

Arrêté

(Z)1109/12

29 février 2024

Arrêté portant modification de l'arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027

Article 12, §§ 2, 5, 8 et 9, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

| | |
|---|----|
| TABLE DES MATIERES | 2 |
| INTRODUCTION | 3 |
| 1. CADRE LEGAL | 4 |
| 2. ANTECEDENTS..... | 5 |
| 3. ANALYSE..... | 6 |
| 3.1. <i>Modular Offshore Grid II</i> | 6 |
| 3.1.1. Contexte | 6 |
| 3.1.2. Risque plus élevé des investissements MOG | 7 |
| 3.1.3. Adaptation de la méthodologie tarifaire..... | 9 |
| 3.2. Taux sans risque..... | 10 |
| 3.2.1. Dispositions actuellement reprises dans la méthodologie tarifaire..... | 10 |
| 3.2.2. Nécessité d'adapter la méthodologie tarifaire..... | 11 |
| 3.2.3. Adaptation à la méthodologie tarifaire | 13 |
| 4. COMMENTAIRES DES ARTICLES..... | 17 |
| 5. DECISION..... | 18 |
| ANNEXE 1..... | 21 |
| ANNEXE 2..... | 21 |

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) modifie ci-après son arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport (ci-après : la méthodologie tarifaire) visé à l'article 12 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation de marché d'électricité (ci-après : la loi électricité). Les modifications concernent l'introduction d'un cadre réglementaire pour le *Modular Offshore Grid II* et une adaptation du taux sans risque.

Le présent arrêté comporte cinq parties. Le cadre légal est exposé dans la première partie. La deuxième partie reprend les antécédents. La troisième partie analyse les éléments nécessitant une adaptation de la méthodologie tarifaire. La quatrième partie commente les articles et la cinquième contient la méthodologie tarifaire proprement dite.

Cet arrêté a été adopté par le comité de direction de la CREG le 29 février 2024.

1. CADRE LEGAL

1. L'article 12, § 2, 1^{er} alinéa, de la loi électricité dispose que « *Après concertation structurée, documentée et transparente avec le gestionnaire du réseau, la commission établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser ce gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire* ». La procédure relative à cette concertation est précisée en principe dans un accord « explicite, transparent et non-discriminatoire », conclu entre la CREG et le gestionnaire du réseau.

2. L'article 12, § 4 de la loi électricité prévoit en outre, que les modifications apportées à la méthodologie tarifaire en cours de période n'entrent en vigueur pendant la période tarifaire qu'après un « *accord explicite, transparent et non discriminatoire* » entre la CREG et le gestionnaire de réseau.

3. L'article 12^{ter} de la loi électricité dispose comme suit :

« La commission motive et justifie pleinement ainsi que de manière circonstanciée ses décisions en matière tarifaire, tant au niveau des méthodologies tarifaires que des propositions tarifaires, afin d'en permettre le contrôle juridictionnel. Lorsqu'une décision repose sur des motifs de nature économique ou technique, la motivation reprend tous les éléments qui justifient cette décision.

Lorsque ces décisions reposent sur une comparaison, la motivation comprend toutes les données prises en compte pour établir cette comparaison.

En vertu de son obligation de transparence et de motivation, la commission publie, sur son site Internet, les actes de portée individuelle ou collective adoptés en exécution de ses missions en vertu des articles 12 à 12quater, ainsi que tout acte préparatoire, rapport d'experts, commentaire des parties consultées y afférents. Elle assure cette publicité en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles et/ou des données à caractère personnel. La commission établit à cette fin, après consultation des entreprises d'électricité concernées, des lignes directrices identifiant les informations tombant dans le champ de la confidentialité.

La commission joint à son acte définitif un commentaire justifiant la prise en compte ou non des commentaires émis par les parties consultées. »

Les lignes directrices de la CREG concernant les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible ou personnel visées à l'article 12^{ter} ont été publiées sur le site Web de la CREG.

4. L'article 23, § 2, deuxième alinéa, 14^o de la loi électricité prévoit que la CREG « *exerce les compétences tarifaires visées aux articles 12 à 12quater* ».

5. Le 7 juillet 2016, la CREG a défini sa méthodologie et ses critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis dans la décision (A)1480¹. Cette méthodologie prévoit que la CREG, après analyse d'un dossier introduit par un promoteur du projet, peut proposer une adaptation de la méthodologie tarifaire afin de réduire le risque supporté par le promoteur du projet (en transférant tout ou partie du risque aux utilisateurs du réseau) et/ou d'augmenter la rémunération perçue spécifiquement pour ce projet afin de compenser le risque plus élevé supporté par le promoteur de projets et/ou d'introduire des incitants adéquats pour favoriser la réalisation de ce projet. La méthodologie précise que la CREG, après concertation avec le promoteur du projet/gestionnaire de réseau, soumettra les éventuelles

¹ Décision (A)160707-CDC-1480 fixant la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis.

modifications de la méthodologie tarifaire qu'elle propose à une consultation publique au cours de laquelle l'analyse de la CREG sur la base de la présente méthodologie sera présentée.

2. ANTECEDENTS

6. Le 22 décembre 2021, la CREG et Elia ont conclu un accord relatif aux procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire et d'approbation des propositions tarifaires².

7. Le 30 juin 2022, la CREG a adopté son arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2024-2027.

8. En parallèle du processus d'approbation de la proposition tarifaire 2024-2027, deux sujets ont fait l'objet d'échanges entre la CREG et Elia: (1) le *Modular Offshore Grid II* (cf. 4.1 et ci-dessous) et le taux sans risque (cf. 4.2 ci-dessous).

9. Par lettre du 31 août 2023, Elia a remis à la CREG un dossier d'évaluation des investissements dans la phase 2 du *Modular Offshore Grid* (ci-après : MOGII) et des risques plus élevés auxquels ils sont soumis. Ce dossier, annexé au présent document, contient une liste des risques spécifiques au projet MOGII, les quantifie et présente les mesures prises par Elia pour les atténuer.

10. Conformément à l'accord sur la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité conclu avec le gestionnaire concerné, cette modification de la méthodologie tarifaire a fait l'objet d'une concertation avec le gestionnaire de réseau concerné le 10 novembre 2023.

11. Conformément à l'article 8 dudit accord, le comité de direction de la CREG a organisé une consultation publique du 23 novembre au 22 décembre 2023 inclus sur un projet d'arrêté modifiant la méthodologie tarifaire. Suite à cette consultation, la CREG a rédigé un rapport de consultation.

12. Le projet d'arrêté a été communiqué pour information à la Chambre des Représentants le 12 janvier 2024.

² <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/Elia/Methodo24-27/E-2024-2027-AccordProcedureFR.pdf>

3. ANALYSE

3.1. MODULAR OFFSHORE GRID II

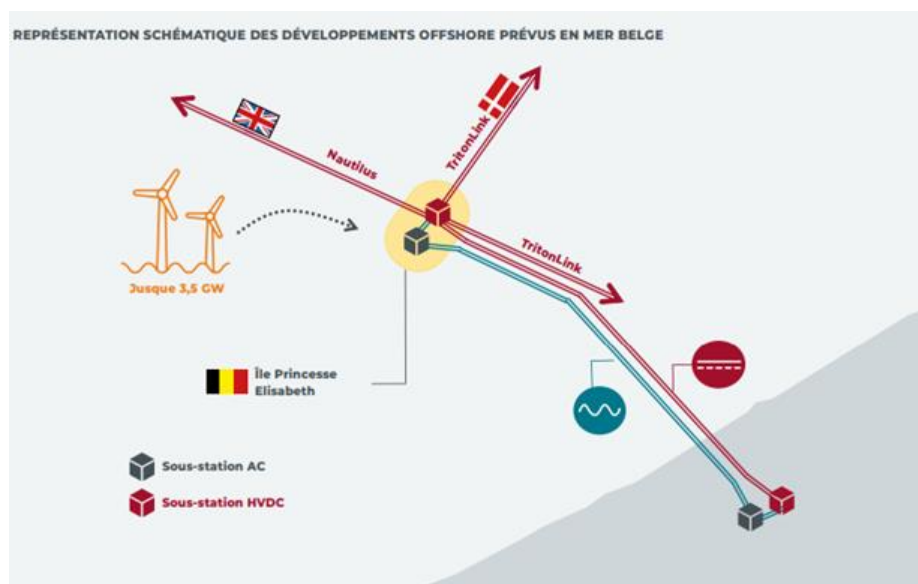
3.1.1. Contexte

13. Le MOGII découle de l'ambition affichée par le gouvernement fédéral d'installer une grande capacité d'énergie renouvelable en mer du Nord belge d'ici 2030 au plus tard. Pour répondre à cette ambition, trois nouvelles zones de production *offshore* ont été délimitées (formant la « zone Princesse Elisabeth »). L'objectif de production pour la zone Princesse Elisabeth a été fixé par le gouvernement entre 3,15 et 3,5 GW.

14. Le Conseil des ministres a approuvé, le 23 décembre 2021³, sur proposition de la ministre de l'Énergie et du ministre de la Mer du Nord, un projet d'arrêté ministériel établissant le projet d'extension du « *Modular Offshore Grid* » pour la « zone Princesse Elisabeth ».

15. Le MOG II, à savoir « la construction d'une île énergétique pour raccorder l'éolien *offshore* et l'interconnexion supplémentaire + la partie AC » et « la construction de la partie DC de l'île énergétique » est inclus dans le plan de développement fédéral 2024-2034 approuvé le 5 mai 2023⁴. La figure ci-dessous montre le MOG II avec ses différentes composantes.

Figure 1 : MOGII (source : Elia)



16. Le Conseil des ministres a approuvé, le 20 juillet 2023⁵, sur proposition de la ministre de l'Énergie et du ministre de la Mer du Nord en deuxième lecture, un projet d'arrêté ministériel établissant le projet d'extension du « *Modular Offshore Grid* » pour la « zone Princesse Elisabeth ».

³ [Parcs éoliens en mer : projet d'extension du réseau modulaire offshore | News.belgium](#)

⁴ Arrêté ministériel du 5 mai 2023 portant approbation du plan de développement fédéral 2024-2034 du réseau de transport d'électricité, conformément à l'article 11 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité.

⁵ [Parcs éoliens en mer : projet d'extension du réseau modulaire offshore - Deuxième lecture | News.belgium](#)

Cette approbation a été formalisée dans l'arrêté ministériel du 7 septembre 2023 approuvant le projet d'extension du *Modular Offshore Grid* conformément à l'article 6/4 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

17. Le 3 octobre 2023, le ministre de la Mer du Nord a approuvé le permis d'environnement pour la construction de l'île énergétique belge. La construction de l'île énergétique sera confiée à un consortium composé de TM Edison et des sociétés belges d'ingénierie hydraulique DEME et Jan De Nul.

3.1.2. Risque plus élevé des investissements MOG

18. Elia a d'abord appliqué la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis dans le cadre de la phase 1 du *Modular Offshore Grid* (ci-après : MOGI). La CREG a reconnu que la marge équitable devait être complétée par une prime de risque afin de rémunérer le capital investi et de couvrir les risques supplémentaires. Cette prime de risque a été fixée à 1,4 % et s'applique aux fonds propres investis par Elia, proportionnellement à la valeur régulée des actifs du MOGI par rapport au total des actifs régulés d'Elia.

19. Elia souhaite démontrer à nouveau pour le MOGII que la mise en œuvre du MOGII implique un certain nombre de risques supplémentaires auxquels Elia n'est pas confrontée lors de la mise en œuvre d'infrastructures traditionnelles.

20. Sur la base du dossier soumis pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis, la CREG constate que les investissements *offshore* présentent généralement des risques spécifiques au projet plus élevés que les investissements *onshore*. Il s'agit, par exemple, de facteurs météorologiques et environnementaux structurels qui rendent la construction ou l'entretien difficiles, ainsi que de l'utilisation d'une nouvelle technologie avec laquelle le gestionnaire de réseau n'a qu'une expérience limitée.

21. La CREG analyse ci-après les risques identifiés par Elia dans le dossier. Elle examine ensuite les mesures d'atténuation qui peuvent être prises pour réduire ces risques et les adaptations nécessaires à la méthodologie tarifaire.

3.1.2.1. Analyse de la pertinence des risques identifiés par Elia et de l'exhaustivité des mesures prises par Elia pour atténuer les risques

22. Dans le dossier soumis, Elia identifie une série de risques pour le MOGII. Par définition, le projet MOGII est soumis à tous les risques propres aux activités *offshore*.

23. Lors de la conception et de la pose du MOGI, Elia a dû faire face à un certain nombre de risques liés à son manque d'expérience dans la construction d'infrastructures électriques *offshore*. Avec la conception du MOGII en cours, Elia n'est plus novice dans le domaine. Toutefois, bon nombre des risques qui existaient à l'époque du projet MOGI existent également pour le projet MOGII. Son expérience devrait permettre à Elia de mieux anticiper ces risques.

24. En raison de la taille du projet MOGII, Elia identifie un certain nombre de risques supplémentaires par rapport au MOGI :

- la puissance raccordée ;
- les fonctions beaucoup plus étendues que celles du MOGI (transformation de la puissance, interconnexions, périmètre de gestion plus large) ;

- les technologies appliquées (combinaison de courant alternatif et de courant continu) ;
- le caractère pionnier du concept d'île artificielle en Europe, et ;
- la brièveté du délai dans lequel le projet doit être réalisé.

25. Dans son analyse des risques, Elia fait une distinction entre la phase de développement et la phase de construction du MOGII. Les deux phases et les risques associés sont expliqués ci-dessous.

26. Au cours du développement du projet MOGII, Elia identifie six risques :

- 1) incertitude technique liée à l'interface du parc éolien
- 2) peu de ressources disponibles ayant une expérience de l'*offshore*
- 3) Omissions dans les raccordements *offshore* (66kV)
- 4) le constructeur de l'île n'est pas en mesure de réaliser en détail la solution préférée d'Elia pour la pose du câble (*offshore*)
- 5) impact du NID⁶
- 6) projet de base pas clair au moment de la signature du contrat - la phase de conception du convertisseur HVDC ne respecte pas le calendrier - livraison tardive des livrables.

27. La CREG retient pour la phase de développement les six risques identifiés par Elia.

28. Pendant la phase de construction du projet MOGII, Elia identifie 11 risques :

- 1) retard dans la construction de l'île
- 2) disponibilité navire
- 3) endommagement du câble par un navire tiers
- 4) différend commercial avec un entrepreneur pendant la construction
- 5) endommagement du câble lors de l'installation du câble *offshore*
- 6) mise en service *offshore* pas achevée à temps
- 7) qualité de l'équipement et/ou des travaux de tiers pas acceptable
- 8) retard dans l'installation des câbles *offshore*
- 9) disponibilité navire : retard dans un projet externe
- 10) conditions du marché pour les convertisseurs HVDC
- 11) disponibilité des chantiers et/ou des ressources critiques du chantier

29. Pour la CREG, les éléments 2, 4, 6, 7, 8, 9, 10 et 11 de la liste ci-dessus justifient un risque plus élevé pour le projet MOGII pendant la phase de construction. La CREG ne retient pas les risques restants pour les raisons suivantes :

- 1) la méthodologie tarifaire actuelle prévoit un incitant pour Elia lié aux progrès réalisés par le gestionnaire de réseau en termes d'intégration du marché et de sécurité d'approvisionnement. Dans le cadre de cet incitant, Elia recevra un montant pour la réalisation en temps voulu de grands projets d'infrastructure.

⁶ NID = Nature Inclusive Design

La proposition tarifaire d'Elia pour la période 2024-2027, telle qu'approuvée par la CREG, inclut la construction complète de l'île énergétique comme projet à réaliser en 2026. La réalisation complète de la construction de l'île a été ajoutée à la liste des projets par Elia elle-même.

En outre, l'île énergétique fait appel au Fonds de relance européen (FRR)⁷, qui vise à stimuler davantage l'économie belge grâce à des initiatives tournées vers l'avenir. Elia a reçu une subvention de 99,7 millions d'euros du Fonds de relance européen. La FRR prévoit un calendrier strict pour la réalisation des projets concernés, avec une échéance au plus tard en août 2026.

Conformément à sa décision (A)1480, la CREG a déjà pris une mesure pour limiter ou rémunérer ce risque (risque 1), à savoir l'introduction d'un incitant, de sorte qu'une rémunération supplémentaire n'est pas nécessaire.

- 2) compte tenu de la méthodologie tarifaire actuelle, certains de ces risques sont en fait supportés par les utilisateurs du réseau (et non par Elia). Il s'agit notamment des risques susceptibles d'entraîner une augmentation des coûts non gérables dont l'évolution est entièrement supportée par les utilisateurs du réseau ; par exemple, les risques 3 et 5.

3.1.2.2. Analyse du risque quantifié par Elia

30. Malgré les mesures d'atténuation déjà prises, le risque du MOG reste plus élevé que celui des investissements *onshore* en raison, entre autres, des conditions météorologiques et de travail incertaines et de l'utilisation de nouvelles technologies. Elia a estimé le risque en fonction de l'ampleur du risque et de son impact, d'une part, et de la probabilité de survenance du risque, d'autre part. L'impact économique des risques est estimé à l'aide de la méthode de Monte-Carlo.

31. Pendant la phase de développement, selon la CREG, six risques justifient un profil de risque plus élevé du MOG par rapport aux investissements *onshore* (voir paragraphe 26). Sur la base de la justification des risques dans le dossier de demande et de la méthode utilisée, la CREG estime ceci raisonnable.

Pendant la phase de construction, davantage de risques justifient un profil de risque plus élevé du MOG par rapport aux investissements *onshore* (voir paragraphes 28 et 28). Sur la base de la justification des risques dans le dossier de demande et de la méthode utilisée, la CREG estime ceci raisonnable.

3.1.3. **Adaptation de la méthodologie tarifaire**

32. Sur la base du dossier de risque soumis, la CREG peut conclure que le MOGII présente un profil de risque plus élevé que les investissements *onshore* réguliers. Conformément à la décision (A)1480, la CREG peut prendre les mesures suivantes pour réduire ou compenser ce risque accru :

- 1) réduire le risque supporté par le promoteur du projet (en transférant tout ou partie du risque aux utilisateurs du réseau) et/ou ;
- 2) augmenter la rémunération perçue spécifiquement pour ce projet afin de compenser le risque plus élevé supporté par le promoteur du projet et/ou ;

⁷ FRR = Facilité pour la reprise et la résilience

3) mettre en place des incitants appropriés pour faciliter la réalisation de ce projet.

33. La méthodologie tarifaire ne prévoit pas actuellement de délais d'amortissement pour une île énergétique artificielle *offshore* ni pour les installations techniques spécifiques qui seront utilisées sur cette île. Il est donc prévu d'ajouter un certain nombre de groupes d'actifs avec leurs propres délais d'amortissement.

34. En ce qui concerne les coûts non gérables, la CREG propose trois ajouts :

- 1) remise en état de l'île à la suite d'une collision avec un bateau n'appartenant pas à Elia ou à la suite d'une érosion causée par des conditions météorologiques particulièrement difficiles (ex. : protection contre l'érosion ou sédimentation due à une mobilité exceptionnelle des fonds marins) ;
- 2) panne majeure du système (panne de transformateur, panne de réacteur, panne GIS) ;
- 3) les indemnités pour les titulaires d'une concession domaniale visées à l'article 6/5, § 3 de la loi électricité pour autant qu'elles ne soient pas à charge du gestionnaire de réseau en vertu de l'article 6/5, § 5 de la loi électricité ou de l'un de ses arrêtés d'exécution.

35. Enfin, une prime de risque de 1,4 % est incluse dans la méthodologie tarifaire pour compenser le profil de risque plus élevé du MOG pendant les phases de développement et de construction qui n'a pas pu être compensé par les adaptations méthodologiques susmentionnés et les mesures prises par le gestionnaire de réseau. Cette prime de risque s'applique au capital investi dans le MOGII. Cette prime de risque appliquée à la durée d'amortissement des actifs concernés octroie au gestionnaire de réseau une rémunération supplémentaire correspondant à une estimation de l'impact économique des risques susmentionnés.

On opte ici pour une application cohérente d'une prime de risque à la fois dans le MOGI et le MOGII (voir titre 3.1.2.1 pour l'identification des risques pertinents).

3.2. TAUX SANS RISQUE

3.2.1. Dispositions actuellement reprises dans la méthodologie tarifaire

36. L'article 17 de la méthodologie tarifaire prévoit que, dans le cadre du *Capital Asset Pricing Model*, le taux d'intérêt sans risque (TSR) est fixé à 1,68 % pour la période 2024-2027. Cette valeur a été justifiée comme suit par la CREG dans la méthodologie tarifaire:

“Le taux d'intérêt sans risque utilisé dans le CAPM est le taux de rendement d'un actif qui doit notamment présenter une absence de risque de défaut dans le chef du débiteur ainsi qu'une absence de risque de liquidité, c'est-à-dire la possibilité d'acheter ou de vendre à tout moment n'importe quelle quantité de cet actif.

L'utilisation du taux de rendement des obligations de son propre Etat est une pratique courante parmi les régulateurs européens. C'est ainsi que, depuis le début de la régulation, la CREG a utilisé le rendement des obligations linéaires émises par les autorités belges (ci-après : l'OLO) comme taux d'intérêt sans risque. Afin de prévenir que l'importante volatilité du taux des obligations d'Etat observée ces dernières années n'impacte négativement les possibilités de financement du gestionnaire du réseau, et comme ses collègues régulateurs européens, la CREG fixe la valeur du taux d'intérêt sans risque applicable au cours d'une période réglementaire avant le début de cette période réglementaire. Pour ce faire, la CREG s'est basée sur la même méthodologie que celle suivie pour fixer le taux d'intérêt sans risque applicable durant la période réglementaire 2020-2023 : la CREG s'est basée sur la moyenne

arithmétique des dernières prévisions publiées par le Bureau Fédéral du Plan⁸ concernant le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises par les autorités belges au cours de chaque année de la période réglementaire concernée, à savoir 2024-2027.

Au moment de l'adoption du projet d'arrêté soumis à consultation publique, les dernières prévisions publiées par le Bureau Fédéral du Plan donnaient une valeur du taux d'intérêt sans risque de 1,6%. Vu le contexte géopolitique, le projet d'arrêté soumis à consultation publique prévoyait toutefois que la valeur de 1,6 % pourrait toutefois être revue par la CREG à la hausse, d'ici au 30 juin 2022 et jusqu'à un maximum de 1,68%, sur la base de la moyenne arithmétique des dernières prévisions publiées par le Bureau Fédéral du Plan au 29 juin 2022 concernant le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises par les autorités belges au cours de chaque année de la période réglementaire concernée, à savoir 2024-2027.

La moyenne arithmétique des dernières prévisions publiées en juin 2022 par le Bureau Fédéral du Plan⁹ concernant le rendement arithmétique moyen des obligations linéaires (OLO) d'une durée de 10 ans émises par les autorités belges au cours de la période 2024-2027 donnant une valeur de 2,1%, la valeur du taux sans risque est fixée à 1,68%."

3.2.2. Nécessité d'adapter la méthodologie tarifaire

37. Bien qu'une partie de la hausse des taux d'intérêt était déjà connue au moment de l'adoption de la méthodologie tarifaire, le 30 juin 2022, la CREG constate que cette hausse du taux OLO à 10 ans s'est poursuivie depuis lors, et s'est même fortement accélérée depuis le début du mois de septembre 2023. Ainsi, le taux OLO à 10 ans a atteint 3,63 % les 3 et 4 octobre 2023, soit une différence absolue de 195 points de base au-dessus de la valeur du taux sans risque fixée dans la méthodologie tarifaire (cf. 1,68 %). Ceci est illustré à la Figure 2 ci-après.

38. En parallèle de cette évolution observée sur les marchés financiers, le Bureau Fédéral du Plan a régulièrement relevé ses prévisions à la hausse en ce qui concerne le taux anticipé OLO à 10 ans au cours de la période 2024-2027. Ceci est illustré à la Figure 3 ci-après. La CREG souligne que les prévisions formulées le 7 septembre 2023 par le Bureau Fédéral du Plan ne concernaient que la période 2023-2024 et n'ont vraisemblablement pas pu tenir compte de la hausse absolue d'environ 50 points de base du taux OLO à 10 ans observée depuis le début du mois de septembre 2023.

39. Ainsi, la CREG considère qu'il est devenu nécessaire d'adapter le TSR de 1,68 % prévu dans la méthodologie tarifaire afin de garantir au gestionnaire du réseau une rémunération normale des capitaux investis dans les actifs régulés qui lui permet de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions. En l'absence d'une telle adaptation, la CREG estime que le succès des augmentations de capital, que le gestionnaire de réseau devra réaliser au cours de cette période pour financer son ambitieux programme d'investissements de 6,4 milliards d'euros sur la période 2024-2027, ne peut être garanti avec certitude. Cet ambitieux programme d'investissements est notamment la conséquence de l'approbation en mai 2023 par le gouvernement fédéral du plan de développement fédéral 2024-2034.

⁸ Bureau Fédéral du Plan, *Perspectives économiques 2022-2027 de février 2022*, 24 février 2022

⁹ Bureau Fédéral du Plan, *Perspectives économiques 2022-2027 de juin 2022*, 17 juin 2022

Figure 2 : évolution du taux OLO 10 ans depuis le 1^{er} janvier 2022 (source: BNB)

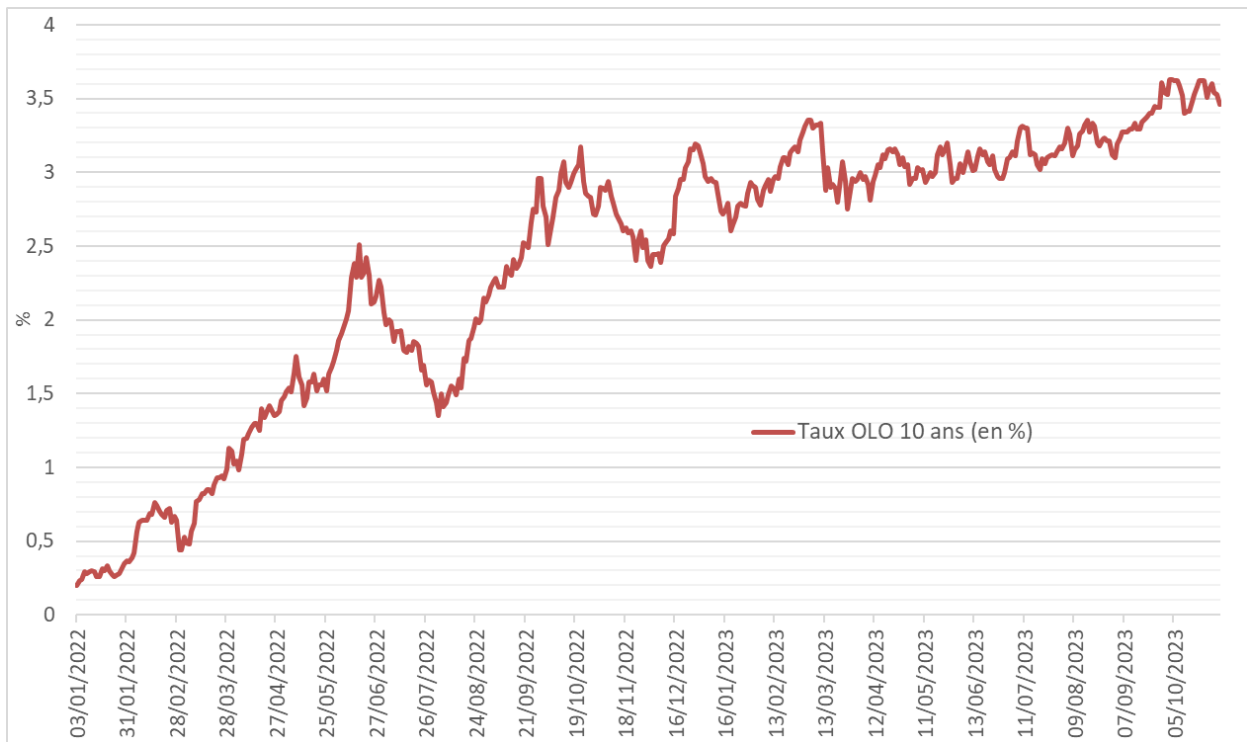
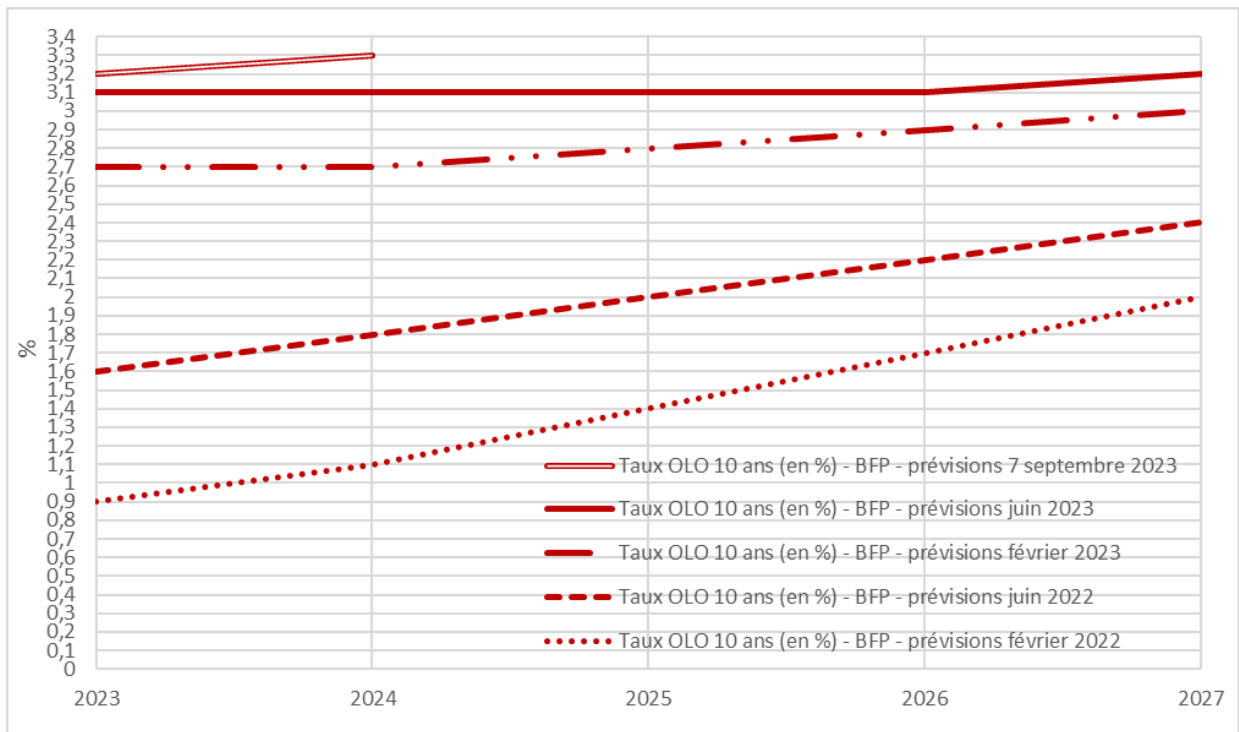


Figure 3 : prévisions d'évolution du taux OLO 10 ans formulées par le Bureau Fédéral du Plan depuis le 1^{er} janvier 2022 (source: Bureau fédéral du Plan)



3.2.3. Adaptation à la méthodologie tarifaire

3.2.3.1. Principes généraux

40. La crise sanitaire COVID19 et l'invasion russe de l'Ukraine ont démontré au cours des trois dernières années la relative imprévisibilité de l'évolution des taux d'intérêts sur un horizon de plusieurs années, et ce tant à la hausse qu'à la baisse.

41. Dans un contexte de forte volatilité des taux d'intérêts et d'une tendance globalement haussière au cours des deux dernières années, la CREG estime qu'il est devenu nécessaire d'adapter le TSR afin que celui-ci ne soit plus fixe sur une période de 4 années: il est prudent que ce TSR évolue "mécaniquement" en fonction de l'évolution des taux d'intérêts observés sur les marchés.

42. Plus précisément, la CREG estime que ce TSR doit évoluer annuellement en fonction du taux OLO à 10 ans réellement observé, à savoir le rendement arithmétique moyen publié par la Banque nationale de Belgique des obligations linéaires d'une durée de 10 ans émises au cours de l'année par les autorités belges, et plus particulièrement les données journalières sur le marché secondaire (ci-après : taux OLO à 10 ans).

43. Ainsi, la CREG souhaite apporter par le biais de la présente adaptation une solution robuste et durable pour la période 2024-2027: dans le cas où le taux OLO à 10 ans poursuit sa hausse au cours des prochains mois au-delà des niveaux actuellement anticipés par le Bureau Fédéral du Plan, cette solution évitera qu'Elia revienne solliciter auprès de la CREG une nouvelle adaptation de la méthodologie tarifaire.

44. Bien que la CREG est désormais convaincue que le TSR doit évoluer en fonction du taux OLO à 10 ans, la CREG estime toutefois que, afin de garantir un équilibre entre les intérêts des actionnaires du gestionnaire du réseau et ceux des utilisateurs du réseau, toute hausse additionnelle du taux OLO à 10 ans ne doit pas nécessairement induire une hausse correspondante du TSR.

45. En effet, la CREG rappelle que le TSR applicable au cours de la période 2020-2023 a été fixé à 2,4 % dans la méthodologie tarifaire 2020-2023. De manière analogue à la valeur de 1,68 % prévue dans la méthodologie tarifaire 2024-2027, cette valeur de 2,4 % avait été calculée comme la moyenne arithmétique des dernières prévisions du taux OLO à 10 ans publiées avant l'adoption de la méthodologie tarifaire 2020-2023 en juin 2018 par le Bureau Fédéral du Plan. Toutefois, dans la réalité et suite à la pandémie de COVID19, le taux OLO à 10 ans a par la suite chuté à - 0,14 % en 2020 et - 0,02 % en 2021. Suite à l'invasion russe de l'Ukraine début 2022, le taux OLO à 10 ans a entamé une remontée pour arriver à une moyenne de 1,75 % en 2022 et (en tenant compte des données disponibles au 1^{er} novembre) de 3,13% en 2023¹⁰. Ainsi, le taux OLO à 10 ans de la période 2020-2023 n'a dans la réalité été en moyenne que de 1,18 %¹¹, soit un niveau sensiblement inférieur à la valeur de 2,4 % prévue dans la méthodologie tarifaire 2020-2023, conduisant à une situation favorable pour les actionnaires du gestionnaire de réseau.

¹⁰ La CREG souligne ne pas avoir répondu favorablement à la demande d'Elia d'adapter à la hausse le TSR de 2,4 % pour l'année 2023: ainsi, la CREG ne compte pas adapter la méthodologie tarifaire 2020-2023.

¹¹ $1,18 \% = (- 0,14 \% - 0,02 \% + 1,75 \% + 3,13 \%) / 4$

3.2.3.2. Nouveau mécanisme

46. La CREG propose de conserver la référence à la valeur de 1,68 % actuellement reprise dans la méthodologie tarifaire mais de prévoir que cette valeur de 1,68 % est désormais une valeur minimum garantie : ainsi, si le taux OLO à 10 ans venait à l'avenir à diminuer sous 1,68% au cours d'une année donnée, alors la rémunération obtenue par Elia au cours de cette année resterait inchangée par rapport à celle actuellement prévue dans la méthodologie tarifaire (c'est à dire basée sur un TSR de 1,68 %).

47. Si le taux OLO à 10 ans est compris entre 1,68 % et 2,87 %, alors toute hausse d'OLO à 10 ans est intégralement répercutée via une hausse équivalente du TSR.

48. Si le taux OLO à 10 ans est supérieur à 2,87 %, alors les hausses additionnelles du taux OLO à 10 ans au-delà de 2,87 % ne sont plus que partiellement répercutées via une hausse du TSR. Cette répercussion partielle est obtenue en introduisant une différence entre, d'une part, les investissements mis en service à partir du 1^{er} janvier 2022 et, d'autre part, ceux mis en service avant cette date:

- pour les investissements mis en service à partir du 1^{er} janvier 2022 (ci-après : RAB_{new}), toute hausse de l'OLO à 10 ans reste intégralement répercutée via une hausse équivalente du TSR. Trois raisons motivent ce choix de la CREG. Premièrement, ces investissements n'ont pas bénéficié d'un TSR fixé à 2,4 % en 2020 et 2021 alors que le taux OLO à 10 ans était négatif : après leur mise en service, ces investissements ont par ailleurs bénéficié d'un TSR inférieur à la moyenne de l'OLO à 10 ans¹². Deuxièmement, il convient de garantir que la rémunération des nouveaux investissements, dont le financement nécessitera des augmentations de capital, reste compétitive même en cas de fortes hausses additionnelles de l'OLO à 10 ans. Troisièmement, en prévoyant une rémunération plus favorable pour les nouveaux investissements par rapport aux investissements mis en service avant le 1^{er} janvier 2022, on encourage leur réalisation et celle de la transition énergétique;
- pour les investissements mis en service avant le 1^{er} janvier 2022 (ci-après: RAB_{old}), vu que ceux-ci ont bénéficié d'un TSR fixé à 2,4 % en 2020 et 2021 alors que le taux OLO à 10 ans était négatif, la CREG considère qu'il ne serait pas équilibré et équitable vis-à-vis des utilisateurs du réseau que ceux-ci bénéficient d'une hausse du TSR équivalente à la hausse de l'OLO à 10 ans. Ainsi la CREG propose que seulement la moitié de la hausse de l'OLO à 10 ans au-delà de 2,87 % soit répercutée dans la hausse du TSR pour ces investissements mis en service avant le 1^{er} janvier 2022.

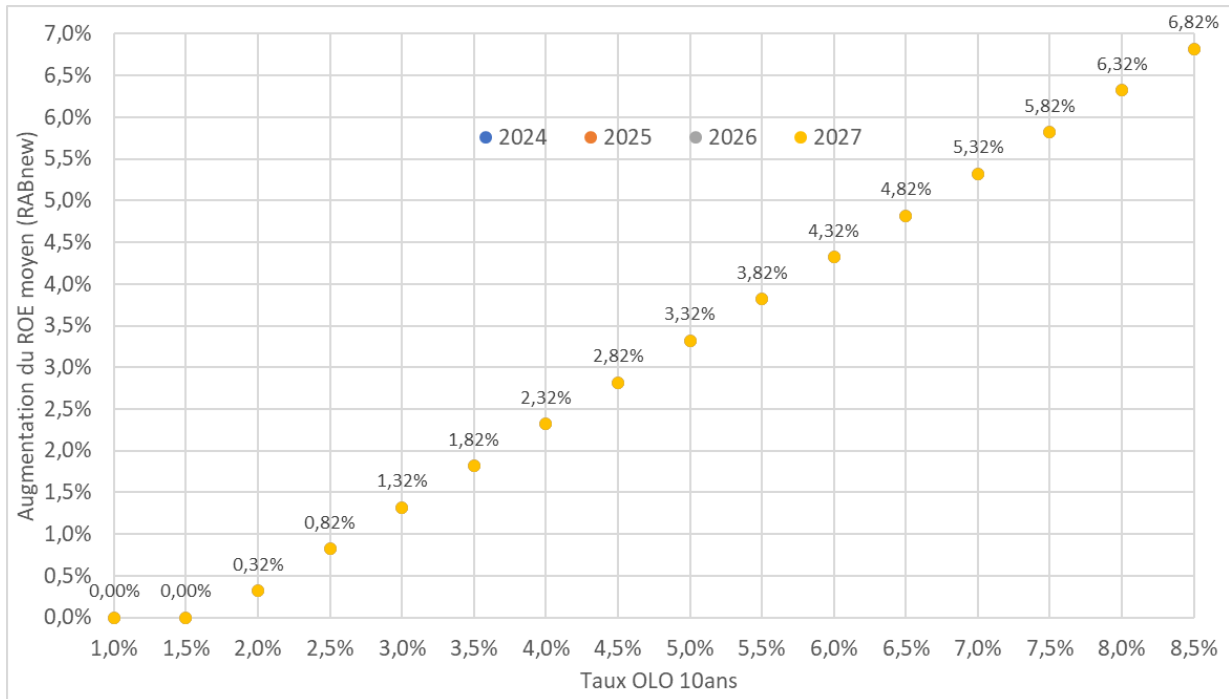
3.2.3.3. Impact financier du nouveau mécanisme

49. En fonction du taux OLO à 10 ans qui sera observé au cours des prochaines années, les trois graphiques suivants illustrent l'augmentation du *return on equity* (ci-après: ROE) qui peuvent être attendus par les actionnaires d'Elia suite à l'implémentation du mécanisme proposé pour les investissements mis en service à partir du 1^{er} janvier 2022 (Figure 4), pour les investissements mis en service avant le 1^{er} janvier 2022 (Figure 5) et pour tout l'actif régulé considéré dans son ensemble (Figure 6). Pour mettre ces résultats en perspective, la CREG rappelle que, avant implémentation du mécanisme proposé, Elia attendait sur la base de la méthodologie tarifaire 2024-2027 un ROE d'environ 5,7 %.

¹² Les investissements mis en service en 2022 ont bénéficié d'un TSR de 2,4 % qui est inférieur à la moyenne du taux OLO sur 10 ans sur la période 2022-2023 (cf. $2,44\% = (1,75\% + 3,13\%) / 2$). Les investissements mis en service en 2023 ont bénéficié d'un TSR de 2,4 % inférieur à la moyenne du taux OLO sur 10 ans en 2023 (cf. 3,13 %).

50. Les différences observées à la Figure 6 entre les différentes années concernées s'expliquent uniquement par la réalisation progressive de l'ambitieux programme d'investissements de 6,4 milliards d'euros sur la période 2024-2027 : celle-ci augmente progressivement la part que représentent dans l'actif régulé considéré dans son ensemble (RAB¹³) les investissements mis en service à partir du 1^{er} janvier 2022 (RAB_{new}) et qui bénéficient de l'évolution du ROE la plus favorable.

Figure 4: augmentation du ROE moyen pour les investissements mis en service par Elia à partir du 1^{er} janvier 2022 en fonction du taux OLO à 10 ans rééllement observé (source : CREG)



¹³ RAB = RAB_{old} + RAB_{new}

Figure 5: augmentation du ROE moyen pour les investissements mis en service par Elia avant le 1^{er} janvier 2022 en fonction du taux OLO à 10 ans réellement observé (source : CREG)

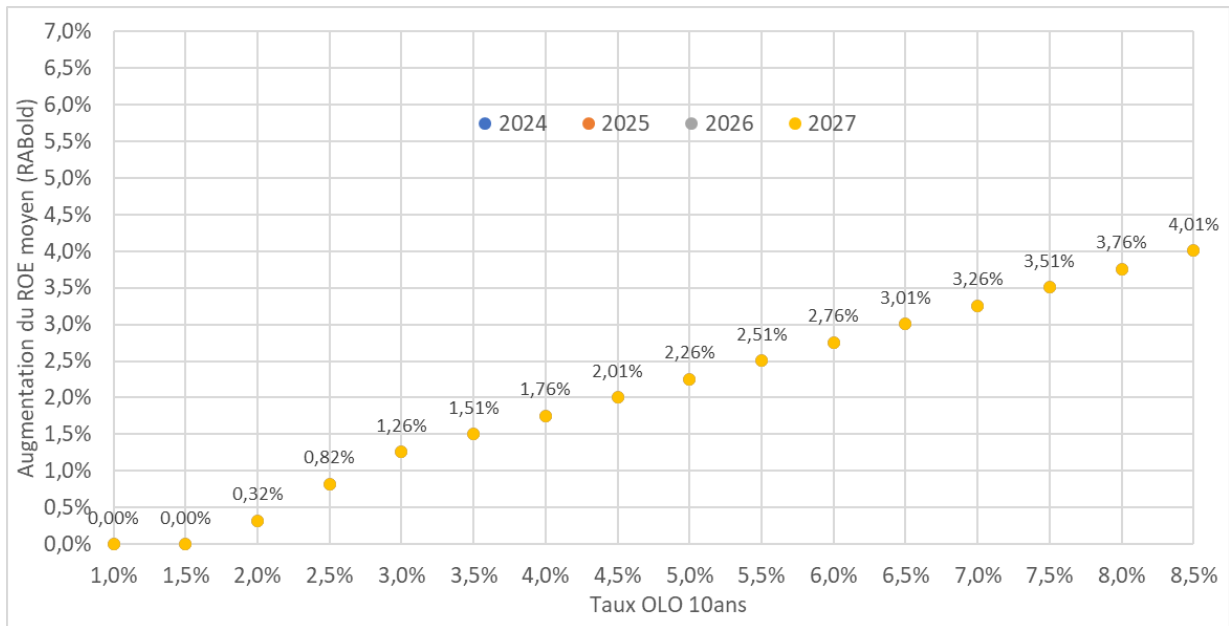
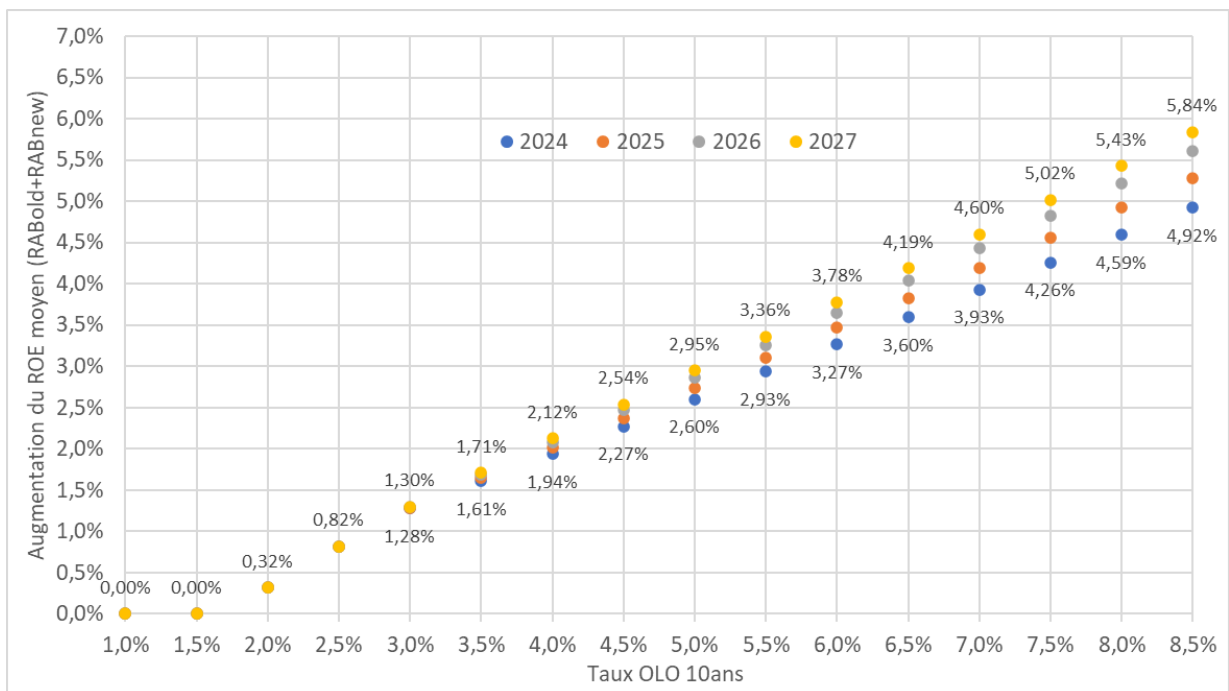


Figure 6: augmentation du ROE moyen pour l'ensemble de l'actif régulé en fonction du taux OLO à 10 ans réellement observé (source : CREG)¹⁴



¹⁴ Ce graphique tient compte des dépenses d'investissement (Capex) reprises dans la proposition tarifaire adaptée 2024-2027 que la CREG a approuvée le 9 novembre 2023.

51. Il ressort clairement de la Figure 6 que le mécanisme proposé permet à l'actionnaire du gestionnaire du réseau de ne bénéficier que d'une partie de la hausse du taux OLO à 10 ans. A titre d'exemples, si le taux OLO à 10 ans reste à 3,5 %, soit 182 points de base au-dessus de 1,68 %, alors le mécanisme proposé ne permettra qu'une hausse du ROE comprise entre 161 points de base (pour 2024) et 171 points de base (pour 2027). Si le taux OLO 10 ans augmente à 5 %, c'est à dire 332 points de base au-dessus de 1,68 %, alors le mécanisme proposé ne permettra qu'une hausse du ROE comprise entre 260 points de base (pour 2024) et 295 points de base (pour 2027). Si le taux OLO 10 ans augmente encore davantage à 8 %, c'est à dire 632 points de base au-dessus de 1,68 %, alors le mécanisme proposé ne permettra qu'une hausse du ROE comprise entre 459 points de base (pour 2024) et 543 points de base (pour 2027).

4. COMMENTAIRES DES ARTICLES

52. L'article 1^{er} ajoute 3 nouveaux éléments à la méthodologie tarifaire en tant que coûts non gérables.

53. L'article 2 ajoute les délais d'amortissement d'un certain nombre de groupes d'actifs spécifiques au MOGII et prévoit que la RAB doit être ventilée entre, d'une part, les investissements mis en service après le 1^{er} janvier 2022 et, d'autre part, les investissements mis en service avant le 1^{er} janvier 2022.

54. L'article 3 étend l'application possible d'une prime de risque supplémentaire aux *Modular Offshore Grids*, supprimant ainsi l'application limitée au MOGI.

55. L'article 4 prévoit que le taux sans risque évolue désormais en fonction du taux OLO à 10 ans observé durant l'année. Pour compenser le profil de risque plus élevé du MOGII pendant les phases de développement et de construction, l'article 4 attribue une prime de risque de 1,4 % au MOGII. Cette prime de risque s'applique au capital investi dans le MOG.

56. L'article 5 définit l'application de la prime de risque.

5. DECISION

Vu la loi du 29 avril 199 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier ses articles 12 et 12ter ;

Vu la décision (A)1480 fixant la méthodologie et les critères utilisés pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis;

Vu l'accord conclu le 22 décembre 2021 entre la CREG et le gestionnaire de réseau concernant la procédure d'approbation de la méthodologie tarifaire pour la gestion du réseau de transport d'électricité et des réseaux ayant une fonction de transport et pour l'approbation des propositions tarifaires et des modifications de tarifs et des surcharges tarifaires ;

Vu l'arrêté (Z)1109/11 de la CREG fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport ;

Vu le dossier d'Elia pour l'évaluation des investissements dans le MOGII et des risques plus élevés auxquels ils sont soumis ;

Vu la forte hausse des taux d'intérêts observée sur les marchés depuis l'adoption de l'arrêté (Z)1109/11 ;

Vu l'analyse qui précède ;

Vu la concertation menée le 10 novembre 2023 entre la CREG et Elia sur un avant-projet d'arrêté ;

Vu la consultation publique sur un projet d'arrêté, qui s'est déroulée entre le 23 novembre au 22 décembre 2023 inclus;

La CREG **arrête** :

Article 1^{er}.

Dans l'article 10, alinéa 1^{er}, de l'arrêté (Z)1109/11 de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, du 30 juin 2022 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027, les modifications suivantes sont apportées :

1° le numéro 14 est complété comme suit :

- « • *remise en état de l'île à la suite d'une collision avec un bateau n'appartenant pas à Elia ou à la suite d'une érosion causée par des conditions météorologiques particulièrement difficiles (ex. : protection contre l'érosion ou sédimentation due à une mobilité exceptionnelle des fonds marins);*
- *panne majeure du système (panne de transformateur, panne de réacteur, panne GIS). »;*

2° au numéro 16, les mots « et 6/5, § 3, » sont insérés entre les mots « l'article 6/2, § 1^{er}, 2° » et les mots « de la loi électricité », et les mots « et 6/5, § 5, » sont insérés entre les mots « l'article 6/2, § 2 » et les mots « de la loi électricité ».

Art. 2.

Dans l'article 15 du même arrêté, les modifications suivantes sont apportées :

1° la liste figurant au paragraphe 4, alinéa 1^{er}, est complétée comme suit :

« *Modular Offshore Grid II* :

- *Ile artificielle* 1,67 % (60 ans)
- *Technologie AC (courant alternatif)* :
 - *Equipements basse tension* 3,00 % (33 ans)
 - *Equipements haute tension* 3,00% (33 ans)
 - *Technologie numérique* 6,00 % (16,66 ans)
 - *Câbles AC offshore* 3,33 % (30 ans)
 - *Bâtiments industriels* 3,00 % (33 ans)
- *Technologie DC (courant continu)* :
 - *Equipements basse tension* 6,00 % (16,66 ans)
 - *Equipements haute tension* 3,33 % (30 ans)
 - *Technologie numérique* 6,00 % (16,66 ans)
 - *Câbles DC offshore* 3,33 % (30 ans)
 - *Bâtiments industriels* 3,33 % (30 ans)» ;

2° le dernier alinéa du paragraphe 4 forme désormais un paragraphe 5, dans lequel les mots « *le MOG I (RAB_{MOG I})* » sont remplacés par les mots « *le MOG I et le MOG II (RAB_{MOG})* » ;

3° l'article 15 est complété par un paragraphe 6 rédigé comme suit :

« § 6. Le gestionnaire du réseau ventile la valeur de l'actif régulé (RAB) entre, d'une part, la valeur comptable nette des actifs mis en service à partir du 1^{er} janvier 2022 (RAB_{new}) et, d'autre part, les actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2022 et le besoin en fonds de roulement (RAB_{old}). ».

Art. 3.

Dans l'article 16 du même arrêté, les mots « *au Modular Offshore Grid* » sont remplacés par les mots « *aux Modular Offshore Grids* ».

Art. 4.

Dans l'article 17 du même arrêté, les modifications suivantes sont apportées :

1° le paragraphe 1^{er} est remplacé par ce qui suit :

« § 1er. Le taux d'intérêt sans risque (TSR) évolue en fonction du rendement arithmétique moyen publié par la Banque nationale de Belgique des obligations linéaires d'une durée de 10 ans émises au cours de l'année par les autorités belges, et plus particulièrement les données journalières sur le marché secondaire (OLO10ans):

- si OLO10ans est inférieur à 1,68%, alors TSR = 1,68%;
- si OLO10ans est compris entre 1,68% et 2,87%, alors TSR = OLO10ans;

- si OLO_{10ans} est supérieur à 2,87%, alors $TSR = 2,87\% + (OLO_{10ans} - 2,87\%) \times (100\% \times RAB_{new} + 50\% \times RAB_{old})/RAB.$ » ;

2° au paragraphe 5, les mots « *Modular Offshore Grid ($R_{MOG I}$)* » sont remplacés par les mots « *Modular Offshore Grid I et au Modular Offshore Grid II (R_{MOG})* », et les mots « *du Modular Offshore Grid I* » sont remplacés par les mots « *de ces Modular Offshore Grids* ».

Art. 5.

Dans l'article 18 du même arrêté, la formule reprise à l'alinéa 2 est remplacée par la formule suivante :

$$\ll S \times ([TSR + (Rm \times \beta)] + (RAB_{MOG}/RAB) \times R_{MOG} \gg$$

◆◆◆◆

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

Sigrid JOURDAIN
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE 1

Dossier Elia « *Modular Offshore Grid* - dossier d'évaluation des investissements en infrastructures électriques et des risques plus élevés auxquels ils sont soumis » (version non confidentielle)

ANNEXE 2

Version coordonnée des adaptations à la méthodologie tarifaire