

# Rapport de la consultation

(RA)1110/12  
2 juin 2022

Rapport de la consultation relatif au projet d'arrêté (Z)1110/12 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période réglementaire 2024-2027

L'article 15<sup>quater</sup> de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

Non-confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. CADRE LEGAL .....	4
2. LES REACTIONS RECUES.....	4
3. RESUME DES REACTIONS RECUES .....	4
3.1. Remarques générales.....	4
3.2. Remarques sur le projet d'arrêté.....	6
ANNEXE 1.....	12
ANNEXE 2.....	12

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : CREG) a organisé une consultation publique relative à son projet d'arrêté (Z)1110/12 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période régulatoire 2024-2027 (ci-après : le projet d'arrêté).

Cette consultation s'est déroulée du 21 avril au 12 mai 2022 inclus. Les documents utilisés dans le cadre de cette consultation sont joints en annexe 1 du présent rapport de consultation.

Le présent rapport comporte un récapitulatif des réactions individuelles reçues pour chaque section (et, au besoin, pour chaque article ou groupe d'articles) du projet d'arrêté, suivi du point de vue de la CREG en la matière et des éventuelles adaptations apportées au projet d'arrêté.

Une copie de l'ensemble des réactions non-confidentielles des répondants figure en annexe 2 du présent rapport.

Le comité de direction de la CREG a approuvé le présent rapport de consultation lors de sa réunion du 2 juin 2022.

# 1. CADRE LEGAL

1. L'article 15/5<sup>quater</sup>, dernier alinéa, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après : la loi gaz) dispose que, dans l'exécution de ses missions en vertu des articles 15/5<sup>bis</sup> à 15/5<sup>quinquies</sup>, la CREG « joint à son acte définitif un commentaire justifiant la prise en compte ou non des commentaires émis par les parties consultées ».

Conformément à l'accord relatif à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire conclu entre la CREG d'une part, et Fluxys Belgium et Fluxys LNG d'autre part, le projet de méthodologie tarifaire issu de la concertation avec les gestionnaires a été soumis à une consultation publique du 21 avril au 12 mai 2022 inclus.

En application de l'article 15/5<sup>quater</sup> de la loi gaz précitée, le présent document constitue la réponse de la CREG aux observations émises dans le cadre de la consultation publique. Il constituera une annexe à la décision contenant la méthodologie tarifaire.

# 2. LES REACTIONS RECUES

1. La CREG a reçu des réactions non-confidentielles de 3 répondants faisant suite à sa consultation relative au Projet d'arrêté :

- ENI (ci-après : ENI) ;
- FEBEG, la fédération belge des entreprises électriques et gazières (ci-après : FEBEG) ;
- FEBELIEC, la fédération belge des grands consommateurs d'énergie (ci-après : FEBELIEC).

Une copie de l'ensemble de ces réactions non-confidentielles figure en annexe 2 du présent rapport.

# 3. RESUME DES REACTIONS RECUES

## 3.1. REMARQUES GÉNÉRALES

2. FEBELIEC se réjouit que les tarifs applicables au 1<sup>er</sup> janvier 2024 seront déjà connus fin mai 2023, ce qui permettra aux utilisateurs du réseau d'adapter leurs actions par rapport à une modification apportée aux structures tarifaires et/ou tarifs.

3. La CREG confirme que son objectif est de disposer de tarifs approuvés au plus tard le 31 mai 2023, voire plus tôt si possible.

4. La FEBEG formule la réserve que les informations du document de consultation ne permettent pas aux acteurs du marché de se faire une idée concrète et chiffrée des différents aspects du revenu total à couvrir par les tarifs. La FEBEG souhaite se réserver le droit de revenir sur certaines remarques et suggestions lorsque des informations nouvelles ou concrètes seront disponibles. La FEBEG attend de pouvoir analyser la proposition tarifaire de Fluxys Belgium. La FEBEG souhaite également avoir plus de temps pour réagir à la consultation sur la méthodologie tarifaire dans le futur. En outre, la FEBEG recommande une distinction claire entre le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL.

5. *La CREG confirme que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel organisera en automne 2022 une consultation sur sa proposition tarifaire incluant un chiffrage du revenu total. En automne 2023, le gestionnaire de l'installation de stockage de gaz naturel organisera une consultation relative à sa proposition tarifaire. En particulier, deux éléments déjà connus actuellement auront un effet sur les tarifs : 1. durant la période 2020-2023 les tarifs bénéficiaient d'environ 75 M€/an de revenus provenant du compte de régularisation. Sauf circonstances exceptionnelles, ces revenus seront moindres durant la période 2024-2027, provoquant une hausse mathématique. 2. Certains contrats à long et moyen terme viennent à échéance et il est anticipé qu'ils ne seront remplacés que partiellement par des contrats à court terme. Par voie de conséquence, cela entraînerait également une hausse tarifaire. Il est à noter que cette deuxième hausse, certes du tarif unitaire, ne représente pas une hausse du coût de transport global : en effet, la hausse tarifaire unitaire est compensée par la diminution des souscriptions de capacité, de sorte que le résultat de la multiplication "tarif x capacité" reste le même que celui de la période précédente. En conclusion pour les deux points susmentionnés : à périmètre constant, le budget des coûts du gestionnaire de transport n'augmente pas (en dehors de l'inflation).*

*En ce qui concerne les tarifs de stockage, qui peuvent être en dessous du tarif régulé suite à une modification de la Loi Gaz, la CREG demande au gestionnaire de l'installation de stockage de l'informer pour exercer son droit de regard, au moins une semaine à l'avance,<sup>1</sup> sur le niveau tarifaire qui sera proposé au marché. Les tarifs proposés par le gestionnaire de l'installation de stockage doivent veiller à maximiser les revenus pour assurer l'autonomie et la pérennité de l'installation. Ceci demande une modification du Projet de Méthodologie.*

6. La FEBEG a l'impression que la méthodologie tarifaire ne fait pas toujours une distinction claire entre les éléments relatifs au réseau de transport de gaz naturel et ceux applicables à l'installation de stockage de gaz naturel et à l'installation de GNL. La FEBEG recommande dès lors de toujours faire une distinction claire entre les principes applicables à chaque gestionnaire afin d'éviter les subventions croisées entre les différentes activités.

7. FEBELIEC tient à souligner qu'il est de la plus haute importance de faire la distinction entre les activités régulées et non régulées de Fluxys, afin d'éviter toute subvention croisée des activités non régulées par les consommateurs belges de gaz naturel, qui sont soumises au monopole régulé de Fluxys Belgium en Belgique. Ceci est particulièrement important compte tenu de l'intention de Fluxys d'investir dans de nouvelles activités non régulées dans les années à venir. Pour FEBELIEC, un réseau fiable et fonctionnant bien avec une structure de coûts efficace, conduisant au coût du système le plus bas pour les utilisateurs du réseau, est la tâche principale du gestionnaire de réseau de transport. Toutes les autres activités pourraient être intéressantes pour les actionnaires et donc valoir la peine d'être poursuivies de ce point de vue, mais ne devraient pas avoir d'impact (négatif ou positif) sur les utilisateurs du réseau gazier belge. FEBELIEC soutient donc pleinement les efforts de la CREG dans cette méthodologie tarifaire pour séparer clairement les deux périmètres.

---

<sup>1</sup> Délai d'ordre pouvant être réduit sur base des circonstances de marché

8. *La CREG partage l'avis de la FEBEG et FEBELIEC selon lequel une distinction claire entre les éléments applicables aux différents gestionnaires est indiquée. La CREG signale dès à présent que les activités de terminalling sont logées dans une société distincte : Fluxys LNG SA. La CREG parcourra une nouvelle fois le projet de méthodologie tarifaire et en clarifiera les dispositions si nécessaire.*

9. FEBELIEC soutient la stabilité de la structure des tarifs, car la stabilité et la prévisibilité sont importantes pour les utilisateurs du réseau, notamment afin d'éviter des changements supplémentaires vu les turbulences actuelles sur les marchés de l'énergie.

### **3.2. REMARQUES SUR LE PROJET D'ARRÊTÉ**

10. La FEBEG soutient la réutilisation des infrastructures actuelles pour de nouveaux usages futurs, tant que l'amortissement des canalisations n'est pas entièrement supporté par les utilisateurs actuels mais continue à faire partie de la RAB de l'opération future des actifs.

11. *La CREG confirme que le rythme d'amortissement ne dépend pas de la réutilisation ou non des infrastructures. La CREG souligne qu'il est uniquement permis de reprendre dans les tarifs les amortissements sur la valeur d'acquisition historique. La RAB diminue suite à ces amortissements. La CREG confirme que l'intention n'est pas de faire payer deux fois les mêmes coûts aux utilisateurs et que, si une modification est apportée ultérieurement concernant la plus-value, la CREG y veillera.*

12. ENI soutient l'idée d'optimisation de la réaffectation du réseau de transport à la lumière de la transition énergétique. Cependant, un tel transfert nécessitera un soutien public et ses coûts ne devraient pas être supportés par les clients consommant du gaz naturel. ENI estime que des subsides croisés indus entre utilisateurs, vecteurs énergétiques, secteurs et dans le temps sont à éviter par tous les moyens et à tout moment.

13. La FEBEG regrette que le traitement des plus-values réalisées à la suite du transfert d'actifs régulés vers de nouvelles activités ne fasse l'objet que d'un accord bilatéral entre la CREG et Fluxys. La FEBEG souhaite une consultation publique préalable au transfert des actifs régulés vers les nouvelles activités.

14. *La CREG confirme le principe de base que la réaffectation d'un actif régulé sera traitée comme toute vente ou désaffectation que Fluxys Belgium réalise aujourd'hui. La valeur de l'actif régulé, telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef de la société cédante, est sortie de la RAB, tant pour la partie correspondant à la valeur d'acquisition historique que celle correspondant à la plus-value de réévaluation. A noter que lors d'une transaction, cette dernière est extournée sans passer par le compte de résultat (opération comptable inverse à celle à l'origine de la création de la plus-value). Par contre, tant que le cadre réglementaire pour des nouvelles activités, comme le transport d'hydrogène par gazoduc, n'a pas été déterminé, le traitement réglementaire des transferts des actifs régulés vers des nouvelles activités reste ouvert.*

15. Un amortissement complet d'ici 2050 des canalisations construites après 2000 ainsi que des installations construites après 2023 semble suggérer une anticipation de la fin de l'utilisation du gaz naturel à cette date. La FEBEG considère que cette hypothèse n'est ni souhaitable ni nécessairement la plus probable, notamment parce que la FEBEG croit fermement au développement des gaz renouvelables et décarbonés d'ici là et que des infrastructures seront nécessaires pour les gérer. De plus, l'amortissement accéléré entraîne une augmentation des tarifs qui entraînera une diminution de l'utilisation des capacités. Cette solution déclenche donc un cercle vicieux et n'est donc pas souhaitable.

16. *La CREG confirme que l'impact des amortissements accélérés n'est pas significatif. Cette mesure doit être vue sous l'angle d'un gestionnaire prudent à la lumière des discussions menées actuellement en Europe et en Belgique au sujet de la transition énergétique.*

17. Sur les éléments concernant la rémunération des gestionnaires, FEBELIEC soutient la décision de ne plus inclure de prime d'(il)liquidité dans la rémunération. FEBELIEC insiste également sur le fait que la rémunération d'un investissement sans risque, ce qu'est un monopole régulé, doit être maintenue à un niveau qui reflète le (absence de) risque afin d'éviter des tarifs de réseau excessifs pour les utilisateurs du réseau. Ainsi, si FEBELIEC ne souhaite pas nécessairement s'opposer à la valeur définie pour l'OLO, FEBELIEC se réjouit de constater que la marge de révision à la hausse est limitée. Concernant la prime de risque du marché belge, sur la base des éléments fournis par la CREG, FEBELIEC considère également que 3,5 % n'est pas une sous-estimation et pourrait même suggérer qu'il pourrait s'agir d'une surestimation potentielle, car les valeurs appliquées en Allemagne et aux Pays-Bas sont nettement inférieures. FEBELIEC soutient également les paramètres Beta proposés respectivement de 0,83 et 0,96. La FEBEG par contre souhaite connaître les raisons de cette augmentation du facteur Beta. Sur le rapport fonds propres/fonds empruntés 40/60, FEBELIEC n'a pas de commentaires.

18. *La CREG vise une rémunération équitable des capitaux investis dans le réseau qui est conforme au marché et qui tient compte du risque réel supporté par les investisseurs. Concernant le coût des fonds propres, ledit Capital Asset Pricing Model (ci-après : CAPM) répond à ces caractéristiques. Ce modèle financier tient compte spécifiquement et de manière objective de la relation entre, d'une part, le rendement attendu par un investisseur d'une part et, d'autre part, le niveau de risque d'un investissement dans les actions du gestionnaire du réseau. Sur base du CAPM, la rémunération de la partie des fonds propres qui sert à financer les capitaux investis dans le réseau est donc égale à un taux d'intérêt sans risque plus la prime de risque du marché multipliée par le paramètre Bêta pertinent pour le gestionnaire du réseau concerné.*

*Concernant la prime de risque du marché, celle-ci est fixée à 3,5 % depuis le début de la régulation. Afin d'éviter toute sous-estimation, la CREG a fixé cette prime de risque à 3,5 % il y a deux décennies sur la base de la valeur la plus élevée observée dans trois études qu'elle avait commandées. Dans le cadre de l'adoption de la présente méthodologie tarifaire, la CREG a bien entendu vérifié que ce montant était encore raisonnable. Cette vérification a été basée sur les travaux les plus récents des professeurs Elroy Dimson, Paul Marsh et Mike Staunton de la London Business School, dont les résultats font l'objet d'une publication annuelle du Crédit Suisse. Sur la période 1900-2020, la publication du Crédit Suisse parue en 2021<sup>2</sup> aboutit à une prime de risque du marché belge de 2,0 % lorsqu'elle est calculée sur la base d'une moyenne géométrique et de 4,1 % lorsqu'elle est calculée sur la base d'une moyenne arithmétique. La moyenne de ces moyennes géométrique et arithmétique, qui est l'indicateur utilisé comme référence par notamment les régulateurs néerlandais et allemand, est égale à 3,05 %. Vu que cette valeur reste très proche des 3,5 % utilisés par la CREG depuis le début de la régulation, la CREG a privilégié la stabilité et le maintien de cette prime de risque à 3,5 %. La CREG constate que,*

---

<sup>2</sup> Crédit Suisse, *Crédit Suisse global investment returns yearbook 2021*, février 2021

contrairement à ce qui est laissé entendre par deux répondants, les primes de risque du marché retenues par le régulateur aux Pays-Bas (ACM) et le régulateur en Allemagne (Bundesnetzagentur) ne sont pas inférieures aux 3,50 % retenus par la CREG pour la Belgique: la prime de risque du marché est en effet de 5 % aux Pays-Bas au cours de la période régulatoire 2022-2026<sup>3</sup> et de 3,7 % en Allemagne au cours de la période 2024-2028<sup>4</sup>.

Le Beta du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel est fixé à 0,83. Cette valeur est égale à celle reprise dans les récentes décisions tarifaires prises par les régulateurs allemand<sup>5</sup> et néerlandais<sup>6</sup>, corrigée pour le taux d'imposition moyen pour Fluxys Belgium et le rapport cible des fonds propres / fonds empruntés. Pour les activités de stockage et de terminalling GNL, la CREG fixe le Beta à 0,96, c'est-à-dire avec la même majoration que par rapport au Beta de l'activité de transport dans la méthodologie tarifaire 2020-2023.

Vu les évolutions implémentées par la CREG au niveau des différents paramètres du CAPM, la CREG souligne que, pour les fonds propres correspondant à 40 % de la RAB, la rémunération des capitaux investis dans le réseau descendra de 5,61 % (TPT) et 6,16 % (STO) durant la période régulatoire 2020-2023<sup>7</sup> à 4,51 % (TPT) et 4,96 % (STO) durant la période régulatoire 2024-2027<sup>8</sup>.

19. La FEBEG apprécie la simplification et l'abaissement du seuil de l'écart entre le budget des charges gérables et la valeur réelle de ces charges, en dessous duquel 50 % de l'écart est alloué au gestionnaire de réseau.

20. FEBELIEC soutient une méthodologie tarifaire qui fournit au gestionnaire de réseau de transport une rémunération équitable lui permettant de remplir ses tâches (régulées), mais FEBELIEC est et a toujours été principalement opposée à l'introduction d'incitants supplémentaires. Toutefois, et comme FEBELIEC l'a déjà mentionné à de nombreuses reprises, une approche pragmatique de ces systèmes d'incitants peut être acceptable, car les résultats du passé ont montré que cette approche peut conduire à des résultats positifs, dans la mesure où les objectifs sont sélectionnés sur des critères de rentabilité pour le système et/ou la nécessité et/ou le caractère raisonnable des budgets et/ou la valeur ajoutée pour les utilisateurs du réseau au-delà des opérations normales du gestionnaire du réseau de transport, et/ou des liens clairs avec le respect des délais de réalisation des projets, au bénéfice du réseau utilisateurs, du fonctionnement du marché et de l'intégration du marché. Ainsi, FEBELIEC ne s'oppose pas à l'approche de la CREG concernant les incitants dans la mesure où les objectifs sont sélectionnés selon les critères susmentionnés.

21. ENI est en faveur d'inciter les opérateurs à améliorer leur efficacité et la qualité de leurs services. Cependant, ces incitants ne devraient pas être liés aux tâches régulières d'un opérateur. En outre, certains des montants proposés semblent excessifs par rapport aux incitants.

---

<sup>3</sup> ACM, Bijlage 3 bij het methodebesluit GTS 2022-2026, 2021

<sup>4</sup> Bundesnetzagentur, *Beschluss In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, 2021*

<sup>5</sup> Ibidem

<sup>6</sup> ACM, op. cit.

<sup>7</sup> TPT :  $5,61\% = (2,40\% + 0,65 * 3,5\%) * 1,2$  ; STO :  $6,16\% = (2,40\% + 0,78 * 3,5\%) * 1,2$

<sup>8</sup>  $4,51\% = (1,60\% + 0,83 * 3,5\%)$   
 $4,96\% = (1,60\% + 0,96 * 3,5\%)$

22. La FEBEG apprécie aussi que des incitants soient inclus dans la méthodologie tarifaire. Cependant, la FEBEG constate que les incitants ne comprennent que des primes dont les plafonds ont été augmentés sur la période 24-27. De plus, la FEBEG considère que certains incitants sont liés au rôle « normal » d'un opérateur d'infrastructures gazières et sont donc peu pertinents. Il s'agit notamment des incitants suivants:

- la réalisation des investissements nécessaires à la conversion L/H ;
- la vente de capacités court terme ;
- le développement de nouveaux services ;
- la mise en place des outils permettant d'optimiser les capacités de sortie du réseau ;
- le maintien d'une plateforme de traitement des offres dans le cadre du plan de solidarité.

23. *La CREG prend bonne note du fait que les répondants soutiennent un système incitatif pragmatique. La CREG rappelle que le but des incitants est d'aligner les intérêts des utilisateurs à ceux du gestionnaire. Bien que ceci pourrait aussi bien être réalisé en prévoyant un malus, la CREG constate par ses expériences récentes que cela n'est pas une nécessité. En outre, des malus sont possibles pour l'incitant le plus important, c.-à-d. sur l'efficacité des coûts. Finalement, la CREG est d'avis que la rémunération du gestionnaire doit être considérée dans sa globalité, c'est-à-dire en ajoutant le résultat des incitants à la marge équitable. A cet égard, il faut noter que les incitants gaziers sont relativement limités par rapport aux incitants relatifs à Elia et par rapport au budget de Fluxys Belgium. La CREG précisera les modalités des incitants dans la décision qu'elle rendra en automne 2022. La CREG décide d'adapter quand même le projet de méthodologie tarifaire sur ce point, notamment le montant relatif à la disponibilité de plateforme qui est diminué et celui de la cybersécurité et de la digitalisation qui est augmenté. La CREG rappelle que la plateforme d'offres de solidarité devra être le plus flexible et modulable possible.*

24. La FEBEG rejette fermement l'idée qu'en cas de solde cumulé positif du compte de régularisation, jusqu'à 50 M€ puissent être utilisés pour le financement des investissements. En effet, le financement des investissements doit rester à Fluxys lui-même et ne pas être financé par ses clients. Par ailleurs, le solde restant à la fin de la période régulatoire doit être utilisé au profit de la période régulatoire SUIVANTE (et non des périodes régulières suivantes). La FEBEG rappelle que l'objectif d'un compte de régularisation est d'être le plus proche possible de 0 €. Un plafond de 100 millions € a été défini comme objectif du compte de régulation transport à fin 2023, le niveau du compte dépassant les 300 millions € plusieurs années. La proposition de maintenir l'objectif à maximum 100 millions € fin 2027 n'est pas acceptable. Un plafond inférieur doit être fixé fin 2027, afin de ramener le niveau du compte de régulation à un niveau acceptable. Concernant le compte de régularisation de l'activité de stockage, la FEBEG se réjouit de l'introduction d'un plafond fin 2027. Toutefois, le niveau du plafond, qui dépasse le chiffre d'affaires annuel de l'activité stockage, devrait être drastiquement revu à la baisse. La cible doit rester orientée vers zéro.

25. ENI n'est absolument pas favorable à la conservation d'un montant prédéterminé sur le compte de régularisation, même s'il est plafonné. ENI considère qu'un compte de régularisation devrait être apuré chaque année afin d'avoir un montant proche de zéro à la fin de la période régulatoire concernée. Ceci est essentiel pour éviter des subsides croisés entre les groupes d'utilisateurs du réseau d'une période à l'autre période régulatoire. Par conséquent, il s'ensuit logiquement que ENI n'est pas favorable à l'utilisation du compte de régularisation aux investissements. Ceux-ci devraient être inclus dans les revenus autorisés. ENI souligne que les subsides croisés temporels entre les utilisateurs ne devraient pas être autorisés.

26. En ce qui concerne les soldes positifs des comptes de régularisation, FEBELIEC soutient fortement une restitution rapide et complète aux tarifs de réseau, même si le solde est inférieur à 100 millions €.

27. *La CREG partage l'inquiétude des utilisateurs de réseau et relève que, par le passé, elle a déjà imposé à plusieurs reprises une baisse des tarifs afin d'équilibrer les recettes et les coûts. La part du compte de régularisation qui peut être dédiée aux investissements porte généralement sur des investissements n'entraînant pas de ventes supplémentaires (déviation, au nom de la sécurité d'approvisionnement, etc.). Ils ne sont donc pas répercutés dans les tarifs, que ce soit par le biais d'amortissements ou d'une marge équitable. La CREG souhaite une réduction progressive du compte de régularisation, avec une échéance finale fixée en 2027, ainsi que la mise en place de mécanismes automatiques corrigeant d'éventuels écarts. La CREG adapte le projet de méthodologie tarifaire en conséquence.*

*D'abord, lors de l'élaboration de la proposition tarifaire, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel déterminera la trajectoire attendue de l'évolution du compte de régularisation pendant la période régulatoire concernée. Cette trajectoire doit comporter une diminution progressive du compte de régularisation jusqu'à un solde équilibré, neutre, donc ni positif ni négatif, fin 2027. Toutefois, dans une situation disruptive de marché, ce solde fin 2027 peut osciller entre + ou - 50 M€.*

*Lorsque l'évolution constatée pendant cette période diffère, dans un sens positif ou négatif, de l'évolution attendue susmentionnée, la différence mènera à une correction automatique des tarifs de réseau de transport.*

*Pour ce qui concerne l'utilisation du compte de régularisation du transport pour réaliser des investissements, la CREG est d'avis qu'il faut distinguer deux types de sources du compte de régularisation : 1. les écarts entre le budget et la réalité des opérations courantes, 2. les surplus générés par des primes d'enchères en raison de situation de congestion. Si la CREG peut suivre les réactions du marché de ne plus utiliser le compte de régularisation pour des investissements, elle est d'avis qu'une partie des surplus provenant de primes d'enchères devraient pouvoir servir pour des investissements servant à diminuer, voire éliminer, la congestion. La raison est double : 1. Obliger les gestionnaires de réseau de transport à éliminer la congestion, qui cause des différences de prix sur les hubs<sup>9</sup> et de 2. appliquer une source d'investissement efficace car ne générant pas de marge ni d'amortissements. La CREG estime que 50 % du montant d'investissement devrait pouvoir être financé par les primes d'enchères ou par d'autres mesures de support.*

28. La FEBEG demande si les calculs annuels de la CREG sur le montant des comptes de régularisation, qui sont désormais publiés début juillet, ne peuvent pas être rendus publics plus tôt. Ils sont désormais publiés après les modifications tarifaires de Fluxys en mai, ce qui retarde l'intégration de ces comptes dans les tarifs. Si les calculs étaient publiés en mars ou avril, cela laisserait suffisamment de temps aux parties prenantes pour donner leur avis, tout en les intégrant dans les nouveaux tarifs.

29. *Etant donné qu'au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2023, le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel introduira auprès de la CREG sa proposition tarifaire pour la période régulatoire, il n'est pas possible d'y tenir compte des soldes sur l'exercice 2022 qui ne seront soumis que le 1<sup>er</sup> mars 2023 à l'approbation de la CREG. Il faut souligner par ailleurs que la CREG assure un suivi régulier de l'évolution des comptes de régularisation, ce qui a conduit notamment à la réduction tarifaire avec effet au*

---

<sup>9</sup> Conformément à l'article 19.4 du NC TAR: Sous réserve d'une décision prise conformément à l'article 41, paragraphe 6, point a), de la directive 2009/73/CE, la prime d'enchères acquise, le cas échéant, peut être attribuée à un compte spécifique distinct du compte de régularisation. L'autorité de régulation nationale peut décider d'utiliser cette prime d'enchères pour réduire les congestions physiques ou de réduire les tarifs de transport pour la ou les périodes tarifaires suivantes.

*1<sup>er</sup> juillet 2022, réduction décidée avant même que la décision de la CREG sur le rapport tarifaire 2021 n'ait été prise.*

*////*

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

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président f.f. du Comité de direction

## **ANNEXE 1**

**Les documents que la CREG a utilisés pour la consultation relative au projet de méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période réglementaire 2024-2027**

- Projet d'arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage de gaz naturel et l'installation de GNL pour la période réglementaire 2024-2027
- Etude de l'introduction d'une prime d'illiquidité dans un modèle de type CAPM (Solvay Brussels School)

## **ANNEXE 2**

**Les réponses reçues des répondants individuels**

- 1) ENI
- 2) FEBEG
- 3) FEBELIEC