

Document de consultation publique

(PRD)2511

26 janvier 2023

à savoir

Projet de décision sur le modèle de déclaration à introduire par les débiteurs du prélèvement instauré dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

REMARQUE PRÉALABLE

Toute consultation est soumise aux dispositions du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG. Ceci vaut également pour le traitement et la publication des observations reçues. Le règlement d'ordre intérieur ainsi que ses modifications ont été publiés au moniteur belge du 14 décembre 2015 et du 12 janvier 2017. Vous trouverez [ici](#) plus d'informations ainsi que les liens vers ces publications.

APERÇU

Objet :

Dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité, tel que prévu par les articles 22^{ter} et 22^{quater} de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité »), un certain nombre de missions ont été confiées à la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG).

Le présent projet de décision a pour objet de mettre en œuvre la mission visée à l'article 22^{ter}, § 6, alinéa 4, de la loi électricité qui prévoit que la CREG est chargée de déterminer, au plus tard le 28 février 2023, le modèle de la déclaration à introduire par les débiteurs concernés, ainsi que le format des documents à transmettre pour la période imposable allant du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022 inclus.

Cette déclaration sert de base au calcul du prélèvement sur les recettes excédentaires réalisées par les débiteurs entre le 1^{er} août 2022 et le 31 décembre 2022.

La CREG a opté pour l'établissement du modèle de déclaration sous la forme d'une plateforme électronique. La CREG doit mettre sur pied la plateforme électronique dans des délais extrêmement courts. Afin de donner l'opportunité au marché de disposer de 14 jours calendrier pour apporter ses commentaires au présent projet de décision, la CREG a opté pour une publication en deux étapes. Le document publié **le 26 janvier 2023** décrit, le plus précisément possible, dans l'état actuel de connaissance des spécifications techniques de la plateforme, les informations et le format des documents à transmettre par le débiteur dans le cadre de sa déclaration. Ensuite, la CREG publiera, **le 2 février 2023**, une actualisation du présent projet de décision en y incluant des copies d'écran de la plateforme et apportera les adaptations éventuellement nécessaires au présent projet de décision sur base des dernières spécifications technique connues de la plateforme.

Modalités de la consultation :

1) Période de consultation :

Cette période de consultation compte 2 semaines et se termine le 09.02.2023 à 23.59 CET inclus.

Le délai prévu par la loi électricité pour la mise à disposition par la CREG du modèle de déclaration ne permet pas à la CREG d'organiser une période de consultation supérieure de 2 semaines. En effet, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et introduisant

un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité a été adoptée le 16 décembre 2022 et publiée au Moniteur belge le 22 décembre 2022. Cette loi impose à la CREG de publier le modèle de déclaration pour le 28 février 2023 au plus tard. Afin de garder un délai suffisant pour adapter le modèle de déclaration sur base des remarques formulées par les acteurs de marché, la CREG souhaite disposer des réponses à la consultation pour le 9 février 2023.

2) Mode de transmission des observations :

Par courriel à consult.2511@creg.be

Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être indiquées précisément et sans ambiguïté dans la réponse comme étant confidentielles. En outre, cette réponse doit stipuler les raisons de la confidentialité et l'éventuel désavantage ou préjudice que pourrait subir le répondant si ces informations confidentielles étaient malgré tout publiées. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il le motive dans sa réponse.

3) Personne de contact et/ou coordonnées de contact pour tous renseignements :

Benoît Gerkens et Benedikt Joos, +32 2 289 76 11, consult.2511@creg.be

Projet de décision

(B)2511

26 janvier 2023

Projet de décision sur le modèle de déclaration à introduire par les débiteurs du prélèvement instauré dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Article 22ter, § 6, alinéa 4, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
LISTE DES FIGURES.....	3
INTRODUCTION	4
1. CADRE JURIDIQUE	5
2. ANTECEDENTS	7
2.1. Général	7
3. CONSULTATION	7
4. CONCEPTS.....	7
4.1. « Période visée »	7
4.2. « Débiteur ».....	8
4.3. « Installation »	8
4.4. « recettes excédentaires »	9
4.5. « Plafond sur les recettes issues du marché »	9
4.6. « Profil d'électricité produit et vendu »	10
4.7. « Présomptions ».....	11
4.8. « Transactions visées ».....	15
4.9. « Déduction des coûts liés aux rachats »	16
4.10. « Déclaration »	16
5. FORMULAIRE DE DECLARATION	17
5.1. Confidentialité des données.....	17
5.2. Données transmises	17
5.3. Formulaire de déclaration	17
5.3.1. Enregistrement du débiteur	17
5.3.2. Enregistrement des installations	19
5.3.3. Informations générales sur l'installation.....	20
5.3.4. Informations spécifiques à transmettre pour la présomption n° 1.....	22
5.3.5. Informations spécifiques à transmettre pour la présomption n° 2.....	22
5.3.6. Informations spécifiques à transmettre en cas d'application de la présomption n° 3 .	23
5.3.7. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption n° 4.....	34
5.3.8. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption n° 5.....	34
5.3.9. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption n° 6.....	35
5.3.10. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption n° 3 et 4.....	36
5.3.11. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption 3° et 5°	37
5.4. Validation et transmission des informations	38
5.5. Confirmation de la déclaration.....	38
6. DECISION	39

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Aperçu des présomptions 14

Figure 2: PPA générique 24

Figure 3: Définition d'un volume de base par un volume *baseload* 24

Figure 4: Définition d'un volume de base par un pourcentage du volume d'électricité produit et vendu sous le PPA physique 24

Figure 5: Volume de base différent chaque mois 25

Figure 6: résumé de la définition d'un PPA physique générique 30

Figure 7 :résumé de la définition d'un PPA financier générique..... 33

INTRODUCTION

Dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité, tel que prévu par les articles 22ter et 22quater de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité »), un certain nombre de missions ont été confiées à la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG).

Le présent projet de décision a pour objet de mettre en œuvre la mission visée à l'article 22ter, § 6, alinéa 4, de la loi électricité qui prévoit que la CREG est chargée de déterminer, au plus tard le 28 février 2023, le modèle de la déclaration à introduire par les débiteurs concernés, ainsi que le format des documents à transmettre pour la période imposable allant du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022 inclus.

Cette déclaration sert de base au calcul du prélèvement sur les recettes excédentaires réalisées par les débiteurs entre le 1^{er} août 2022 et le 31 décembre 2022.

La CREG a opté pour l'établissement du modèle de déclaration sous la forme d'une plateforme électronique. La CREG doit mettre sur pied la plateforme électronique dans des délais extrêmement courts. Afin de donner l'opportunité au marché de disposer de 14 jours calendrier pour apporter ses commentaires au présent projet de décision, la CREG a opté pour une publication en deux étapes. Le document publié **le 26 janvier 2023** décrit, le plus précisément possible, dans l'état actuel de connaissance des spécifications techniques de la plateforme, les informations et le format des documents à transmettre par le débiteur dans le cadre de sa déclaration. Ensuite, la CREG publiera, **le 2 février 2023**, une actualisation du présent projet de décision en y incluant des copies d'écran de la plateforme et apportera les adaptations éventuellement nécessaires au présent projet de décision sur base des dernières spécifications technique connues de la plateforme.

Outre la présente introduction, le projet de décision contient six parties :

- 1) cadre juridique ;
- 2) antécédents ;
- 3) consultation ;
- 4) concepts ;
- 5) formulaire de déclaration ;
- 6) décision.

Le présent projet de décision a été approuvé par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 26 janvier 2023.

1. CADRE JURIDIQUE

1. L'article 22ter de la loi sur l'électricité, introduit par la loi du 16 décembre 2022 « modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité » dispose notamment ce qui suit :

« § 1^{er}. Le présent article instaure un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité, par un prélèvement au profit de l'Etat sur les recettes excédentaires réalisées entre le 1^{er} août 2022 et le 30 juin 2023 par les débiteurs visés au paragraphe 2.

[...]

§ 6. Pour le prélèvement dû pour la période du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022 inclus, les débiteurs visés au paragraphe 2 déposent une déclaration à la commission, au plus tard le 30 avril 2023.

Pour le prélèvement dû pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 30 juin 2023 inclus, les débiteurs visés au paragraphe 2 déposent une déclaration à la commission, au plus tard le 7 septembre 2023.

La déclaration contient au minimum les données suivantes :

1° l'identification complète du débiteur ;

2° l'identification complète de chacune de ses installations de production, y compris le ou les code(s) EAN, et le volume total d'électricité injecté pendant la période concernée par installation de production d'électricité, ainsi que la puissance maximale installée de chaque installation de production d'électricité, validés par le(s) gestionnaire(s) de réseau concerné(s) ;

3° lorsque volume total d'électricité par installation de production d'électricité visée au 2° est partagé entre différents débiteurs, la répartition du volume d'électricité concerné entre les débiteurs concernés et tout document attestant de l'accord des débiteurs concernés sur cette répartition ;

4° le profil d'électricité produit et vendu en quart horaire de chaque installation de production, validé par le(s) gestionnaire(s) de réseau concerné(s) ;

5° le cas échéant, l'indication de la plateforme d'échange de blocs d'énergie opérant en Belgique utilisée ;

6° le cas échéant, la preuve visée au paragraphe 5, alinéa 2, 6°, accompagnée de toutes les pièces justificatives ainsi qu'une justification de la stratégie de vente retenue ;

7° par dérogation au 3° à 6°, pour les personnes morales visées au paragraphe 2, alinéa 2, la preuve que les recettes excédentaires sont directement transférées aux consommateurs. A défaut, ces personnes morales transmettent les données visées aux 3° à 6°.

La commission détermine le modèle de la déclaration et le format des documents à transmettre :

1° pour la période du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022 inclus, au plus tard le 28 février 2023 ;

2° pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 30 juin 2023 inclus, au plus tard le 7 juillet 2023.

§ 7. Pour chaque débiteur visé au paragraphe 2, la commission propose le prélèvement dû conformément au présent chapitre :

1° pour la période du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022 inclus, au plus tard le 30 septembre 2023 ;

2° pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 30 juin 2023 inclus, au plus tard le 31 décembre 2023.

La commission peut proposer un prélèvement d'office en raison des recettes excédentaires qu'elle peut présumer eu égard aux éléments dont elle dispose dans le cas où le débiteur visé au paragraphe 2 s'est abstenu soit de remettre la déclaration dans le délai prévu au paragraphe 6, soit de mentionner tous les éléments nécessaires à la détermination de ses recettes excédentaires.

Ce prélèvement d'office prend en considération que l'ensemble du volume d'électricité injecté sur la base des informations reçues par le gestionnaire de réseau concernée, a été vendu au prix de référence du marché. »

2. La loi électricité prévoit également dans son article 22^{quater}, également inséré par la loi du 16 décembre 2022 :

« § 1^{er}. La commission est chargée du contrôle de la déclaration visée à l'article 22^{ter}, § 6, et de la formulation d'une proposition de fixation pour chaque débiteur visé à l'article 22^{ter}, § 2, du montant du prélèvement dû conformément au présent chapitre.

(...). »

3. Les articles 22^{ter} et 22^{quater} de la loi électricité mettent partiellement en œuvre le règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 relatif aux interventions d'urgence en cas de prix élevés de l'énergie¹. Dans ce cadre, l'article 22^{ter}, § 9, de la loi électricité stipule ce qui suit :

« § 9. Le Roi peut, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, prendre les mesures nécessaires pour assurer l'exécution des dispositions obligatoires résultant de toute modification du règlement (UE) 2022/1854, en ce compris la prolongation de la période d'application visée à l'article 20 du règlement (UE) 2022/1854. Le cas échéant, le Roi adapte les modalités de déclaration et de fixation du prélèvement. Ces arrêtés sont censés n'avoir jamais produit d'effet s'ils n'ont pas été confirmés par une loi dans les douze mois de leur date d'entrée en vigueur. »

¹ Voir : Journal Officiel de l'Union européenne L 261 I/1 du 6 octobre 2022, p. 1-21 (ci-après : Règlement UE) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854&qid=1674639729457&from=en>

2. ANTECEDENTS

2.1. GÉNÉRAL

4. Le Règlement (UE) 2022/1854 du Conseil du 6 octobre 2022 « sur une intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie » a notamment pour objet de limiter, de manière temporaire, les recettes issues du marché des producteurs d'électricité par le biais de l'application d'une limitation de ces recettes et d'une redistribution au consommateur final des recettes jugées excédentaires.

5. La loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité a été adoptée le 16 décembre 2022 et publiée au Moniteur belge le 22 décembre 2022.

3. CONSULTATION

En vertu de l'article 33, § 1er, du règlement d'ordre intérieur² du comité de direction de la CREG, la CREG a décidé d'organiser une consultation publique du 26 janvier 2023 au 9 février 2023 sur le projet de décision.

4. CONCEPTS

4.1. « PÉRIODE VISÉE »

6. L'article 22ter, § 1^{er}, de la loi électricité instaure un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité réalisées entre le 1^{er} août 2022 et le 30 juin 2023. L'article 22ter, § 6, prévoit quant à lui que :

« Pour le prélèvement dû pour la période du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022 inclus, les débiteurs visés au paragraphe 2 déposent une déclaration à la commission, au plus tard le 30 avril 2023.

Pour le prélèvement dû pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 30 juin 2023 inclus, les débiteurs visés au paragraphe 2 déposent une déclaration à la commission, au plus tard le 7 septembre 2023. »

² Règlement d'ordre intérieur du comité exécutif de la CREG, publié le 14 décembre 2015 au Moniteur belge et modifié le 12 janvier 2017.

https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2015121401&table_name=wet

7. L'article 22ter, § 7, dispose que :

« La commission détermine le modèle de la déclaration et le format des documents à transmettre :

1° pour la période du 1er août 2022 au 31 décembre 2022 inclus, au plus tard le 28 février 2023 ; [...] »

La « période visée » par le présent modèle de déclaration est la période qui s'étend du 1^{er} août 2022 au 31 décembre 2022.

4.2. « DÉBITEUR »

8. L'article 22ter, § 2, de la loi électricité prévoit que le prélèvement est dû par :

« 1° toute personne physique ou morale ayant, pendant la période visée au paragraphe 1^{er}, injecté de l'électricité sur le réseau de transport, un réseau ayant une fonction de transport, un réseau (fermé) de distribution, un réseau fermé industriel, un réseau de traction ferroviaire ou une ligne directe, au moyen d'une installation de production d'électricité située en Belgique relevant d'une des technologies énumérées à l'article 7.1 du règlement(UE) 2022/1854, d'une puissance installée minimale de 1 MW;

2° tout exploitant nucléaire au sens de l'article 2, 5°, de la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition ;

3° toute société contributive au sens de l'article 2, 11°, de la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition ;

4° tout propriétaire de la centrale nucléaire visée à l'article 4/1 de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. »

4.3. « INSTALLATION »

9. L'article 22ter, § 3, de la loi électricité définit comme suit l'installation :

« Installation de production d'électricité située en Belgique relevant d'une des technologies énumérées à l'article 7.1 du Règlement (UE) 2022/1854, d'une puissance installée minimale de 1 MW. »

10. Les technologies visées sont :

- a) énergie éolienne ;
- b) énergie solaire (solaire thermique et solaire photovoltaïque) ;
- c) énergie géothermique ;
- d) hydroélectricité sans réservoir ;
- e) combustibles issus de la biomasse (combustibles solides ou gazeux issus de la biomasse), à l'exclusion du biométhane ;
- f) déchets ;
- g) énergie nucléaire ;
- h) lignite ;

- i) produits à base de pétrole brut ;
- j) tourbe.

11. En principe, chaque EAN lié à une des technologies énumérées à l'article 7.1 du Règlement (UE) 2022/1854, d'une puissance installée minimale de 1 MW correspond à une installation. Le débiteur peut cependant choisir, pour les besoins de l'application du prélèvement, de regrouper en une seule « installation » (au sens de la loi) plusieurs EAN relevant d'une même technologie parmi celles énumérées à l'article 7.1 du Règlement (UE) 2022/1854, pour autant que ce regroupement se justifie par des raisons géographiques. A titre d'exemple, le débiteur peut définir une seule installation dans le cas d'un parc éolien ou d'une centrale nucléaire qui disposent de plusieurs EAN.

4.4. « RECETTES EXCÉDENTAIRES »

12. L'article 22ter, § 3, de la loi électricité précise que les recettes excédentaires représentent la différence positive entre les recettes issues du marché et le plafond sur les recettes issues du marché. Les recettes excédentaires sont ainsi par définition positives ou nulles.

13. Les recettes excédentaires sont calculées pour chaque transaction de vente d'électricité en MWh livrés au cours de la période visée. Le plafond est ainsi appliqué transaction par transaction. Les recettes excédentaires correspondent ainsi à la somme de la différence positive entre les recettes issues du marché et le plafond sur les recettes issues du marché de chaque transaction.

14. Les recettes excédentaires sont calculées par installation de production d'électricité.

15. Les recettes excédentaires sont présumées nulles lorsque l'électricité vendue sur le marché a été produite par une installation de production d'électricité qui se voit appliquer un mécanisme d'aide à la production au terme duquel les recettes issues du marché sont plafonnées par une autorité compétente. Une telle installation qui bénéficie d'une aide à la production d'électricité ne présente pas de recettes excédentaires pour la période pour laquelle elle bénéficie de cette aide à la production. Il s'agit par exemple des mécanismes contractuels ou réglementaires du type tarifs de rachat ou « *2-sided Contract for Difference* », c'est-à-dire un mécanisme d'aide à la production dans lequel un niveau de revenu fixe (le "prix d'exercice") est garanti sur la base d'un revenu perçu sur le marché de gros et d'une aide à la production reçue. L'aide à la production reçue correspond donc à la différence entre le prix d'exercice et le prix de l'électricité sur le marché de gros. Si le prix de l'électricité sur le marché de gros est supérieur au prix d'exercice, le bénéficiaire doit rembourser cette différence.

4.5. « PLAFOND SUR LES RECETTES ISSUES DU MARCHÉ »

16. L'article 22ter, § 4, de la loi électricité prévoit que le plafond sur les recettes issues du marché est fixé en principe à 130 € par MWh d'électricité.

17. Cette même disposition contient toutefois deux dérogations.

D'une part, le plafond sur les recettes issues du marché est de 180 € par MWh d'électricité pour :

- les installations qui produisent de l'électricité à partir de combustibles solides ou gazeux issus de la biomasse ;
- les incinérateurs de déchets municipaux.

D'autre part, lorsque l'électricité vendue a été produite au moyen d'une installation de production d'électricité bénéficiant d'une aide à la production qui varie en fonction de l'évolution du prix du marché de l'électricité, le plafond est fixé à 130 € par MWh d'électricité ou au niveau du LCOE majoré de 50 € par MWh d'électricité si ce résultat dépasse 130 €/MWh, sans toutefois pouvoir dépasser 180 € par MWh d'électricité.

18. LCOE est l'acronyme anglais pour Levelized Cost of Energy, signifiant « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond au coût complet de l'électricité sur la durée de vie économique de l'installation qui la produit, y compris le retour sur investissement. Dans le cas d'une aide à la production qui varie en fonction du prix du marché de l'électricité, le LCOE est une valeur garantie, le cas échéant résultant d'une formule, telle que déterminée dans le mécanisme d'aide à la production applicable, qui couvre les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et le retour sur investissement.

19. Dans le cas de l'éolien offshore, il est demandé au débiteur de communiquer le LCOE de l'installation sur base des valeurs définies par ou en vertu de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid*, auxquelles est, le cas échéant, ajoutée la surcharge câble visée à l'article 7, § 2, de la loi électricité.

20. Dans le cas d'une installation qui bénéficie d'une aide à la production régionale qui varie en fonction de l'évolution du prix du marché de l'électricité, le LCOE dépend de la technologie et de l'année de référence du mécanisme d'aide dont elle bénéficie. Il est également demandé au débiteur de communiquer le LCOE de l'installation sur base des valeurs définies par ou en vertu des dispositions décrétales (ordonnantielles) ou réglementaires applicables, conformément aux tableaux repris en annexe.

4.6. « PROFIL D'ÉLECTRICITÉ PRODUIT ET VENDU »

21. Le profil d'électricité produit et vendu est le profil d'électricité sur la base duquel les recettes issues du marché sont déterminées.

22. Le profil d'électricité produit et vendu est établi en considérant que les recettes issues du marché sont les revenus réalisés par le débiteur, pour chaque transaction, en échange de la vente et de la livraison d'électricité au cours de la période visée.

23. Dans le cas où la production d'électricité de l'installation est vendue dans le cadre d'un (ou plusieurs) *Power Purchase Agreement* ou leurs variantes telles que les *Corporate Power Purchase Agreement* (CPPA) et les *Power Purchase Agreement* financiers ou virtuels (VPPA) (ci-après, « PPA »), c'est-à-dire un contrat bilatéral d'achat d'électricité, un profil d'électricité produit et vendu devra être communiqué pour chaque PPA, qui correspond au profil d'électricité vendu sous le PPA.

24. Dans le cas où la production d'électricité de l'installation est vendue sur le marché de gros, dans le cas d'une installation sur le réseau de distribution, le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil de production augmenté des pertes sur le réseau de transport.

25. Dans le cas où la production d'électricité de l'installation est vendue, pour partie sur le marché de gros et pour partie dans le cadre d'un (ou plusieurs) PPA, plusieurs profils d'électricité produit et vendu sont transmis. Un profil d'électricité produit et vendu est communiqué pour chaque PPA et un profil d'électricité produit et vendu est communiqué pour le profil d'électricité vendu sur le marché de gros.

26. Une production qui ne serait pas injectée dans le réseau mais qui serait vendue par le producteur à un tiers doit également être prise en compte dans le calcul des recettes excédentaires et est donc reprise dans le profil d'électricité produite et vendue. A titre d'exemple, dans le cas d'un producteur qui exploite une éolienne sur le site industriel d'un tiers et vend directement une partie de sa production à ce tiers sans l'injecter dans le réseau, le profil de production vendu est repris dans le profil d'électricité produit et vendu. Ainsi, le profil d'électricité produit et vendu pour cette éolienne correspond au profil d'électricité vendu au tiers auquel s'ajoute le profil d'électricité vendu sur le marché.

27. Dans le cas d'un producteur qui consomme une partie de sa production en autoconsommation, cette autoconsommation n'est pas considérée comme produite et vendue. Elle n'est donc pas prise en compte dans le calcul des recettes excédentaires et ne doit dès lors pas être reprise dans le profil d'électricité produit et vendu.

28. Le profil d'électricité produit et vendu communiqué par le débiteur du prélèvement doit se baser sur les données qu'il a reçues du (des) gestionnaire(s) de réseau concerné(s). S'il n'est pas requis du débiteur du prélèvement d'obtenir une attestation des données de production de la part du (des) gestionnaire(s) de réseau concerné(s), la CREG aura cependant la possibilité de demander ce(s) gestionnaire(s) de réseau les données de production et d'injection pour valider les données transmises par le débiteur.

4.7. « PRÉSOMPTIONS »

29. Afin de définir le montant du prélèvement, l'article 22ter, § 5, de la loi électricité prévoit un certain nombre de présomptions applicables aux différentes technologies de production en fonction de leurs particularités.

30. La loi électricité détermine ainsi les recettes issues du marché pour chaque installation au moyen de présomptions. Les présomptions visées aux 1° à 5° de l'article 22ter, § 5, ont pour objectif d'alléger la charge administrative des débiteurs, de la CREG et du SPF Economie en recourant à des estimations raisonnables et fondées sur les pratiques du marché et sur la législation en vigueur :

- La première présomption ne s'applique qu'aux centrales nucléaires visées par la loi du 11 avril 2003 relative à la contribution de répartition : il s'agit des centrales Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3.
- La deuxième présomption ne s'applique qu'à la centrale nucléaire visée à l'article 4/1 de la loi du 31 janvier 2003 relative à la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité : il s'agit de la centrale de Tihange 1.
- La troisième présomption s'applique aux installations qui ne sont pas couvertes par la première ou la deuxième présomption et dont la production est couverte par un contrat d'achat d'électricité. Dans ce contexte, on entend par contrat d'achat d'électricité : les *Power Purchase Agreement* (PPA) ou leurs variantes telles que les *Corporate Power Purchase Agreement* (CPPA) et les *Power Purchase Agreement* financiers ou virtuels (VPPA). En cas de *Power Purchase Agreement* financiers ou virtuels (VPPA), le débiteur fournit, sous la présomption 3, les informations relatives au VPPA mais également les informations relatives à la vente physique du profil produit et vendu de l'installation sous un PPA. L'ensemble des transactions seront prises en compte pour évaluer les recettes excédentaires.

- La quatrième présomption s'applique aux installations qui :
 - ne sont pas visées à la première, deuxième ou troisième présomption ;
 - ne bénéficient pas d'un mécanisme d'aide à la production, à moins que ce mécanisme prévoie que le montant de l'aide ne dépend pas de l'évolution du prix de l'électricité.

La loi électricité prévoit également que la quatrième présomption puisse s'appliquer aux installations qui bénéficieraient d'un mécanisme d'aide à la production dont le montant dépend de l'évolution du prix de l'électricité sur une période de trois ans. Selon la CREG, aucune installation ne bénéficie d'un tel mécanisme pour la période visée. Pour les installations qui bénéficient d'un mécanisme d'aide à la production octroyé par la région flamande et dont le montant dépend de l'évolution du prix de l'électricité, le montant de l'aide dépend de l'évolution du prix de l'électricité sur une période de 12 mois. Pour les installations qui bénéficient d'un mécanisme d'aide à la production octroyé par la région wallonne et dont le montant dépend de l'évolution du prix de l'électricité, le montant de l'aide dépend de l'évolution du prix de l'électricité sur une période de 6 mois.

- La cinquième présomption s'applique aux installations qui ne sont pas visées par la première, la deuxième, la troisième ou la quatrième présomption. Il s'agit ainsi plus particulièrement des installations qui bénéficient d'un mécanisme d'aide à la production dont le montant dépend de l'évolution du prix de l'électricité, octroyé par la région flamande ou par la région wallonne.

En Flandre, les installations concernées sont les installations qui bénéficient d'un mécanisme d'aide à la production qui dépend du « bandingfactor »³. Dans ce cas, le volume d'électricité vendu à terme est considéré avoir fait l'objet d'une transaction par jour où une cotation journalière d'un produit *baseload* annuel en année -1 (CAL+1) a été publiée par une plateforme d'échange de blocs d'énergie opérant en Belgique, sur une période de 12 mois. Pour la période du 1^{er} août au 31 décembre 2022, la période de référence de 12 mois va du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2021.

En Wallonie, les installations concernées sont les installations qui bénéficient d'un mécanisme d'aide à la production qui dépend du coefficient « Keco »⁴. Dans ce cas, le volume d'électricité vendu à terme est considéré avoir fait l'objet d'une transaction par jour où une cotation journalière d'un produit *baseload* annuel en année -1 (CAL+1) a été publiée par une plateforme d'échange de blocs d'énergie opérant en Belgique, sur une période de 6 mois. Pour la période du 1^{er} août au 31 décembre 2022, la période de référence va du 1^{er} janvier 2021 au 30 juin 2021.

31. Si seule une partie de la production d'une installation est couverte par un (ou plusieurs) *Power Purchase Agreement* (PPA) ou ses variantes, le débiteur a la possibilité d'appliquer la troisième présomption au profil d'électricité produit et vendu sous un PPA et d'appliquer la quatrième ou la

³ Le « bandingfactor » est utilisé pour calculer les certificats verts ou de cogénération octroyés par la région flamande dans le cas de :

- Projets dont la date de démarrage est postérieure au 1er janvier 2013 :
 - Nouvelles installations
 - Des centrales de cogénération substantiellement modifiées
- Les projets d'énergie verte dont la date de démarrage est antérieure à 2013 et qui ont bénéficié d'un « bandingfactor » spécifique via les options d'extension.

⁴ Le « Keco » est utilisé pour calculer les certificats verts octroyés par la région wallonne dans le cas de projets dont la date de démarrage est postérieure au 1er juillet 2014. Le « Keco » est le coefficient économique appliqué de la première à la dernière année d'octroi pour une technologie donnée.

cinquième présomption au solde du profil d'électricité produit et vendu de l'installation. Dans ce cas, en pratique, la présomption n° 5 peut s'appliquer lorsque l'installation bénéficie d'un mécanisme d'aide à la production dont le montant dépend de l'évolution du prix de l'électricité octroyé en Flandre ou en Wallonie. Dans les autres cas, la présomption n° 4 s'applique.

32. La loi électricité prévoit la possibilité de renverser certaines présomptions. Le renversement des présomptions ne peut être acceptée que dans certains cas, et sous certaines conditions.

Tout d'abord, seules les présomptions n° 3 à 5 peuvent être renversées moyennant la communication de toutes les informations utiles à cet effet.

Il est, entre autres, demandé au débiteur d'inclure une justification de la stratégie de vente différente de celle envisagée dans la présomption qui s'applique à l'installation. Ce renversement peut concerner toute ou partie des installations de production du débiteur. Le débiteur qui souhaite renverser la présomption pour une installation déterminée doit démontrer que ses recettes issues du marché résultant de la production d'électricité par cette installation diffèrent des présomptions n° 3, 4 et 5, en apportant toutes les données couvrant l'ensemble de ses installations afin d'éviter le transfert artificiel, par le biais de transactions, de recettes issues du marché élevées vers des installations de production dont les recettes calculées en fonction de la présomption applicable seraient moins élevées (et inversement).

33. La figure 1 donne un aperçu schématique de la détermination de la présomption applicable.

Figure 1: Aperçu des présomptions



4.8. « TRANSACTIONS VISÉES »

34. Conformément à l'article 22ter, § 5, de la loi électricité, les transactions visées sont les transactions effectuées par le débiteur en échange de la vente et de la livraison d'électricité au cours de la période visée, quelle que soit la forme contractuelle sous laquelle cet échange a lieu, y compris les contrats d'achat d'électricité et d'autres opérations de couverture contre les fluctuations du marché de gros de l'électricité.

35. Comme souligné dans les travaux préparatoires de la loi du 16 décembre 2022, le plafond est appliqué transaction par transaction, « *de sorte qu'en principe toute transaction pour laquelle un excédent de revenus est réalisé, est imposée* ». Par ailleurs, la loi définit ce qu'il convient d'entendre par « transaction » lors de la détermination des recettes issues du marché.

36. Pour la présomption n° 1, le volume d'électricité vendu à terme est considéré avoir fait l'objet d'une transaction par jour où une cotation journalière d'un produit *baseload* calendrier a été publiée par la plateforme d'échange de blocs d'énergie visée dans la section 3 de l'annexe à la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition⁵. Le volume d'électricité vendu sur le marché à un jour est considéré, quant à lui, avoir fait l'objet d'une transaction pour chaque période de livraison d'une heure pour le volume horaire concerné.

37. Pour la présomption n° 2, le volume d'électricité vendu à terme est considéré avoir fait l'objet d'une transaction lors du premier jour ouvrable de chaque mois où une cotation journalière d'un produit *baseload* calendrier a été publiée par la plateforme d'échange de blocs d'énergie considérée dans le cadre de l'application de l'article 4/1, § 2, alinéa 3, de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité. Le volume d'électricité vendu sur le marché à un jour est considéré, quant à lui, avoir fait l'objet d'une transaction pour chaque période de livraison d'une heure pour le volume horaire concerné.

38. Pour la présomption n° 3, le volume d'électricité vendu à terme est considéré avoir fait l'objet d'une transaction par jour pris en compte par le contrat susvisé pour déterminer le prix. Ainsi, par exemple, pour un PPA dont le prix est défini par une indexation ENDEX CAL+1 avec une indexation basée sur l'ensemble des cotations en année-1 pour CAL+1, une transaction est définie pour chaque jour de cotation en année-1 pour CAL+1. De même, à titre de second exemple, pour un PPA dont le prix fixe pour une période donnée est basé sur la moyenne des prix à terme CAL+1 sur une période spécifique, une transaction est définie pour chaque jour de cotation de la période spécifique pour le produit CAL+1. Le volume d'électricité vendu sur le marché à un jour est considéré, quant à lui, avoir fait l'objet d'une transaction pour chaque période de livraison d'une heure pour le volume horaire concerné. Ainsi, à titre d'exemple, pour un PPA dont le prix est défini par une indexation EPEX SPOT Belgium, une transaction est définie pour chaque heure de livraison.

39. Pour la présomption n° 4, le volume d'électricité vendu à terme est considéré avoir fait l'objet d'une transaction par jour où une cotation journalière d'un produit *baseload* calendrier a été publiée par une plateforme d'échange de blocs d'énergie opérant en Belgique. Le volume d'électricité vendu sur le marché à un jour est considéré, quant à lui, avoir fait l'objet d'une transaction pour chaque période de livraison d'une heure.

⁵ Il s'agit de l'annexe à la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition, telle que modifiée par la loi du 25 décembre 2016 portant modifications de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales et de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

40. Pour la présomption n° 5, le volume d'électricité vendu à terme est considéré avoir fait l'objet d'une transaction par jour où une cotation journalière d'un produit *baseload* calendrier a été publiée par une plateforme d'échange de blocs d'énergie opérant en Belgique, sur une période d'un an ou, lorsqu'un mécanisme de soutien de l'installation de production est fondé sur l'évolution du prix de l'électricité sur une période six mois, sur une période de six mois. Le volume d'électricité vendu sur le marché à un jour est considéré, quant à lui, avoir fait l'objet d'une transaction pour chaque période de livraison d'une heure.

41. Pour la présomption n° 6, chaque vente d'électricité à terme constitue une transaction définie par sa date de transaction, son prix et son volume. Tout volume d'électricité produit et vendu, mais non vendu à terme est réputé vendu au prix de référence du marché. Le volume d'électricité vendu sur le marché à un jour est considéré avoir fait l'objet d'une transaction pour chaque période de livraison d'une heure. Une installation dont la production est couverte par un ou plusieurs Power Purchase Agreement (PPA) ou leurs variantes peut faire l'objet de la présomption n° 6. Dans ce cas, le volume d'électricité vendu à terme est considéré avoir fait l'objet d'une transaction par jour pris en compte par le contrat susvisé pour déterminer le prix. Le volume d'électricité vendu sur le marché à un jour est considéré, quant à lui, avoir fait l'objet d'une transaction pour chaque période de livraison d'une heure pour le volume horaire concerné.

42. Seules les transactions effectuées à proprement parler par le débiteur sont prises en compte dans le cadre du calcul des recettes excédentaires de ce débiteur.

4.9. « DÉDUCTION DES COÛTS LIÉS AUX RACHATS »

43. L'article 22ter, § 5, de la loi électricité prévoit la déduction des coûts liés aux rachats des recettes excédentaires pour l'ensemble des présomptions à l'exception de la présomption n° 3. Il s'agit des coûts liés à l'achat de volumes d'électricité en vue de livrer des volumes d'électricité vendus et non produits au cours de la période visée lorsque la production effective est inférieure à la production vendue à terme, à hauteur de l'écart positif entre le prix de référence du marché et le plafond sur les recettes excédentaires. Cette déduction ne peut mener à des recettes excédentaires négatives et les coûts en question ne peuvent pas être reportés d'une période précédente ni vers une période suivante, ni être transférés entre installations de production d'un même portefeuille.

44. Cette déduction ne s'applique logiquement pas aux installations de production concernées par un PPA ou leurs variantes dans la mesure où l'objet de ce type de contrat se limite à la vente de l'électricité effectivement produite. Si le contrat d'achat d'électricité (PPA) prévoit un coût pour le producteur lié à l'achat de volumes d'électricité pour livrer des volumes d'électricité vendus et non produits au cours de la période visée, celui-ci sera déduit des recettes excédentaires conformément aux dispositions prévues dans le PPA.

4.10. « DÉCLARATION »

45. Le débiteur visé par le prélèvement doit introduire une seule déclaration à la CREG pour l'ensemble des installations visées à l'article 7.1 du Règlement UE qui sont situées en Belgique et pour lesquelles il est responsable de l'injection de l'électricité produite sur le réseau de transport, un réseau ayant une fonction de transport, un réseau (fermé) de distribution, un réseau fermé industriel, un réseau de traction ferroviaire ou une ligne directe.

46. Cette déclaration doit également être introduite par les communautés énergétiques citoyennes et les communautés d'énergie renouvelable (ou leur équivalent au niveau régional) afin

qu'elles démontrent que leurs recettes excédentaires sont directement transférées aux consommateurs membres de ces communautés.

47. Si la production d'électricité d'une installation est répartie entre plusieurs débiteurs, la déclaration de chaque débiteur doit reprendre la production correspondant à sa part dans la production totale de l'installation. A titre de justificatif, il est demandé au débiteur de joindre à sa déclaration tout document attestant de l'accord des débiteurs concernés sur cette répartition.

5. FORMULAIRE DE DECLARATION

5.1. CONFIDENTIALITÉ DES DONNÉES

48. Le formulaire de déclaration est complété dans un environnement sécurisé dédié à la CREG. Toutes les données seront transmises sous forme cryptée et stockées dans une base de données. Cela permet de garantir la sécurité des données. L'utilisation des données est par ailleurs limitée aux personnes autorisées. Les données de la plateforme sont sauvegardées quotidiennement sous forme cryptée.

49. Les données à caractère personnel sont traitées conformément à la politique en matière de vie privée de la CREG (disponible sur son site internet).

5.2. DONNÉES TRANSMISES

50. Toutes les informations nécessaires à la vérification de la déclaration doivent être mises à disposition de la CREG.

51. Lors de l'établissement de la déclaration, des pièces justificatives doivent être ajoutées pour chaque installation : il s'agit d'une part des données mises à disposition sous une forme structurée et d'autre part des données qui peuvent être fournies sous forme libre. Les informations sous forme structurée concernent, par exemple, les données de production pour lesquelles la CREG impose un format csv. Les informations en format libre concernent, par exemple, les annexes relatives aux contrats de PPA.

5.3. FORMULAIRE DE DÉCLARATION

52. Les sections suivantes présentent toutes les étapes du formulaire de déclaration.

5.3.1. Enregistrement du débiteur

53. L'article 22ter, § 2, de la loi électricité définit les débiteurs du prélèvement. Tout débiteur visé par cette disposition doit rentrer une déclaration, (cfr. points 45 et 46 du présent projet de décision).

54. Avant de remplir le formulaire de déclaration, le débiteur doit s'enregistrer sur la plateforme.

55. Tout d'abord, il est demandé au débiteur de créer un utilisateur principal sur la plateforme. Pour ce faire, il est demandé de communiquer une adresse e-mail et de créer un mot de passe. Le système MFA (*Multi Factor Authentication*) sera également utilisé.

56. Ensuite, l'utilisateur principale enregistre le débiteur sur la plateforme. Les informations suivantes sont demandées :

- 1) le nom ou la dénomination sociale du débiteur du prélèvement ;
- 2) la forme juridique du débiteur :
 - le débiteur sélectionne sa forme juridique au sein d'un menu déroulant parmi les possibilités suivantes : SA, SRL, SC, SS, personne physique ;
- 3) le numéro de TVA du débiteur ou, à défaut, son numéro d'entreprise ;
- 4) le siège social ou l'adresse du débiteur ;
- 5) les informations relatives à la personne de contact :
 - ses nom et prénom ;
 - son adresse électronique ;
 - son numéro de téléphone.

La personne de contact peut être l'utilisateur principal ou tout autre personne désignée par le débiteur. Si l'utilisateur principal est un mandataire (par exemple, un comptable externe), un document relatif à ce mandataire doit être joint à la demande).

57. L'enregistrement du débiteur n'est finalisé qu'après validation par la CREG. Après validation de l'enregistrement par la CREG, un compte sera créé. L'utilisateur principal en sera informé par e-mail.

58. La déclaration ne peut être effectuée qu'après la validation de l'enregistrement par la CREG. Cette procédure peut prendre plusieurs jours ouvrables. Cela signifie que pour les demandes de validation de l'enregistrement du débiteur soumises après le 24 avril 2023, aucune garantie ne peut être donnée qu'elles seront traitées à temps pour que la déclaration puisse être introduite en temps utile, à savoir au plus tard le 30 avril 2023.

59. Comme un débiteur peut posséder un nombre important d'installations pour lesquelles les informations doivent être fournies, l'utilisateur principal a la possibilité d'inviter plusieurs utilisateurs à s'enregistrer pour le même débiteur. Toutefois, le nombre maximum d'utilisateurs par débiteur est fixé à dix et il est demandé que le nombre d'utilisateurs créés ne dépasse pas le nombre d'installations reprises dans une déclaration.

60. L'utilisateur principal a le droit d'enregistrer plusieurs débiteurs s'il est désigné par plusieurs débiteurs comme utilisateur principal. La CREG validera alors chacun des débiteurs créés. De même, l'utilisateur principal peut enregistrer un utilisateur pour plusieurs débiteurs validés par la CREG.

61. Dans la suite du document, l'utilisateur principal ou l'utilisateur enregistré par l'utilisateur principal est dénommé « l'Utilisateur ».

5.3.2. Enregistrement des installations

62. Lorsque l'Utilisateur se connecte à la plateforme, il a la possibilité d'enregistrer l'ensemble des installations du débiteur. L'utilisateur ajoute chaque installation en cliquant sur le bouton « Ajouter une installation ».

63. Pour chaque installation, les données suivantes doivent être fournies par l'Utilisateur :

- 1) le nom de l'installation. Il s'agit d'une référence propre au débiteur ;
- 2) la confirmation que le volume total d'électricité produite par l'installation est à attribuer au seul débiteur ou est partagé entre plusieurs débiteurs. Dans le dernier cas, il est demandé à l'Utilisateur de communiquer la part du débiteur qu'il représente dans l'installation;
- 3) la puissance installée maximale attribuée au débiteur (en MW) ;
- 4) le type de technologie, sélectionné parmi les options suivantes :
 - a) énergie éolienne ;
 - b) énergie solaire (solaire thermique et solaire photovoltaïque) ;
 - c) énergie géothermique ;
 - d) hydroélectricité sans réservoir ;
 - e) combustibles issus de la biomasse (combustibles solides ou gazeux issus de la biomasse), à l'exclusion du biométhane ;
 - f) déchets ;
 - g) énergie nucléaire ;
 - h) lignite ;
 - i) produits à base de pétrole brut ;
 - j) tourbe ;
- 5) l'adresse de l'installation :
 - a) nom de la rue et numéro postal ;
 - b) code postal ;
 - c) nom de la commune.
- 6) dans le cas où le volume total d'électricité produite par l'installation est partagé entre plusieurs débiteurs, il est demandé à l'Utilisateur d'ajouter un document attestant de l'accord des débiteurs concernés sur la répartition de l'installation ;
- 7) le code EAN de l'installation. Si l'installation dispose de plusieurs EAN, ceux-ci doivent être ajoutés par le biais du bouton « Ajouter un EAN » ;

5.3.3. Informations générales sur l'installation

64. Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur de fournir le volume total d'électricité (en MWh) injecté pendant la période visée. Le volume total d'électricité injecté correspond à la somme des profils d'électricité produits et vendus pour la période visée. Ce volume total pourra faire l'objet d'une vérification par la CREG auprès du (des) gestionnaire(s) de réseau concerné(s).

65. Ensuite, afin de déterminer si l'installation est exonérée du prélèvement⁶, il est demandé à l'Utilisateur de mentionner si l'installation fait partie d'une communauté énergétique citoyennes ou d'une communauté d'énergie renouvelable (ou toute communauté équivalente visée par les législations régionales).

Si tel est le cas, il est demandé à l'Utilisateur de confirmer que les recettes excédentaires ont été directement transférées aux consommateurs qui sont membres de la communauté.

Si les deux conditions précitées sont réunies, il sera demandé à l'Utilisateur de transmettre les documents, en format pdf, démontrant que l'installation fait partie d'une communauté énergétique citoyenne ou d'une communauté d'énergie renouvelable et que les recettes excédentaires ont été directement transférées aux consommateurs qui sont membres de la communauté. Après la soumission de ces documents, aucun renseignement supplémentaire ne devra être fourni pour l'installation concernée.

66. Si l'installation ne fait pas partie d'une communauté énergétique citoyenne ou d'une communauté d'énergie renouvelable (ou leur équivalent dans la législation régionale), ou si les recettes excédentaires n'ont pas été directement transférées aux consommateurs qui sont membres de la communauté, il est demandé à l'Utilisateur de confirmer si l'installation bénéficie d'une aide à la production qui varie en fonction de l'évolution du prix du marché de l'électricité.

67. Si l'installation bénéficie d'une aide à la production qui varie en fonction de l'évolution du prix du marché de l'électricité, des informations supplémentaires sont requises de la part de l'Utilisateur.

Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur de confirmer si l'installation bénéficie d'une aide à la production du type 2-Sided Contract for Difference. Pour une telle installation, la preuve de l'application de ce type d'aide à la production doit être fournie ainsi que la date du début de son application à l'installation. Si cette date est antérieure à la période visée, les demandes d'information suivantes ne sont alors pas posées⁷.

Si l'installation ne bénéficie pas d'une aide à la production du type *2-Sided Contract for Difference* ou si celle-ci démarre après le début de la période visée, il est demandé à l'Utilisateur de préciser, parmi les possibilités suivantes, l'autorité qui a accordé l'aide à la production :

- Flandre;
- Wallonie;
- Fédéral.

⁶ Conformément à l'article 22ter, § 2, alinéa 2, le prélèvement n'est pas dû par les communautés d'énergie citoyenne et les communautés d'énergie renouvelable ou les communautés d'énergie assimilée visées par la législation régionale, à condition que le surplus de recettes soit directement transféré aux consommateurs membres de ces communautés.

⁷ Une installation qui bénéficie de ce type d'aide à la production n'a de facto pas de revenu excédentaire durant la période où ce type d'aide est en place. En effet, les recettes issues du marché sont déjà plafonnées par ce mécanisme d'aide à la production.

Si l'aide à la production est octroyée au niveau fédéral, il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer le LCOE de l'installation en y incluant, si nécessaire, la surcharge « câble ».

Si l'aide à la production est octroyée au niveau régional :

- Il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer le LCOE de l'installation.
- L'Utilisateur sélectionne la période de référence durant laquelle les certificats verts ont été réservés pour l'installation dans une liste déroulante. La liste déroulante dépend de la région qui a octroyé l'aide à la production. A titre d'exemple, l'Utilisateur indiquera comme période de référence « 2020 » pour une éolienne dont la mise en service a lieu en 2022 dont les certificats ont été réservés en 2020 dans le cadre d'une aide à la production wallonne.
- L'Utilisateur sélectionne la catégorie de l'installation telle que décrite dans le mécanisme d'aide à la production dans une liste déroulante. La liste déroulante dépend de la région qui a octroyé l'aide à la production.

Enfin, il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer :

- Le nombre de certificats verts (CV) que le débiteur a reçus pour sa part dans l'installation durant la période visée. Dans le cas où l'installation bénéficie d'une aide à la production du type *2-Sided Contract for Difference* qui débute après le démarrage de la période visée, il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer le nombre de certificats verts (CV) que le débiteur a reçus pour sa part dans l'installation durant la période visée jusqu'au démarrage de l'aide à la production du type *2-Sided Contract for Difference*.
- Le prix moyen des certificats verts (CV) que le débiteur a reçus pour sa part dans l'installation durant la période visée. Dans le cas où l'installation bénéficie d'une aide à la production du type *2-Sided Contract for Difference* qui débute après le démarrage de la période visée, il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer le prix moyen des certificats verts (CV) que le débiteur a reçus pour sa part dans l'installation durant la période visée jusqu'au démarrage de l'aide à la production du type *2-Sided Contract for Difference*.

68. Enfin, il est demandé à l'Utilisateur de mentionner, le cas échéant, l'application de présomption pour l'installation dans un menu déroulant :

- présomption n° 1 ;
- présomption n° 2;
- présomption n° 3;
- présomption n° 4;
- présomption n° 5;
- présomption n° 6 ;
- présomptions n° 3 et 4;
- présomptions n° 3 et 5.

L'application de l'ensemble des présomptions n'est pas possible pour une installation donnée. Le Chapitre 4.7 du présent projet de décision décrit les différentes présomptions possibles selon les caractéristiques de l'installation, du mécanisme d'aide, du régime contractuel, ...

69. Les sections suivantes décrivent les informations spécifiques nécessaires pour le calcul des revenus excédentaires selon la (les) présomptions qui a (ont) été sélectionnée(s) pour l'installation.

5.3.4. Informations spécifiques à transmettre pour la présomption n° 1

70. Pour les installations pour lesquelles la présomption n° 1 s'applique, seul un nombre limité d'informations spécifiques est demandé, vu que la majorité des informations nécessaires pour le calcul figure déjà dans la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition.

71. Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur de mentionner si la période visée tombe dans l'année d'arrêt définitif de l'installation. Le cas échéant, le débiteur mentionne la date de l'arrêt définitif de l'installation selon les dispositions légales.

72. Il est ensuite demandé à l'Utilisateur de fournir son estimation de la déduction pour la contribution de répartition⁸. La déduction pour la contribution de répartition ne se fait pas par installation, mais sur le montant dû par le débiteur pour l'ensemble de ses installations auxquelles s'applique la présomption n° 1. Il est donc demandé à l'Utilisateur de fournir le montant global de la déduction pour la contribution de répartition calculée sur la base de l'ensemble des installations⁹. Cette estimation ne sera donc demandée à l'Utilisateur que pour la première installation pour laquelle la présomption n° 1 s'applique. Le montant est communiqué en €. Il est par ailleurs demandé à l'Utilisateur de joindre un fichier Excel pour justifier son estimation.

73. Enfin, il est demandé à l'Utilisateur de télécharger, par le biais du fichier modèle CSV '1A production data', le profil d'électricité produit et vendu. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil d'électricité injecté sur le réseau. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée.

5.3.5. Informations spécifiques à transmettre pour la présomption n° 2

74. Pour les installations qui se voient appliquer la présomption n° 2, seul un nombre limité d'informations spécifiques est demandé, vu que la majorité des informations nécessaires pour le calcul des revenus excédentaires est déjà définie dans la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, et dans la convention conclue en application de cette loi entre l'Etat belge et les propriétaires de la centrale Tihange 1.

75. Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur de communiquer son estimation du montant déductible, spécifique à la part du débiteur dans l'installation, conformément à l'Annexe E de la convention conclue entre l'Etat belge et les propriétaires de la centrale Tihange 1. Le montant est communiqué en €. Il est par ailleurs demandé à l'Utilisateur de joindre un fichier Excel pour justifier son estimation.

76. Ensuite, il est demandé à l'Utilisateur de télécharger, par le biais du fichier modèle CSV '1A production data', le profil d'électricité produit et vendu. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil d'électricité injecté sur le réseau. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée.

⁸ Conformément à l'article 22quater § 5, 2ième alinéa, de la loi électricité.

⁹ Il s'agit du montant égal à la différence entre le montant de la contribution de répartition due après application du mécanisme de dégressivité, pour l'année considérée, telle qu'arrêtée par le Roi conformément à l'article 14, § 8, alinéa 16 de la loi du 11 avril 2003 et le montant qu'aurait représenté cette contribution de répartition après application du mécanisme de dégressivité, si le montant du prélèvement avant l'application de la réduction visée, avait été déduit du calcul des revenus à prendre en considération pour la détermination de cette contribution de répartition.

5.3.6. Informations spécifiques à transmettre en cas d'application de la présomption n° 3

77. Lorsque la présomption n° 3 est sélectionnée, il est tout d'abord demandé à l'Utilisateur d'indiquer combien de PPA différents s'appliquent à l'installation pendant la période visée.

78. Ensuite, il est demandé à l'Utilisateur de définir les conditions contractuelles de chaque PPA. L'Utilisateur a la possibilité d'ajouter un ou plusieurs PPA par le biais du bouton « Ajouter un PPA ». Un identifiant est automatiquement alloué à chaque PPA créé par l'Utilisateur.

79. Ainsi, pour chaque PPA, il sera demandé à l'Utilisateur de préciser le type de PPA en spécifiant s'il s'agit d'un PPA physique ou d'un PPA financier¹⁰.

5.3.6.1. Définition des conditions contractuelles en cas de PPA physique

80. La définition des conditions contractuelles du PPA physique telle que décrite dans cette section devra être répétée pour chacun des PPA actifs durant la période visée pour l'installation considérée.

81. Comme il est possible que plusieurs PPA physiques soient en cours d'exécution pendant la période visée, il est demandé à l'Utilisateur de définir la période contractuelle de chaque PPA physique avec une date de début et une date de fin. A titre d'exemple, pour la période visée du 31 août 2022 au 31 décembre 2022, la vente de la production de l'installation pourrait être couverte par un premier PPA physique pour la période du 1^{er} octobre 2021 au 30 septembre 2022 et par un second PPA physique pour la période du 1^{er} octobre 2022 au 30 septembre 2023 ; dans cet exemple, il est alors demandé à l'Utilisateur de saisir les détails de deux PPA physiques.

82. Il est ensuite demandé à l'Utilisateur de télécharger, pour chaque PPA physique :

- a) le contrat du PPA physique et l'ensemble de ses annexes et/ou avenants, au format pdf ;
- b) le profil d'électricité produit et vendu, par le biais du fichier modèle CSV '*1A production data*'. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil d'électricité vendu sous le PPA.

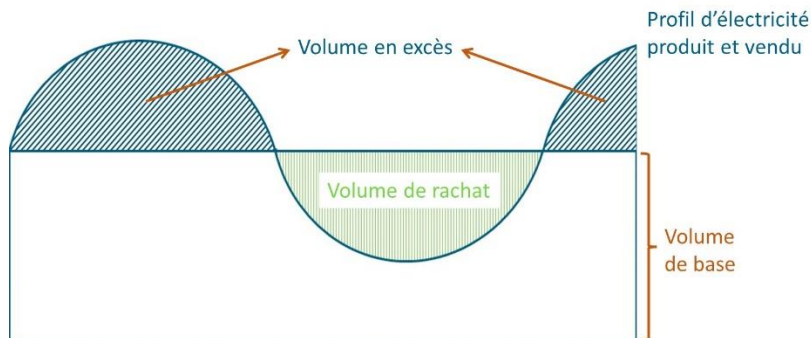
83. Afin de permettre à l'Utilisateur de définir les conditions contractuelles du PPA physique, un PPA physique générique est mis à disposition. Ce PPA physique générique se définit par les trois volumes suivants :

- a) un volume de base;
- b) un volume en excès;
- c) un volume de rachat.

¹⁰ Dans le cadre d'un PPA physique, l'obligation est faite de fournir physiquement la quantité d'électricité convenue. Dans le cadre d'un PPA financier (ou virtuel), le contrat constitue alors un instrument financier que l'on appelle, en finance, un « Contract for Difference ».

84. La figure 2 schématise le PPA physique générique.

Figure 2: PPA générique

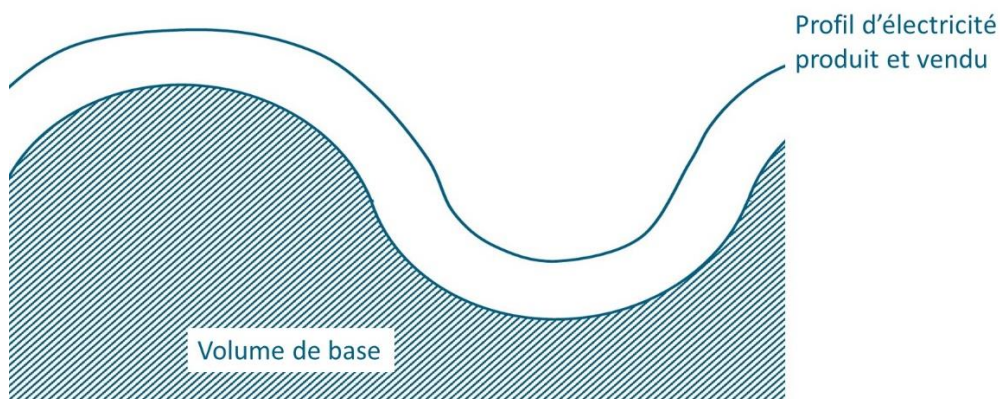


85. Le volume de base peut être défini par un volume *baseload* en MW (figure 3) ou comme un pourcentage du profil d'électricité produit et vendu sous le PPA (figure 4).

Figure 3: Définition d'un volume de base par un volume *baseload*



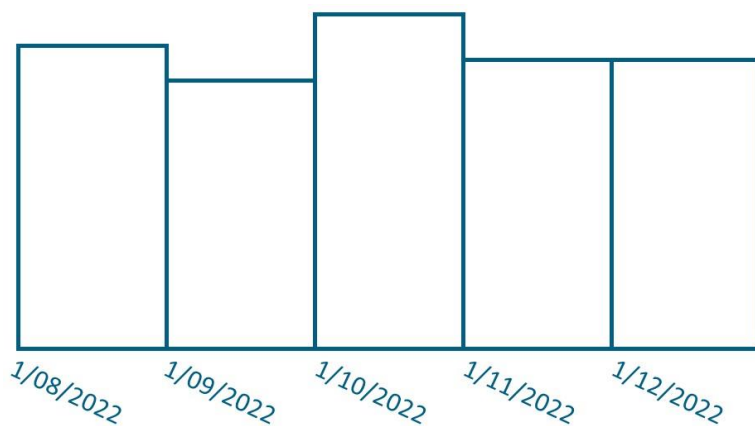
Figure 4: Définition d'un volume de base par un pourcentage du volume d'électricité produit et vendu sous le PPA physique



86. Un PPA physique peut avoir plusieurs volumes de base pour la même période. Chaque volume de base est défini par une formule de prix. A titre d'exemple, un PPA physique peut avoir deux volumes *baseload* définis par deux formules de prix différentes.

87. Un volume de base peut s'étendre sur une période plus courte que la totalité de la période contractuelle du PPA physique. Dans ce cas, chaque volume de base est défini par une sous-période avec une date de début et une date de fin. A titre d'exemple, si un prix est cliqué chaque mois sous forme d'un volume *baseload*, l'utilisateur définit un volume de base pour chaque mois avec le prix fixe auquel il a été vendu. Le volume défini chaque mois peut être différent, comme le montre la figure 5. Il est par ailleurs également possible de définir plusieurs volumes de base pour la même sous-période.

Figure 5: Volume de base différent chaque mois



5.3.6.1.1. Définition des volumes de base

88. Il est demandé à l'Utilisateur pour chaque volume de base de définir :

- a) la période durant laquelle le volume de base est vendu par :
 - i. une date de début ;
 - ii. une date de fin ;
- b) le volume de base vendu ainsi que son unité, en précisant soit :
 - i. un volume de base (*baseload*) : X MW. Si le PPA physique couvre plusieurs installations, il est demandé à l'Utilisateur de répartir le nombre de MW contractuel entre les différentes installations sur la base de leur volume attendu respectif (P50) ;
 - ii. un pourcentage du volume d'électricité produit et vendu : X % où X est une valeur de 0 à 100 ;
- c) la formule de prix à laquelle le volume de base est vendu. Afin de permettre à l'Utilisateur de définir cette formule de prix, une formule générique est mise à disposition. La formule générique est la suivante : $\alpha * \text{Indice de prix} + \beta$. Afin de définir la formule de vente, il est demandé à l'Utilisateur de préciser :
 - i. l'Indice de prix parmi les possibilités suivantes :
 - 1) NA en cas de volume de base vendu/cliqué à prix fixe. Dans ce cas, seul le coefficient « β » est défini comme le prix fixe en €/MWh ;
 - 2) indice CAL+1 en cas de volume de base vendu sur base d'une formule indexée sur un indice CAL+1 ;
 - 3) indice CAL+2/CAL+1 en cas de volume de base vendu sur base d'une formule d'indexation mixte sur un indice CAL+2/CAL+1. Dans ce cas, il sera demandé à l'Utilisateur de préciser la période de référence durant laquelle l'indice de prix est construit. Si l'Utilisateur précise comme période de référence : du 01/01/2020 au 31/12/2021, l'indice des prix sera basé pour la période de production 2022 sur :
 - a) CAL+2 du 01/01/2020 au 31/12/2020;

- b) CAL+1 du 01/01/2021 au 31/12/2021;
- 4) indice Q+1 en cas de volume de base vendu sur base d'une formule indexée sur un indice Q+1 ;
- 5) indice M+1 en cas de volume de base vendu sur base d'une formule indexée sur un indice M+1 ;
- 6) indice spot en cas de volume de base vendu sur base d'une formule indexée sur un prix day-ahead ;
- ii. le coefficient multiplicateur de l'Indice de prix « α ». Le coefficient « α » n'est pas demandé si l'Indice de prix est « NA » ;
- iii. le coefficient « β » en €/MWh ;
- iv. la bourse prise comme référence pour le calcul de l'Indice de prix à choisir parmi :
 - 1) en cas d'Indice de prix à terme : EEX et APX/ICE ENDEX ;
 - 2) en cas d'Indice de prix spot : EPEX SPOT et Nord Pool ;
 - 3) en cas d'Indice de prix « NA » : le choix de la bourse de référence n'est pas demandé ;
- v. la méthode de calcul de l'indice de prix à choisir parmi :
 - 1) en cas d'Indice CAL+1:
 - a) moyenne des cotations CAL+1;
 - b) dernière cotation CAL+1;
 - 2) en cas d'Indice CAL+2/CAL+1 : moyenne des cotations CAL+2/CAL+1 ;
 - 3) en cas d'Indice Q+1:
 - a) moyenne des cotations Q+1;
 - b) dernière cotation Q+1;
 - 4) en cas d'Indice M+1:
 - a) Moyenne des cotations M+1;
 - b) Dernière cotation M+1;
 - 5) en cas d'Indice spot:
 - a) moyenne arithmétique des cotations spot du mois ;
 - b) moyenne arithmétique des cotations spot de l'année ;
 - c) cotations spot de l'heure (ou moyenne pondérée des cotations spot).

89. A titre illustratif, les exemples suivants décrivent les volumes de base que l'Utilisateur doit remplir en fonction des conditions contractuelles du PPA physique.

- Le débiteur dispose d'un PPA dont la formule de prix variable peut être cliquée à prix fixe et le débiteur a cliqué 100% de son volume à prix fixe en deux opérations. En considérant que le débiteur a couvert, respectivement 40% de son volume à 60 €/MWh et 60% de son volume à 90 €/MWh, l'Utilisateur définit deux volumes de base :

- le 1^{er} volume de base :
 - volume de base : 40 % ;
 - α : 0 ;
 - indice de prix : NA ;
 - β : 60 ;
 - le 2^e volume de base :
 - volume de base : 60 % ;
 - α : 0 ;
 - indice de prix : NA ;
 - β : 90.
- Le débiteur dispose d'un PPA dont la formule de prix variable est applicable à 100% de son volume. La formule de prix est définie par $0,9 * \text{Endex}$ où Endex est la moyenne des cotations quotidiennes de l'année Y-1 des contrats futurs "calendrier Y", telles que publiées par APX Holding B.V. sous le titre "Endex" et le sous-titre "Endex Cal+1". L'Utilisateur définit un seul volume de base :
- Volume de base : 100 % ;
 - α : 0,9 ;
 - Indice de prix : Indice CAL+1 ;
 - β : 0 ;
 - Bourse prise comme référence : APX/ICE ENDEX ;
 - Méthode de calcul de l'indice de prix : Moyenne des cotations CAL+1.

5.3.6.1.2. Définition du volume en excès

90. Il est demandé à l'Utilisateur de définir la formule de prix à laquelle le volume en excès est vendu sur base de la formule générique suivante : $\alpha * \text{Indice de prix} + \beta$. Afin de définir la formule de vente, il est demandé à l'Utilisateur de préciser :

- i. l'Indice de prix parmi les possibilités suivantes :
 - 1) NA en cas de volume en excès vendu/cliqué à prix fixe. Dans ce cas, seul le coefficient « β » est défini comme le prix fixe en €/MWh ;
 - 2) indice CAL+1 en cas de volume en excès vendu sur la base d'une formule indexée sur un indice CAL+1 ;
 - 3) indice CAL+2/CAL+1 en cas de volume en excès vendu sur la base d'une formule d'indexation mixte sur un indice CAL+2/CAL+1. Dans ce cas, il sera demandé à l'Utilisateur de préciser la période de référence durant laquelle l'indice de prix est construit ;

- 4) indice Q+1 en cas de volume en excès vendu sur base d'une formule indexée sur un indice Q+1 ;
 - 5) indice M+1 en cas de volume en excès vendu sur base d'une formule indexée sur un indice M+1 ;
 - 6) indice spot en cas de volume en excès vendu sur base d'une formule indexée sur un prix day-ahead ;
- ii. le coefficient multiplicateur de l'Indice de prix « α ». Le coefficient « α » n'est pas demandé si l'Indice de prix est « NA » ;
 - iii. le coefficient « β » en €/MWh ;
 - iv. la bourse prise comme référence pour le calcul de l'Indice de prix à choisir parmi :
 - 1) en cas d'Indice de prix à terme : EEX et APX/ICE ENDEX ;
 - 2) en cas d'Indice de prix spot : EPEX SPOT et Nord Pool ;
 - 3) en cas d'Indice de prix « NA » : le choix de la bourse de référence n'est pas demandé ;
 - v. la méthode de calcul de l'indice de prix à choisir parmi :
 - 1) en cas d'Indice CAL+1:
 - a) moyenne des cotations CAL+1;
 - b) dernière cotation CAL+1;
 - 2) en cas d'Indice CAL+2/CAL+1 : moyenne des cotations CAL+2/CAL+1 ;
 - 3) en cas d'Indice Q+1:
 - a) moyenne des cotations Q+1;
 - b) dernière cotation Q+1;
 - 4) en cas d'Indice M+1:
 - a) moyenne des cotations M+1;
 - b) dernière cotation M+1;
 - 5) en cas d'Indice spot:
 - a) moyenne arithmétique des cotations spot du mois ;
 - b) moyenne arithmétique des cotations spot de l'année ;
 - c) cotations spot de l'heure (ou moyenne pondérée des cotations spot).

5.3.6.1.3. Définition du volume de rachat

91. Il est demandé à l'Utilisateur de définir la formule de prix à laquelle le volume de rachat est racheté en utilisant la formule générique suivante : $\alpha * \text{Indice de prix} + \beta$. Afin de définir la formule de rachat, il est demandé à l'Utilisateur de préciser :

- i. L'indice de prix parmi les possibilités suivantes :

- 1) NA en cas de volume de rachat à prix fixe. Dans ce cas, seul le coefficient « β » est défini comme le prix fixe en €/MWh ;
 - 2) Indice CAL+1 en cas de volume de rachat acheté sur base d'une formule indexée sur un indice CAL+1 ;
 - 3) Indice CAL+2/CAL+1 en cas de volume de rachat acheté sur base d'une formule d'indexation mixte sur un indice CAL+2/CAL+1. Dans ce cas, il sera demandé à l'Utilisateur de préciser la période de référence durant laquelle l'indice de prix est construit ;
 - 4) Indice Q+1 en cas de volume de rachat acheté sur base d'une formule indexée sur un indice Q+1 ;
 - 5) Indice M+1 en cas de volume de rachat acheté sur base d'une formule indexée sur un indice M+1 ;
 - 6) Indice spot en cas de volume de rachat acheté sur base d'une formule indexée sur un prix day-ahead ;
- ii. le coefficient multiplicateur de l'Indice de prix « α ». Le coefficient « α » n'est pas demandé si l'Indice de prix est « NA » ;
- iii. le coefficient « β » en €/MWh ;
- iv. la bourse prise comme référence pour le calcul de l'Indice de prix à choisir parmi :
- 1) en cas d'Indice de prix à terme : EEX et APX/ICE ENDEX ;
 - 2) en cas d'Indice de prix spot : EPEX SPOT et Nord Pool ;
 - 3) en cas d'Indice de prix « NA » : le choix de la bourse de référence n'est pas demandé ;
- v. la méthode de calcul de l'indice de prix à choisir parmi :
- 1) en cas d'Indice CAL+1:
 - a) moyenne des cotations CAL+1;
 - b) dernière cotation CAL+1;
 - 2) en cas d'Indice CAL+2/CAL+1 : moyenne des cotations CAL+2/CAL+1 ;
 - 3) en cas d'Indice Q+1:
 - a) moyenne des cotations Q+1;
 - b) dernière cotation Q+1;
 - 4) en cas d'Indice M+1:
 - a) moyenne des cotations M+1;
 - b) dernière cotation M+1;
 - 5) en cas d'Indice spot:
 - a) moyenne arithmétique des cotations spot du mois ;
 - b) moyenne arithmétique des cotations spot de l'année ;
 - c) cotations spot de l'heure (ou moyenne pondérée des cotations spot).

5.3.6.1.4. Résumé de la définition d'un PPA physique générique

92. La figure 6 résume l'ensemble des paramètres à définir pour chaque PPA physique générique qui modélise les conditions contractuelles des différents PPA physiques qui couvrent l'installation.

Figure 6: résumé de la définition d'un PPA physique générique

Pour chaque PPA physique											
Période		Période		Volume applicable							
Date de début	Date de fin	Volume de base	Date de début _i	Date de fin _i	X _i	%	α _i *	NA	+	β _i	
			Date de début _i	Date de fin _i		MW		Indice CAL+1			
			Date de début _i	Date de fin _i				Indice CAL+2/CAL+1			
			Date de début _i	Date de fin _i				Indice Q+1			
			Date de début _i	Date de fin _i				Indice M+1			
			Date de début _i	Date de fin _i				Indice spot			
		Volume en excès						α *	NA	+	β
									Indice CAL+1		
									Indice CAL+2/CAL+1		
									Indice Q+1		
									Indice M+1		
		Volume de rachat						α *	NA	+	β
									Indice CAL+1 INDEX		
									Indice CAL+2/CAL+1		
									Indice Q+1		
						Indice M+1					
							Indice spot				
Référence			Méthode de calcul de l'indice								
EEX	s'applique uniquement aux indices CAL+1, CAL+2/CAL+1, Q+1, M+1		Moyenne des cotations CAL+1			s'applique uniquement à l'indice CAL+1					
APX			Dernière cotation CAL+1								
			Moyenne des cotations CAL+2/CAL+1 pour CAL 0			s'applique uniquement à l'indice CAL+2/CAL+1					
EPEX SPOT	s'applique uniquement à l'indice spot		Moyenne des cotations Q+1			s'applique uniquement à l'indice Q+1					
Nord Pool			Dernière cotation Q+1								
			Moyenne des cotations M+1			s'applique uniquement à l'indice M+1					
			Dernière cotation M+1								
			Moyenne arithmétique du mois			s'applique uniquement à l'indice spot					
			Moyenne arithmétique de l'année								
			Cotation de l'heure								

5.3.6.1.5. Coût contractuel déductible

93. Si un autre coût que le coût de rachat est prévu dans les conditions contractuelles du PPA physique de l'installation, l'Utilisateur a la possibilité de définir un montant déductible du prélèvement dû. Il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer le montant à déduire du prélèvement dû, qui est calculé sur base du PPA physique générique, et de justifier en détail son calcul en fournissant un fichier Excel. Ce montant doit être calculé en considérant que le plafond des recettes issues du marché se fait sur chaque transaction ou sur chaque prix qui intervient dans le calcul du coût contractuel du PPA physique.

5.3.6.1.6. Cas particulier du PPA physique dont le risque marché est couvert sur le marché à terme

94. Un débiteur peut avoir vendu sa production sous forme d'un PPA physique à prix spot et avoir couvert son risque d'évolution des prix du marché en vendant physiquement ou financièrement sur le marché à terme. Dans ce cas particulier, l'Utilisateur peut apporter la preuve que les recettes issues du marché diffèrent des recettes issues du PPA en appliquant la présomption 6.

5.3.6.2. Définition des conditions contractuelles en cas de PPA financier

95. La définition des conditions contractuelles du PPA financier telle que décrite dans la présente section devra être répétée pour chacun des PPA financiers actifs durant la période visée pour une installation donnée.

96. Lorsque la production d'une installation est vendue sous forme d'un PPA financier, le flux d'électricité produit est également vendu physiquement. Il est donc demandé à l'Utilisateur de saisir la vente physique pour autant que cette vente physique se fasse sous forme d'un PPA. L'ensemble des transactions du PPA financier et du PPA physique seront prises en compte pour évaluer les recettes excédentaires. Si la vente physique se fait directement sur le marché de gros, l'évaluation des recettes excédentaires, dans le cadre de la présomption 3, se fera sur base de la formule de vente reprise dans le PPA financier. L'utilisateur peut apporter la preuve que les recettes issues du marché diffèrent de cette évaluation en appliquant la présomption 6.

97. Comme il est possible que plusieurs PPA financiers soient en cours d'exécution pendant la période visée, il est demandé à l'Utilisateur de définir la période contractuelle de chaque PPA financier avec une date de début et une date de fin. A titre d'exemple, pour la période visée du 31 août 2022 au 31 décembre 2022, la vente de la production de l'installation pourrait être couverte par un premier PPA financier pour la période du 1er octobre 2021 au 30 septembre 2022 et par un second PPA financier pour la période du 1er octobre 2022 au 30 septembre 2023 ; dans cet exemple, il est alors demandé à l'Utilisateur de saisir les détails de deux PPA financiers.

98. Il est ensuite demandé à l'Utilisateur de télécharger, pour chaque PPA financier :

- a) le contrat du PPA financier et de l'éventuel PPA physique, et l'ensemble de leurs annexes et/ou avenants, au format pdf.
- b) le profil d'électricité produit et vendu sous l'éventuel PPA physique, par le biais du fichier modèle CSV '1A production data'. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil d'électricité vendu sous le PPA physique.
- c) le profil d'électricité produit et vendu lié au PPA financier, par le biais du fichier modèle CSV '1A production data'. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil d'électricité vendu sous le PPA financier.

99. En cas de vente physique de la production de l'installation sous forme d'un PPA physique, il est demandé à l'Utilisateur de définir cette vente, de manière similaire à ce qui est présenté pour le PPA physique :

- 1) l'ensemble des volumes de base tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.1 ;
- 2) le volume en excès tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.2 ;
- 3) le volume de rachat tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.3.

100. Afin de permettre à l'Utilisateur de définir les conditions contractuelles du PPA financier, un PPA financier générique est mis à disposition. Dans un PPA financier, les parties du PPA s'engagent à verser des compensations financières correspondant à la différence entre un prix de référence (généralement un prix spot) et le prix négocié entre elles. Ce PPA financier générique peut ainsi se modéliser par :

- 1) une vente du producteur au prix négocié ;
- 2) un achat du producteur au prix de référence.

Pour rester le plus générique possible, tant la vente du producteur au prix négocié que l'achat du producteur au prix de référence se définit alors par les trois volumes suivants :

- 1) un volume de base;
- 2) un volume en excès;
- 3) un volume de rachat.

La vente du producteur au prix négocié se définira généralement par un volume de base et éventuellement un volume en excès. L'achat du producteur au prix de référence se définira généralement par un volume de base avec une formule à prix spot.

101. Il est demandé à l'Utilisateur de définir la vente du producteur au prix négocié, de manière similaire à ce qui est présenté pour le PPA physique :

- 1) l'ensemble des volumes de base tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.1 ;
- 2) le volume en excès tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.2 ;
- 3) le volume de rachat tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.3.

102. Il est demandé à l'Utilisateur de définir l'achat du producteur au prix de référence, uniquement en cas de vente physique de la production de l'installation sous forme d'un PPA physique, de manière similaire à ce qui est présenté pour le PPA physique :

- 1) l'ensemble des volumes de base tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.1 ;
- 2) le volume en excès tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.2 ;
- 3) le volume de rachat tel que décrit au chapitre 5.3.6.1.3.

5.3.6.3. Résumé de la définition d'un PPA financier générique associé à un PPA physique

103. La figure 7 résume l'ensemble des paramètres à définir pour chaque PPA financier générique qui modélise les conditions contractuelles des différents PPA financiers qui couvrent l'installation.

Figure 7 :résumé de la définition d'un PPA financier générique

Pour chaque PPA financier (virtuel)													
Période		Période				Volume applicable		Formule					
Date de début	Date de fin	PPA physique: vente physique	Volume de base	Date de début _i	Date de fin _i	X _i	%	α _i	NA	+	β _i		
				Date de début _i	Date de fin _i		MW		Indice CAL+1				
				Date de début _i	Date de fin _i				Indice CAL+2/CAL+1				
				Date de début _i	Date de fin _i				Indice Q+1				
				Date de début _i	Date de fin _i				Indice M+1				
							Indice spot						
			Volume en excès							α	NA	+	β
									Indice CAL+1				
									Indice CAL+2/CAL+1				
									Indice Q+1				
			Volume de rachat							α	Indice M+1	+	β
									Indice spot				
									NA				
									Indice CAL+1				
			PPA financier: vente au prix négocié	Volume de base	Date de début _i	Date de fin _i	X _i	%	α _i	NA	+	β _i	
		Date de début _i			Date de fin _i	MW		Indice CAL+1					
		Date de début _i			Date de fin _i			Indice CAL+2/CAL+1					
		Date de début _i			Date de fin _i			Indice Q+1					
		Date de début _i			Date de fin _i			Indice M+1					
							Indice spot						
		Volume en excès								α	NA	+	β
									Indice CAL+1				
									Indice CAL+2/CAL+1				
									Indice Q+1				
Volume de rachat								α	Indice M+1	+	β		
							Indice spot						
							NA						
							Indice CAL+1						
PPA financier: achat au prix de référence	Volume de base	Date de début _i		Date de fin _i	X _i	%	α _i	NA	+	β _i			
		Date de début _i	Date de fin _i	MW		Indice CAL+1							
		Date de début _i	Date de fin _i			Indice CAL+2/CAL+1							
		Date de début _i	Date de fin _i			Indice Q+1							
		Date de début _i	Date de fin _i			Indice M+1							
					Indice spot								
	Volume en excès							α	NA	+	β		
							Indice CAL+1						
							Indice CAL+2/CAL+1						
							Indice Q+1						
	Volume de rachat							α	Indice M+1	+	β		
							Indice spot						
							NA						
							Indice CAL+1						
	Référence			Méthode de calcul de l'indice									
EEX	s'applique uniquement aux indices CAL+1,		Moyenne des cotations CAL+1				s'applique uniquement à l'indice CAL+1						
APX	CAL+2/CAL+1, Q+1, M+1		Dernière cotation CAL+1										
			Moyenne des cotations CAL+2/CAL+1 pour CAL 0				s'applique uniquement à l'indice CAL+2/CAL+1						
EPEX SPOT	s'applique uniquement à l'indice spot		Moyenne des cotations Q+1				s'applique uniquement à l'indice Q+1						
Nord Pool			Dernière cotation Q+1										
			Moyenne des cotations M+1				s'applique uniquement à l'indice M+1						
			Dernière cotation M+1										
			Moyenne arithmétique du mois				s'applique uniquement à l'indice spot						
			Moyenne arithmétique de l'année										
			Cotation de l'heure										

5.3.6.4. Coût contractuel déductible

104. Si un autre coût que le coût de rachat est prévu dans les conditions contractuelles du PPA financier de l'installation ou de l'éventuel PPA physique pour couvrir la vente physique, l'Utilisateur a la possibilité de définir un montant déductible du prélèvement dû. Il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer le montant à déduire du prélèvement dû calculé sur base du PPA financier générique et de l'éventuel PPA physique générique et justifier en détail son calcul en fournissant un fichier Excel. Ce montant doit être calculé en considérant que le plafonnement des recettes issues du marché se fait sur chaque transaction ou sur chaque prix qui intervient dans le calcul du coût contractuel du PPA financier ou de l'éventuel PPA physique.

5.3.7. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption n° 4

105. Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur de sélectionner la bourse qu'il souhaite utiliser comme référence pour les cotations de prix du marché à terme et pour les cotations de prix du marché spot. L'Utilisateur réalise sa sélection dans une liste qui propose respectivement APX-ICE ENDEX ou EEX pour le marché à terme et EPEX SPOT ou Nord Pool pour le marché spot.

106. Pour les installations relevant des technologies énumérées à l'article 7.1, a), b), d) e) et f), du Règlement (UE) 2022/1854, il est demandé à l'Utilisateur de préciser si l'installation était en production en 2019. Si l'installation n'était pas en production en 2019, il est alors demandé à l'Utilisateur de communiquer la production moyenne attendue (P50) produite et vendue en MW pour l'ensemble de la période visée.

107. Il est alors demandé à l'Utilisateur de télécharger une série de documents.

108. Pour les installations relevant des technologies énumérées à l'article 7.1, a), b), d) e) et f), du Règlement (UE) 2022/1854, si l'installation était en production en 2019, il est demandé à l'Utilisateur de télécharger, par le biais du fichier modèle CSV '*1B production data – version 2019*', le profil d'électricité produit et vendu pour la part du débiteur dans l'installation avec les données 2019 par quart d'heure en MW.

109. Enfin il est demandé à l'Utilisateur de télécharger le profil d'électricité produit et vendu spécifique à la part du débiteur dans l'installation, par le biais du fichier modèle '*1A : production data*'. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil de production, augmenté des pertes sur le réseau de transport dans le cas d'une installation sur le réseau de distribution.

5.3.8. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption n° 5

110. Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur de sélectionner la bourse qu'il souhaite utiliser comme référence pour les cotations de prix du marché à terme et pour les cotations de prix du marché spot. L'Utilisateur réalise sa sélection dans une liste qui propose respectivement APX-ICE ENDEX ou EEX pour le marché à terme et EPEX SPOT ou Nord Pool pour le marché spot.

111. Pour les installations relevant des technologies énumérées à l'article 7.1, a), b), d) e) et f), du Règlement (UE) 2022/1854, il est demandé à l'Utilisateur de préciser si l'installation était en production en 2019. Si l'installation n'était pas en production en 2019, il est alors demandé à l'Utilisateur de communiquer la production moyenne attendue (P50) produite et vendue en MW pour l'ensemble de la période visée.

112. Il est alors demandé à l'Utilisateur de télécharger une série de documents.

113. Pour les installations relevant des technologies énumérées à l'article 7.1, a), b), d) e) et f), du Règlement (UE) 2022/1854, si l'installation était en production en 2019, il est demandé à l'Utilisateur de télécharger, par le biais du fichier modèle CSV '*1B production data – version 2019*', le profil d'électricité produit et vendu pour la part du débiteur dans l'installation avec les données 2019 par quart d'heure en MW.

114. Enfin il est demandé à l'Utilisateur de télécharger le profil d'électricité produit et vendu spécifique à la part du débiteur dans l'installation, par le biais du fichier modèle '*1A : données de production*'. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil de production, augmenté des pertes sur le réseau de transport dans le cas d'une installation sur le réseau de distribution.

5.3.9. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption n° 6

115. Il est tout d'abord demandé à l'Utilisateur si une partie du profil d'électricité produit et vendu de l'installation est vendue sous forme d'un ou plusieurs PPA. Dans l'affirmative, il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer combien de PPA différents s'appliquent à l'installation pendant la période visée.

116. Ensuite, il est demandé à l'Utilisateur de sélectionner la bourse qu'il souhaite utiliser comme référence pour les cotations de prix du marché spot. L'Utilisateur réalise sa sélection dans une liste qui propose EPEX SPOT et Nord Pool.

117. Il est alors demandé à l'Utilisateur de télécharger une série de documents.

118. Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur d'apporter la preuve que les recettes issues du marché diffèrent de celles reprises aux présomptions n° 3, 4 et 5. Ainsi, il est demandé à l'Utilisateur de télécharger sa justification en quoi et pourquoi sa stratégie de vente diffère de celle reprise aux présomptions n° 3, 4 et 5. Cette justification est transmise dans un fichier pdf. De plus, il est demandé à l'Utilisateur de communiquer l'ensemble des transactions à terme réalisées pour l'installation en dehors des éventuels PPA. Il est demandé à l'Utilisateur de télécharger ces informations par le biais du fichier modèle CSV '*2 : transactions for an installation*'. L'ensemble des données suivantes doivent être communiquées pour chaque transaction :

- la date de la transaction ;
- la date du début de la période couverte par la transaction ;
- la date de fin de la période couverte par la transaction ;
- le prix auquel la transaction a été conclue en €/MWh ;
- le volume de la transaction en MW ;
- le type de volume de la transaction :
 - *baseload* ;
 - *peak* ;
 - *off-peak* ;
- la contrepartie avec laquelle la transaction a été réalisée ;
- le cas échéant, la place de marché sur laquelle la transaction a été réalisée.

119. Il est également demandé à l'Utilisateur de télécharger la preuve de toutes les transactions effectuées pour la période visée et ce pour l'ensemble des installations de production relevant du débiteur. L'Utilisateur peut télécharger cette preuve dans un ou plusieurs fichiers pdf.

120. Enfin, il est demandé à l'Utilisateur de télécharger, le profil d'électricité produit et vendu, spécifique à la part du débiteur dans l'installation, hors PPA. Le profil est téléchargé par le biais du fichier modèle CSV '*1A production data*'. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil de production, augmenté des pertes sur le réseau de transport dans le cas d'une installation sur le réseau de distribution et réduit par le(s) profil(s) d'électricité produit(s) et vendu(s) transmis pour les éventuels PPA.

121. Si une partie du profil d'électricité produit et vendu de l'installation est vendue sous forme d'un ou plusieurs PPA, il est demandé à l'utilisateur de transmettre les informations spécifiques à chaque PPA, telles que décrites pour la présomption n° 3 à la section 5.3.6. Le(s) profil(s) d'électricité produit(s) et vendu(s) qui est/sont demandé(s) à l'Utilisateur correspond(ent) au profil vendu sous chaque PPA.

122. Lorsque la production d'une installation est vendue sous forme d'un PPA financier, le flux d'électricité produit est également vendu physiquement. Si la vente physique se fait directement sur le marché de gros, l'évaluation des recettes excédentaires, dans le cadre de la présomption 3, se fait sur base de la formule de vente reprise dans le PPA financier. L'utilisateur peut apporter la preuve que les recettes issues du marché diffèrent de cette évaluation en appliquant la présente présomption 6. Dans ce cas, il est demandé à l'Utilisateur, dans le cadre de la saisie des informations relatives au PPA financier, de saisir la vente au prix négocié et l'achat au prix de référence du PPA financier sans compléter la vente physique associée. Les informations sur la vente physique du flux d'électricité produit sont alors transmises conformément au point 118.

123. Un débiteur peut avoir vendu sa production sous forme d'un PPA physique à prix spot et avoir couvert son risque d'évolution des prix du marché en vendant physiquement ou financièrement sur le marché à terme. L'Utilisateur a la possibilité de saisir ce cas particulier de manière similaire au cas où la production est vendue sous un PPA financier. En effet, la vente à terme sera modélisée par un PPA financier associé à un PPA physique. Ainsi, le PPA physique sera défini par les conditions financières du PPA et le PPA financier sera modélisé comme suit :

- a) une vente au prix négocié : β = le prix couvert à terme ;
- b) un achat au prix de référence : $1 * \text{indice spot} + 0$.

5.3.10. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption n° 3 et 4

124. Lorsque le profil produit et vendu de l'installation est vendu à la fois dans le cadre d'un PPA et sur le marché de gros, l'Utilisateur a la possibilité d'appliquer la présomption n° 3 au profil d'électricité produit et vendu dans le cadre d'un PPA et d'appliquer la présomption n° 4 au solde du profil d'électricité produit et vendu de l'installation, pour autant que l'installation remplisse les conditions pour pouvoir appliquer la présomption 4°.

125. Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer combien de PPA différents s'appliquent à l'installation pendant la période visée.

126. Ensuite, il est demandé à l'Utilisateur de sélectionner la bourse qu'il souhaite utiliser comme référence pour les cotations de prix du marché à terme et pour les cotations de prix du marché spot. L'Utilisateur réalise sa sélection dans une liste qui propose respectivement APX-ICE ENDEX ou EEX pour le marché à terme et EPEX SPOT ou Nord Pool pour le marché spot.

127. Pour les installations relevant des technologies énumérées à l'article 7.1, a), b), d) e) et f), du Règlement (UE) 2022/1854, il est demandé à l'Utilisateur de préciser si l'installation était en production en 2019. Si l'installation n'était pas en production en 2019, il est alors demandé à l'Utilisateur de communiquer la production moyenne attendue (P50) produite et vendue en MW pour l'ensemble de la période visée après déduction du volume moyen vendu attendu sous PPA.

128. Il est alors demandé à l'Utilisateur de télécharger une série de documents.

129. Pour les installations relevant des technologies énumérées à l'article 7.1, a), b), d) e) et f), du Règlement (UE) 2022/1854, si l'installation était en production en 2019, il est demandé à l'Utilisateur de télécharger, par le biais du fichier modèle CSV '1B production data – version 2019', le profil d'électricité produit et vendu pour la part du débiteur dans l'installation avec les données 2019 par quart d'heure en MW. Le profil communiqué s'entend après déduction de la part vendue attendue sous PPA.

130. Ensuite il est demandé à l'Utilisateur de télécharger le profil d'électricité produit et vendu spécifique à la part du débiteur dans l'installation, par le biais du fichier modèle '1A : *production data*'. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil de production, augmenté des pertes sur le réseau de transport dans le cas d'une installation sur le réseau de distribution et réduit par le(s) profils d'électricité produits(s) et vendu(s) transmis pour le(s) PPA.

131. Enfin, il est demandé à l'Utilisateur de transmettre les informations spécifiques au(x) PPA telles que décrites pour la présomption n° 3 à la section 5.3.6. L'Utilisateur veillera à communiquer le profil d'électricité produit et vendu spécifique au(x) PPA en excluant le profil d'électricité produit et vendu en dehors des PPA.

5.3.11. Informations spécifiques à transmettre en cas de Présomption 3° et 5°

132. Lorsque le profil produit et vendu de l'installation est vendu à la fois dans le cadre d'un PPA et sur le marché de gros, l'Utilisateur a la possibilité d'appliquer la présomption n° 3 au profil d'électricité produit et vendu dans le cadre d'un PPA et d'appliquer la présomption n° 5 au solde du profil d'électricité produit et vendu de l'installation, pour autant que l'installation remplisse les conditions pour pouvoir appliquer la présomption 5°.

133. Tout d'abord, il est demandé à l'Utilisateur d'indiquer combien de PPA différents s'appliquent à l'installation pendant la période visée.

134. Ensuite, il est demandé à l'Utilisateur de sélectionner la bourse qu'il souhaite utiliser comme référence pour les cotations de prix du marché à terme et pour les cotations de prix du marché spot. L'Utilisateur réalise sa sélection dans une liste qui propose respectivement APX-ICE ENDEX ou EEX pour le marché à terme et EPEX SPOT ou Nord Pool pour le marché spot.

135. Pour les installations relevant des technologies énumérées à l'article 7.1, a), b), d) e) et f), du Règlement (UE) 2022/1854, il est demandé à l'Utilisateur de préciser si l'installation était en production en 2019. Si l'installation n'était pas en production en 2019, il est alors demandé à l'Utilisateur de communiquer la production moyenne attendue (P50) produite et vendue en MW pour l'ensemble de la période visée après déduction du volume moyen vendu attendu sous PPA.

136. Il est alors demandé à l'Utilisateur de télécharger une série de documents.

137. Pour les installations relevant des technologies énumérées à l'article 7.1, a), b), d) e) et f), du Règlement (UE) 2022/1854, si l'installation était en production en 2019, il est demandé à l'Utilisateur de télécharger, par le biais du fichier modèle CSV '1B production data – version 2019', le profil d'électricité produit et vendu pour la part du débiteur dans l'installation avec les données 2019 par quart d'heure en MW. Le profil communiqué s'entend après déduction de la part vendue attendue sous PPA.

138. Ensuite il est demandé à l'Utilisateur de télécharger le profil d'électricité produit et vendu spécifique à la part du débiteur dans l'installation, par le biais du fichier modèle '1A : *production data*'. Les données sont fournies par quart d'heure en MW pour l'ensemble de la période visée. Le profil d'électricité produit et vendu correspond au profil de production, augmenté des pertes sur le réseau de transport dans le cas d'une installation sur le réseau de distribution et réduit par le(s) profils d'électricité produits(s) et vendu(s) transmis pour le(s) PPA.

139. Enfin, il est demandé à l'Utilisateur de transmettre les informations spécifiques au(x) PPA telles que décrites pour la présomption n° 3 à la section 5.3.6. L'Utilisateur veillera à communiquer le profil d'électricité produit et vendu spécifique au(x) PPA en excluant le profil d'électricité produit et vendu en dehors des PPA.

5.4. VALIDATION ET TRANSMISSION DES INFORMATIONS

140. Après avoir rempli toutes les informations sur la plateforme électronique, l'Utilisateur valide et transmet les données saisies.

5.5. CONFIRMATION DE LA DÉCLARATION

141. Après avoir transmis les informations, le débiteur recevra un e-mail contenant deux fichiers au format pdf.

142. Le premier fichier reprend un résumé de toutes les informations fournies par le débiteur pour l'ensemble de ses installations.

143. En vue de confirmer la déclaration du débiteur, il est alors demandé à l'Utilisateur de télécharger sur la plateforme le premier fichier signé (électroniquement) par les personnes qui ont le pouvoir d'engager le débiteur. La déclaration n'est définitive qu'après réception de ce fichier signé. Une déclaration non confirmée sera traitée comme nulle et la CREG pourra proposer un prélèvement d'office selon les dispositions de l'article 22ter § 7.

144. Le second fichier reprend l'estimation du prélèvement dû par le débiteur, uniquement sur la base des informations fournies. Cette estimation est faite, à titre purement informatif, avant le contrôle par la CREG tel que visé à l'article 22quater, § 1^{er} de la loi électricité.

6. DECISION

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier l'article 22ter, § 6 ;

La CREG détermine, par le présent projet de décision, les informations et le format des documents à transmettre par les débiteurs du prélèvement instauré dans le cadre du plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité.

La CREG organise, en application de l'article 33 du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG, une consultation publique sur le présent projet, et ce pendant une durée de quatorze jours calendriers.

///

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET
Directeur

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

LCOE des installations qui bénéficient d'une aide à la production qui varie en fonction de l'évolution du prix du marché de l'électricité, octroyée par la région wallonne

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0													
Type technologie	Puissance (kW)	2014 (à partir du 01/07/2014)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (01/01/2021 - 31/03/2021)	2021 (01/04/2021 - 31/12/2021)	2022 (01/01/2022 - 31/03/2022)	2022 (01/04/2022 - 31/12/2022)	2023 (à partir du 01/01/2023)
Eolien]0 - 100]	101,5925	102,196	102,944	103,7029	104,4769	100,5895	101,3035	103,811	103,811	116,187	116,187	132,4045
Eolien]100 - 1000]	101,5925	102,196	102,944	103,7029	104,4769	100,5895	101,3035	103,811	103,811	116,187	116,187	132,4045
Eolien]1000 - [101,5925	102,196	102,944	103,7029	104,4769	91,4895	92,2035	94,711	86,261	98,637	84,987	132,4045

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0																		
Type technologie	Puissance (kW)	2015 (01/01/2015 - 30/06/2015)	2015 (01/07/2015 - 31/12/2015)	2016 (01/01/2016 - 30/06/2016)	2016 (01/07/2016 - 31/12/2016)	2017 (01/01/2017 - 30/06/2017)	2017 (01/07/2017 - 31/12/2017)	2018 (01/01/2018 - 30/06/2018)	2018 (01/07/2018 - 31/12/2018)	2019 (01/01/2019 - 30/06/2019)	2019 (01/07/2019 - 31/12/2019)	2020 (01/01/2020 - 31/12/2020)	2021 (01/01/2021 - 31/01/2021)	2021 (01/02/2021 - 30/06/2021)	2021 (01/07/2021 - 31/12/2021)	2022 (01/01/2022 - 31/08/2022)	2022 (01/09/2022 - 31/12/2022)	2023 (01/01/2023 - 30/06/2023)
SolairePV	All																	
SolairePV]0 - 10]																	
SolairePV]10 - 250]	193,6975	194,845	191,411	163,83	163,83	128,0695	105,3745	88,7265	89,6885	94,547	92,201	92,201	79,671	82,523	93,0395	119,209	167,5945
SolairePV]250 - 500]	174,1975	175,345	171,911	150,83	150,83	105,9695	86,5245	75,7265	79,2885	84,147	81,801	81,801	71,221	74,073	85,8895	117,259	167,5945
SolairePV]500 - 750]	167,6975	168,845	165,411	144,33	144,33	94,2695	76,7745	68,5765	79,2885	84,147	81,801	81,801	71,221	74,073	85,8895	117,259	167,5945
SolairePV]750 - 1000]	161,1975	162,345	158,911	137,83	137,83	87,1195	70,2745	63,3765	79,2885	84,147	81,801	81,801	71,221	74,073	85,8895	117,259	167,5945
SolairePV]1000 - [124,83	124,83	69,5695	54,0245	52,3265	68,2385	73,747	71,401	71,401	62,771	65,623	78,0895	115,309	167,5945	
SolairePV]1000 - [<= 200,1975	<= 162,345	<= 158,911														

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0												
Type technologie	Puissance (kW)	2014 (à partir du 01/07/2014)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (jusqu'au 31/03/2021)	2021 (01/04/2021 - 31/12/2021)	2022 (01/01/2022 - 31/12/2022)	2023 (à partir du 01/01/2023)
Hydraulique]0 - 100]	101,59										
Hydraulique]0 - 5]		199,70	200,44	201,20	201,98	198,09	198,80	201,31	201,31	213,69	205,85
Hydraulique]5 - 10]		173,70	174,44	175,20	175,98	172,09	172,80	175,31	175,96	188,34	132,40
Hydraulique]10 - 100]		154,20	154,94	155,70	156,48	152,59	153,30	155,81	131,76	131,14	134,35
Hydraulique]100 - 1000]	101,59	108,70	109,44	110,20	110,98	106,44	107,15	109,66	90,81	88,89	132,40
Hydraulique]1000 - [101,59										
Hydraulique]1000 - [(h <= 25m)		89,20	89,94	90,70	91,48	101,89	102,60	105,11	84,96	81,09	132,40
Hydraulique]1000 - [(h > 25m)		<= 199,696	<= 200,444	<= 201,20288	<= 201,9769376	<= 198,0895	<= 198,8035	<= 201,311	<= 201,311	<= 213,687	<= 135,6545

LCOE des installations qui bénéficient d'une aide à la production qui varie en fonction de l'évolution du prix du marché de l'électricité, octroyée par la région wallonne

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0											
Type technologie	Puissance (kW)	2014 (à partir du 01/07/2014)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (01/01/2021 - 31/03/2021)	2021 (01/04/2021 - 31/12/2021)	2022
Biogaz CET	All	108,05									
Biogaz CET]0 - 5000]		108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Biogaz CET]5000 - [<= 108,76	<= 109,64	<= 110,5328	<= 111,443456	<= 106,87	<= 107,71	<= 110,66	<= 110,66	<= 125,22

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0											
Type technologie	Puissance (kW)	2014 (à partir du 01/07/2014)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (01/01/2021 - 31/03/2021)	2021 (01/04/2021 - 31/12/2021)	2022
BiogazAutres]0 - 200]	270,55									
BiogazAutres]0 - 10]		206,26	207,14	208,0328	208,943456	204,37	205,21	208,16	208,16	222,72
BiogazAutres]10 - 200]		238,76	239,64	240,5328	241,443456	236,87	237,71	240,66	240,66	255,22
BiogazAutres]200 - 600]	270,55	238,76	239,64	240,5328	241,443456	236,87	237,71	240,66	240,66	255,22
BiogazAutres]600 - 1500]	270,55	238,76	239,64	240,5328	241,443456	236,87	237,71	240,66	240,66	255,22
BiogazAutres]1500 - 5000]	121,05	141,26	142,14	143,0328	143,943456	139,37	140,21	143,16	143,16	157,72
BiogazAutres]5000 - [<= 121,05	<= 141,26	<= 142,14	<= 143,0328	<= 143,943456	<= 139,37	<= 140,21	<= 143,16	<= 143,16	<= 157,72

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0											
Type technologie	Puissance (kW)	2014 (à partir du 01/07/2024)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (01/01/2021 - 31/03/2021)	2021 (01/04/2021 - 31/12/2021)	2022
Biocombustible liquide]0 - 100]	108,05	108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Biocombustible liquide]100 - 500]	108,05	108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Biocombustible liquide]500 - 1000]	108,05	108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Biocombustible liquide]1000 - 5000]	108,05	108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Biocombustible liquide]5000 - [<= 108,05	<= 108,76	<= 109,64	<= 110,5328	<= 111,443456	<= 106,87	<= 107,71	<= 110,66	<= 110,66	<= 125,22

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0											
Type technologie	Puissance (kW)	2014 (à partir du 01/07/2014)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (01/01/2021 - 31/03/2021)	2021 (01/04/2021 - 31/12/2021)	2022
Biocombustible solide (hors GA)]0 - 500]	153,55	141,26	142,14	143,0328	143,943456	139,37	140,21	143,16	143,16	157,72
Biocombustible solide (hors GA)]500 - 1000]	153,55	141,26	142,14	143,0328	143,943456	139,37	140,21	143,16	143,16	157,72
Biocombustible solide (hors GA)]1000 - 5000]	134,05	141,26	142,14	143,0328	143,943456	139,37	140,21	143,16	143,16	157,72
Biocombustible solide (hors GA)]5000 - [<= 134,05	<= 141,26	<= 142,14	<= 143,0328	<= 143,943456	<= 139,37	<= 140,21	<= 143,16	<= 143,16	<= 157,72

LCOE des installations qui bénéficient d'une aide à la production qui varie en fonction de l'évolution du prix du marché de l'électricité, octroyée par la région wallonne

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0										
Type technologie	2014 (à partir du 01/07/2014)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (01/01/2021 - 31/03-2021)	2021 (01/04/2021 - 31/12/2021)	2022
Biocombustiblesolide (GA)	238,05	206,26	207,14	208,0328	208,943456	204,37	205,21	208,16	208,16	222,72

Date de réservation (click date) = année LCOE T = 0											
Type technologie	Puissance (kW)	2014 (à partir du 01/07/2014)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (01/01/2021 - 31/03/2021)	2021 (01/04/2021 - 31/12/2021)	2022
Cogénération Fossile]0 - 100]	108,05	108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Cogénération Fossile]100 - 500]	108,05	108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Cogénération Fossile]500 - 1000]	108,05	108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Cogénération Fossile]1000 - 5000]	108,05	108,76	109,64	110,5328	111,443456	106,87	107,71	110,66	110,66	125,22
Cogénération Fossile]5000 - [<= 108,05	<= 108,76	<= 109,64	<= 110,5328	<= 111,443456	<= 106,87	<= 107,71	<= 110,66	<= 110,66	<= 125,22

LCOE des installations qui bénéficient d'une aide à la production qui varie en fonction de l'évolution du prix du marché de l'électricité, octroyée par la région flamande

Reserveringsdatum	1/01/2013	1/01/2014	1/07/2014	1/01/2015	1/07/2015	1/01/2016	1/01/2017	1/01/2018	1/04/2018	1/01/2019	1/01/2020	1/04/2020	15/09/2020	1/01/2021	1/01/2022
Zonne-energie	GS cat 1	239,60	241,00	157,80	148,60	154,20									
	GS cat 2	177,16	162,57	170,16	168,51	146,26	153,60	148,34	131,44						
	GS cat 3	151,31	142,57	145,46	143,56	133,36	129,00	125,74	118,76						
	GS cat 2a									181,44	169,00	127,52	124,52	124,52	124,06
	GS cat 2b									181,24	168,70	127,32	124,32	124,32	123,86
	GS cat 2/1a									149,84	143,34	132,32	130,12	130,12	126,36
	GS cat 2/1b									149,74	143,04	131,92	129,82	129,82	125,96
	GS cat 3a									138,22	137,15	105,81	103,91	103,91	101,29
GS cat 3b									137,62	136,65	105,21	103,41	103,41	100,79	
Wind-energie	GS cat 4	123,31	113,08	113,08	103,21	103,21	99,51	96,51	91,82	91,82					
	GS cat 4a										79,05	74,60	69,00	78,45	73,25
	GS cat 4b										78,85	74,40	68,80	78,25	72,95
	GS cat 4/1a										69,05	51,59	47,17	55,55	51,60
	GS cat 4/1b										68,85	51,46	47,04	55,45	51,47
Biogas	GS cat 5	204,80	218,70	218,70	234,30	234,30	193,00	155,40							
	GS cat 6	274,72	294,94	294,94	299,29	299,29	337,40	348,70							
	GS cat 7	69,60	71,10	71,10	71,60	71,60	83,50	89,90							
	GS cat 8	125,16	134,77	134,77	137,83	137,83	64,10	79,74							
	GS cat 9	217,94	231,83	231,83	234,87	234,87	342,20	318,76							
	GS cat 10	170,40	174,70	174,70	187,30	187,30	172,00	144,40							
	GS cat 11	209,57	212,94	212,94	217,29	217,29	247,40	257,70							
	GS cat 12	50,70	51,67	51,67	52,65	52,65	68,60	74,00							
	GS cat 13	97,81	100,71	100,71	103,17	103,17	43,40	56,80							
	GS cat 14	185,79	189,78	189,78	190,63	190,63	290,80	267,50							
	GS cat 5/1a								146,10	132,60	146,50	148,80	137,50	137,50	126,90
	GS cat 5/1b								146,10	132,60	146,50	148,80	137,50	137,50	126,90
	GS cat 6/1a								344,76	290,76	295,96	258,46	258,46	262,38	270,77
	GS cat 6/1b								344,76	290,76	295,96	295,46	258,46	258,46	262,38
GS cat 10/1a								149,10	135,10	148,50	147,80	137,50	137,50	119,90	
GS cat 10/1b								149,10	135,10	148,50	147,80	137,50	137,50	119,90	
Biomassa	GS cat 15	159,00	161,90	161,90	174,58	174,58	178,28	283,12	293,66						
	GS cat 16	260,96	209,22	209,22	198,58	198,58	240,80	256,84	264,06						
	GS cat 17	140,75	143,30	143,30	144,26	144,26	112,76	167,94	170,52						
	GS cat 18	52,45	62,41	62,41	36,16	36,16	40,16								
	GS cat 15a									259,66	282,98	358,56	331,56		
	GS cat 15b									259,66	282,98	358,56	331,56		
	GS cat 16a									245,06	247,90	272,28	265,28		
	GS cat 16b									245,06	247,90	272,28	265,28		
	GS cat 17a									144,72	140,16	51,39	33,52		
	GS cat 17b									144,72	140,16	51,38	33,52		
Warmtekracht-koppeling	WKK cat 1a	427,20	390,00	390,00	376,00	376,00	402,00	391,00							
	WKK cat 1b	396,40	364,00	364,00	349,00	349,00	330,00	320,00							
	WKK cat 2a	218,06	220,87	220,87	227,43	227,43	221,80	187,24	204,51	204,51	122,76	216,98	206,78	206,78	219,84
	WKK cat 2b	185,86	187,87	187,87	194,13	194,13	189,30	158,44	170,01	170,01	88,86	183,08	175,28	175,28	181,84
	WKK cat 3a	134,94	145,48	145,48	155,88	155,88	119,30	110,90	110,12	110,12	60,36	101,32	96,92	96,92	98,46
	WKK cat 3b	114,74	122,78	122,78	131,18	131,18	100,00	91,40	90,02	90,02	40,86	81,66	78,64	78,64	79,87
	WKK cat 4a	103,91	108,74	108,74	113,87	113,87	77,26	67,51	74,47	74,47	72,44	72,07	70,17	70,17	56,73
	WKK cat 4b	93,71	97,74	97,74	102,27	102,27	68,86	59,31	65,47	65,47	63,74	63,27	61,97	61,97	49,27
	WKK cat 4/1a						66,56	64,11	61,57	61,57	56,24	64,57	62,87	62,87	52,64
	WKK cat 4/1b						60,36	57,31	54,67	54,67	49,54	57,86	56,63	56,63	47,03
	WKK cat 5a1	158,70	161,70	161,70	178,30	178,30	134,70	113,60							
	WKK cat 5a2	222,02	226,94	226,94	226,29	226,29	249,40	253,70							
	WKK cat 5a3	37,90	37,20	37,20	32,80	32,80	362,00	469,40							
	WKK cat 5a4	71,66	63,37	63,37	68,83	68,83	65,80	80,54							
	WKK cat 5a5	164,54	167,83	167,83	169,87	169,87	250,20	234,76							
	WKK cat 5b1	154,60	157,70	157,70	173,30	173,30	131,40	111,30							
	WKK cat 5b2	218,12	222,94	222,94	222,29	222,29	216,59	221,67							
	WKK cat 5b3	25,10	24,00	24,00	19,30	19,30	130,10	232,40							
	WKK cat 5b4	47,46	38,57	38,57	43,43	43,43	34,30	48,14							
	WKK cat 5b5	160,44	163,83	163,83	165,87	165,87	246,20	229,76							
	WKK cat 6a1	131,30	132,50	132,50	147,30	147,30	122,20	107,60							
	WKK cat 6a2	173,37	173,94	173,94	176,29	176,29	193,40	212,70							
	WKK cat 6a3	23,10	22,30	22,30	21,10	21,10	40,61	48,60							
	WKK cat 6a4	61,41	44,12	44,12	47,67	47,67	45,40	58,00							
	WKK cat 6a5	139,09	140,18	140,18	144,33	144,33	215,80	203,50							
	WKK cat 6b1	127,70	128,90	128,90	143,30	143,30	119,50	105,70							
	WKK cat 6b2	170,17	170,94	170,94	173,29	173,29	189,40	207,70							
	WKK cat 6b3	12,90	11,90	11,90	10,10	10,10	18,80	26,20							
	WKK cat 6b4	45,31	23,82	23,82	27,47	27,47	22,10	33,90							
	WKK cat 6b5	135,49	136,58	136,58	140,63	140,63	211,80	199,50							
	WKK cat 5/1a1								114,10	114,10	122,30	123,60	123,00	123,00	110,70
	WKK cat 5/1a2								300,28	300,28	267,84	283,46	281,46	281,46	265,98
	WKK cat 5/1a3								489,10	489,10	474,50	388,80	354,80		
	WKK cat 6/1a								116,00	116,00	124,00	123,80	123,30	123,30	107,40
	WKK cat 5/1b1								110,50	110,50	118,90	120,40	120,00	120,00	108,20
	WKK cat 5/1b2								256,76	256,76	223,96	232,46	232,46	232,46	215,38
	WKK cat 5/1b3								252,10	252,10	243,50	230,80	207,80		
	WKK cat 6/1b								113,00	113,00	121,10	121,20	120,90	120,90	105,40
	WKK cat 7a1	147,66	142,82	142,82	194,46	194,46	81,48	86,92	99,08	99,08	39,10	87,48	83,88	83,88	79,73
	WKK cat 7a2	100,66	96,02	96,02	140,44	140,44	62,39	59,13	70,88	70,88	12,92	63,48	61,58	61,58	58,80
	WKK cat 7b1	86,56	86,22	86,22	111,94	111,94	68,02	60,96	81,38	81,38	22,80	72,98	70,75	70,75	63,01
	WKK cat 7b2	72,66	72,00	72,00	97,14	97,14	59,45	52,16	72,38	72,38	14,07	64,23	62,68	62,68	55,40
	WKK cat 7c1	134,26	134,02	134,02	166,94	166,94	101,98	99,02	131,58	131,58	72,00	120,68	114,78	114,78	106,40
	WKK cat 7c2	92,76	91,32	91,32	123,84	123,84	74,67	66,65	89,48	89,48	31,20	81,66	78,64	78,64	72,94
	WKK cat 8a1	130,72	130,50	130,50	123,30	123,30	101,46	94,20	118,88	118,88	77,40	105,06			