit, toutes technologies et tailles confondues.
Quota	24,7% en Suède et 13,7% en Norvège (2017)
Plancher/Plafond	/
Amende	Pénalités en cas de faute aux règles du marché équivalent à 150% du prix de marché des certificats
Période d'éligibilité	15 ans
Distribution du coût	Facture d'électricité (consommateurs)
Exonérations	Industries électro-intensives qui répondent à certains critères en termes de consommation d'électricité et de valeur ajoutée. Certains secteurs sont exemptés : l'électrolyse, la réduction chimique et les procédés minéralogiques. Autoconsommation : la consommation des installations > 50 kW et/ou > 60 MWh par an est exemptée de l'obligation de quota.
Qui perçoit le financement ?	Fournisseur d'électricité
Qui octroie le soutien ?	Agence Suédoise pour l'Energie (subordonnée au Ministère de l'Environnement et de l'Energie)
Valorisation	/
Injection et dispatch	Non discriminatoire
Changements récents ou futurs	Une étude est en cours pour déterminer comment organiser le phasing out du système d'ici 2030.



Estonie

Solaire photovoltaïque – FIP	
Nom du mécanisme	FIP
Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2003
Eligibilité	Solaire PV (entre 50 kW et 1 MW)
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Niveau de soutien prédéfini dans réglementation estonienne. Il doit permettre de couvrir les coûts de production, les coûts liés à la connexion, les coûts de capital et la rémunération du capital.
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond sur le budget total disponible : 76.694.000 € par an.
Amende	/
Période d'éligibilité	12 ans à partir de la date de mise en service
Distribution du coût	Facture d'électricité du consommateur final
Exonérations	/
Qui perçoit le financement ?	Gestionnaire de réseau de transport (Elering)
Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau de transport (Elering)
Valorisation	Net-metering
Injection et dispatch	Non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	Le gouvernement est actuellement en train de réviser le système parce que les objectifs de développement des sources renouvelables sont déjà atteints.

Cogénération – FIP	
Nom du mécanisme	FIP
Type de mécanisme	FIP
Historique	Depuis 2003
Eligibilité	Cogénération à base de biomasse ou cogénération à haute efficacité (entre 50 kW et 1 MW)
Procédure d'octroi	Guichet ouvert
Taux d'octroi	Niveau de soutien prédéfini dans réglementation estonienne. Il doit permettre de couvrir les coûts de production, les coûts liés à la connexion, les coûts de capital et la rémunération du capital.
Quota	/
Plancher/Plafond	Plafond sur le budget total disponible : 76.694.000 € par an.
Amende	/
Période d'éligibilité	12 ans à partir de la date de mise en service
Distribution du coût	Facture d'électricité du consommateur final
Exonérations	/
Qui perçoit le financement ?	Gestionnaire de réseau de transport (Elering)
Qui octroie le soutien ?	Gestionnaire de réseau de transport (Elering)
Valorisation	Net-metering
Injection et dispatch	Non-discriminatoire
Changements récents ou futurs	Le gouvernement est actuellement en train de réviser le système parce que les objectifs de développement des sources renouvelables sont déjà atteints.

Annexe 6. Procès-verbaux

Conformément aux requêtes du Cahier Spécial des Charges, nous reprenons ci-dessous l'ensemble des procès-verbaux de la mission, issus de réunions du Comité de Pilotage, réunions de travail, tables rondes ou rencontres bilatérales. Ces procès-verbaux ne suivent pas la pagination générale de ce document.

1. 07/12/18 – PV de la réunion de démarrage
2. 10/01/19 – PV de la réunion de travail
3. 21/01/19 – PV de la 1^{ière} table ronde avec les stakeholders
4. 23/01/19 – PV de la rencontre bilatérale avec Octa+
5. 30/01/19 – PV de la rencontre bilatérale avec Sibelga
6. 12/03/19 – Réunion de présentation du rapport intermédiaire
7. 18/03/19 – PV de la 2^{ième} table ronde avec les stakeholders
8. 03/06/19 – PV de la réunion de travail de discussion des pistes d'évolution

Procès-verbal de la réunion de kick-off du 07 décembre 2018

Acteurs présents :

BRUGEL représenté par :

- Régis Lambert, chef de service « Energies renouvelables »
- Karine Sargsyan, responsable du service juridique
- Chihi Bekay, conseiller technique planification réseaux
- Pierre Heusschen, conseiller tarifaire
- Claire, étudiante

PWC représenté par :

- Luc Vercruyssen
- Charlotte Busine
- Annabelle Leclercq

Acteurs excusés :

- Julie Hayette, du service socio-économique de Brugel.

La réunion commence à 15h.

Le projet d'ordre du jour suivant avait été communiqué par mail au responsable de la mission :

Ordre du jour

1. Présentation :

- de l'équipe
- des objectifs de la mission
- de l'approche méthodologique
- du planning initial

2. Discussion sur :

- le planning et les délais
- les objectifs de Brugel pour la révision du mécanisme
- la facturation de la mission
- le scope du benchmark et de l'étude (vis-à-vis de l'incinérateur notamment)
- l'organisation de la première table ronde avec les acteurs (invités, date, modalités)
- les documents et données à transmettre aux consultants

Procès-verbal

Présentation de l'équipe

Aucun commentaire n'a été formulé.

Objectifs de la mission

- La première partie de la mission permettra d'identifier les objectifs de la partie 2, à savoir les objectifs que poursuit la révision du mécanisme actuel des certificats verts. Ces objectifs seront donc validés, une fois la partie 1 de la mission terminée.
- Néanmoins, il a été mentionné en séance différents points d'attention qui devront être pris en compte pour la révision du mécanisme :
 1. Le système actuel est long, fastidieux et inefficace : une simplification administrative est donc la bienvenue.
 2. Un problème de liquidité existe sur le marché, bien que les CV soient actuellement en surplus. Dans ce contexte, l'importation des CV wallons sera notamment réévaluée.
 3. Certains acteurs détiennent une position dominante car ils sont détenteurs d'un grand nombre de CV.

- L'étude, se voulant qualitative, ne contiendra pas d'analyse statistique poussée. Les conclusions sur la relation entre le niveau de soutien et le taux d'installation d'unités de production peuvent être consultées dans les rapports annuels de Brugel.

Approche méthodologique

- Pour ce qui concerne l'exercice de benchmark, le consultant ne doit pas forcément respecter le template des fiches-pays établies par Brugel. Ces fiches-pays sont transmises à titre d'inspiration pour le consultant.
- Les pays et régions faisant partie du benchmark ont été validés en séance et incluent donc : la Région flamande, la Région wallonne, l'Allemagne, la France, les Pays-Bas, le Luxembourg, le Royaume-Uni, l'Espagne, l'Italie, le Danemark, la Suède et l'Estonie.
- La valorisation de l'injection du gaz sur le réseau n'est pas considérée dans le périmètre de l'étude.
- L'incinérateur bruxellois bénéficiant des certificats verts fait partie intégrante du périmètre de l'étude. Il ne doit toutefois pas être considéré dans le cadre de l'exercice du benchmark (tâche 2).
- Les labels de garantie d'origine ne font, en théorie, pas partie du périmètre de la mission. De même, il semblerait exister de fortes contraintes sur la disponibilité des données. Cependant, le consultant s'engage à investiguer ce point dans le cas où il trouve des informations pertinentes.

Planning

- Au vu des fêtes de fin d'année qui approchent, la première table ronde ne peut être tenue la semaine du 31 décembre 2018, tel que repris dans la présentation. Ainsi, l'ensemble du planning initialement proposé est décalé de deux semaines.
- La date du 10 janvier 2019 à 14h a été fixée pour une réunion de travail, entre Brugel et le consultant, dans le but de préparer la table ronde prévue la semaine d'après.
- La date du 21 janvier 2019 (après-midi) a été fixée pour la première table ronde avec les stakeholders, sous réserve de disponibilité d'une salle.
- Afin d'assurer le partage des opinions de chacun des acteurs, les fournisseurs de plus petite taille se verront offrir la possibilité d'avoir une rencontre bilatérale avec le consultant.
- La liste des acteurs à inviter a été discutée séance tenante. Cette liste comprend :
 - L'asbl TPCV
 - Edora
 - L'ensemble des fournisseurs
 - La FEBEG

- La Région de Bruxelles-Capitale
- Bruxelles Environnement
- Sibelga
- L'APERRE
- Tiers investisseurs : Go4Green, Brussels Energy
- Un ou plusieurs intermédiaires de transaction sur le marché des CV
- Les invitations pour cette table ronde sont à envoyer au plus tard à la fin de la semaine du 10 décembre 2019. La liste des invités, ainsi qu'une invitation formelle, seront rédigées par le consultant. Brugel se chargera ensuite de l'envoi aux acteurs.

Divers

- En ce qui concerne la facturation de la mission, les premiers 20% du budget de la mission seront facturés après envoi du présent PV. Une seconde facture (à hauteur de 30%) relative à l'initiation de la tâche 2 et datée de décembre 2018, sera envoyée avant le 7 janvier 2019.

BRUGEL

Etude qualitative sur le système actuel de soutien à la production d'énergie renouvelable en Région de Bruxelles- Capitale, ainsi que son évolution possible

Réunion de démarrage

7 décembre 2018

Agenda

1 *Présentation de l'équipe en charge de la mission*

2 *Objectifs de la mission*

3 *Approche méthodologique*

4 *Planning*

5 *Prochaines étapes*



Présentation de l'équipe

Présentation de l'équipe

Comité d'accompagnement



Luc Vercruyssen
Chef de projet



Charlotte Busine
Gestion journalière du projet



Annabelle Leclercq
Expert économique



Esmeralda Jesoirens
Expert économique

Objectifs de la mission

Objectifs de la mission

Les **problèmes fondamentaux du marché bruxellois des CV** – qui mettent donc en danger l'atteinte des objectifs à long terme parce qu'ils nuisent profondément à la durabilité du système – persistent et peuvent aujourd'hui être résumés de la façon suivante :

Evolution à la hausse des quotas, augmentant la demande de CV

Manque de liquidité selon certains fournisseurs

Augmentation du prix des certificats, dépassent le niveau de l'amende

Surplus de CV attendu de se transformer en déficit d'ici 2021

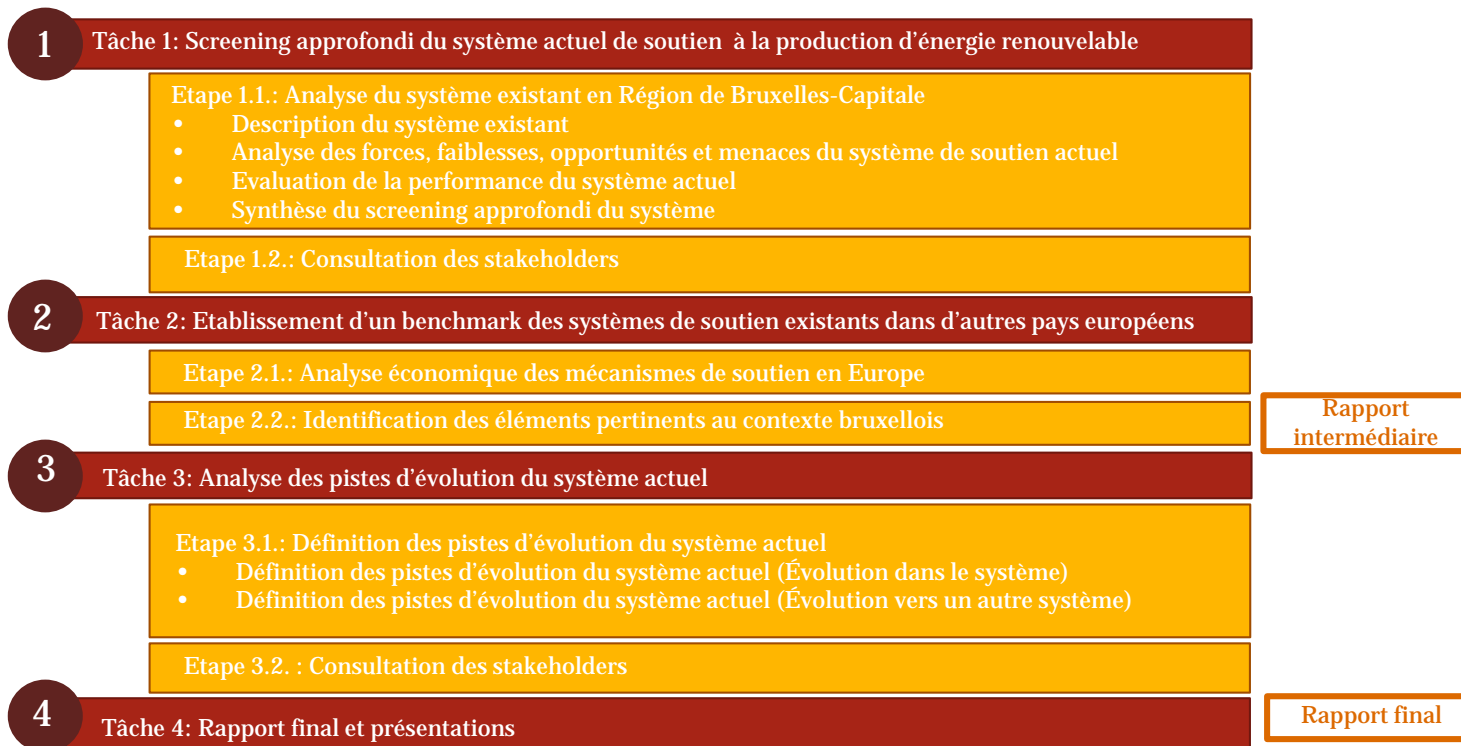
Coût du système des CV attendu d'augmenter jusqu'en 2025

Au regard des objectifs ambitieux, du nouveau cadre européen et des problèmes réels du système actuel, il est à la fois crucial et très logique que la Région de Bruxelles-Capitale – et en premier lieu BRUGEL – fasse une analyse et une évaluation approfondie des systèmes de soutien à l'électricité verte.

Ainsi, la mission du présent marché est une mission de consultance qui vise à **apporter un appui à BRUGEL** dans le cadre de l'élaboration d'une **étude qualitative sur le système actuel de soutien à la production d'énergie renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale, en ce compris une évaluation de son évolution.**

Approche méthodologique

Articulation de la mission



Tâche 1: Screening approfondi du système actuel de soutien à la production d'électricité renouvelable

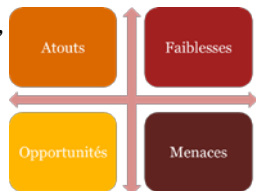


1.1. Analyse du système existant en Région de Bruxelles-Capitale

Description du système actuel (et historique)

Modalités de fonctionnement, dysfonctionnements éventuels, conditions et critères d'accès, technologies concernées, niveau de soutien, exonérations ou autres régimes fiscaux, valorisation de l'énergie...

Analyse des forces, faiblesses, opportunités et menaces du système de soutien actuel



Evaluation de la performance du système actuel

- Effectivité
- Efficacité
- Efficience

Synthèse du screening approfondi du système existant

1.2. Consultation des stakeholders



Organisation d'une **table ronde avec les stakeholders**

Objectif : compléter et/ou valider les résultats du screening du système actuel

Au besoin, en accord avec la partie concernée et avec BRUGEL, participation à des **rencontres bilatérales** pour permettre un échange dédié à une filière ou problématique spécifique.

Tâche 2: Etablissement d'un benchmark des systèmes de soutien existants dans d'autres pays européens

Tâche
2

2.1. Analyse économique des mécanismes de soutien en Europe

Pays : Région flamande, Région wallonne, Allemagne, France, Pays-Bas, Luxembourg, Royaume-Uni, Espagne, Italie, Danemark, Suède et Estonie

Etape 1 : Cadrage

- Filières PV et cogénération
- Contexte dans lequel s'inscr(ven)t le(s) système(s) de soutien

Etape 2 : Analyse économique des systèmes de soutien

- Permettant la comparaison entre pays/régions
- Visant l'état actuel ainsi que l'évolution
- Par la suite, inscrit dans un cadre synthétique (« fiches-pays »)



2.2. Identification des éléments pertinents au contexte bruxellois

Analyse stratégique

→ permettant l'identification des principaux éléments pertinents au regard du débat et contexte bruxellois

Tâche 3: Analyse des pistes d'évolution du système actuel



3.1. Définition de pistes d'évolution du système actuel

Définition de pistes d'amélioration du système :

- Qui répondent aux objectifs poursuivis par l'évolution
- Qui s'inspirent (si possible) de (bonnes) pratiques observées dans les pays du benchmark

Evolution dans le système

Propositions de pistes d'amélioration au vu des faiblesses identifiées, qui seront évaluées au regard de :

- La qualité intrinsèque de la solution proposée
- La robustesse de la solution proposée

Consolidation des propositions pour atteindre un **scénario d'évolution globale**, qui sera évalué en termes de :

- Cohérence
- Conséquence(s)

Evolution vers un autre système

→ **Deux scénarios prospectifs** de systèmes futurs pour la région bruxelloise

La définition des scénarios comprendra un descriptif précis du système proposé (nature conceptuelle du système, filière(s) concernée(s), définition des sous-filières, rôles et responsabilités etc.).

Chaque scénario sera évalué en termes de :

- Performance
- Compatibilité

3.2. Consultation des stakeholders

















Organisation d'une **table ronde avec les stakeholders**

Objectif : compléter et/ou valider les propositions de scénarios d'évolution du système de soutien actuel

Planning d'intervention

Planning pour discussion

		Décembre 2018				Janvier 2019					Février 2019			
		3	10	17	24	31	7	14	21	28	4	11	18	25
	Kickoff													
Tâche 1	Screening du système actuel de soutien en RBC													
Tâche 2	Benchmark des systèmes de soutien													
Tâche 3	Pistes d'évolution du système													
Tâche 4	Rapport final et présentations													

Remise d'un rapport	
Présentation au CA	
Concertation avec les stakeholders	

Hypothèse de travail: Le pouvoir adjudicateur nous facilitera l'accès aux documents et aux personnes nécessaires. Les interlocuteurs à rencontrer, identifiés avec l'aide du pouvoir adjudicateur, devront faire état d'une disponibilité raisonnable.

Prochaines étapes

Prochaines étapes

1. Rédaction du PV de la réunion de démarrage par le consultant
2. Confirmation du scope du benchmark
3. Validation de la liste des invités à la table ronde (planning: semaine du 1^{er} janvier 2019)
4. Transmission des fiches-pays déjà élaborées par Brugel
5. Transmission de tout rapport ou données ayant trait aux certificats verts: unités bénéficiaires, volume de transaction, prix des transactions, volume racheté par Elia, etc., ainsi que les données historiques

Merci de votre attention

Coordonnées de l'équipe projet



*T: 02 710 97 09
M: 04 79 91 31 80
luc.vercruyssen@pwc.com*

Luc Vercruyssen
Directeur



*T: 02 710 41 83
M: 04 97 34 54 03
charlotte.busine@pwc.com*

Charlotte Busine
Senior Manager



© 2018 PwC. All rights reserved. PwC refers to the US member firm or one of its subsidiaries or affiliates, and may sometimes refer to the PwC network. Each member firm is a separate legal entity. Please see www.pwc.com/structure for further details. This content is for general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.

At PwC, our purpose is to build trust in society and solve important problems. PwC is a network of firms in 157 countries with more than 208,000 people who are committed to delivering quality in assurance, advisory and tax services. Find out more and tell us what matters to you by visiting us at www.pwc.com/us.

Procès-verbal de la réunion de préparation à la table ronde, du 10 janvier 2019

Acteurs présents :

BRUGEL représenté par :

- Régis Lambert, chef de service « Energies renouvelables »
- Karine Sargsyan, responsable du service juridique
- Chihi Bekay, conseiller technique planification réseaux
- Julie Hayette, conseillère socio-économique et tarifaire
- Claire, étudiante

PwC représenté par :

- Luc Vercruyssen
- Charlotte Busine
- Annabelle Leclercq
- Esmeralda Jesoirens

La réunion commence à 14h.

Un projet d'ordre du jour n'avait pas été communiqué au préalable ; la réunion visant à préparer la consultation des stakeholders programmée le 21 janvier 2019.

Procès-verbal

Organisation de la table ronde

- Brugel s'engage à relancer les invitations pour la table ronde.

- Tel que mentionné en séance, TPCV a bien été invité, bien qu'il ne figure pas sur la liste Excel présente sur Alfresco.
- Le 10 janvier, Sibelga a répondu ne pas pouvoir être présent pour la table ronde. Brugel les recontactera pour confirmer leur absence. Si cette dernière est confirmée, une rencontre bilatérale pourra alors leur être proposée.
- Pour ce qui concerne la salle, PwC s'engage à vérifier si une salle est disponible dans ses locaux pour la table ronde.
- Pour ce qui concerne les rencontres bilatérales, Brugel marque son intérêt d'y assister et son souhait que ces rencontres soient programmées relativement proches de la table ronde. Les créneaux suivants ont été discutés et peuvent être proposés à Octa+ et Sibelga : le jeudi 24 janvier 2019, de 15h à 16h et de 16h à 17h.
- Le programme de la table ronde a été défini comme suit :
 - Présentation par le Consultant de l'analyse du mécanisme actuel et de sa performance
 - Présentation théorique par le Consultant des autres mécanismes de soutien existants en Europe (brève description factuelle)
 - Discussion ouverte avec les stakeholders
- Afin de favoriser le partage d'informations, le Consultant s'engage à envoyer dans le courant de la semaine du 14 janvier 2019, une liste aux invités reprenant les questions qui leur seront posées en séance.
- De même, une note sera transmise à Brugel par le Consultant, définissant les modalités suivantes :
 - La communication qui sera entretenue avec les invités avant la séance (liste de questions).
 - La méthodologie d'animation qui sera utilisée en séance.
- Conformément au Cahier des charges, un rapport de concertation sera élaboré à la suite de la table ronde par le Consultant. Ce rapport reprendra les points les plus importants (« key points ») mentionnés en séance. Afin d'assurer une comparabilité des opinions, ces key points seront classés par type d'acteurs (ou par acteurs dans le cas où deux acteurs d'un même type formulent des avis différents).

Questions et documents

- La possibilité d'importer les CV wallons se basait sur un arrêté ministériel qui visait une période de 10 ans (2005-2015). Cet arrêté prévoyait que les CV wallons puissent être importés après épuisement des CV bruxellois. En 2015, le système s'est éteint. Cependant, le système actuel prévoirait (bien qu'il n'ait jamais été activé) la possibilité pour les fournisseurs bruxellois d'apporter des CV wallons, sans devoir atteindre le

statut d'épuisement. L'idée d'un ratio de CV wallon qu'un fournisseur serait permis d'utiliser pour satisfaire son quota a été mentionnée.

Juridiquement, l'importation des CV wallons lève deux problèmes. Tout d'abord, il est politiquement compliqué d'organiser une telle importation. De plus, la question de savoir si un Etat ou une région doit financer le soutien attribué aux producteurs d'un autre Etat ou région se pose.

- Le mécanisme de compensation s'éteindra en 2020, et ce, pour deux raisons juridiques principales. La première concerne la discrimination entre les utilisateurs possédant une capacité de production propre et ceux n'en possédant pas. La seconde raison est relative à la séparation des compétences fédérales et régionales : le mécanisme de compensation vise à compenser les taxes et la TVA notamment, alors que ces prélèvements font référence à une compétence fédérale. Il peut également être argumenté, qu'au travers du mécanisme de compensation, l'utilisateur ne réagit plus aux signaux de marché.

Le mécanisme de compensation pourrait être remplacé par une obligation de rachat du surplus de production des producteurs.

- Le coût encouru par le fournisseur pour la gestion quotidienne du système de certificats verts dépend de sa taille. Le coût est bien moindre pour les fournisseurs de petite taille : la question est donc relativement pertinente pour les fournisseurs de grande taille. Celle-ci pourrait être abordée en table ronde. Le coût pourrait également être estimé par rapport à la trésorerie de l'acteur, à sa capacité de préfinancement.

De même, la contribution électricité verte doit en théorie inclure les coûts de gestion des fournisseurs et du risque encouru. Toutefois, il existe une certaine nébulosité autour de cette contribution, ce qui compliquerait vraisemblablement l'analyse.

- Les modalités de calcul des coefficients multiplicateurs sont explicitées dans le rapport relatif au solaire photovoltaïque sur le site de Brugel.
- Pour ce qui concerne les données souhaitées, les observatoires des prix trimestriels comprennent déjà un nombre de données sur les transactions de CV notamment.
- Pour le reste des requêtes, le Consultant propose de communiquer une liste détaillée des données souhaitées (qui sera uploadée sur Alfresco) permettant d'effectuer un suivi permanent des requêtes et leur statut.

Analyse préliminaire du mécanisme actuel

Aucun commentaire n'a été formulé.

Divers

Lors de la réunion, le fichier d'analyse préliminaire du benchmark a été parcouru, sur lequel Brugel a formulé les remarques suivantes :

- Il serait pertinent de compléter l'analyse des trois questions suivantes :
 - Qui finance le système ? Existe-il des exonérations ?
 - Qui récolte le financement ? (Percepteur)
 - Qui octroie le soutien ?
- La puissance doit être exprimée en MW.
- L'énergie doit être exprimée en GWh.
- La date ou la période concernée par les chiffres sera mentionnée.
- L'information sur le mix énergétique doit être exprimée en utilisant une ligne (du fichier Excel) par filière.
- Les données relatives à la cogénération doivent être investiguées afin de comprendre quel type de cogénération est concerné (cogénération renouvelable ou cogénération fossile).
- Brugel réitère le souhait d'obtenir un prix moyen par MWh, pour les mécanismes/pays entrant dans le périmètre du benchmark.

Rapport de concertation des stakeholders

Table ronde du 21 janvier 2019

Acteurs présents :

BRUGEL représenté par :

- Régis Lambert, chef de service « Energies renouvelables »
- Karine Sargsyan, responsable du service juridique
- Pierre Heusschen, conseiller tarifaire
- Claire, étudiante

PwC représenté par :

- Luc Vercruyssen
- Charlotte Busine
- Annabelle Leclercq
- Esmeralda Jesoirens

Les participants externes étaient au nombre de 13 (sur 18 inscrits) :

- François Lejeune (Bruxelles Environnement)
- Philippe Mercier (Test-Achats)
- Jonathan Leloux (APERe)
- Jehan Decrop (Edora)
- Jean-François Tock (EDF Luminus)
- Lara Desimpel (Eneco België)
- Bernard Philippart de Foy (Engie Electrabel)
- Roger Rütze (Enovos Luxembourg)
- Vincent Deblocq (FEBEG)

- Laurence Cloes (Lampiris)
- Patrick Leemans (Go4green)
- Lothar De Keyne (Brusol / SolarBuild)
- Maarten Michielssens (Brusol / EnergyVision)

La table ronde commence à 14h.

L'ordre du jour était le suivant :

1. Introduction à la table ronde

Contexte de la table ronde

Objectifs de la session

Tour de table

2. Paysage de soutien actuel en Région de Bruxelles-Capitale

Présentation de l'analyse du fonctionnement du système actuel

Questions à discuter

Temps de réflexion personnelle afin d'identifier les forces et faiblesses du système de soutien actuel

Présentation des forces et faiblesses identifiées par les consultants

Discussion ouverte

3. Mécanismes de soutien présents en Europe

Présentation de différents mécanismes de soutien présents en Europe

Questions à discuter

Temps de réflexion personnelle afin d'identifier les opportunités et menaces du système de soutien actuel

Présentation des opportunités et menaces identifiées par les consultants

Discussion ouverte

4. Prochaines étapes

Procès-verbal

1. Introduction à la table ronde

Lors de l'exercice du tour de table, il a été demandé aux participants d'expliquer leurs attentes par rapport à la table ronde et à l'étude en général. Les réponses les plus citées concernent un **besoin d'évolution du système des CV** et une envie de **créativité** dans la réflexion sur la réforme du mécanisme actuel.

De façon plus particulière, les attentes des participants sont :

- **Fournisseur :**
 - solutionner les possibilités réduites en matière d'offre de CV
 - fluidifier le processus lié à l'achat des CV
 - solutionner le marché peu liquide et opaque des CV (les deux dernières années sont considérées comme années « difficiles/tendues »)
- **Association consommateurs :**
 - voir les modifications qui seront proposées
 - assurer une rentabilité pour les citoyens afin que le marché de l'électricité renouvelable reste une opportunité les poussant à s'engager dans la transition énergétique
- **Tiers-investisseur :**
 - clarifier les incertitudes en matière de niveau de soutien (discordances entre Bruxelles Environnement et Brugel)
 - assurer une rentabilité pour le secteur de la production résidentielle
 - éviter que les enjeux du soutien à la production d'électricité renouvelable soient trop tributaires de discussions politiques
- **Producteur/Fournisseur :**
 - prendre en compte l'ensemble de la chaîne du système de soutien, le considérer dans sa globalité afin de répondre à l'objectif régional qui est de développer la production renouvelable

2. Paysage de soutien actuel en Région de Bruxelles-Capitale

Après une présentation du fonctionnement du système de soutien à la production d'électricité verte à Bruxelles, les participants sont invités à communiquer leur opinion sur les forces et les faiblesses du système actuel.

Les conclusions de la discussion sont reprises ci-dessous.

Quelles sont les forces du système actuel ?

Forces	Nombre de répétition
Incitant / Rentabilité	
La situation est favorable pour les producteurs : leur niveau de rentabilité actuel est attractif	3
Le mécanisme actuel consiste en un gros incitant économique	1
Le soutien à la production offre un incitant au producteur pour continuer à entretenir/utiliser son installation	1
Le mécanisme actuel permet de combiner l'utilisation d'un crédit avec le tiers-investissement. Quand le CV est un titre cessible, il peut servir à financer le tiers-investisseur. Toutefois, en RBC, la notion de cession n'existe pas. Le tiers-investisseur est propriétaire de l'installation et reçoit les CV de droit. L'électricité doit alors être cédée (tel un service).	1
Le retour sur investissement est court ; c'est un point positif pour les citoyens et les investisseurs	1
Stabilité	
Le mécanisme est relativement connu par les différents acteurs (y compris les investisseurs)	3
Le mécanisme actuel permet de connaître la production	1
Le nombre de CV octroyé à une installation est fixe sur la durée d'éligibilité. Il n'y a pas de banding factor comme en Flandre	1
Reporting/Monitoring	
L'existence de la carte solaire qui permet de voir plus loin en termes de connaissances du marché	2
Brugel effectue une révision annuelle des coefficients multiplicateurs	1
Un compteur bidirectionnel est prévu depuis le début de la mise en service de l'installation ; cela permet donc de connaître le taux d'autoconsommation	1
Le système de CV avec encodage par le producteur permet un contrôle régulier de la productivité des installations PV	1
Autres	
Le mécanisme offre un soutien aux objectifs renouvelables de la Région, qui est fort en retard	3

Le mécanisme actuel permet un encadrement qualité. Il est par exemple possible d'exiger des formations au niveau des installations de production	1
Le mécanisme actuel est neutre pour le budget régional (sauf quand le mécanisme dérape)	1
L'existence d'un système de soutien offre un avantage en termes de coût de changement	1
Effet de levier sur l'efficacité énergétique : les immeubles qui décident de mettre en service une installation de cogénération ont tendance à rénover leur chaufferie en même temps. Il y a donc un enclenchement dans le changement d'attitude	1

Quelles sont les faiblesses du système actuel ?

Faiblesses	Nombre de répétition
Manque de liquidité	
Le delta entre le nombre de CV produits et de CV à remettre est trop limité (voir ratio 1,5 de la CWaPE)	3
Le manque de liquidité du marché favorise la spéculation	2
Les intermédiaires (brokers) rendent le marché encore plus illiquide de par leur capacité de stocker les CV	1
Le cadre réglementaire n'est pas adapté : le respect du quota est une obligation de la loi et est rendu difficile	1
Le mécanisme de quota est non-optimal au vu du volume des CV bruxellois	1
Marché très volatile, surtout en mars	1
Le manque de liquidité représente un risque pour les fournisseurs et les clients	1
Le marché est fragile de par le fait qu'un producteur détienne 50% des CV et un acheteur représente 70% des quotas	1
Coût de gestion	
Le coût opérationnel /systémique / administratif est disproportionné pour l'ensemble de la chaîne. Le système est complexe et les démarches sont lourdes	4
Besoin « d'éduquer » le citoyen pour lui expliquer le système et que c'est rentable : besoin de plus de simplicité	2
Coût de gestion pour les fournisseurs qui doivent par exemple appeler des producteurs résidentiels pour acheter des petits paquets de CV (3 ou 4)	1
Il existe un coût systémique pour le fournisseur en cas de hausse du prix du CV. Tout d'abord, le paiement d'une amende est une mauvaise publicité. Ensuite, si une facture n'est pas payée, c'est le fournisseur qui porte le coût d'achat des CV	1
Pas d'incitant pour le fournisseur en cas de hausse du prix du CV car il peut répercuter ce coût sur la facture du consommateur	1
Les fournisseurs sont obligés de facturer la contribution électricité verte à un prix supérieur à l'amende pour anticiper les fluctuations de prix (jusque 118€/CV)	1

L'enregistrement est complexe pour les producteurs.	1
Intensif en main d'œuvre	1
Peu intuitif pour un prosumer : un FIT est plus facile à comprendre	1
Complexité : certificat après Sibelga – manque de compteurs	1
Manque de télé-monitoring : processus manuel	1
Manque de prévisibilité	
Incertitude vis-à-vis des changements et de l'évolution du cadre de soutien et d'une potentielle rétroactivité	4
Le niveau de soutien est fixé trop tard pour les investisseurs (connu au moment de la certification)	2
Les calculs de rentabilité sont compliqués	1
Le revenu est variable pour le producteur, suivant le marché	1
Le système induit de la méfiance et un manque de visibilité à long terme	1
Compensation : pas de clarté après 2020 sur l'injection = 100% de l'énergie ?	1
Incertitudes sur les modifications du niveau du taux d'octroi	1
Rumeur d'arrêt du mécanisme de soutien : tension financière pour les tiers-investisseurs qui doivent préfinancer les projets	1
Contexte bruxellois	
Les prix pour des travaux sont exorbitants (descendent moins vite que dans les autres régions) : parkings, hauteur des toitures, etc.	2
Population considérée comme plus pauvre	1
Pas d'octroi de CV pour les multipropriétés	1
La mise en service d'une installation peut demander une rénovation préalable de la toiture : compliqué par rapport au coût et à la copropriété	1
Le système ne favorise pas la consommation collective : difficile d'exploiter les toitures car généralement en copropriété	1
Présence d'un grand nombre de bailleurs en RBC : faible incitant à mettre en service de nouvelles installations	1
Pas beaucoup d'installateurs en RBC	1
Transparence	
Le système est peu lisible et peu transparent pour le consommateur final	1
Le marché est opaque (peu transparent) : il n'y a pas de prix de référence publié	1
Le reporting sur les prix de marché n'est pas assez fréquent	1

Autres	
Le système de soutien visant la production pure (+ compensation) est en opposition à l'intégration du renouvelable dans le marché	2
La compensation entraîne des comportements incohérents d'un point de vue environnemental. On observe notamment des pics de consommation avec le relevé des compteurs	2
Tension de planning pour la certification des installations (délai entre la mise en service et la certification)	2
Statut clair du prosumer dans la production renouvelable : image négative du fait que le financement des CV soit porté par la collectivité.	2
Peut provoquer des effets rebonds dans la consommation : l'électricité « coûte moins cher » pour un producteur, donc on peut en consommer plus	2
Impact négatif de l'expérience wallonne sur la population de Bruxelles et la confiance dans le système	2
Le taux d'octroi est dépendant d'une décision politique	1
Le système est inéquitable : il est soutenu par tous les consommateurs mais profite principalement aux entreprises	1
Pas d'ouverture aux CV wallons (pour les projets conjoints par exemple)	1
Besoin de catégories additionnelles de puissance pour différencier les installations	1
Le coût du remplacement du compteur ne prend pas en compte l'amortissement sur l'ancien compteur	1
Aucune/peu garantie de qualité	1
Pas de relation avec le choix du fournisseur : fidélisation du client en fonction du prix d'achat des CV	1
Pas de tarif variable sur la journée, donc pas bon pour l'offre/demande	1
Le système est trop concentré sur les consommateurs-producteurs	1
Producteur et gestionnaire de réseau et plateforme pour déclarations d'index	1
Taux d'octroi en baisse pour les installations solaires PV : sans tiers-investissement, les producteurs ne vont plus se lancer	1

3. Mécanismes de soutien présents en Europe

Après une présentation des mécanismes de soutien présents en Europe, les participants sont invités à communiquer leur opinion sur les opportunités et menaces du système actuel.

Les conclusions de la discussion sont reprises ci-dessous.

Quelles sont les opportunités du système actuel ?

Opportunités	Nombre de répétition
Potentiel de production	
Le potentiel de cogénération et de solaire PV à Bruxelles	1
La cogénération est une technologie spécifique et un moteur important pour l'atteinte des objectifs énergétiques à Bruxelles	1
PNEC : Soutien au BIPV et au PV dans l'espace public	1
Smart metering	
Encourager le smart metering et augmenter nos connaissances sur les flux de production et de consommation. Besoin de cohérence entre les objectifs et les moyens que la Région se donne.	1
Profiter du changement de texte législatif pour mieux inscrire le smart metering dans le contexte.	1
Autres	
RED II : Communautés de l'Energie Renouvelable (autoconsommation collective à encourager) et rétribuer en moins la charge sur le réseau	2
La fin de la compensation : intégration du réseau, réponse au signal prix et équité.	2
Le mécanisme des CV est suffisamment souple pour permettre des adaptations	1
Remplacer les CV par un paiement de l'électricité injectée réellement	1
Evolution technologique à intégrer dans les mécanismes de soutien	1
Sortir le financement du mécanisme de la facture du consommateur	1
Travailler sur le prix des entrepreneurs pour les installations en RBC	1
Favoriser l'organisation en quartiers	

Quelles sont les menaces du système actuel ?

Menaces	Nombre de répétition
Production future	
Arrêt des installations résidentielles (petits toits), uniquement industrielles (au travers du tiers-investissement)	2
Décalage croissant entre les petites et les grosses installations solaires PV, car le prix du module baisse	1
Potentiel bruxellois limité (taille du marché)	1
PNEC : fin du soutien aux cogénérations gaz naturel d'ici 2030	1
Compensation	
Suppression de la compensation pour ceux qui ont dimensionné leur installation sur base de leur production	1
Régulation/législation	
Conformité par rapport aux aides d'Etat	2
La nouvelle directive européenne prévoit la réduction voire suppression des FIT après 2030 (dans le cas où le système de CV est considéré comme un FIT). Le système actuel est similaire à un FIT dans le sens où il n'incite pas à un comportement d'optimisation de la production et de la consommation (vis-à-vis du negative pricing notamment)	1
Gestion des dates de pivot : rush avant date pivot puis effondrement après	1
Dérapiage du mécanisme actuel	
Spéculation autour des CV	1
Le manque de liquidité risque de rendre le mécanisme ingérable au vu de l'impossibilité pour les fournisseurs de remplir leur obligation	1
Bulle des CV suite au développement de grandes installations / et tiers-investissement résidentiel	1
La demande trop importante de CV émanant d'un seul acteur peut faire déraiser le système	1
Autres	
Tout le gain part chez les industriels	1
Répartition des compétences en Belgique (aussi une faiblesse)	1
Acceptabilité sociétale du coût du mécanisme : 250 €/MWh ?	1
Changements réglementaires possibles : ces perspectives rendent les fournisseurs frileux de signer des contrats de rachat long-terme à prix	1

fixes car ceux-ci pourraient constituer un désavantage concurrentiel non négligeable en cas de détente ou de crash du prix de marché	
Installations arrivant au bout des 10 ans de CV et pour lesquelles il est plus rentable de la remplacer par de nouvelles installations (voir initiative en RF « PVcycle »)	1
Surcoût pour la Région pour atteindre ses objectifs PV si mécanisme pas optimal, et manque de visibilité nuit à la réduction des coûts long-terme	1
Découplage entre production PV et consommation et augmentation des coûts de réseau si les nouveaux mécanismes n'encouragent pas l'autoconsommation	1
Perte de l'éducation pour les citoyens	1
Ancienne plateforme de gestion des CV : arrivée d'un nouvel extranet qui facilite la gestion des CV mais qui peut encore être améliorée (cfr. Ce que la VREG a mis en place)	1
Grosses différences de soutien entre Bruxelles et les autres Régions de Belgique	1

Rapport de concertation de Octa+

Rencontre bilatérale du 23 janvier 2019

Acteurs présents :

BRUGEL représenté par :

- Régis Lambert, chef de service « Energies renouvelables »

PwC représenté par :

- Luc Vercruyssen
- Charlotte Busine
- Annabelle Leclercq

Octa+ représenté par :

- Xavier Rigo, General Manager

La table ronde commence à 17h.

Aucun ordre du jour n'avait été communiqué au préalable à la réunion.

Procès-verbal

1. Paysage de soutien actuel en Région de Bruxelles-Capitale

La discussion commence sur le système de soutien actuel et son fonctionnement. En termes de besoin, Octa+ répond qu'il n'en a aucun : le système lui demande de jouer un rôle de « perceuteur » et de « répercuter une taxe ».

Quelles sont les forces du système actuel ?

Aucune force n'a été mentionnée.

Quelles sont les faiblesses du système actuel ?

Faiblesses
Coût de gestion
Le système des CV complique la vie des fournisseurs. Ils doivent y consacrer beaucoup de temps.
Coût systémique : les fournisseurs achètent les CV aux producteurs résidentiels en espérant qu'ils deviennent clients, ce qui leur prend plus de temps pour satisfaire le quota. Il est alors moins compliqué de faire appel à un trader, même si ce dernier prend une marge.
Manque de liquidité
Difficulté à trouver des CV en fin d'année passée. Les CV trouvés sont alors achetés à un prix élevé.
Le manque de liquidité favorise la spéculation : 1. Si on achète les CV chers, on souhaite les revendre encore plus cher. 2. Les traders se prennent une marge sur les transactions.
Certains producteurs (communes et CPAS par exemple) refusent de vendre leurs CV avant février ou mars.
Manque de prévisibilité
Pas de visibilité sur les changements réglementaires à venir : baisse ou hausse du quota dans le futur par exemple
Risque
Risque pour les fournisseurs qui doivent garantir un prix de vente sans connaître le prix d'achat des CV (marge ou déficit)
L'impact fiscal du paiement de l'amende est un risque pour le fournisseur. Comment peut-il justifier auprès de ses clients que le prix de l'électricité augmente, de par un prix d'achat des CV très élevé (et même plus élevé que le niveau de l'amende) pour éviter l'impact fiscal ?

Risque lié aux factures impayées : le fournisseur doit rendre des CVs pour une partie de la consommation qui n'est pas payée par les consommateurs
Autres
La contribution à l'électricité verte varie entre les fournisseurs et dépasse même parfois le prix de l'amende (100€/CV).
L'existence de contrats long-terme d'achat des CV fausse l'estimation du stock existant de CV qui est plus petit que communiqué.
Le marché a été perturbé depuis 2015-2016 : décision d'octroi des CV à l'incinérateur, couplée à l'arrêt de la possibilité d'importer les CV wallons.

2. Mécanismes de soutien présents en Europe

Quelles sont les opportunités du système actuel ?

Opportunités
Fixer un prix unique du CV (avec révision annuelle) et donc un prix unique de CEV (plus juste pour le consommateur)
Faire jouer un seul acteur, le GRD (Sibelga) par exemple au travers d'une OSP
Faire passer le système de soutien à la production dans une taxe de réseau de distribution ou taxe régionale
Faciliter le suivi et créer un circuit plus court
Intra-CV : opportunité d'automatisation du processus d'achat des CV
Assurer une vue à plus long terme pour les acteurs du marché des CV
Permettre aux producteurs de renvoyer leur index de production à intervalles plus réguliers

Quelles sont les menaces du système actuel ?

Menaces
Quid des contrats de rachat des CV déjà en cours et avec une durée d'environ 2-3 ans si jamais le système est réformé ?
Marché bruxellois potentiellement trop petit pour la mise en place d'une plateforme d'échange des CV

Rapport de concertation de Sibelga

Rencontre bilatérale du 30 janvier 2019

Acteurs présents :

BRUGEL représenté par :

- Régis Lambert, chef de service « Energies renouvelables »

PwC représenté par :

- Luc Vercruyssen
- Charlotte Busine

Sibelga représenté par :

- Daniel Raes, Responsable Access & Structuring
- Thomas Raes, Product Management – Manager

La table ronde commence à 17h.

Aucun ordre du jour n'avait été communiqué au préalable à la réunion.

Procès-verbal

1. Paysage de soutien actuel en Région de Bruxelles-Capitale

La discussion commence sur le système de soutien actuel et son fonctionnement. En termes de besoin, Sibelga répond que pour lui le système actuel semble bien adapté à la Région bruxelloise.

Quelles sont les forces du système actuel ?

Forces
Système
Les balises mises en place par Brugel par rapport à la mise à jour des coefficients multiplicateurs rend le système adapté au contexte bruxellois
Système relativement simple et clair
Système flexible et permettant de prendre en compte toutes les technologies en tenant compte de leur rendement respectif --> système d'appui à la production et non à l'investissement
Le nombre de CV est calculé sur base des économies de CO ₂ --> octroi basé sur la technologie et son rendement
Le système est découplé du marché de l'énergie ce qui est positif. Le système des quotas permet d'appliquer un pourcentage relatif sur la production afin de ne pas pénaliser/favoriser l'un ou l'autre fournisseur
Le CV est un titre transmissible ce qui permet pour le contexte bruxellois de favoriser les investissements réalisés par des tiers investisseurs ¹
Fluidité/Liquidité du marché
Marché relativement fluide
Cette année, énormément d'installations devraient être réalisées --> amélioration du nombre de CV disponible sur le marché
Importation de CV
Le fait d'arrêter l'importation des CV wallons a permis de maintenir un niveau de prix des CVs attractif pour les prosumers et investisseurs
Autres
Les clients résidentiels ont parfois déjà beaucoup de mal à conclure des contrats de rachat d'énergie, le système CV en place permet de ne pas complexifier le marché

¹ La notion de cession des titres n'existe pas en RBC. Le tiers investisseur est propriétaire de l'installation et reçoit les CV de droit. L'électricité doit alors être cédée (tel un service).

Le marché a bien fonctionné jusqu'en 2015-2016 ou il a été perturbé suite à la décision d'octroi des CV à l'incinérateur, couplée à l'arrêt de la possibilité d'importer les CV wallons.

Quelles sont les faiblesses du système actuel ?

Faiblesses	
Compensation	
	La compensation étant liée à la taille de l'installation (< 5kWc), certains clients se demandent s'il n'est pas plus opportun d'installer des systèmes de plus petite taille pour pouvoir bénéficier de la compensation
Méconnaissance du système par les prosumers	
	Il existe encore des prosumers possédant des installations de plus de 5 kW réinjectant sur le réseau et ne possédant pas de contrat de rachat --> l'énergie n'est donc pas valorisée
Manque de communication / Incertitude sur les prix	
	Manque de communication claire, transparente et compréhensible par tout un chacun sur l'actualité du système pour éviter le sentiment d'imprévisibilité et de manque de confiance des bénéficiaires des CV
	Manque d'accès à une information consolidée, historique et prévisionnelle sur le prix des CV et le stock disponible
Calibrage du système	
	Le pallier des 10 kWc limite le dimensionnement de certaines installations étant donné que pour les installations de > 10 kW, le prix est majoré du fait de la pose du relais de découplage.
Autres	
	L'existence de contrats long-terme d'achat des CV fausse l'estimation du stock existant de CV qui est plus petit que communiqué.

2. Mécanismes de soutien présents en Europe

Quelles sont les opportunités du système actuel ?

Opportunités
Faciliter la transparence et la communication
Intra-CV : opportunité d'automatisation du processus d'achat des CV
Assurer une vue à plus long terme pour les acteurs du marché des CV
Permettre aux producteurs de renvoyer leur index de production à intervalles plus réguliers

Quelles sont les menaces du système actuel ?

Menaces
Quid des contrats de rachat des CV déjà en cours et avec une durée d'environ 3-5 ans si jamais le système est réformé ?
Marché bruxellois potentiellement trop petit pour la modification du système actuel bien accepté de la clientèle (5000 prosumers par rapport à 600.000 points d'accès)
Toute modification du système actuel engendrera des coûts de déploiement informatique non négligeable
Pour Sibelga, le passage à une OSP à leur charge engendrerait un problème quant à la perception/image de marque du GRD car à l'heure actuelle, beaucoup de clients se demandent déjà pourquoi la part GRD de la facture est plus importante que celle du fournisseur. Cela rendrait également le système moins transparent, lisible.

Procès-verbal de la réunion du Comité de Pilotage, du 12 mars 2019

Acteurs présents :

BRUGEL représenté par :

- Régis Lambert, chef de service « Energies renouvelables »
- Karine Sargsyan, responsable du service juridique
- Chihi Bekay, conseiller technique planification réseaux
- Julie Hayette, conseillère socio-économique et tarifaire
- Pierre Heusschen, conseiller tarifaire

PwC représenté par :

- Charlotte Busine
- Annabelle Leclercq

La réunion commence à 14h.

Un projet d'ordre du jour n'avait pas été communiqué au préalable ; la réunion visant à présenter les résultats du rapport intermédiaire et discuter des pistes d'évolution à débattre en table ronde (du 18 mars 2019).

Procès-verbal

La réunion commence par une présentation de la part du Consultant des différents résultats issus du rapport intermédiaire.

Screening du système actuel de soutien à la production d'électricité renouvelable

- **Analyse de la performance** : Brugel communique la faible probabilité que la Région de Bruxelles-Capitale atteigne son objectif 2020 de part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité.

- Il est demandé au Consultant de mentionner la source dont est extrait le niveau de cet objectif 2020 pour la région bruxelloise.
- Une réflexion est demandée quant à savoir si l'atteinte de l'objectif de part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité est l'indicateur le plus pertinent pour évaluer l'efficacité du mécanisme de soutien.
- **Analyse SWOT** : le Consultant s'engage à ajouter les éléments suivants dans la SWOT existante :
 - Faiblesse : le niveau de soutien élevé ou très élevé
 - Faiblesse : le niveau de soutien est uniquement connu lors de la certification de l'installation
 - Faiblesse : la complexité administrative
 - Force : le niveau de soutien est basé sur la performance environnementale (surtout dans le cas de la cogénération)
 - Force : la transmissibilité du titre CV
 - Menace : la position financière complexe à assurer dans le cas d'une transition vers un nouveau système
- Il est demandé au Consultant de modifier les éléments suivants :
 - Faiblesse : transformer le « coût de gestion du système de soutien » par le « coût du système »
 - La classification des éléments entrant dans le périmètre d'une analyse SWOT sera revue de façon à différencier les éléments internes (forces et faiblesses) des externes (opportunités et menaces) au système.
- **Section conclusions** : « jusqu'en 2017 » sera remplacé par « jusqu'à présent ».

Benchmark

- De façon générale, le Consultant veillera à ajouter un titre « autoportant » à chaque graphique.
- Il se chargera de regarder si des données plus récentes (2017 et 2018) relatives à la part de renouvelable dans la consommation finale d'électricité sont disponibles pour chacun des pays et régions du benchmark.
- Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, le Consultant analysera plus en profondeur le rôle des fournisseurs dans le mécanisme des CV.

Pistes d'évolution

Sur base des discussions tenues en séance, le Consultant s'engage à prendre en compte les éléments suivants lors de l'élaboration des pistes d'évolution du mécanisme actuel :

- Aucun objectif ou indicateur ne doit être particulièrement priorisé dans le cadre de l'élaboration des pistes d'évolution du système actuel.
- La réduction des coûts est un impératif européen et non pas une demande spécifique de la part de Brugel.
- La pertinence d'assurer la transmissibilité du soutien, ce qui n'est pas le cas dans le cadre d'un mécanisme de type feed-in.
- Il convient de prendre en compte les nombreux paradigmes tels que l'autoconsommation collective.
- La mise en place d'une plateforme d'échange de CV pourrait ne pas fonctionner au vu de la petite taille du marché bruxellois.
- La possibilité de fixer le prix du CV
- La réflexion sur le rôle futur du fournisseur et de l'intérêt de l'inclure dans le mécanisme de soutien
- La possibilité de sortir le financement du mécanisme de la facture du consommateur d'électricité
- La possibilité de prédéfinir un volume maximal de CV par transaction
- La réflexion sur le coût du changement en cas de transition vers un nouveau système
- La prise en compte de la performance environnementale de la cogénération en cas de réforme du système
- Pour la suite de la mission, Brugel informe le Consultant de la complexité de générer des identifiants pour un accès « test » à son extranet.

Organisation de la table ronde du 18 mars 2019

- La table ronde étant prévue pour une durée d'environ 3h, celle-ci sera segmentée en trois parties. La première partie (moins d'une heure) consistera à présenter brièvement aux participants les résultats du rapport intermédiaire. Les deux heures suivantes serviront à la tenue de discussions sur les pistes d'évolution intra- et extra-système de marché.
- Le Consultant s'engage à investiguer la possibilité de réaliser un questionnaire en temps réel (au travers d'une application ou d'un site internet) avec les participants et d'en informer Brugel pour le mercredi soir (13/03/2019).
- Brugel marque également son intérêt pour l'élaboration d'un questionnaire à transmettre aux prosumers dans le but de récolter leur avis sur le système de soutien (et d'autres aspects).
- Pour ce qui concerne le planning de la suite de la mission, Brugel souligne l'absence d'urgence dans la finalisation de la mission telle que prévue initialement (fin mars-avril). L'envoi du rapport final – incluant les commentaires du Comité de Pilotage – est donc reporté au mois de mai.

Procès-verbal de la consultation des stakeholders du 18 mars 2019

Acteurs présents :

BRUGEL représenté par :

- Régis Lambert, chef de service « Energies renouvelables »
- Karine Sargsyan, responsable du service juridique
- Chihi Bekay, conseiller technique planification réseaux
- Pierre Heusschen, conseiller tarifaire

PwC représenté par :

- Luc Vercruyssen
- Charlotte Busine
- Annabelle Leclercq

Les participants externes étaient au nombre de 16 :

- François Lejeune (Bruxelles Environnement)
- Jonathan Leloux (APERe)
- Jean-François Tock (EDF Luminus)
- Lara Desimpel (Eneco)
- Bernard Philippart de Foy (Engie Electrabel)
- Laurence Cloes (Lampiris)
- Patrick Leemans (Go4green)
- Lothar De Keyne (SolarBuild / Brusol)

- Maarten Michielssens (Brusol / EnergyVision)
- Koen Decourt (EnergyVision)
- Xavier Rigo (Octa+)
- Jean Boydens (Cogen Vlaanderen)
- Eric Monami (Edora)
- Thomas Raes (Sibelga)
- Daniel Raes (Sibelga)
- Arnaud Bailly (FinEnergy)

La table ronde commence à 14h.

L'ordre du jour était le suivant :

1. **Présentation synthétique des résultats du rapport intermédiaire, sur :**
 - Le fonctionnement et la performance du mécanisme bruxellois des CV et du retour quota
 - Les systèmes de soutien à la production d'électricité renouvelable existants en Europe
2. **Pistes d'évolution du mécanisme actuel, tout en restant dans le cadre d'un mécanisme de marché**
 - Scénario 1 : Mécanisme des CV et du retour quota actuel, amélioré
3. **Pistes d'évolution du mécanisme actuel, en sortant du cadre d'un mécanisme de marché**
 - Scénario 2 : CV à prix fixe
 - Scénario 3 : « *Generation premium* »

Procès-verbal

1. Présentation synthétique des résultats du rapport intermédiaire

Aucun commentaire n'a été formulé.

2. Pistes d'évolution du mécanisme actuel, tout en restant dans le cadre d'un mécanisme de marché

Au travers de cette table ronde, les participants ont eu la possibilité de s'exprimer quant à différents scénarios et différentes options d'adaptation du mécanisme actuel. A l'aide d'un outil de vote interactif, des questions ont été posées aux participants. Les réponses à ces questions ne sont pas reprises dans le présent PV, mais nous y référençons les éléments de débat et de discussion abordés, relatifs aux réponses à ces questions.

Les éléments qui sont repris ci-après constituent une tentative de synthèse des points de vues qui ont été exprimés par certains participants durant la table ronde. Le présent PV relate ces points de vue sans porter de jugement de PwC ou de BRUGEL sur la validité ou le bien fondé de ceux-ci.

Scénario 1 : Mécanisme des CV et du retour quota actuel, amélioré

OPTION 1 : "Plateforme" d'échange des CV

Question 1 : Quel est votre avis sur cette option?

- Cette option répond à un besoin.
- Elle offre un avantage de stabilité et de laisser le marché jouer de lui-même.
- Il y a toutefois un doute de duper l'offre à la hausse car certains CV sont déjà achetés dans le cadre d'un contrat de plus ou moins long terme.
- Les tiers investisseurs peuvent plus difficilement assurer la rentabilité du projet incluant des CV échangés sur le marché SPOT.
- Il existe une crainte pour les plus petits installateurs.

Question 2 : Accepteriez-vous que l'ensemble des transactions doivent transiter par cet extranet ?

- Cela pose problème par rapport aux contrats long-terme d'achat des CV, déjà conclus.

Question 3 : Dans quelle mesure cet extranet améliorerait-il la liquidité sur le marché ?

- Cela ne résout pas le problème de liquidité donc le sens où il n'y a pas plus d'échanges de CV.
- La question de savoir si les vendeurs de grande taille pourraient faire des lots de CV doit être prise en compte.
- Il est important de s'assurer d'avoir l'ensemble de l'offre et de la demande transitant par cette plateforme. En Région flamande, dans le cadre du passage vers un nouvel outil, environ 7% des producteurs ne se sont pas enregistrés sur la nouvelle plateforme et ne peuvent donc pas prendre part aux échanges de CV.

- Dans le cas de la Région flamande, sur l'outil en question, on peut choisir de faire une transaction spot ou forward (au moment de la livraison).
- Certaines réponses neutres à la question peuvent être issues d'un manque de connaissance du marché.

OPTION 2 : Réduire le prix plancher et/ou le niveau de l'amende

Question 4 : Que pensez-vous de réduire le niveau de l'amende ? et **Question 5 :** Que pensez-vous de réduire le niveau du prix minimum garanti ?

- Il faut à tout prix assurer la stabilité sur le marché et ne pas provoquer d'incertitude. Modifier le niveau du prix minimum garanti et/ou de l'amende impacterait négativement les petits producteurs et les investisseurs.
- Dans le cas où on souhaiterait pouvoir changer le niveau de soutien (en €/MWh) octroyé aux producteurs, le coefficient multiplicateur est considéré comme étant un outil plus facile à adapter que l'intervalle de fluctuation du prix du CV. Le résultat final diffère cependant : dans le premier cas on fait varier le nombre de CV à octroyer ; et dans le second, on fait varier les seuils fixant les niveaux minimal et maximal du prix du CV.

Question 6 : Sur base de quels critères faut-il fixer le niveau du prix minimum garanti et de l'amende ?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

OPTION 3 : Revoir les classes de puissance prises en compte dans les coefficients multiplicateurs et ouvrir l'octroi des CV à des porteurs de projets

Question 7 : Pensez-vous qu'il est nécessaire d'augmenter le nombre de classes de puissance pour la définition des coefficients multiplicateurs ?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 8 : Quelle classe de puissance (et pour quelle technologie) souhaiteriez-vous ajouter?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 9 : Dans quelle mesure est-ce que la possibilité d'octroyer des CV à des porteurs de projets favorise la mise en service de nouvelles installations?

- Pour ce qui concerne les copropriétés, la question ne se pose pas tant sur l'octroi des CV mais plutôt sur comment bénéficier de l'électricité, par appartement. Ce sont donc ici la valorisation de l'électricité et la

gouvernance de l'installation qui posent les plus grandes barrières face au déploiement de nouvelles installations de production.

OPTION 4 : Jouer sur la temporalité

Question 10 : Est-ce que réduire la durée de validité des CV (à 1 ou 2 ans) pourrait réduire la spéculation pratiquée par les producteurs (et intermédiaires) ?

- Le plan financier est constitué sur base de projections du niveau de prix du CV. Il existe donc une incompréhension sur l'intérêt de spéculer sur ce prix.
- Certains producteurs ne contactent pas les tiers-investisseurs car ils ont un nombre jugé trop faible de CV. Ils préfèrent attendre d'amasser un nombre plus conséquent de CV avant de contacter l'acheteur.
- Au vu des faibles possibilités de stocker l'électricité, il est important d'assurer une adéquation temporelle entre le moment de la production et le moment de la valorisation de l'électricité. Selon d'autres participants, le prix de transaction du CV n'est pas lié aux fluctuations du prix de l'électricité.

Question 11 : La liquidité du marché pourrait-elle être améliorée en obligeant la soumission trimestrielle des index de production?

- Certains gros producteurs font déjà cette transmission trimestrielle de leur index de production.
- Pour les particuliers, cela représente une contrainte administrative plus qu'un potentiel apport de liquidité sur le marché.
- La cogénération étant liée à plusieurs compteurs verts, il est plus aisé d'effectuer une gestion de la performance des installations solaires photovoltaïques.
- Dans le cas des copropriétés, cela engendre un passage du syndic quatre fois par an.
- Même s'ils sont octroyés trimestriellement, les CV ne seront pas forcément mis sur le marché, et donc disponibles.
- Cette option pose la question de savoir quelles sont les conséquences pour un producteur qui ne transmettrait pas son index trimestriellement : perdrait-il les CV ?
- Avoir une cyclicité dans l'offre des CV n'est pas un problème en soi. Il est cependant essentiel d'assurer une synchronisation entre les cycles d'offre et de demande. Dans ce cadre, la fixation d'un délai final d'introduction des index et d'un délai de retour quota, de façon à aligner l'offre et la demande, pourrait être envisagé.

Question 12 : Selon vous, quelle est l'option à privilégier pour améliorer le fonctionnement actuel du marché?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 13 : Si vous pouviez maintenant choisir plusieurs options à implémenter, lesquelles choisiriez-vous?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 14 : Au-delà des options proposées, pensez-vous à d'autres options d'amélioration du système actuel?

- Il faut éviter qu'un fournisseur détienne plus de 50% de l'achat des CV. Cela va de même pour l'incinérateur qui détient un nombre important de CV à vendre (+/- 25% du marché).
- Pour ce qui concerne l'organisation en communautés de l'énergie, il peut être intéressant de favoriser les investissements en commun et permettre le partage des CV par la suite.
- Il est intéressant de réfléchir au niveau de prix auquel l'électricité autoconsommée pourrait être valorisée.

3. Pistes d'évolution du mécanisme actuel, en sortant du cadre d'un mécanisme de marché

Scénario 2: CV à prix fixe

Question 15 : En général, que pensez-vous de ce scénario ?

- La transition semble très compliquée à organiser. Il faut assurer aux acteurs une stabilité permanente.
- Le caractère rétroactif de la transition est peu souhaitable. En effet, pour les installations existantes (notamment celles bénéficiant d'un tiers investissement), la fixation d'un prix unique peut leur offrir soit un niveau de rentabilité inférieur soit supérieur à ce qui était prévu dans leur business plan.
- La centralisation de l'achat des CV dans les mains d'un seul acteur est une bonne idée et offre plus de visibilité.
- Il n'y a plus de question de flambée des prix du CV.
- La spéculation disparaît.
- Cela enlève aux fournisseurs une charge de travail et un coût importants.

- Ce scénario ne résout pas la problématique d'intégration de l'énergie renouvelable dans un marché de l'électricité.
- Cela offre une simplification administrative.

Question 16 : Quels sont les éléments à prendre en compte lors de la détermination du prix unique du CV?

- Le niveau du prix du CV n'a pas d'importance.
- Dans le cas où on ne touche pas au régime dont bénéficient les installations existantes, deux systèmes coexisteraient.

Question 17 : Que pensez-vous de financer le système à travers un budget régional (contribuable) ?

- Il est important que le public ne voit pas ce système comme une taxe supplémentaire.
- Toute la transition énergétique passe déjà par la facture d'électricité. Il existe d'autres vecteurs à exploiter. Il n'est pas durable financièrement que la facture supporte tout.
- Il existe un besoin d'extrême transparence sur ce coût (aujourd'hui caché dans la facture).
- Un financement par la facture pose la question de savoir s'il doit être proportionnel à la consommation d'électricité.
- Le signal prix est ignoré sur le split entre la facture et le budget régional.
- Il existe des effets redistributifs.

Question 18 : Comment assurer une transition fluide vers un nouveau système ?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 19 : Quelle période de transition faut-il prévoir pour prendre en compte les contrats d'achat de CV actuellement conclus ?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Scénario 3: Generation premium

Question 20 : En général, que pensez-vous de ce scénario ?

- La transition est compliquée pour les installations existantes.
- Il va être nécessaire de rééduquer le marché par rapport à un nouveau système de soutien.
- Ce scénario offre beaucoup de besoins de changement pour une faible valeur ajoutée. Dans ce contexte, une transition plus profonde

vers un mécanisme de type Contract for Difference semble offrir plus de valeur ajoutée.

Question 21 : Pensez-vous qu'il est plus pertinent d'instaurer une prime fixe ou flottante?

- Une prime flottante offre peu de certitude.
- Une prime flottante semble plus difficile à prendre en compte dans un business plan car elle varie en fonction du prix de l'électricité. Il est donc plus difficile d'en estimer le niveau (bien que le niveau de rémunération – incluant la composante du prix de l'électricité et la prime – soit dès lors fixe).

Question 22 : Sur base de quels critères, le niveau de la prime doit-il être défini ?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 23 : Que pensez-vous de financer le système à travers un budget régional (contribuable) ?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 24 : Comment assurer une transition fluide vers un nouveau système ?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 25 : Quelle période de transition faut-il prévoir pour prendre en compte les contrats d'achat de CV actuellement conclus ?

Aucun commentaire ou remarque n'a été formulé oralement.

Question 26 : Sur base des discussions, quel serait le scénario à privilégier parmi les deux présentés?

- Les efforts à consentir pour implémenter le scénario 3 sont trop élevés par rapports aux effets attendus.

Question 27 : Au-delà des deux scénarios présentés, souhaitez-vous proposer d'autres options/scénarios ?

- Rien dans les scénarios 2 et 3 ne résout les barrières liées au contexte bruxellois.
- L'optimisation du système actuel offre plus de valeur ajoutée qu'un réel changement de mécanisme.

Procès-verbal de la réunion de présentation des pistes d'évolution du 03 juin 2019

Acteurs présents :

BRUGEL représenté par :

- Régis Lambert, chef de service « Energies renouvelables »
- Karine Sargsyan, responsable du service juridique
- Chihi Bekay, conseiller technique planification réseaux
- Pierre Heusschen, conseiller tarifaire
- Irfan Duran, conseiller économique

PwC représenté par :

- Charlotte Busine
- Annabelle Leclercq

La réunion commence à 14h.

L'ordre du jour était le suivant :

- Discuter des commentaires reçus de la part de Brugel sur le rapport intermédiaire ;
- Présenter les pistes d'évolution du mécanisme actuel ;
- Discuter des prochaines étapes et du planning.

Procès-verbal

1. Commentaires sur le rapport intermédiaire

La semaine précédant la présente réunion, Brugel a transmis au consultant ses commentaires sur le rapport intermédiaire. En retour, le consultant s'engage à traiter ces commentaires et à effectuer la mise à jour de l'analyse sur base des dernières données transmises par Brugel en date du 29 mai 2019. Afin que la mise à jour soit complète, le consultant souhaite cependant recevoir les données additionnelles suivantes :

- Ventilation du nombre de CV octroyés en 2017 et 2018, par filière
- Prix moyen de transaction des CV en 2017 et 2018 (moyenne annuelle)
- Nombre de transactions enregistrées en T4 2018

Afin d'assurer un suivi clair des commentaires, le consultant s'engage à fournir à Brugel une liste exhaustive des commentaires n'ayant pas été pris en compte ou intégrés à la version mise à jour du rapport en y indiquant pour chacun d'eux une justification.

2. Présentation des pistes d'évolution

Le consultant a présenté trois pistes d'évolution, dont une dans le cadre d'un mécanisme de marché et deux en dehors du cadre d'un mécanisme de marché. En retour, Brugel a formulé les commentaires suivants :

Scénario 1 : Mécanisme de CV actuel adapté sur base de plusieurs options

- Brugel rappelle que, bien qu'aucun problème structurel ne soit observé en matière d'offre et de demande de CV, le mécanisme est tel que le surcoût porté par le consommateur est élevé.
- Pour ce qui concerne la proposition de plateforme de rencontre de l'offre et de la demande (option 1), Brugel souligne :
 - L'importance d'identifier des potentiels problèmes de confidentialité liés à l'affichage des noms et/ou des coordonnées des acteurs. La possibilité d'organiser une rotation annuelle des numéros d'identification associés à chaque vendeur de CV sera analysée.
 - Le risque associé à l'affichage du stock de CV restant à acheter pour les fournisseurs et les possibilités accrues de spéculation de la part des producteurs. D'autant plus que ce stock restant à acheter n'est pas entièrement représentatif de la réalité car les fournisseurs peuvent déjà acheter en prévision de l'année suivante.
 - Le risque associé à la participation des intermédiaires/agrégateurs en tant que demandeurs de CV ; le danger étant que ces acteurs captent une trop grande partie du marché. Ce risque est cependant à mettre en perspective avec le volume limité de CV que ces acteurs échangent actuellement sur le marché.
- Pour ce qui concerne l'ouverture de l'octroi des CV aux porteurs de projet (option 3), le consultant s'engage à revoir ses conclusions, notamment au regard de l'article 89 de *l'Ordonnance du 3 JUILLET 2018 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à*

l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, l'ordonnance du 1er avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires.

- Pour ce qui concerne la réduction de la durée de validité des CV et l'obligation de transmission trimestrielle de l'index de production (option 4), Brugel souligne la nécessité de combiner les deux aspects de la proposition pour que cette option soit valide. Une durée de validité réduite peut être mise en place à condition de prévoir une période transitoire suffisante. Dans ce cadre, le consultant s'engage à réfléchir à une durée de validité optimale et les sanctions potentielles associées à une expiration des CV. L'envoi trimestriel des index de production a pour avantage de munir Brugel de statistiques trimestrielles sur la production d'électricité verte. En cas d'implémentation, une bonne communication et un bon transfert d'informations sont clés.

Scénario 2 : CV à prix unique et Scénario 3 : Generation premium

- Les deux scénarios, de par leur ressemblance structurelle importante, sont traités en parallèle par le consultant.
- Sur base de la proposition du consultant, Brugel formule les remarques suivantes :
 - Similairement au scénario 3, la procédure d'octroi et de vente de CV telle qu'imaginée dans le scénario 2 ne doit pas forcément comprendre un octroi via Brugel. De par son implication dans la validation des index et l'achat des CV, le GRD est en mesure de se charger de l'octroi des CV.
 - D'ailleurs, la mise en place d'une OSP pour l'achat des CV doit incomber à un gestionnaire de réseau, que cela soit le GRT ou le GRD.
 - Brugel souligne l'acceptabilité du risque lié à ce que les hypothèses de fixation du niveau de la prime/du prix du CV soient affectées par des éléments intangibles.
 - Le generation premium offre plus d'efficacité et de simplicité par rapport au mécanisme des CV actuel.

3. Prochaines étapes

Le projet de rapport final (non validé) sera envoyé à Brugel au plus tard pour le 11 juillet 2019. Ce rapport final comprendra le rapport intermédiaire après traitement des commentaires et l'analyse sur les pistes d'évolution du mécanisme actuel. Il est prévu de laisser le temps à Brugel de prendre connaissance de ce rapport avant de statuer sur la nécessité d'organiser une réunion de présentation des résultats. Le consultant restera donc en attente d'être recontacté par Brugel.

Etude qualitative sur le système actuel de soutien à la production d'énergie renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale, ainsi que son évolution

Présentation des pistes d'évolution
03 juin 2019



Objectifs de la réunion

Cette réunion a pour objectif de **présenter les pistes d'évolution** du système actuel, à la fois dans le cadre d'un mécanisme de marché ou en dehors de celui-ci.

Pour chacune des pistes d'évolution, nous analysons :

1. Les faiblesses/menaces que la proposition tend à solutionner ;
2. Les potentielles conséquences de la proposition sur la SWOT ;
3. Le feedback des stakeholders récolté lors de la table ronde du 18 mars 2019 ;
4. Notre avis sur la proposition au vu des éléments précités.

L'objectif est donc de **discuter des propositions** présentées afin de confirmer la position de Brugel par rapport à ces dernières. Ces discussions serviront enfin à alimenter le rapport final.

Fonctionnement du mécanisme de soutien bruxellois

Rappel de l'analyse SWOT

- Incitant et niveau de rentabilité
- Stabilité du mécanisme (en termes de taux d'octroi notamment)
- Contrôle/monitoring du système de soutien
- Soutien dans l'atteinte des objectifs de déploiement du renouvelable en Région de Bruxelles-Capitale
- Niveau de soutien basé sur la performance environnementale (surtout pour la cogénération)
- Transmissibilité du titre CV

S

O

- Potentiel développable de production d'électricité verte
- Nouveaux business models du marché de l'électricité
- Opportunités liées à la réforme du mécanisme actuel : implication d'un acteur unique au travers d'une OSP, automatisation de l'achat des CV, financement hors de la facture, paiement de l'électricité réellement injectée, etc.

- Coût du système de soutien : coût opérationnel, administratif et systémique (fournisseurs), système complexe et démarches lourdes, coût financier (niveau de soutien (très) élevé)
- Manque de liquidité du marché des CV
- Manque de prévisibilité du système (par exemple, le niveau de soutien est uniquement connu lors de la certification)
- Contexte bruxellois
- Manque de transparence du système de CV

W

T

- Décroissance du productible futur *
- Suppression du mécanisme de compensation *
- Législation et/ou régulation en vigueur
- Risque de dérapage
- Position financière complexe à assurer dans le cas d'une transition vers un nouveau système
- Coexistence de deux systèmes



Pistes d'évolution
dans le cadre d'un
mécanisme de
marché

Scénario 1

Mécanisme de CV et retour quota actuel adapté

Eligibilité

- Le solaire photovoltaïque
- L'éolien
- La cogénération biogaz
- La cogénération biomasse liquide
- La cogénération gaz naturel
- L'incinération des déchets municipaux

Octroi

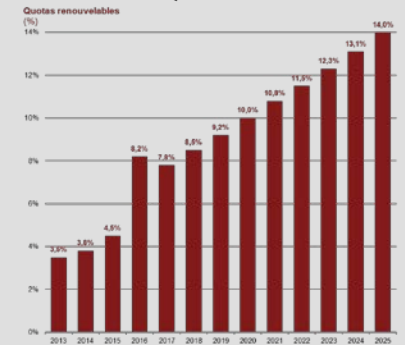
Guichet ouvert

Niveau de soutien

Coefficients multiplicateurs et taux d'octroi inchangés

Prix du CV fluctuant selon la dynamique de marché

Quota



Outils

- **Greenmeter** pour la transmission des index de production issus du compteur vert
- **Extranet de Brugel** pour les comptes CV

Contrôle et révision

Révision de la méthodologie de calcul du taux d'octroi et des paramètres inchangée.

Acteurs et rôles



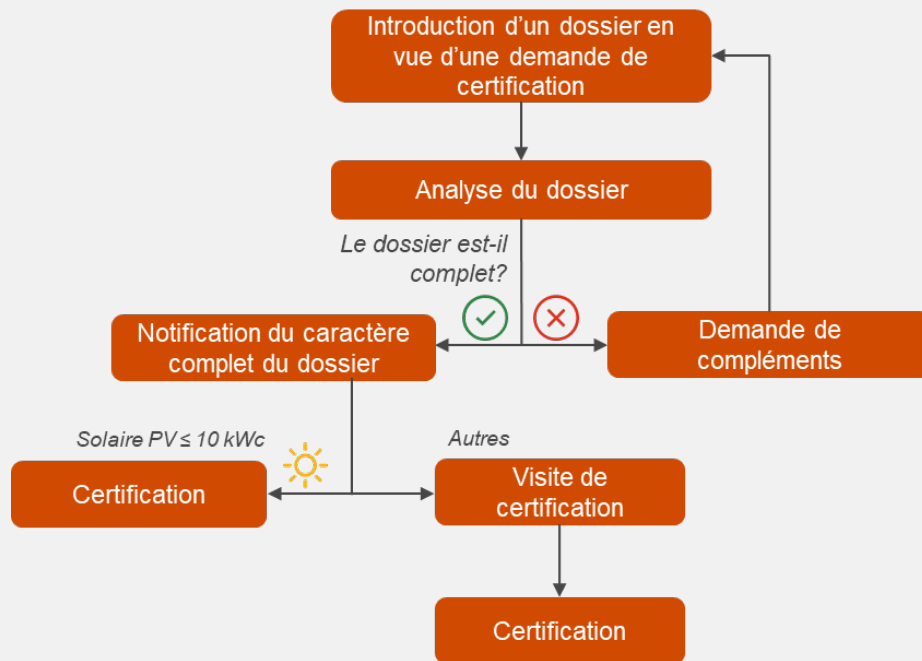
Financement

A charge du fournisseur d'électricité qui le répercute sur la facture du consommateur final

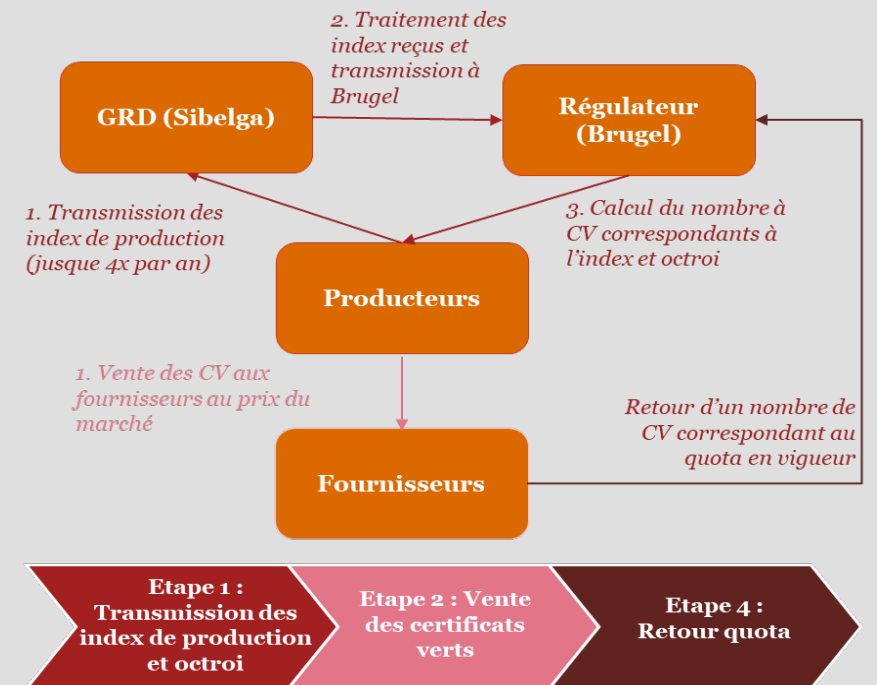
Scénario 1

Mécanisme de CV et retour quota actuel adapté

Procédure de certification

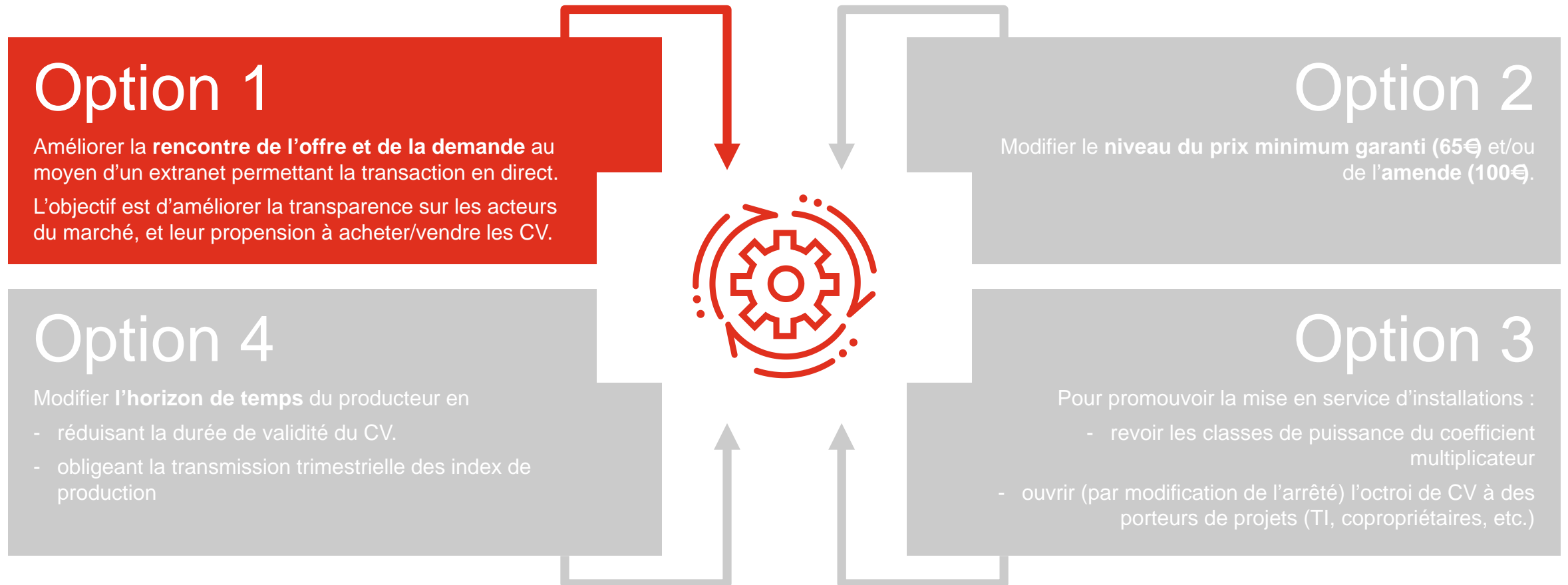


Procédure d'octroi, de vente des CV et du retour quota



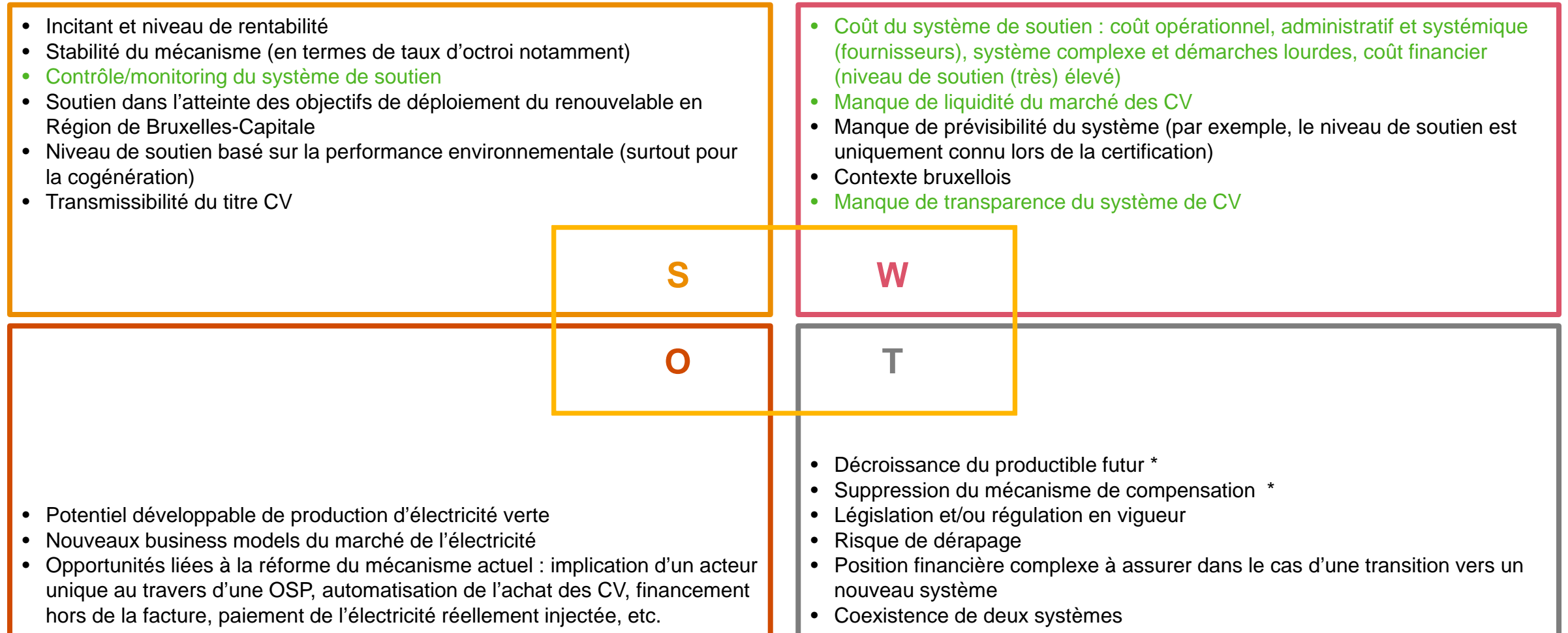
Scénario 1

Mécanisme de CV et retour quota actuel adapté



Scénario 1

Option 1 : Extranet de transaction des CV



Scénario 1

Option 1 : Extranet de transaction des CV

Feedback des stakeholders

- Stakeholders sont **favorables** à cette option.
- Plateforme répond à un réel besoin des acteurs.
- Nécessité d'assurer une facilité d'utilisation de la plateforme pour les petits producteurs.
- Incertitude sur le fait de savoir si l'ensemble des transactions doit transiter par cette plateforme.
- Crainte de certains stakeholders par rapport aux contrats long-terme et l'impact de la plateforme sur ces derniers.

Notre avis

- La plateforme permet d'atténuer trois faiblesses et d'accentuer une force du système actuel (voir slide précédent).
- Elle répond à un réel besoin des acteurs de marché qui ont mentionné une difficulté à faire rencontrer l'offre et la demande sur le marché.
- La plateforme permet d'avoir une vue sur le marché, tant sur ce qui est disponible qu'indisponible.
- La prise de contact et la conclusion de transactions devrait être facilitée.
- Elle permet à Brugel d'avoir une vision globale sur le marché, ainsi que d'avoir l'information sur les contrats à moyen et long-termes qui sont conclus.

En résumé, cette plateforme **augmenterait la transparence et lisibilité sur le marché**, et **faciliterait la rencontre de l'offre et de la demande**. En termes opérationnels, son couplage à l'extranet Brugel existant permettrait d'automatiser l'affichage de certaines informations.

Scénario 1

Option 1 : Extranet de transaction des CV

Nombre de CV octroyés sur la période RQ 234.541	Nombre de CV échangés sur la période RQ 34.567	Prix moyen de transaction 82 €/CV
--	---	--------------------------------------

Offre de CV

Nom / N°	Stock de CV	# CV octroyés	# CV vendus	Prix minimum de vente (facultatif)	
7656	0	2	4	65	Tél. / email
8723	17	5	0	90	Tél. / email
3259	0	0,5	0,5	/	Ne souhaite pas être contacté

Demande de CV

Fournisseur/ Agrégateur	# CV rendus en RQ-1	# CV déjà achetés en RQ	Prix maximum d'achat (facultatif)	
Engie	275.460	100.000	85	Tél. / email
Scholt Energy Control	32.789	32.789	/	Ne souhaite pas être contacté
Uniper Belgium	5670	543	97	Tél. / email

Scénario 1

Option 1 : Extranet de transaction des CV

Caractéristiques de la plateforme

- La plateforme prévoit un **affichage du prix de transaction souhaité, sur base facultative**. Cela permet à certains acteurs d'afficher un prix, en vue d'accélérer la négociation et conclusion de transactions. A contrario, l'affichage est facultatif car il n'est pas pertinent d'obliger un producteur de petite taille à afficher un prix qui soit potentiellement peu représentatif de sa disposition réelle à vendre ou peu réalisable au vu du marché. Le seul prix affiché sur base obligatoire provient de Brugel : c'est un **prix moyen de l'ensemble des transactions effectuées sur la période RQ**. Ce prix comprend uniquement les transactions spot, afin d'éviter la diffusion d'un signal prix erroné.
- La plateforme telle que présentée en table ronde, avec possibilité de **conclusion instantanée de transaction** et d'enregistrement **d'ordres automatiques**, pose plusieurs **contraintes** en termes de mise en œuvre. Pour clarifier ces différents éléments, un guide de procédure devrait alors être élaboré prenant en compte l'ensemble des cas de figure. Il serait alors indispensable pour les acteurs de prendre connaissance de ce guide afin de connaître les tenants et aboutissants liés à l'utilisation de la plateforme. Il semble donc peu souhaitable pour des acteurs de petite taille, d'imposer un processus similaire d'apprentissage.

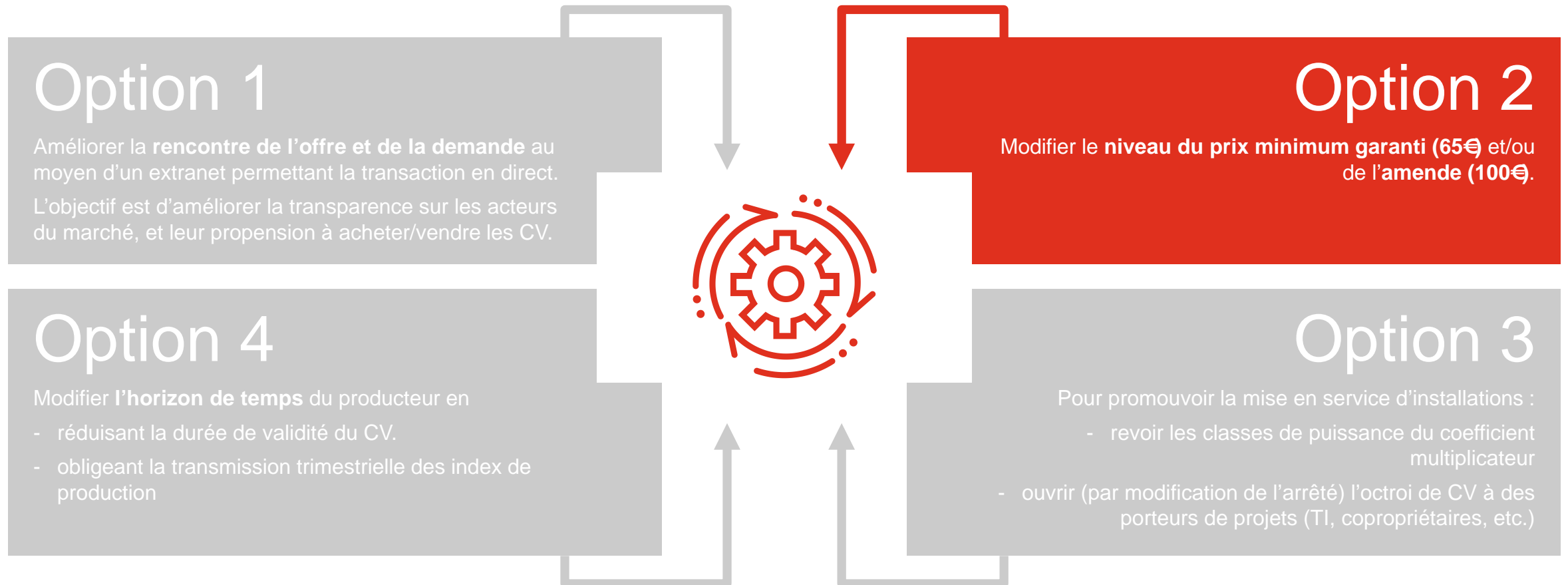
Les différentes contraintes ont trait à :

1. La définition du prix de transaction;

2. La temporalité de la conclusion de la transaction: si deux acheteurs souhaitent acheter un même stock de CV en même temps, ou encore si un acheteur formule une demande de transaction avec un vendeur alors que ce même vendeur est en train de conclure une transaction avec un autre acheteur;
 3. La valeur contractuelle de la demande de transaction: dans quelle mesure un acheteur peut annuler a posteriori la conclusion d'une transaction au travers d'un ordre automatique?;
 4. Etc.
- Afin d'atténuer le manque de transparence sur le marché, il importe que **l'ensemble des acteurs soit présent sur cette plateforme**. Cela n'empêche pas la conclusion de contrats de moyen ou long terme entre acheteur et vendeur; ces derniers peuvent se rendre « non-contactable » si leur demande/offre totale est remplie.
 - L'enregistrement d'une transaction s'organise au travers d'un onglet supplémentaire de la plateforme. Les champs qui y sont repris sont, a minima, ceux actuellement communiqués à Brugel pour acter une transaction. A ces informations, nous recommandons d'ajouter la distinction entre prix spot et prix forward, et la durée du contrat en cas de prix forward.
 - Les agrégateurs et intermédiaires peuvent participer aux transactions au même titre que les producteurs et fournisseurs d'électricité.

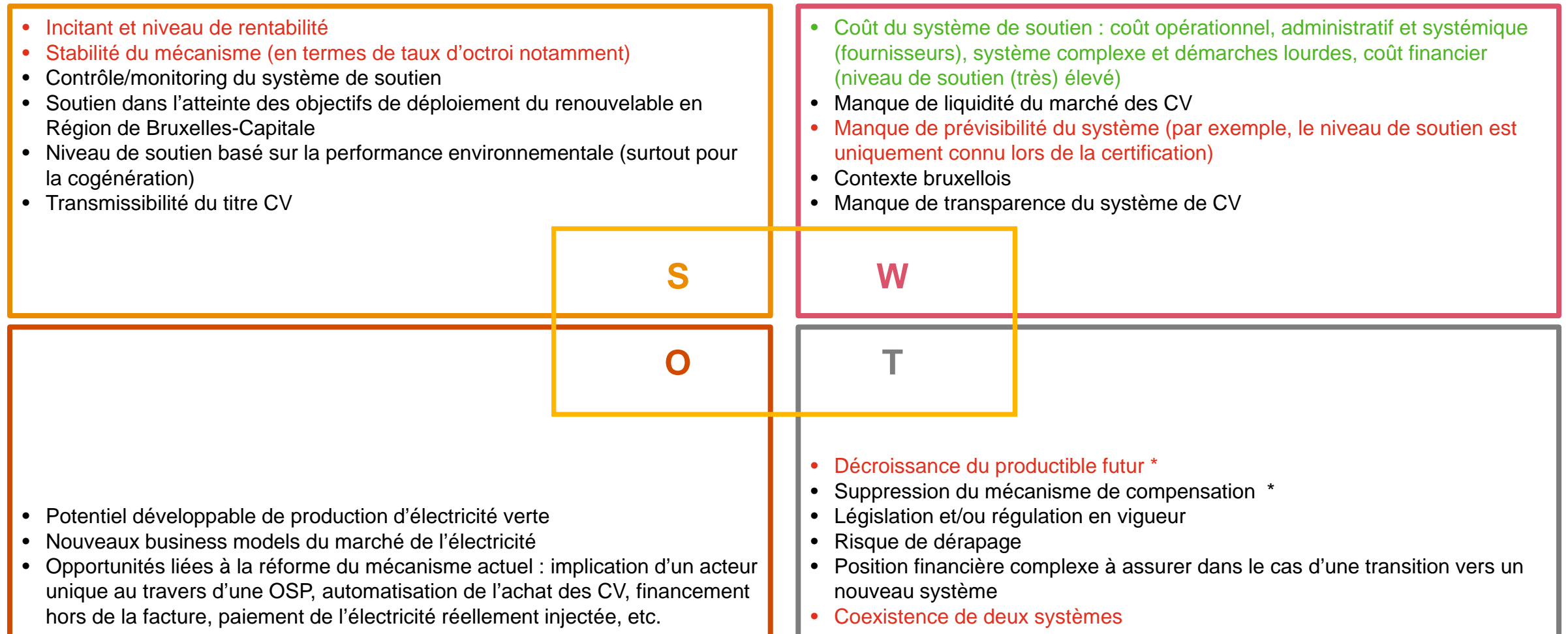
Scénario 1

Mécanisme de CV et retour quota actuel adapté



Scénario 1

Option 2 : Modifier le niveau du prix minimum garanti (65€) et/ou de l'amende (100€)



Scénario 1

Option 2 : Modifier le niveau du prix minimum garanti (65€) et/ou de l'amende (100€)

Feedback des stakeholders

- Avis **défavorable** de la part de la majorité des stakeholders interrogés.
- Mise en péril de la stabilité sur le marché, surtout envers les investisseurs et producteurs qui ont réalisé des projections de rentabilité. Il a été souligné en séance, l'importance de ne pas provoquer d'incertitude sur le marché.
- Selon les stakeholders, le coefficient multiplicateur est un levier plus facile à actionner pour modifier le prix de transaction des CV.

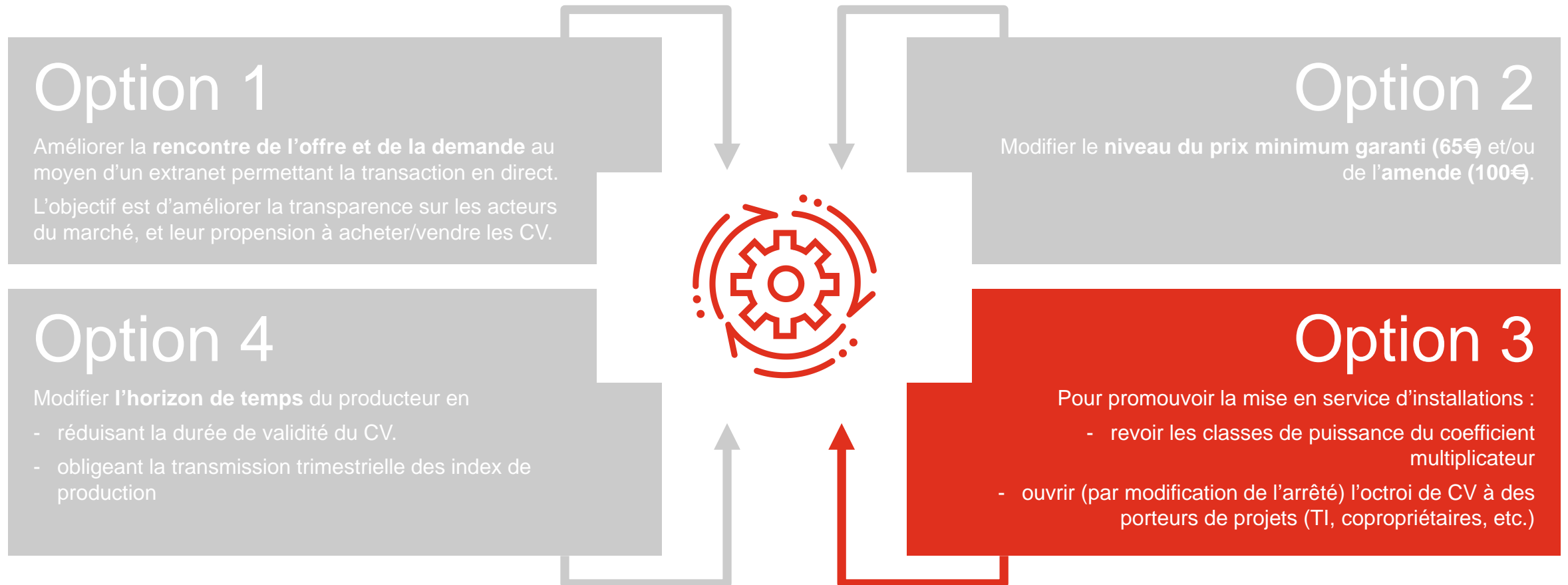
Notre avis

- Atténue la faiblesse du système actuel relative au coût financier du système: une diminution des prix et de leur intervalle de fluctuation devrait impacter vers le bas le prix de transaction du CV, et donc in fine le coût du mécanisme.
- Simultanément, cette option accentue certaines menaces et autres faiblesses: moindre rentabilité pour les producteurs, manque de prévisibilité, etc. (voir slide précédent).
- Un problème supplémentaire trouve aussi son origine dans la coexistence de deux systèmes. Au vu des droits acquis, il semble compromis d'appliquer ce nouvel intervalle aux installations existantes.
- Enfin, cette option est fortement compromise de par une complexité relativement importante de mise en œuvre: **à quel niveau doit-on fixer le nouveau niveau du prix minimum garanti et/ou de l'amende, de façon à ce que le prix continue de refléter la rencontre de l'offre et de la demande ?**

En conclusion, nous considérons que cette option engendre plus d'inconvénients que de bénéfices pour le marché des CV. Nous considérons également qu'elle n'améliore pas le fonctionnement du marché des CV, mais vise uniquement à tenter de baisser le niveau de rentabilité des producteurs, et ce, à un coût opérationnel relativement élevé. Il nous semble que d'autres leviers sont disponibles pour atteindre le même objectif à moindre coût.

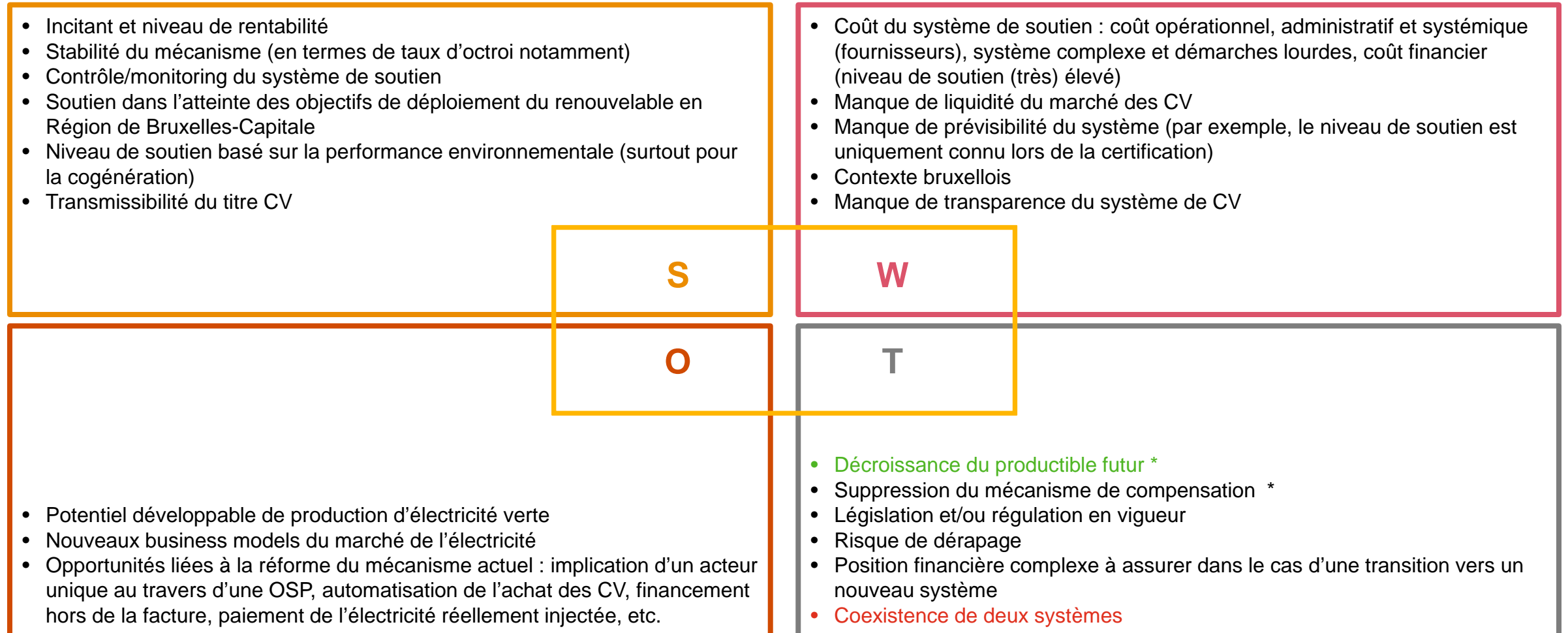
Scénario 1

Mécanisme de CV et retour quota actuel adapté



Scénario 1

Option 3.A. : Augmenter le nombre de classes de puissance pour la détermination des coefficients multiplicateurs



Scénario 1

Option 3.A. : Augmenter le nombre de classes de puissance pour la détermination des coefficients multiplicateurs

Feedback des stakeholders

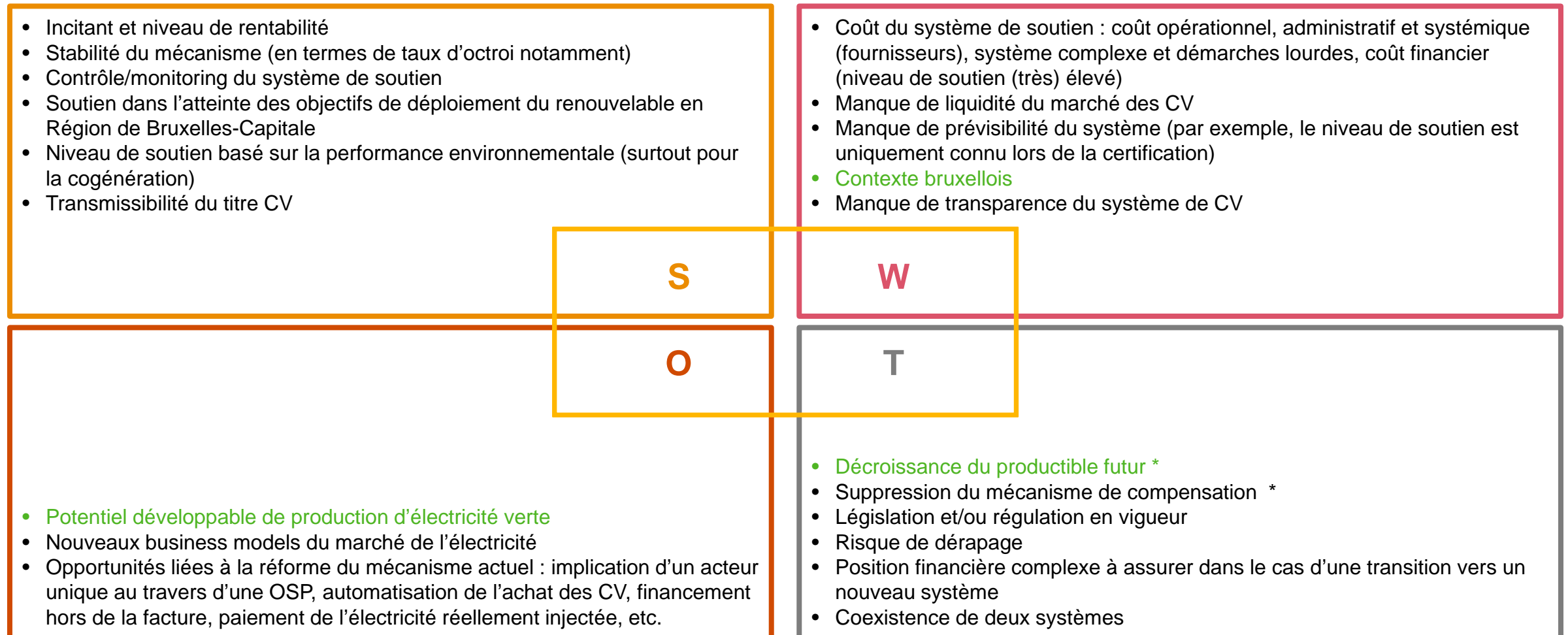
- Les stakeholders sont **favorables** à cette option.
- En particulier, il ressort que la classe de puissance à ajouter concerne la filière solaire photovoltaïque et le seuil des 10 kVA. A cette puissance, un relais de découplage est nécessaire, ce qui augmente les coûts de l'installation. Ce coût supplémentaire n'est pas pris en compte dans la classification actuelle des coefficients multiplicateurs.
- Ce manque de granularité dans les classes de puissance cause, selon les stakeholders, un risque de sous-dimensionnement des installations sous le seuil des 5 kW.

Notre avis

- Le nombre de classes de puissance dans la filière solaire photovoltaïque est en effet relativement faible, notamment en vue de ce qui est prévu en Région wallonne.
- Il n'existe cependant aucune information tangible permettant d'identifier les installations volontairement sous-dimensionnées.
- Nous recommandons donc, a minima, d'instaurer un seuil de 10 kVA (12 kWc) pour les installations solaires photovoltaïques. Cependant, de façon générale, il importe d'assurer une adéquation entre les seuils et les coûts techniques des installations. Cette réflexion a été initiée par la Ministre qui a demandé à Brugel de réfléchir à une catégorisation plus fine de la filière solaire PV. **La proposition de Brugel de mettre en place 6 catégories (<= 6;]6-12];]12-50];]50-100];]100-250]; >250) est en consultation publique jusqu'au 21 juin 2019.**
- De façon générale, la définition de catégories de puissance fait suite au constat qu'il existe une asymétrie d'information sur les coûts engendrés pour la mise en service d'une installation, d'autant plus que les coûts par technologie évoluent plus ou moins vite. Une réflexion doit donc être lancée régulièrement pour assurer la cohérence permanente entre les classes de puissance considérées et les coûts des installations.
- En termes négatifs, la mise en place de ces nouvelles catégories cause la coexistence de plusieurs systèmes ce qui complique la gestion globale du mécanisme.

Scénario 1

Option 3.B. : Ouvrir (par modification de l'arrêté) l'octroi de CV à des porteurs de projets



Scénario 1

Option 3.B. : Ouvrir (par modification de l'arrêté) l'octroi de CV à des porteurs de projets

Feedback des stakeholders

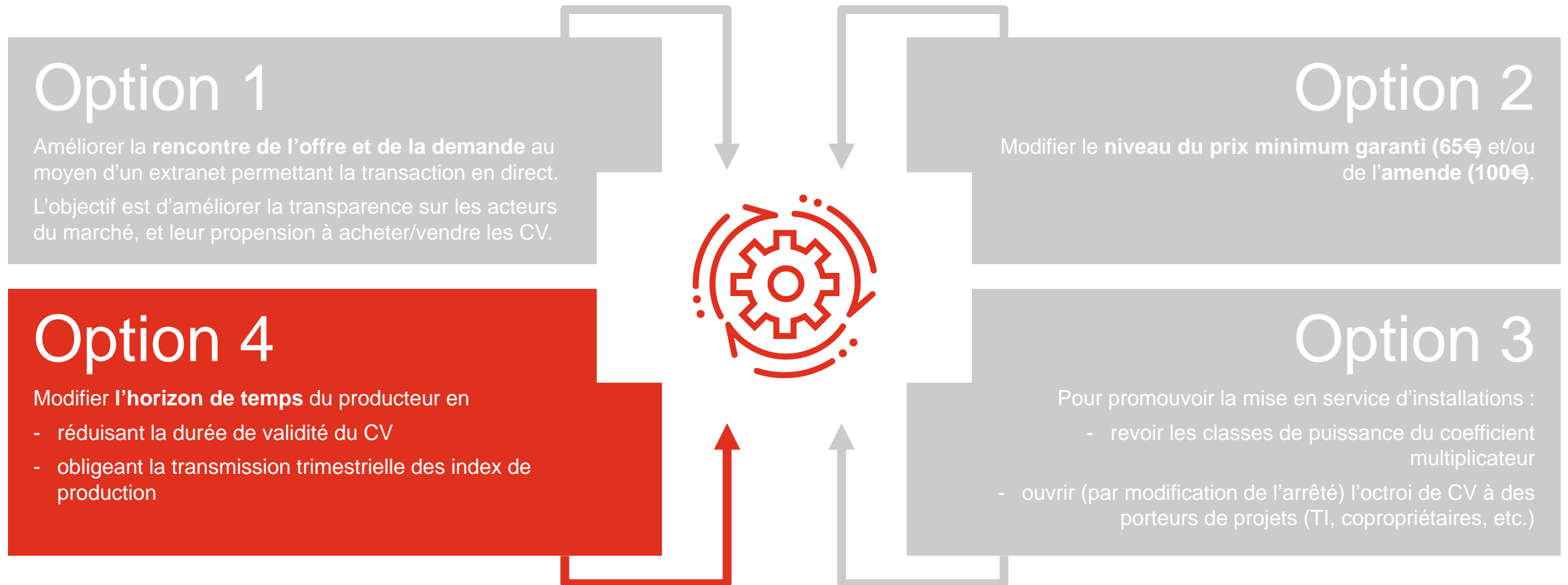
- Les stakeholders ont jugé cette option comme **non pertinente** par rapport au contexte bruxellois.
- En effet, dans le cas des copropriétés, ce n'est pas une disposition réglementaire relative à l'éligibilité qui empêche le développement de davantage d'installations de production. Selon les stakeholders interrogés, ce sont des difficultés liées à la valorisation de l'électricité (comment la redistribuer au vu des différents profils d'autoconsommation?) et la gouvernance de l'installation qui sont les barrières les plus importantes.

Notre avis

- Au vu de l'impact sur l'analyse SWOT (voir slide précédent), on remarque que cette option atténue certaines faiblesses et menaces du système actuel, sans forcément accentuer d'autres risques.
- Par conséquent, d'un point de vue économique, cette option était initialement souhaitable.
- Cependant, après discussion avec les stakeholders, il apparaît que cette option n'aurait pas l'effet escompté sur le développement d'installations dans les copropriétés. Certains changements, en dehors du périmètre d'action de Brugel, sont souhaitables.

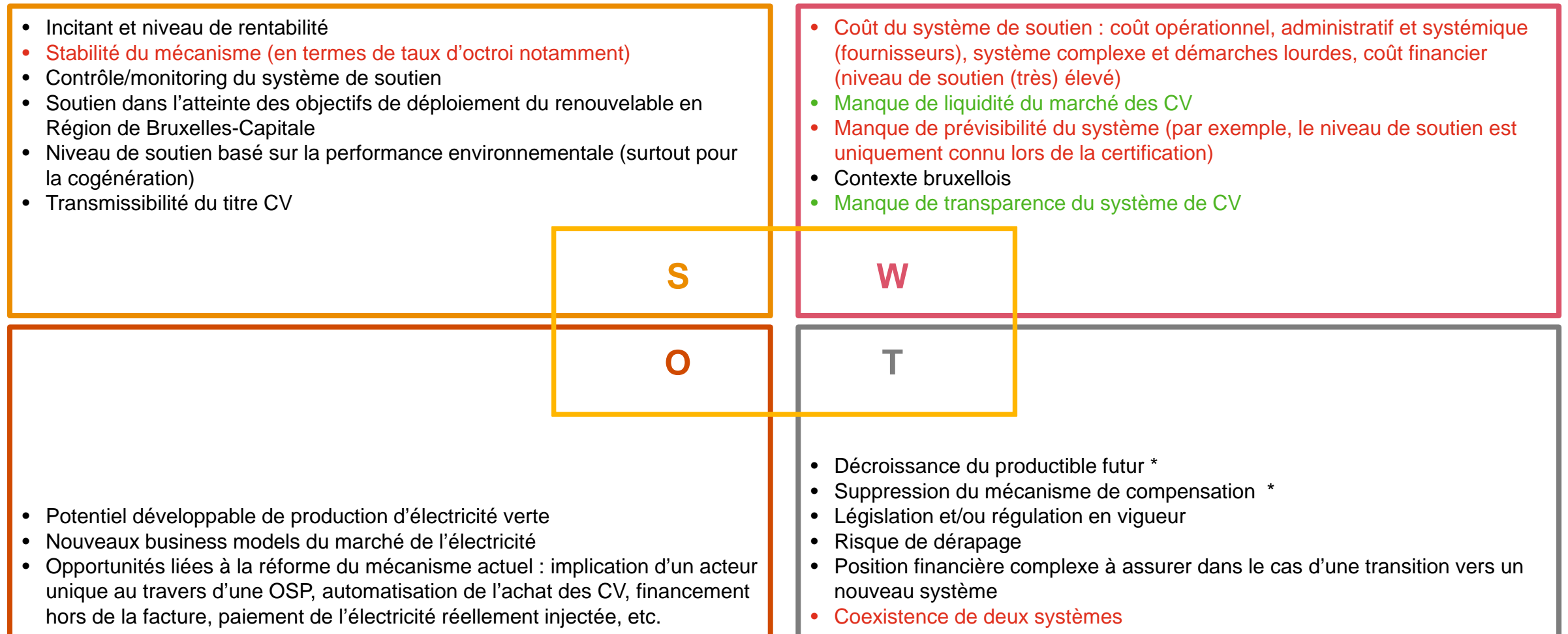
Scénario 1

Mécanisme de CV et retour quota actuel adapté



Scénario 1

Option 4 : Réduire la durée de validité du CV et/ou obliger la transmission trimestrielle des index de production



Scénario 1

Option 4 : Réduire la durée de validité du CV et/ou obliger la transmission trimestrielle des index de production

Feedback des stakeholders

- Les parties prenantes semblent **plutôt favorables** à cette quatrième option, d'autant plus pour la réduction de la durée de validité des CV.
- L'obligation d'un envoi trimestriel des index de production révèle toutefois divers problèmes. Certains producteurs de grande taille effectuent déjà un envoi trimestriel de leur index. Pour les petits producteurs, cette nouvelle obligation représentera une contrainte administrative plutôt qu'un apport de liquidité sur le marché.
- Pour ce qui concerne les copropriétés, cela demande le passage du syndic quatre fois par an ; cela représente une contrainte supplémentaire.
- De façon générale, la mise en place d'une obligation requiert de définir les sanctions à appliquer en cas de non-respect de cette obligation.
- Enfin, un octroi régulier des CV ne signifie pas pour autant que ces CV seront disponibles à la vente, ce qui in fine diminue la pertinence de la mise en place de cette obligation.

Notre avis

- Cette option semble représenter **plus d'inconvénients que de bénéfices** attendus (voir slide précédent).
- De même, en accord avec les parties prenantes, la mise en place de cette option engendre des **contraintes opérationnelles supplémentaires**, ce qui n'est pas souhaitable au vu du contexte bruxellois (copropriétés, producteurs de petite taille, etc.).
- Enfin, cette option est d'autant moins souhaitable que la mise en place d'une plateforme d'échange des CV (voir option 1) vise déjà à améliorer la transparence sur le marché (stock disponible) et faciliter la conclusion de transactions (liquidité).

Conclusion

Dans cette section, nous avons analysé diverses options d'évolution du mécanisme des CV actuel. Ce mécanisme est considéré comme un système de marché, où l'offre rencontre la demande et fixe ainsi le prix de transaction.

Au vu des conclusions de l'analyse du mécanisme, nous déconseillons d'agir sur ce marché. En effet, l'analyse de fonctionnement du mécanisme n'a pas mis en lumière un fonctionnement sous-optimal du mécanisme ou un problème structurel, mais plutôt certaines difficultés opérationnelles dans la rencontre de l'offre et de la demande.

Ainsi, nous préconisons de ne pas agir sur le prix de marché des CV et sa formation.

Après avoir étudié diverses options d'évolution du mécanisme de marché actuel, nous recommandons la mise en œuvre simultanée de deux options :

- **L'addition de catégories de puissance pour le calcul des coefficients multiplicateurs**, après analyse (régulière) de l'adéquation des classes existantes avec les coûts encourus ;
- **La mise en place d'une plateforme** facilitant la rencontre de l'offre et de la demande de CV, ainsi qu'améliorant la transparence et lisibilité sur le marché.

	Avis des stakeholders	Notre avis
Option 1	✓	✓
Option 2	✗	✗
Option 3.A.	✓	✓
Option 3.B.	≡	✗
Option 4	✓	✗

2

Pistes d'évolution
hors du cadre d'un
mécanisme de
marché

Scénario 2

CV à prix fixe

Transition



Annnonce de la fixation du niveau du prix du CV **trois ans au préalable**.

La dynamique de marché devrait faire tendre le prix du CV vers ce niveau prédéfini.

Eligibilité

- Le solaire photovoltaïque
- L'éolien
- La cogénération biogaz
- La cogénération biomasse liquide
- La cogénération gaz naturel
- L'incinération des déchets municipaux

Octroi

Guichet ouvert

Niveau de soutien

Fixation du prix du CV à un niveau prédéfini

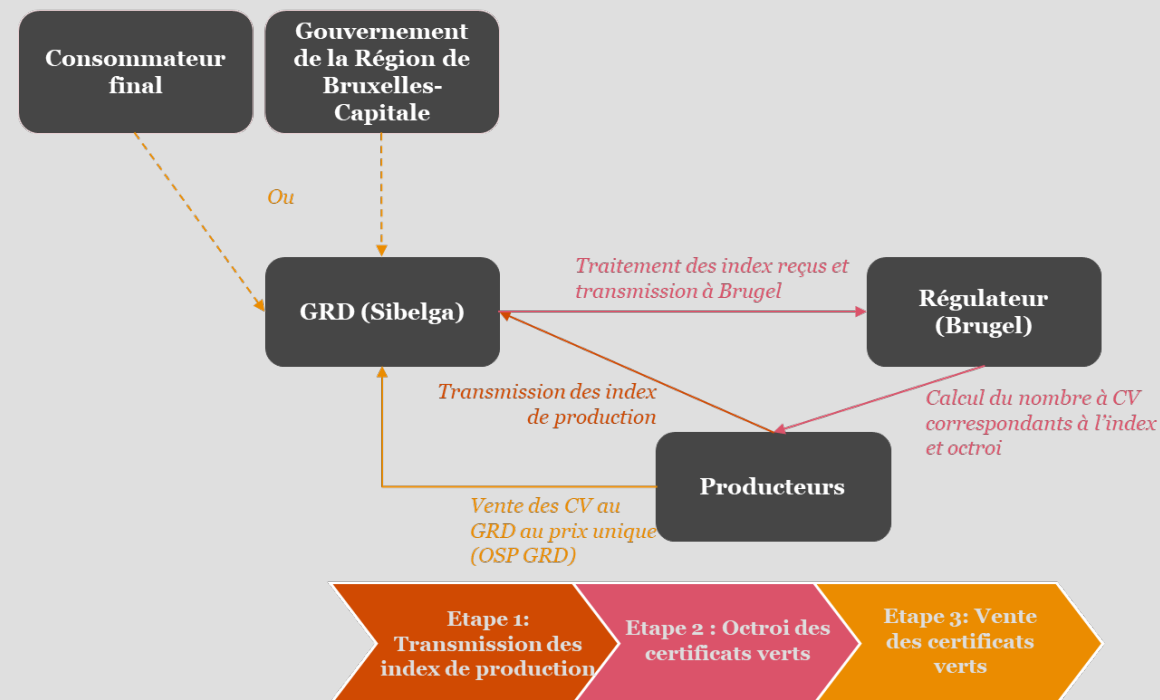
Les taux d'octroi et coefficients multiplicateurs persistent.

Financement

Obligation de service public imposée au GRD (Sibelga)

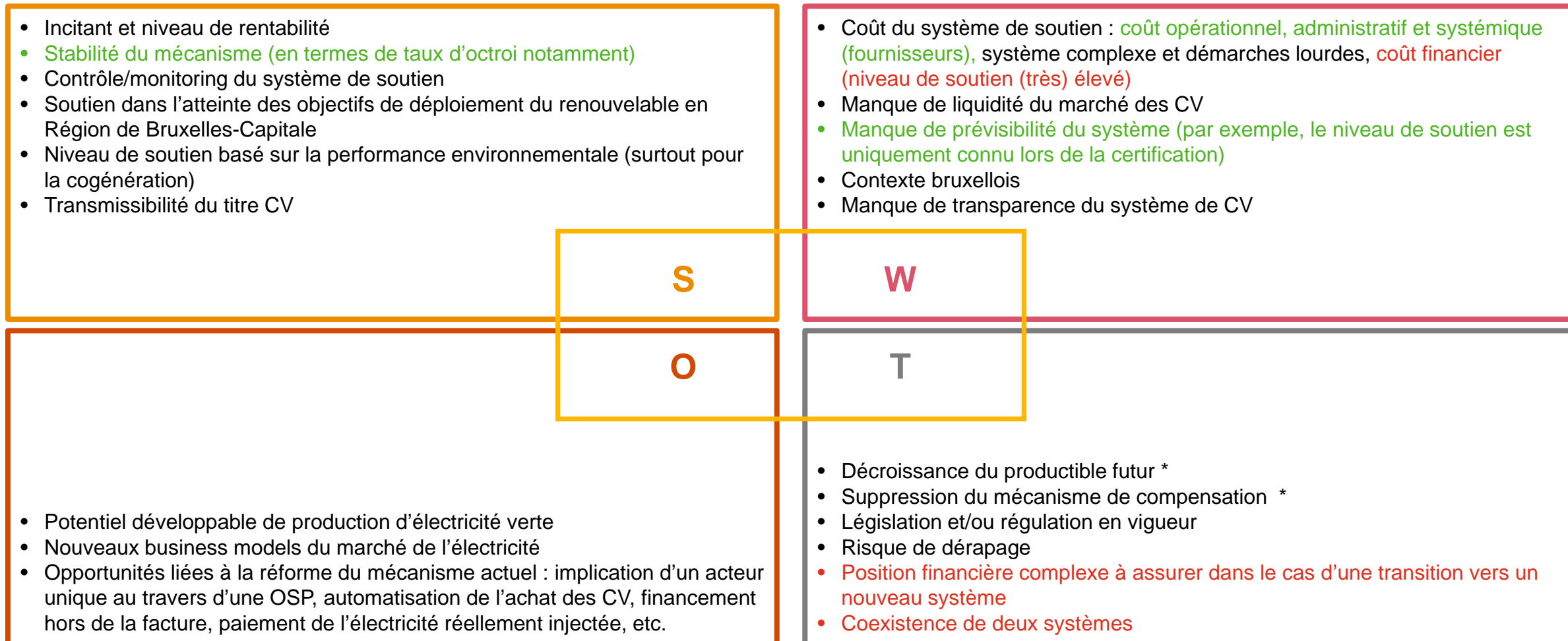
Financé soit par le consommateur final, soit au travers d'un budget régional

Procédure d'octroi et de vente des CV



Scénario 2

CV à prix fixe



Scénario 2

CV à prix fixe

Feedback des stakeholders

- **Seuls 13%** des parties prenantes interrogées sont **favorables** à ce second scénario.
- Avantages cités : centralisation de l'achat des CV aux mains d'un seul acteur donc plus grande visibilité, stabilité du prix du CV, perte d'intérêt à la spéculation, simplification administrative, charge de travail et coût diminués pour les fournisseurs.
- Inconvénients cités : période de transition à organiser et son caractère potentiellement rétroactif, ou à l'inverse, coexistence de deux systèmes, peu de stabilité dans le mécanisme, faible prise en compte de l'intégration de l'énergie renouvelable dans le marché de l'électricité.

Notre avis

Notre avis par rapport à l'évolution vers un système de CV à prix unique est **relativement défavorable**, et ce pour diverses raisons :

1. Suppression de la dynamique de marché
2. Complexité de la fixation du prix unique
3. Coût du mécanisme
4. Temporalité de la mise en œuvre du mécanisme

La mise en œuvre du second scénario représente un nombre important d'inconvénients par rapport aux avantages attendus : démarches moins lourdes pour les fournisseurs. Sa valeur ajoutée est d'autant plus réduite qu'il existe des options d'adaptation du mécanisme actuel (voir option 1 du scénario 1), permettant d'atteindre le même objectif à moindre coût.

Scénario 2

CV à prix fixe

1. Suppression de la dynamique de marché

- Le prix de transaction ne varie plus en fonction de l'offre et de la demande.
- On se retrouve dans une situation de **monopsonne** : un demandeur détient une position de monopole à l'achat.

La disparition de la dynamique de marché semble peu souhaitable au vu de l'analyse du mécanisme actuel, qui conclut à un bon fonctionnement du marché, dont l'opérationnalisation peut cependant être optimisée.

2. Complexité liée à la fixation du prix unique

- **Méthodologie de fixation du prix** : définir des critères et variables sur base desquels il serait possible de déterminer le prix unitaire du CV

Sur le marché actuel des CV, le prix du CV est fixé sur base de certains éléments économiquement rationnels mais également d'autres éléments invisibles et irrationnels. Ces derniers peuvent donc difficilement être retranscrits dans une méthodologie. A titre d'exemple, on observe entre 2017 et 2018 une baisse du quota et une augmentation du nombre de CV octroyés. Dans la théorie, une baisse de la demande et augmentation de l'offre sont censées faire baisser le prix sur le marché. Or, tel qu'observé en RBC, le prix des CV a augmenté, ce qui prouve l'existence d'**éléments intangibles agissant sur la détermination du prix**.

- Si l'élaboration d'une telle méthodologie semble complexe aujourd'hui, il importe également de **la faire évoluer dans le temps**, afin que le prix du CV reflète à tout moment les réalités techniques et économiques de chaque technologie.

3. Coût du mécanisme

- En vue de garantir la stabilité et sécurité financière pour les investisseurs et producteurs, le prix unique du CV est fixé à un niveau élevé.
- En cas de rétroactivité du nouveau mécanisme, les droits acquis par les producteurs actuellement subsidiés sont tels que leur prix de transaction actuel doit être couvert.
- En cas d'incertitude sur les coûts encourus par les installations, une hypothèse pessimiste serait vraisemblablement prise : le prix unique du CV serait alors fixé haut assez que pour éviter à des technologies plus chères de sortir du mécanisme de soutien.

4. Temporalité de mise en place du mécanisme

- **Rétroactivité** : risque de toucher aux droits acquis, impacte la stabilité et sécurité des producteurs/investisseurs
- **Coexistence de deux systèmes** : complexité en termes de gestion

Scénario 3

Generation premium

Transition



Basculement vers le nouveau système, tout en garantissant le **maintien des droits acquis**.

Pour les installations existantes, prime fixée au prix minimum garanti : taux d'octroi (initial) de l'installation * 65€.

Eligibilité

- Le solaire photovoltaïque
- L'éolien
- La cogénération biogaz
- La cogénération biomasse liquide
- La cogénération gaz naturel
- L'incinération des déchets municipaux

Octroi

Guichet ouvert

Niveau de soutien

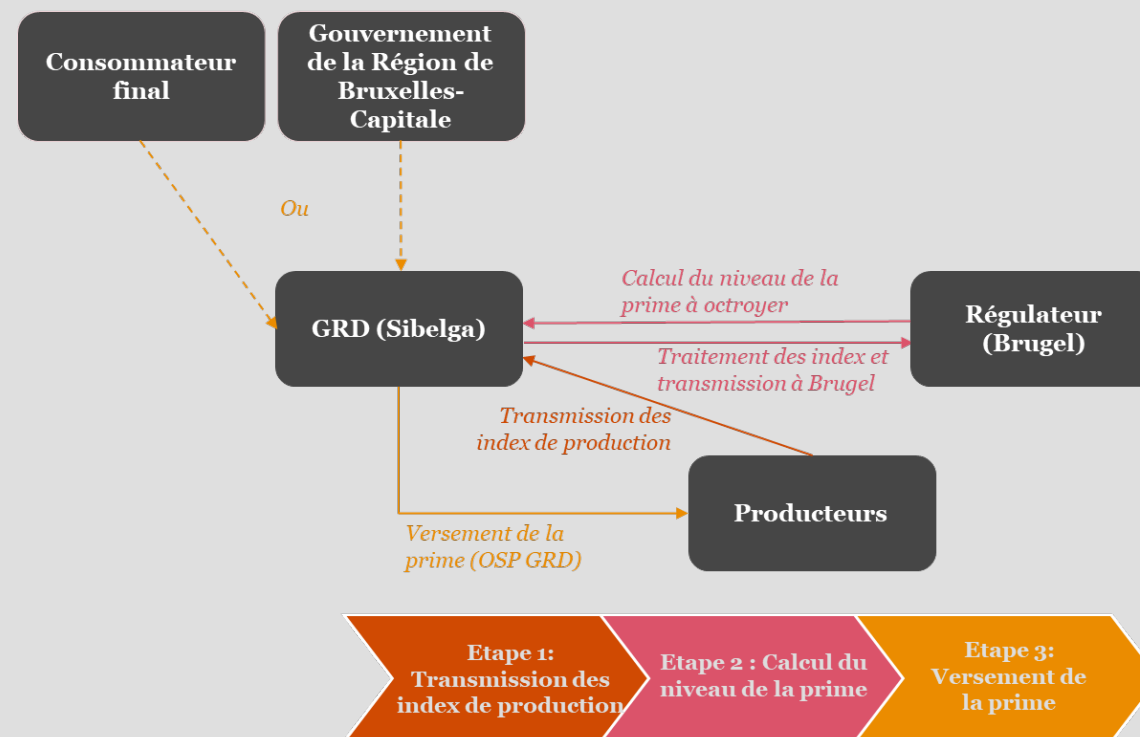
Niveau de la prime à fixer

Financement

Obligation de service public imposée au GRD (Sibelga)

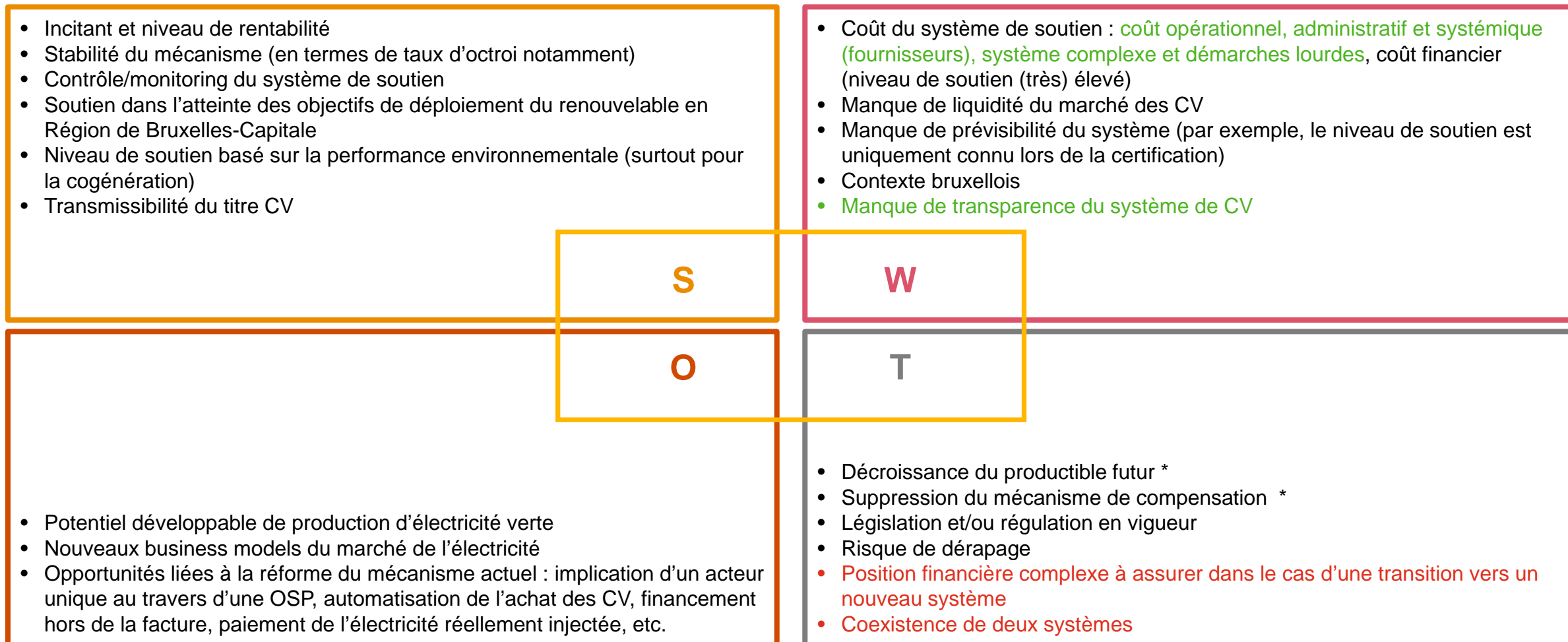
Financé soit par le consommateur final, soit au travers d'un budget régional

Procédure d'octroi de la prime



Scénario 3

Generation premium



Scénario 3

Generation premium

Feedback des stakeholders

- Majorité de feedbacks négatifs.
- Grand nombre de réponses neutres, notamment en lien avec le constat que le scénario 3 est relativement similaire au scénario 2, dans le sens où fixer le niveau de prix du CV revient à octroyer une prime au MWh produit.
- Il a été souligné en séance, que le niveau d'ambition de la proposition doit être à la hauteur de sa complexité de mise en œuvre.

Notre avis

Sur base du benchmark réalisé, nous avons constaté que la mise en place d'un système de prime de type FIP servait principalement à :

- Réduire le niveau de soutien octroyé aux producteurs, et donc in fine le coût du mécanisme.
- Intégrer davantage les producteurs au marché en réagissant aux signaux-prix.
- Faciliter la gestion quotidienne, par rapport à un FIT où un organisme intermédiaire est en charge de la gestion du mécanisme.

Aucun de ces trois constats n'a été directement identifié comme faiblesse du mécanisme de soutien bruxellois actuel. Ainsi, la plus-value issue de la mise en place d'un mécanisme de prime est limitée.

Au vu de la relative similitude entre un système de CV à prix fixe et une prime à la production, les points d'attention établis dans le cadre du scénario s'applique également au troisième scénario. Pour rappel, ces points d'attention sont :

1. Suppression de la dynamique de marché
2. Complexité de la fixation du prix unique
3. Coût du mécanisme
4. Temporalité de la mise en œuvre du mécanisme

Conclusion

L'analyse du fonctionnement et de la performance du mécanisme actuel n'a pas mis en lumière quelconque dysfonctionnement structurel dans le marché. Seuls des éléments d'opérationnalisation peuvent être, à notre avis, optimisés.

Dans ce contexte, nous ne préconisons pas de sortir d'un mécanisme de marché pour des raisons opérationnelles qui peuvent être solutionnées de façon plus rapide et aisée. Ainsi, dans le cadre du premier scénario, nous avons proposé diverses options pour optimiser le marché des CV sans pour autant toucher à son fonctionnement intrinsèque.

En l'absence d'une nécessité avérée, nous recommandons donc de favoriser le laisser-faire sur le marché des CV.

En effet, l'évolution du mécanisme de CV actuel vers le scénario 2 ou 3 a soulevé des questions de matière à mettre en péril le développement de nouvelles installations de production d'électricité verte en RBC :

- Rétroactivité potentielle pouvant impacter la rentabilité financière des installations ;
- Coexistence de plusieurs systèmes, pouvant impacter la transparence et lisibilité du système de soutien ;
- Complexité de modélisation d'un prix unique du CV et du niveau de la prime ;

De plus, la présence d'un marché permet l'obtention d'un prix de transaction qui soit le reflet des souhaits des acteurs de marché. Ce prix de marché contient une série d'informations intangibles – pertinentes – qu'il est primordial de prendre en compte, et qui ne peuvent pas être extraites d'une autre façon que celle laissant l'offre et la demande se rencontrer.

Pour toutes les raisons précitées, nous recommandons de ne pas poursuivre de pistes d'évolution en dehors d'un mécanisme de marché. A l'inverse, la majorité des faiblesses du mécanisme actuel peuvent être solutionnées au travers de modifications opérationnelles (telles que proposées dans l'option 1 du scénario 1 par exemple).

3

Prochaines étapes

Prochaines étapes

1. Traitement des commentaires reçus de la part de Brugel sur le rapport intermédiaire.
2. Rédaction du projet de rapport final, incluant les pistes d'évolution discutées.
3. Présentation du rapport final au Comité d'Accompagnement.

Merci de votre attention. Bedankt voor uw aandacht.

Coordonnées de l'équipe projet



T: 02 710 97 09
M: 0479 91 31 80
luc.vercruyssen@pwc.com

Luc Vercruyssen
Directeur



T: 02 710 41 83
M: 0497 34 54 03
charlotte.busine@pwc.com

Charlotte Busine
Senior Manager



T: 02 710 94 20
M: 0473 96 59 99
annabelle.leclercq@pwc.com

Annabelle Leclercq
Consultant



T: 02 710 97 38
M: 0474 21 19 04
esmeralda.jesoirens@pwc.com

Esmeralda Jesoirens
Consultant



www.pwc.be

