

# Rapport de consultation

sur une modification de méthodologie pour l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du plafond de prix intermédiaire ainsi que sur une modification des conditions relatives à l'obligation de remboursement

Direction Générale Energie du SPF Economie

24 April 2023

## Table des matières

1	Introduction .....	3
2	Résumé des contributions.....	4
2.1	Centrica .....	5
2.2	Febeliec .....	5
2.3	FEBEG.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
2.3.1	Commentaires généraux.....	6
2.3.2	Concernant les propositions de modification relatives au chapitre sur les dérogations à l'IPC.....	7
2.3.3	Concernant l'obligation de remboursement .....	9
2.3.4	Éléments additionnels liés à la demande de dérogation à l'IPC.....	9
2.4	Acteur de marché confidentiel .....	10
3	Réponses de la DG Energie du SPF Economie .....	11
3.1	Centrica .....	11
3.1.1	Rétroactivité du payback exemption .....	12
3.2	Febeliec .....	12
3.2.1	Exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande ..	12
3.2.2	Indexation du prix d'exercice.....	12
3.3	FEBEG.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
3.3.1	Concernant les propositions de modification relatives au chapitre sur les dérogations à l'IPC.....	12
3.3.2	Concernant l'obligation de remboursement .....	15
3.3.3	Éléments additionnels liés à la demande de dérogation à l'IPC.....	16
3.4	Acteur confidentiel.....	16

## 1 Introduction

Le SPF Economie a lancé du 20 février 2023 au 13 mars 2023 une consultation publique sur des modifications apportées à l'arrêté royal du 28 avril 2021 (ci-après AR méthodologie) ([https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/electricite/mecanismes-de-capacite/mecanisme-de-remuneration-de/consultations-publiques-dans#toc\\_heading\\_3](https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/electricite/mecanismes-de-capacite/mecanisme-de-remuneration-de/consultations-publiques-dans#toc_heading_3)).

Les modifications proposées étaient les suivantes :

Concernant la dérogation du prix maximum intermédiaire (IPC)

1. L'anticipation du dépôt des demandes de dérogation au 30 avril afin d'introduire la possibilité pour le demandeur de faire valoir ses observations sur le projet de décision de la CREG,
2. Le transfert de responsabilité du contrôle de l'exhaustivité de la demande de dérogation à l'IPC à la CREG,
3. L'application du coût moyen du capital,
4. L'introduction de la possibilité pour la CREG de réaliser, fin de Y-1, un contrôle de la réalisation de l'investissement, des « autres revenus et de l'augmentation de coûts »,
5. L'uniformisation du calcul de la durée d'amortissement des investissements,
6. La clarification de la prise en compte des coûts de démarrage,
7. L'estimation des revenus liés à la fourniture de service de reconstitution,
8. L'adaptation des étapes d'évaluation du « missing-money » des demandes de dérogation à l'IPC,
9. Correction pour l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre la période de référence et la période de fourniture.

Concernant l'obligation de remboursement :

10. L'indexation du prix d'exercice,
11. L'exemption de l'obligation de remboursement pour les technologies de gestion de la flexibilité.

Ce rapport de consultation rédigé par la DG Energie du SPF Economie résume les observations reçues lors de la consultation publique concernant les modifications proposées. Des réponses aux observations reçues sont reprises à la section 3 de ce rapport. Ces réponses ont été rédigées par la DG Energie en collaboration avec la CREG et Elia selon leur compétences respectives.

Quatre parties ont soumis des observations lors de cette consultation publique: Centrica, Febeliec, FEBEG et un acteur confidentiel.

## 2 Résumé des contributions

Tableau 1: résumé des contributions

Acteur de marché Proposition	Centrica	Acteur confidentiel	FEBEG	Febeliec
<b>Dérogation du prix maximum intermédiaire (IPC)</b>				
Anticipation du dépôt de demande de dérogation		V	V	
Contrôle de l'exhaustivité des demandes de dérogation par la CREG		V	V	
Application du coût moyen du capital		V	V	
Possibilité pour la CREG de réaliser, en fin de Y-1, un contrôle de la réalisation de l'investissement, des « autres revenus et de l'augmentation de coûts »		X	X	
Uniformisation du calcul de la durée d'amortissement des investissements		X	X	
Clarification de la prise en compte des coûts de démarrage				
Estimation des revenus liés à la fourniture de service de reconstitution				
Adaptation des étapes d'évaluation du « missing-money » des demandes de dérogation à l'IPC		X	X	
Correction pour l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre la période de référence et la période de fourniture		X	X	
<b>Obligation de remboursement (« Pay-back obligation »)</b>				

Indexation de prix d'exercice		V	V	V
Exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande	V	X	X	V
Rétroactivité	X	V	V	V
<b>Points additionnels relatifs au calcul du « missing-money » (hors consultation)</b>				
Eligibilité des coûts pris en compte dans le calcul du « missing money »		X	X	
Utilisation de revenus moyens au lieu de revenus médians dans le calcul du « missing money »		X	X	
Utilisation du NRP dans le calcul du « missing-money »		X	X	
Coût de l'obligation de remboursement		X	X	

Légende :

- V : Accord avec la proposition
- X : Désaccord avec la proposition

## 2.1 Centrica

Centrica est opposé à l'application rétroactive d'une exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande. Centrica considère que cette disposition ne peut intervenir que pour les futurs contrats. Selon Centrica la rétroactivité conduirait à une distorsion de la concurrence entre les fournisseurs de flexibilité.

## 2.2 Febeliec

Febeliec plaide pour l'exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande. Selon Febeliec, l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande mène à des risques inacceptables pour les participants potentiels au CRM et réduit considérablement la probabilité de trouver des volumens suffisants à un moindre coût.

Febeliec est en principe fortement opposé à toute application rétroactive de modifications aux contrats existants et signés, mais estime acceptable de suivre une telle approche uniquement pour les contrats déjà conclus dans ce cadre.

En ce qui concerne l'indexation du prix d'exercice, Febeliec souhaite insister sur le fait que la formule d'indexation se doit d'être adaptée aux scénarios futures et donc de manière symétrique. La formule d'indexation du prix d'exercice doit donc selon Febeliec pouvoir garder une probabilité d'activation de l'obligation de remboursement conforme et cela même si les prix diminuent suite à moins de phénomènes exceptionnels.

## 2.3 FEBEG

### 2.3.1 Commentaires généraux

Le FEBEG regrette le temps limité alloué à cette consultation publique et regrette le timing peu propice à une consultation (période de vacances). La FEBEG ne comprend pas l'urgence étant donnée l'improbabilité d'une application pour l'enchère de 2023.

Selon la FEBEG, les capacités existantes peuvent difficilement prétendre aux contrats long terme. Ils mettent en cause (i) des seuils d'investissement trop élevés particulièrement pour les contrats de 3 et 8 ans, (ii) le caractère restrictif de la définition des coûts d'investissement éligibles et (iii) l'obligation de supporter le risque de remporter plusieurs contrats consécutifs d'un an pour récupérer l'investissement.

Selon la FEBEG, le prix maximum intermédiaire est trop faible pour couvrir à la fois tous les coûts fixes et les investissements nécessaires pour maintenir une unité existante sur le marché.

Selon la FEBEG, le mécanisme de demande de dérogation est dysfonctionnel et complexe. Selon eux, certains coûts réels sont exclus, les règles d'annualisation pour les investissements ne correspondant pas à la réalité commerciale et l'utilisation des estimations de revenus d'Elia pour le calcul du missing money est inappropriée. Selon eux, il ne tient pas compte du risque lié à la non obtention d'un nombre suffisant de contrats d'un an.

La FEBEG rappelle que le parc de production belge nécessite des investissements auxquels le mécanisme de capacité actuel ne pallie pas mettant en danger la sécurité d'approvisionnement en électricité en Belgique.

La FEBEG demande aux autorités de procéder à une révision profonde des modalités de participation des capacités existantes au CRM en garantissant :

1. L'accès à des contrats de 3 et 8 ans pour tous les investissements capitalisés non limité aux extensions techniques de la durée de vie mais contribuant à (i) l'augmentation de la capacité, (ii) l'ajout d'heures de fonctionnement et (iii) la réduction des émissions CO<sub>2</sub> ;
2. Un calibrage correct de l'IPC ;
3. Une amélioration du mécanisme de demande de dérogation pour une utilisation exceptionnelle ;
4. La mise en place de mesures transitoires pour les capacités existantes avec des contrats signés.

En ce qui concerne les seuils d'investissement, le FEBEG demande une révision des seuils correspondants aux contrats de 3 et 8 ans en tenant compte de :

1. Major overhaul avec réparation ;
2. Mise à niveau ;
3. Remise à neuf et remplacement de pièce ;
4. Conversion ;
5. Repowering ;
6. Investissement de décarbonation ;
7. Aucune distinction entre récurrent ou non.

La FEBEG constate que ces éléments ne sont pas abordés dans cette consultation publique.

Selon la FEBEG, les modifications proposées dans cette consultation publique contribueront d'avantage au rejet des demandes de dérogation pour les capacités existantes.

### 2.3.2 Concernant les propositions de modification relatives au chapitre sur les dérogations à l'IPC

- L'anticipation du dépôt des demandes de dérogation au 30 avril afin d'introduire la possibilité pour le demandeur de faire valoir ses observations sur le projet de décision de la CREG

La FEBEG n'a pas d'objection quant à l'anticipation du dépôt de demande de dérogation si cela permet au détenteur de capacité de commenter le projet de décision de la CREG cependant certains inconvénients liés à la soumission du dossier 5 mois avant la deadline du 30/09 sont énumérés dont (i) la quantification du *missing money* le 30/04 sans possibilité d'un update en cas d'évènement exceptionnel avant le 30/09, (ii) le calcul des revenus par Elia datant de plus d'un an avant la remise d'offre dans un contexte où les paramètres évoluent rapidement et (iii) la prise en compte d'une NRP qui peut différer de celle qui sera préqualifiée. La FEBEG demande donc d'autoriser la possibilité jusqu'au 30/9, qu'un candidat remette une offre de valeur supérieure au *missing money* calculé sous réserve de la fourniture d'une justification.

- Le transfert de responsabilité du contrôle de l'exhaustivité de la demande de dérogation à l'IPC à la CREG

La FEBEG soutient cette proposition de modification toutefois la FEBEG propose aussi de clarifier davantage les limites dans lesquelles la CREG peut rejeter un dossier dans l'arrêté royal méthodologie.

- L'application du coût moyen du capital

La FEBEG soutient l'application du WACC pour l'annualisation des investissements récurrents et non récurrents. Selon la FEBEG la quantification du *missing money* dans le mécanisme de dérogation sous-estime toutefois de manière significative les risques pour un candidat CRM.

La FEBEG propose alors d'ouvrir l'accès aux contrats à long terme pour les actifs existants ayant des besoins d'investissement ou, au minimum, de donner la possibilité à l'investisseur d'avoir une perspective d'analyse de rentabilité pour déterminer son *missing money*. Dans ce cas, la FEBEG voudrait supprimer dans l'arrêté royal méthodologie que le niveau du prix de l'offre est plafonné au calcul du *missing money*.

- L'introduction de la possibilité pour la CREG de réaliser, fin de Y-1, un contrôle de la réalisation de l'investissement, des « autres revenus et de l'augmentation de coûts »

Selon la FEBEG, les conditions et le processus de cette évaluation ne sont pas clairs. La FEBEG observe qu'un tel contrôle n'est pas effectué pour d'autres capacités offertes et sélectionnées dans le CRM. La FEBEG rappelle de plus que le CRM n'est pas un CfD mais constitue bien une rémunération qui se base sur une évaluation de l'offre au moment de l'enchère. La FEBEG est opposée à une intervention de la CREG sur le prix de l'offre, à moins que la CREG puisse prouver que le candidat ait eu un comportement délibérément erroné ou l'intention de manipuler le marché.

En outre, la FEBEG estime injuste d'appliquer le contrôle avec une vision annuelle aux investissements récurrents mais demande plutôt de considérer des contrôles sur les investissements initiaux non récurrents qui ont été comptabilisés mais non réalisés.

- L'uniformisation du calcul de la durée d'amortissement des investissements ;

Selon la FEBEG, la détermination de la période d'annualisation doit être laissée à l'appréciation du candidat.

- La clarification de la prise en compte des coûts de démarrage ;

La FEBEG n'a pas de commentaires sur cette proposition de modification.

- L'estimation des revenus liés à la fourniture de service de reconstitution (black start);

Selon la FEBEG, la CREG devrait permettre au candidat de considérer moyennant justification, la non-participation au service de reconstitution.

- L'adaptation des étapes d'évaluation du « missing-money » des demandes de dérogation à l'IPC ;

La FEBEG s'interroge sur le fait que l'évaluation des demandes de dérogation soient soumises à la CREG et Elia plutôt qu'à un expert technico-économique indépendant.

La FEBEG rappelle qu'aucune évaluation n'est entreprise pour les autres offres. Seules les capacités qui optent pour une demande de dérogation à l'IPC sont soumises à un processus plus contraignant.

Selon la FEBEG une distinction doit être faite entre la détermination du missing money spécifique à la réalité d'une CMU et la quantification de l'IPC réalisée de manière générique.

- Correction pour l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre la période de référence et la période de fourniture.

La FEBEG s'interroge sur l'application de cette correction sur tous les paramètres de quantification du missing money. Selon eux, l'indice des prix à la consommation ne peut être approprié pour tous les paramètres, certains paramètres ont des évolutions spécifiques liées aux champs d'application spécifiques.



La FEBEG propose de permettre, au détenteur de capacité dans le cadre des demandes de dérogation, de fournir les paramètres d'indexation les plus appropriés moyennant justification pour obtenir un missing money avec des coûts et revenus en euro de la période de livraison.

L'utilisation de l'indice des prix à la consommation entre la période de référence et la période de fourniture peut être acceptée pour le calcul de l'IPC et du netCoNE.

### 2.3.3 Concernant l'obligation de remboursement

#### 1. Indexation du prix d'exercice

La FEBEG peut soutenir l'indexation mensuelle proposée du prix d'exercice, applicable à partir de la première période de livraison, toutefois la FEBEG regrette qu'il n'y ait pas de lien direct avec le coût de production réel de l'unité. La FEBEG estime qu'il est essentiel que la formule améliorée s'applique également aux contrats existants (contrats annuels et pluriannuels) à partir du début de la période de livraison 2025-2026.

#### 2. L'exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande

La FEBEG reconnaît que les technologies participant aux CRM ont des caractéristiques différentes mais selon eux il est essentiel de veiller au respect de la neutralité technologique et de garantir des conditions de concurrence équitable.

La FEBEG pourrait toutefois accepter une exonération de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande.

### 2.3.4 Éléments additionnels liés à la demande de dérogation à l'IPC

- Non-éligibilité des coûts

Selon la FEBEG, le mécanisme de dérogation à l'IPC devrait permettre de prendre en compte des coûts qui ne sont pas repris dans l'étude AFRY.

- Utilisation du Nominal Reference Power (NRP)

Le NRP ayant un impact significatif sur le prix maximum de l'offre, la FEBEG propose qu'un NRP alternatif soit fourni dans le dossier de dérogation IPC basé sur la capacité effectivement disponible en moyenne sur l'année (repris dans l'Ad&Flex).

- Modélisations des revenus

La FEBEG observe une discrimination entre les capacités offrant des prix inférieurs à l'IPC ou des contrats à long terme qui peuvent calculer leurs propres revenus et les demandes de dérogation.

Revenus EOM : La FEBEG propose de n'utiliser la modélisation d'Elia que comme un indicateur permettant à la CREG d'évaluer le caractère raisonnable des revenus et non pas comme une valeur fixe.

Revenues services auxiliaires : La FEBEG propose de n'utiliser la modélisation d'Elia que comme un indicateur permettant à la CREG d'évaluer le caractère raisonnable des revenus et non pas comme une valeur fixe.

- Coût de l'obligation de remboursement

La FEBEG soutient la nouvelle formule d'indexation du prix d'exercice car elle réduira de manière significative le risque de récupération induite. Toutefois selon la FEBEG, la formule proposée pour l'indexation du prix d'exercice ne reflète pas entièrement le coût de production d'une unité et la CREG devrait permettre aux acteurs du marché la prise en compte d'un coût si l'acteur du marché estime que le payback pourrait représenter un coût net.

## 2.4 Acteur de marché confidentiel

Le 17/03/2023, l'acteur confidentiel a donné son aval pour la publication du contenu ci-après dans le rapport de consultation.

L'acteur de marché confidentiel supporte entièrement l'avis rendu par la FEBEG au sujet de cette consultation. L'acteur confidentiel estime que le mécanisme de dérogation à l'IPC n'atteint pas les objectifs visés par l'approbation donnée par la Commission Européenne pour ce mécanisme de dérogation. L'acteur confidentiel cite, notamment, que certains coûts ne soient pas autorisés, par le régulateur, à être introduits dans la demande dérogation comme argument.

L'acteur confidentiel regrette le fait que cette problématique ne soit pas solutionnée dans la proposition d'amendement. L'acteur rappelle que la Commission Européenne a donné son approbation pour le mécanisme de dérogation afin que des acteurs de marché ne soient pas exclus du mécanisme de rémunération de la capacité et dès lors que leurs coûts réels puissent être pris en compte dans le calcul du « *missing money* » et ainsi minimiser l'impact sur la concurrence et le commerce.

L'acteur confidentiel ajoute que l'interprétation que le régulateur, dans les conditions de forme d'une demande de dérogation à l'IPC, a eue jusqu'à présent concernant les coûts éligibles/non-éligibles peut conduire à la fermeture du marché et peut dès lors bloquer, pour certaines capacités, l'accès à une enchère CRM compétitive incompatible avec le droit européen selon ce même acteur. Ceci est d'autant plus pertinent que l'accès aux contrats pluriannuels est particulièrement restreint pour les capacités existantes.

Au sujet des coûts considérés comme inéligibles par le régulateur, l'acteur confidentiel indique les types de coûts qu'il souhaiterait voir rendus éligibles ; cette liste ne devant toutefois pas être exhaustive :

1. Les taxes locales
2. Les loyers des terrains
3. Les coûts fixes d'achat d'électricité
4. Les frais généraux (coûts administratifs), également appelés 'overheads'

5. L'optimisation de la logistique gazière
6. L'entièrereté des coûts liés à la gestion du portefeuille

L'acteur confidentiel indique s'opposer à la méthodologie proposée pour définir la durée d'amortissement d'un investissement. Il estime qu'une modification unilatérale de la durée d'amortissement, par le régulateur, implique une modification du scope de l'investissement et donc sur les dépenses d'investissement. L'acteur confidentiel critique une méthodologie basée uniquement sur le régime d'exploitation ; L'acteur souhaite voir pris en compte, notamment, la durée de vie technique et l'état des actifs. La méthodologie proposée ignorerait selon l'acteur confidentiel la complexité de la situation dans laquelle peut se trouver un actif. Par ailleurs, l'acteur confidentiel émet des doutes quant au contrôle de l'investissement proposé en T-1. L'acteur confidentiel indique qu'un contrôle avec une vue strictement annuelle ne serait pas approprié.

Bien que l'acteur confidentiel soutienne l'application du WACC pour l'annualisation des investissements, il critique le fait que les risques sur les revenus et les coûts futurs ne soient pas suffisamment pris en compte dans le calcul du « missing-money ».

L'acteur confidentiel critique l'approche du gestionnaire de réseau de transport selon laquelle des paramètres spécifiques aux unités, pour lesquels un dossier de dérogation à l'IPC est introduit, sont utilisés pour simuler les revenus de marché. En effet, cette pratique tend à biaiser les résultats pour les unités concernées.

L'acteur confidentiel demande que le calcul des revenus de services ancillaires et des revenus de marchés par le gestionnaire de réseau serve à titre indicatif pour le régulateur afin de réaliser l'évaluation de la raisonnable des revenus indiqués par le détenteur de CMU. A tout le moins, en ce qui concerne le calcul des revenus de services ancillaires, l'acteur confidentiel insiste sur la nécessité de stipuler dans l'arrêté royal que les tendances récentes et attendues, en particulier l'évolution attendue des parts de marché des différentes technologies soient prises en compte et que les prix historiques liés à des événements exceptionnels soient exclus.

L'acteur confidentiel indique que la NRP réduite ( $NRP \times DF$ ) peut, dans certains cas, être encore trop élevée par rapport à la puissance réellement disponible en moyenne sur l'année et ce même dans la nouvelle méthodologie du calcul de NRP proposée par le gestionnaire de réseau de transport dans les règles de fonctionnement V3. Dès lors, il conviendrait de laisser la possibilité d'indiquer une capacité corrigée, qui servira de base au calcul du missing money en €/kW.

### 3 Réponses de la DG Energie du SPF Economie

Seules les réponses des observations concernant les modifications proposées lors de cette consultation publique sont reprises ci-dessous.

#### 3.1 Centrica

### 3.1.1 Rétroactivité du payback exemption

La DG Energie tient à remercier Centrica de partager son avis sur le besoin de ne pas appliquer la rétroactivité de l'exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande sous risque de causer une distorsion de la concurrence. Néanmoins la question de rétroactivité n'a pas été abordée dans la consultation publique car ne figurant pas dans l'AR Méthodologie. La DG Energie ne répondra donc pas à ce commentaire spécifique.

## 3.2 Febeliec

### 3.2.1 Exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande

Concernant l'exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande, la DG Energie observe un consensus en sa faveur avec néanmoins certaines remarques émises par les acteurs.

La DG Energie remercie FEBELIEC pour sa réponse concernant l'exemption de l'obligation de remboursement de la technologie de gestion de la demande et prend en considération ses commentaires sur le besoin d'appliquer cette exemption.

### 3.2.2 Indexation du prix d'exercice

La DG Energie rejoint la position de FEBELIEC et souhaite insister sur l'importance d'un cadre le plus stable possible avec donc une formule d'indexation faite pour durer dans le temps. Concernant la symétrie de l'indexation du prix d'exercice, la nouvelle formule proposée permet une indexation plus dynamique des prix autant à la hausse qu'à la baisse. En ce sens, la symétrie désirée par Febeliec est selon la DG Energie respectée.

## 3.3 FEBEG

### 3.3.1 Concernant les propositions de modification relatives au chapitre sur les dérogations à l'IPC

- L'anticipation du dépôt des demandes de dérogation au 30 avril afin d'introduire la possibilité pour le demandeur de faire valoir ses observations sur le projet de décision de la CREG

La DG Energie s'interroge sur les inconvénients énumérés par la FEBEG liés à l'anticipation du dépôt des demandes de dérogation de seulement 13 jours ouvrables *i.e.* le 30 avril en opposition au 17 mai initialement prévu (20 jours ouvrables avant le 15/06).

En ce qui concerne le souhait de la FEBEG d'autoriser la possibilité jusqu'au 30/9, qu'un candidat remette une offre de valeur supérieure au *missing money* calculé moyennant une justification, l'ajout d'une étape supplémentaire liée à l'analyse de cette justification par le régulateur semble complexe.

- Le transfert de responsabilité du contrôle de l'exhaustivité de la demande de dérogation à l'IPC à la CREG ;

La DG Energie note le soutien de la FEBEG sur cette proposition de modification.

- L'application du coût moyen du capital,

La DG Energie note le soutien de la FEBEG à l'application du WACC pour l'annualisation des investissements récurrents et non récurrents.

En ce qui concerne le souhait de la FEBEG lié à la suppression du plafonnement du niveau du prix de l'offre au calcul du *missing money*, la DG Energie rappelle que le mécanisme de capacité vise à compenser le *missing money* de l'unité considérée tout en respectant le principe du moindre coût. De plus, cette observation de la FEBEG ne relève pas du champs d'application de cette consultation publique.

- L'introduction de la possibilité pour la CREG de réaliser, fin de Y-1, un contrôle de la réalisation de l'investissement, des « autres revenus et de l'augmentation de coûts »

La DG Energie s'interroge sur la nécessité d'une clarté plus importante du processus de contrôle ex-post. La CREG a la possibilité de réaliser le contrôle ex-post fin de T-1. Le contrôle consiste en un contrôle de la réalisation de l'investissement et de la perception d'« autres revenus » (par exemple, un revenu issu de la vente de chaleur). Les raisons de ce contrôle seront objectives : il s'agira uniquement pour la CREG de constater la survenance ou non d'un fait bien déterminé, déjà identifié dans la décision ex-ante. L'acteur du marché sera ainsi en mesure d'estimer, au moment où il recevra sa décision, s'il sera soumis à un contrôle ex-post.

En ce qui concerne la remarque liée à l'application d'un contrôle ex-post limitée aux demandeurs de dérogation, la DG Energie rappelle qu'un contrôle par un expert indépendant est effectué pour notamment vérifier l'absence de manipulation du marché, de comportement anti-concurrentiel ou de pratique commerciale déloyale conformément au §13 de l'article 7undecies de la loi relative à l'organisation du marché de l'électricité.

La DG Energie note que la FEBEG est opposée à une intervention de la CREG sur le prix de l'offre, à moins que la CREG puisse prouver que le candidat ait eu un comportement délibérément erroné ou l'intention de manipuler le marché. Selon la DG Energie, le caractère délibéré ou l'intention de manipuler ne modifie pas le fait que la dérogation n'est plus justifiée. Selon la DG Energie s'il s'avère qu'après un contrôle ex-post que l'annuité de l'investissement ex-post et/ou les nouveaux « autres revenus » conduisent à un *missing money* inférieur au prix maximum intermédiaire, le détenteur de capacité devrait à minima être confronté au retrait de sa dérogation.

- L'uniformisation du calcul de la durée d'amortissement des investissements ;

La DG Energie note la remarque de la FEBEG suivant laquelle la période d'annualisation devrait être laissée à l'appréciation du candidat.

La DG Energie rappelle la motivation de cette proposition de la CREG qui souhaite rendre la durée d'amortissement des investissements indépendante de l'opérateur de la CMU et de ses hypothèses d'évolution des marchés. La CREG défend une annualisation des dépenses d'investissement sur base des heures de fonctionnement et du nombre de démarrages évalués par le modèle de calibration d'Elia lors de son évaluation des revenus de marché. Afin de tenir compte de spécificités propres à la CMU, l'évaluation de la durée d'amortissement permet de tenir compte de tout autre élément objectif qui limiterait la durée de vie de l'investissement.

- L'estimation des revenus liés à la fourniture de service de reconstitution (black start);

La DG Energie note la proposition de la FEBEG qui souhaiterait permettre aux détenteurs de capacités de ne pas participer au service de reconstitution moyennant une justification de leur part.

La DG Energie attire l'attention de la FEBEG sur le fait que la proposition de modification mise en consultation publique prévoit que ce soit au gestionnaire de réseau que revienne l'estimation des revenus du service de reconstitution. Cette évaluation serait réalisée sur la base des revenus correspondant aux coûts historiques moyens des réservations sur la base des trois dernières années.

La DG Energie indique également que la proposition de la FEBEG n'est pas assez détaillée sur la nature de l'argumentaire à fournir par le candidat CRM.

- L'adaptation des étapes d'évaluation du « missing-money » des demandes de dérogation à l'IPC ;

La DG Energie note que la FEBEG souhaiterait qu'un expert technico-économique indépendant puisse intervenir dans l'évaluation des dossiers de dérogation à l'IPC. La DG Energie note que cette évaluation est déjà prévu conformément au §5 de l'article 22 de l'AR méthodologie.

La DG Energie note la remarque de la FEBEG qui indique qu'aucune évaluation n'est entreprise pour les autres offres. Ces évaluations sont effectivement limitées aux capacités demandant une dérogation à l'IPC. La DG Energie tient à rappeler que seules les modifications relatives à la procédure de dérogation étaient mises à consultation. La DG Energie note également que la FEBEG n'étaye pas sa position relative à l'évaluation des capacités. En effet, il n'est pas indiqué si la FEBEG recommande l'évaluation de tous les candidats CRM indépendamment de l'introduction d'une demande de dérogation ou aucune évaluation pour les candidats CRM requérant la demande de dérogation. Suivant cette seconde option, la DG Energie souhaiterait signifier l'inconsistance de la mesure en tant que dérogation à l'IPC si aucune évaluation n'est effectuée dans le cadre des demandes pour déroger à la limite sur l'IPC.

La DG Energie note la volonté de la FEBEG qu'une distinction soit faite entre la détermination du « missing-money » spécifique à la réalité d'une CMU et la quantification de l'IPC modélisée génériquement. La DG Energie indique que l'utilisation du modèle générique de quantification

de l'IPC permet de s'assurer d'une égalité de traitement pour toutes les demandes de dérogations.

- Correction pour l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre la période de référence et la période de fourniture.

La DG Energie tient à remercier la FEBEG pour ses remarques concernant l'indexation de l'IPC à la période de livraison dont notamment celle relative à l'indice des prix à la consommation qui ne permet pas d'indexer tous les coûts. La DG Energie indique que l'objectif n'est pas d'obtenir une estimation des coûts et revenus lors de la période de livraison. L'ensemble des coûts et des revenus sont estimés en Euros de l'année de référence. L'estimation du "missing-money" est alors corrigée par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture de capacité pour laquelle le « missing-money » est calculé. L'objectif est en effet de disposer de la meilleure estimation de l'évolution du "missing money". Aucune solution ne sera capable d'obtenir des données exactes d'autant plus qu'il faudra pour les enchères Y-4 réaliser des projections d'inflation sur un horizon de temps de 5 ans. Cependant, la DG Energie considère que l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation constitue une estimation raisonnable. La DG Energie constate par ailleurs que la FEBEG soutient la prise en compte de l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation pour l'évaluation de l'IPC. La DG Energie n'est donc pas d'avis que les détenteurs de capacité pourront donner des paramètres d'indexation plus précis que celui de l'indice des prix à la consommation calculé par le Bureau du Plan et que ce dernier représente donc la meilleure base d'indexation.

### 3.3.2 Concernant l'obligation de remboursement

- L'exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande

Concernant l'exemption de l'obligation de remboursement pour la gestion de la demande, la DG Energie observe un consensus en sa faveur avec néanmoins certaines remarques émises par les acteurs.

La DG Energie tient à indiquer qu'elle rejoint la FEBEG sur le fait qu'il est essentiel de garantir la neutralité technologique dans le CRM et donc des conditions de concurrence équitable. Dès lors, il est important de rappeler qu'un des objectifs principaux de l'obligation de remboursement est d'éviter que les détenteurs de capacité n'engrangent des profits extraordinaires. Or, la technologie de gestion de la demande n'est pas capable de capturer ces profits extraordinaires lors d'événement de prix sur le marché élevés étant donné la nature de son fonctionnement et de ses coûts d'activation importants. Dès lors, cette différence de traitement ne met pas en péril l'équité de la concurrence vu que la situation de la technologie de la gestion de la demande est particulière.

- Indexation du prix d'exercice

La DG Energie prend en compte la remarque de la FEBEG concernant le besoin que cette exemption s'accompagne de la mise en place de la nouvelle formule d'indexation et de sa rétroactivité.

La DG Energie observe que la FEBEG fait le constat que la formule actuelle d'indexation du prix d'exercice n'est pas assez dynamique et que la crise énergétique que l'on a connue l'a démontré. La formule d'indexation proposée permet donc de répondre à ce besoin.

Par ailleurs, la DG Energie prend note du commentaire de la FEBEG sur le besoin d'une prise en compte des coûts de production. Néanmoins, étant donné la grande hétérogénéité des technologies présentes dans le CRM belge, il ne semble pas envisageable d'inclure une composante représentant le coût de production dans la formule d'indexation. En effet, inclure par exemple l'évolution du coût du gaz dans la formule d'indexation aurait du sens pour prendre en compte le coût de production des OCGT mais certainement pas des batteries. La DG Energie considère donc que cette remarque de la FEBEG concerne plutôt un changement au niveau du calcul du prix d'exercice plutôt qu'à sa méthode d'indexation.

### 3.3.3 Éléments additionnels liés à la demande de dérogation à l'IPC

La DG Energie ne répondra dans ce rapport qu'aux observations liées aux modifications proposées lors de cette consultation publique. Toutefois, la DG Energie veillera à présenter les éléments additionnels de la FEBEG au sein du comité de suivi CRM.

## 3.4 Acteur confidentiel

Les réponses aux commentaires de l'acteur confidentiel sont principalement reprises dans les sections supra. La DG Energie ne répondra dans ce rapport qu'aux observations liées aux modifications proposées lors de cette consultation publique.