

PROCES-VERBAL

de la réunion de concertation entre la CREG et Elia Transmission Belgium relative à une modification de la méthodologie tarifaire

10.11.2023

Présents :

La CREG représentée par :

Monsieur K. LOCQUET, Président du Comité de direction

Madame S. JOURDAIN, Madame I. TANT et Monsieur L. JACQUET, Directeurs

Elia représentée par :

Monsieur F. DUNON, Chief Executive Officer adjoint

Madame P. FONCK, Chief Officer External relations

La séance se tient dans le local 12.09 (12^e étage) de la CREG, rue de l'Industrie 26-38 à 1040 Bruxelles.

Le Président du Comité de direction de la CREG ouvre, à 15h05, la réunion formelle de concertation. Il indique que celle-ci concerne un avant-projet d'arrêté modifiant la méthodologie tarifaire 2024-2027 (repris en annexe de ce procès-verbal) en vue, d'une part, d'y introduire un cadre réglementaire pour le *Modular Offshore Grid II* et, d'autre part, d'y adapter le taux sans risque. Il ajoute qu'après la présente concertation, cet avant-projet de modification de la méthodologie tarifaire sera soumis à une consultation publique du 23 novembre au 22 décembre 2023. Après avoir suivi la procédure prévue dans l'accord du 22 décembre 2021 entre la CREG et Elia relatif notamment à la procédure d'adoption de la méthodologie tarifaire¹, la CREG ambitionne de clôturer la procédure d'adoption de cet arrêté pour la fin du mois de février 2024.

Le Président du Comité de direction de la CREG souhaite connaître la réaction des représentants d'Elia sur l'avant-projet de modification. Il demande aux représentants d'Elia de confirmer que, quelle que soit l'évolution des taux d'intérêts qui sera observée dans la réalité au cours de cette période, les adaptations projetées permettent d'apporter une solution pour garantir le financement du

¹ Accord relative aux procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs et des surcharges tarifaires.

programme d'investissements d'Elia en Belgique au cours de la période 2024-2027. Il demande également aux représentants d'Elia de confirmer leur accord pour que les adaptations projetées entrent en vigueur dès la période tarifaire 2024-2027.

Le Chief Executive Officer adjoint d'Elia remercie la CREG pour l'envoi de cet avant-projet. Il confirme son appréciation des meilleures conditions de financement qui seront ainsi offertes. Il confirme que le mécanisme proposé pour fixer le taux sans risque devrait permettre de financer le programme d'investissements d'Elia en Belgique au cours de la période 2024-2027. Sans valider l'ensemble des arguments développés dans la motivation apportée à l'adaptation de la Méthodologie tarifaire proprement dite, le Chief Executive Officer adjoint d'Elia confirme son accord sur le fait que le contenu de ce projet peut être soumis en l'état à consultation publique du 23 novembre au 22 décembre 2023. Il marque également son accord pour que les modifications projetées entrent en vigueur dès la période tarifaire 2024-2027.

Le Chief Executive Officer adjoint d'Elia précise toutefois que s'il s'avérait que les tarifs approuvés par la CREG le 9 novembre 2023 deviennent disproportionnés en raison d'une inadéquation de la rémunération par rapport aux conditions de marché observées en cours de période, Elia prendrait l'initiative d'introduire une proposition tarifaire actualisée, en application de la procédure visée à l'article 18 de l'accord du 22 décembre 2021 précité.

Le Président du Comité de direction de la CREG prend bonne note de la réaction d'Elia.

Le Président du Comité de direction de la CREG clôture la réunion à 15h30.

ELIA TRANSMISSION BELGIUM, représentée par:

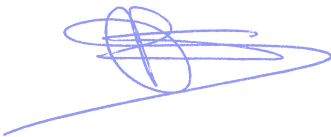


P. FONCK
Chief Officer External relations

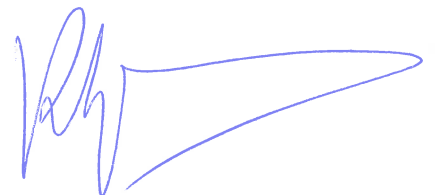


F. DUNON
Chief Executive Officer adjoint

La CREG, représentée par:



S. JOURDAIN
Directrice



K. LOCQUET
Président du Comité de direction

Annexe: avant-projet d'arrêté modifiant la méthodologie tarifaire 2024-2027 sur lequel porte la réunion de concertation

Avant-projet d'arrêté

(Z)1109/12

9 novembre 2023

Avant-projet d'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

L'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. CONSULTATION PUBLIQUE.....	5
4. ANALYSE.....	6
4.1. <i>Modular Offshore Grid II</i>	6
4.1.1. Contexte	6
4.1.2. Risque plus élevé des investissements MOG	7
4.1.3. Adaptation de la méthodologie tarifaire.....	9
4.2. Taux sans risque.....	10
4.2.1. Dispositions actuellement reprises dans la méthodologie tarifaire.....	10
4.2.2. Nécessité d'adapter la méthodologie tarifaire.....	11
4.2.3. Adaptation à la méthodologie tarifaire	13
5. COMMENTAIRES DES ARTICLES.....	17
6. DECISION.....	17
ANNEXE 1.....	20
ANNEXE 2.....	20

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 régulateur pour le *Modular Offshore Grid II* et une adaptation du taux sans risque.

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

Cet avant-projet d'arrêté a été adopté par le comité de direction de la CREG le 9 novembre 2023.

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 12ter 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 12ter 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.

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.

La méthodologie précise que la CREG, après concertation avec le promoteur du projet/gestionnaire de réseau, soumettra les éventuelles 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 fait l'objet d'une concertation avec le gestionnaire de réseau concerné le 10 novembre 2023.

3. CONSULTATION PUBLIQUE

11. Le comité de direction de la CREG a décidé, sur base de l'article 23, § 1^{er} de son règlement d'ordre intérieur, d'organiser, du 23 novembre au 22 décembre 2023, une consultation publique relative à ce projet d'arrêté sur son site Internet.

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

4. ANALYSE

4.1. MODULAR OFFSHORE GRID II

4.1.1. Contexte

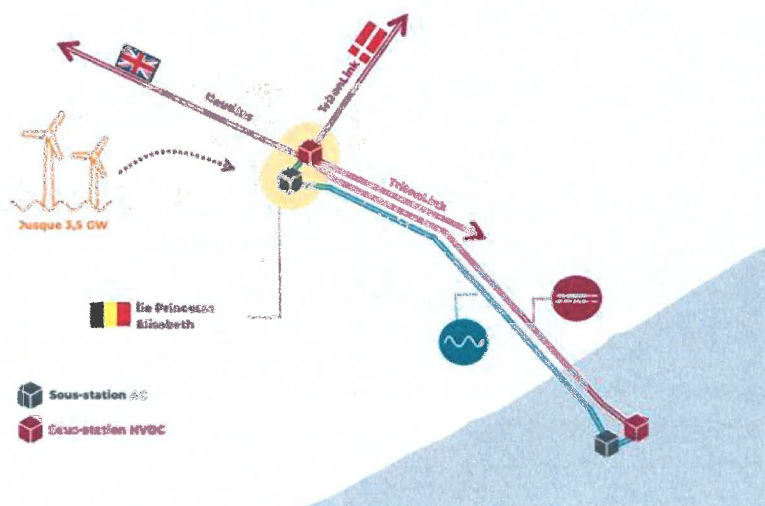
12. Le MOGII découle de l'ambition affichée par le gouvernement fédéral d'installer une grande capacité d'énergie renouvelable en mer du Nord belge d'ici 2030 au plus tard. Pour répondre à cette ambition, trois nouvelles zones de production *offshore* ont été délimitées (formant la « zone Princesse Elisabeth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

13. 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 ».

14. 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)

REPRÉSENTATION SCHEMATIQUE DES DÉVELOPPEMENTS OFFSHORE PRÉVUS EN MER BELGE



15. 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.

16. 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.

4.1.2. Risque plus élevé des investissements MOG

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.

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

21. 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*.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. 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.

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

27. 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

28. 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.

4.1.2.2. Analyse du risque quantifié par Elia

29. 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.

30. 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 25). 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 27 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.

4.1.3. **Adaptation de la méthodologie tarifaire**

31. 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.

32. 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.

33. 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.

34. 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 4.1.2.1 pour l'identification des risques pertinents).

4.2. TAUX SANS RISQUE

4.2.1. Dispositions actuellement reprises dans la méthodologie tarifaire

35. 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 régulatoire avant le début de cette période régulatoire. 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 régulatoire 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%."

4.2.2. Nécessité d'adapter la méthodologie tarifaire

36. 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.

37. 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.

38. 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.

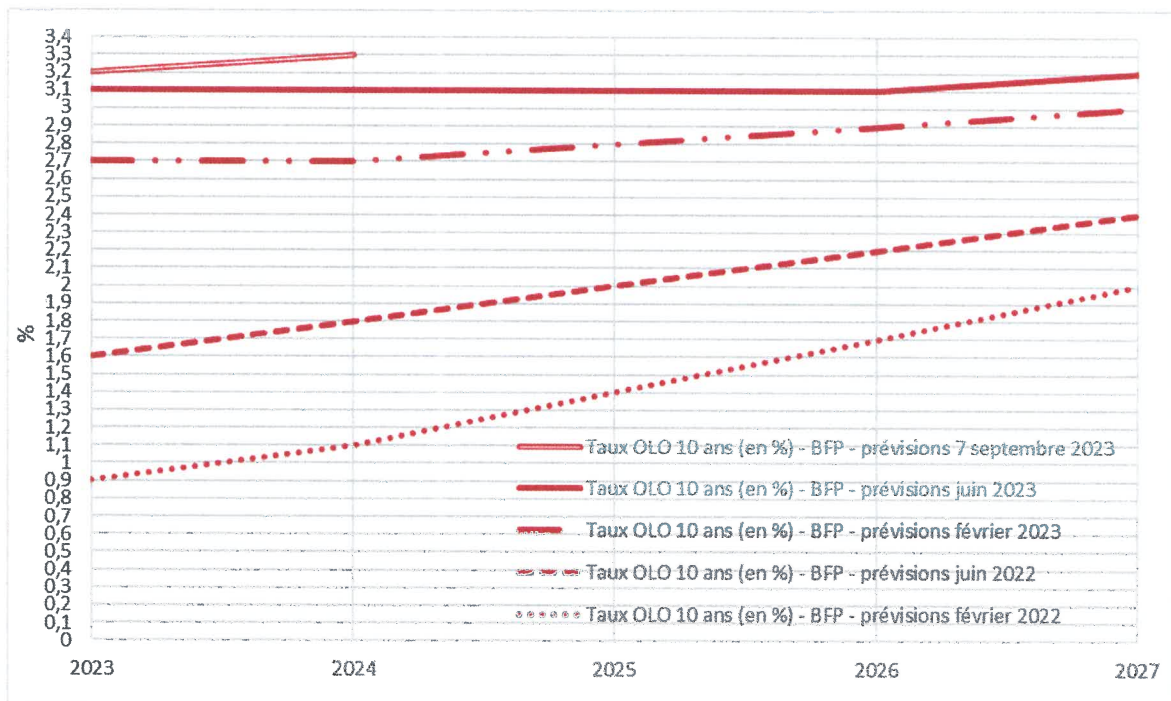
⁸ Bureau Fédéral du Plan, *Perspectives économiques 2022-2027 de février 2022*, 24 février 2022

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)



4.2.3. Adaptation à la méthodologie tarifaire

4.2.3.1. Principes généraux

39. 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.

40. 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.

41. 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).

42. 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.

43. 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.

44. 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 $1,18 \% = (- 0,14 \% - 0,02 \% + 1,75 \% + 3,13 \%) / 4$

4.2.3.2. Nouveau mécanisme

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 %).

45. 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.

46. 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.

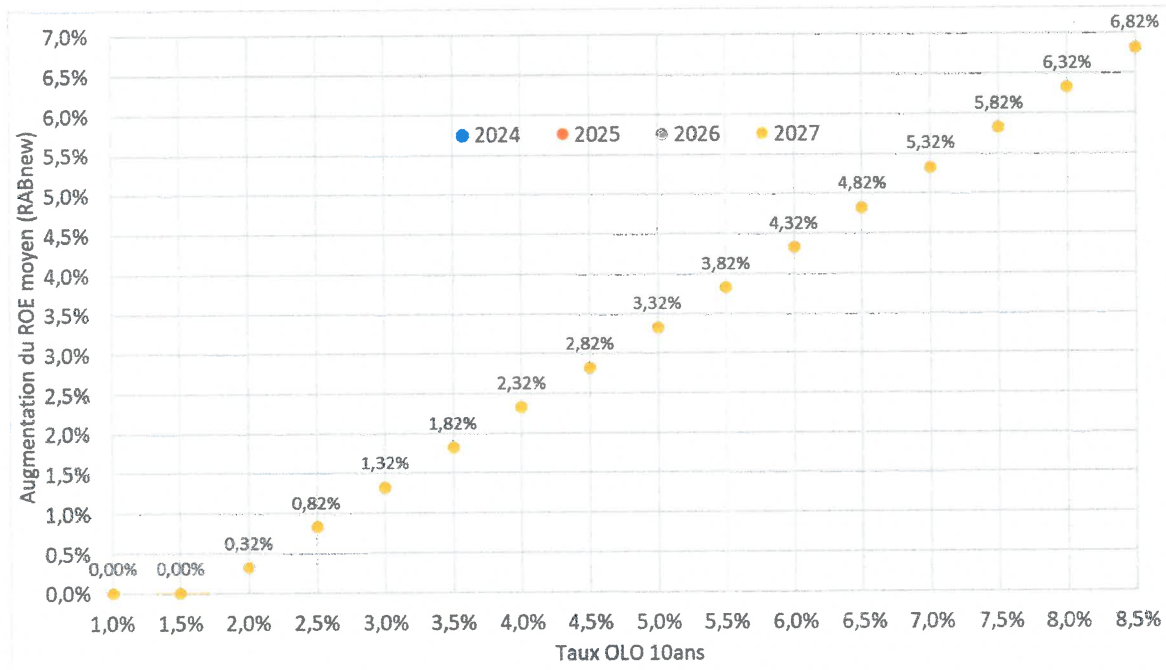
4.2.3.3. Impact financier du nouveau mécanisme

47. 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 %).

48. 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 réellement 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)

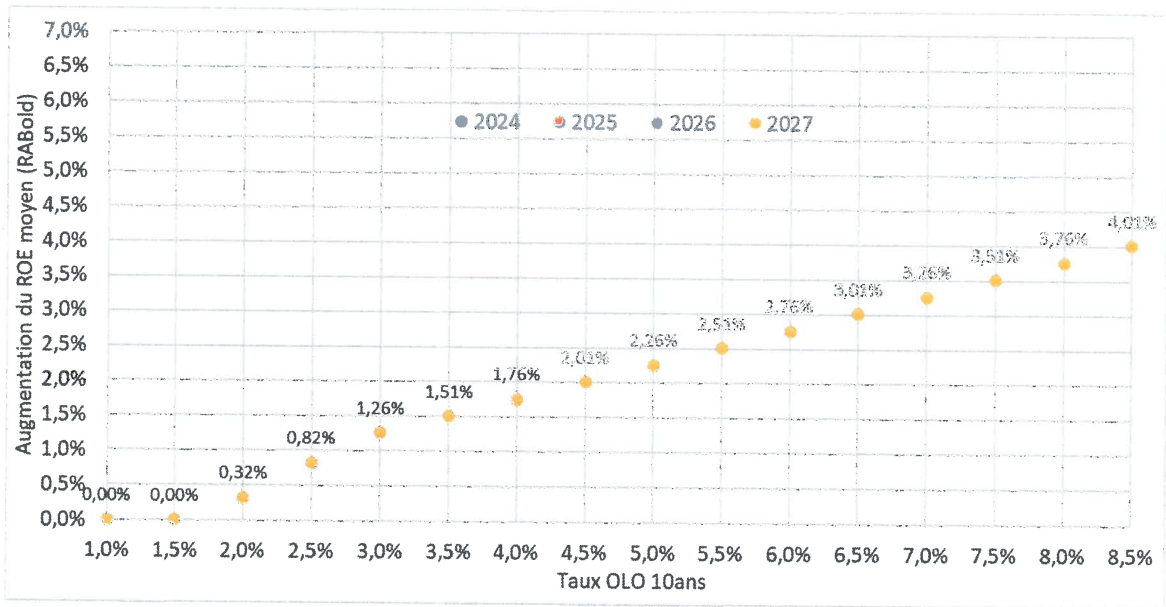
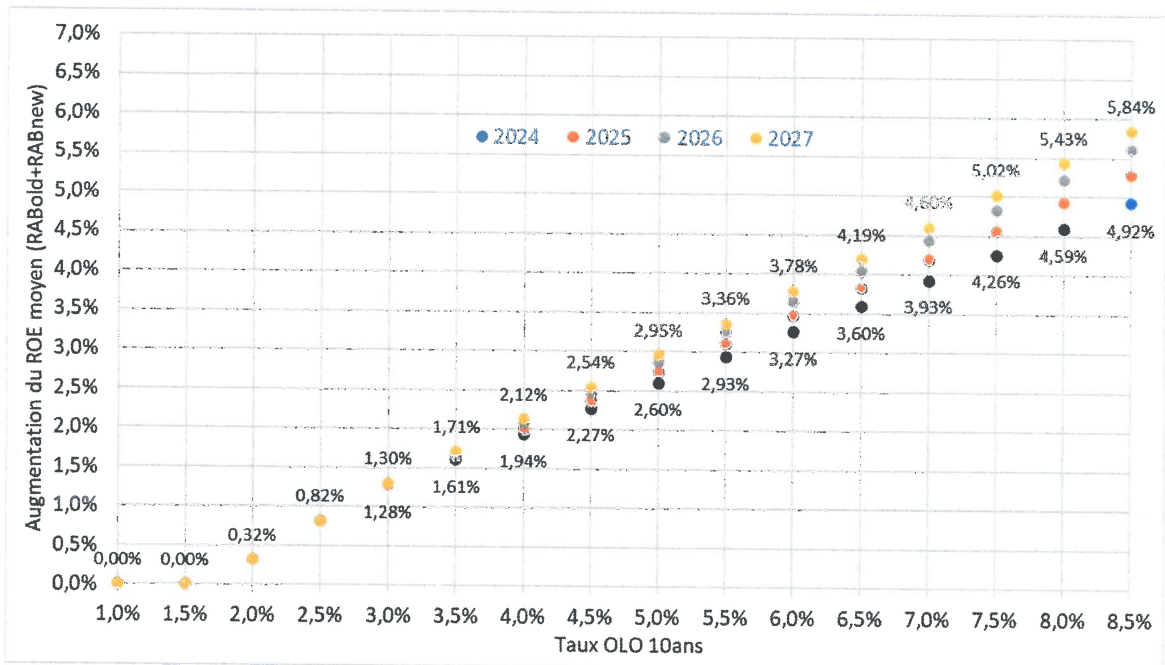


Figure 6: augmentation du ROE moyen pour l'ensemble de l'actif régulé en fonction du taux OLO à 10 ans réellement observé (source : CREG)¹⁴



49. 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 au niveau actuel - cf. 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

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.

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).

5. COMMENTAIRES DES ARTICLES

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

51. 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.

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

53. 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.

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

6. 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 ;

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 9 novembre 2023 entre la CREG et Elia sur cet avant-projet d'arrêté ;

La CREG décide :

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 :

« § 1^{er}. 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 (OLO_{10ans}):

si OLO_{10ans} est inférieur à 1,68%, alors TSR = 1,68%;

si OLO_{10ans} est compris entre 1,68% et 2,87%, alors TSR = OLO_{10ans};

si OLO_{10ans} est supérieur à 2,87%, alors TSR = 2,87% + (OLO_{10ans} - 2,87%) x (100% x RAB_{new} + 50% x 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 :

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

////

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



Modular Offshore Grid FASE 2

Actualisering dossier voor de evaluatie door de CREG
van investeringen in elektriciteitsinfrastructuur en de
daarbij horende grotererisico's

28/08/2023

Inhoud

1	Inleiding	3
2	Regelgevend kader	4
3	Projectbeschrijving.....	7
4	Risicobeoordelingsmethodologie	11
5	Beschrijving van de specifieke risico's	14
5.1	Offshore risico's	14
5.2	Projectomvang.....	16
5.3	Spanningstransformatie en windmolenparken	16
5.4	Resources.....	16
5.5	Interconnectoren.....	17
5.6	Aankopen.....	17
5.7	Planning.....	18
6	Planning.....	18
7	Elia's verzoek via dit dossier	18
8	Bijlage: risicoregister	20

1 Inleiding

Modular Offshore Grid fase 2 (hierna 'MOG2') vloeit voort uit de uitgesproken ambitie van de federale overheid om uiterlijk in 2030 een groot vermogen aan hernieuwbare energie in de Belgische Noordzee te installeren. Om deze ambitie waar te maken, heeft de federale overheid drie nieuwe zones voor offshore productie afgebakend (die samen de 'Prinses Elisabethzone' vormen) en organiseert ze in de komende jaren openbare aanbestedingen om de beste kandidaat-projecten te kiezen voor de ontwikkeling van deze zone. De productiedoelstelling voor de Prinses Elisabeth-zone is door de overheid onlangs vastgesteld op 3,15 tot 3,5 GW.

Op grond van de Elektriciteitswet is de netbeheerder bevoegd om de transmissie-infrastructuur aan te leggen voor het vervoer van deze energie. Het is essentieel dat er voor de offshore infrastructuur en de verbindingen met het onshore net vanaf de ontwerpfase naar een maximale efficiëntie wordt gestreefd. In navolging van andere netbeheerders (waaronder Elia) die dit soort infrastructuur ontwikkelen, moet daarom worden gedacht aan de aanleg van offshore 'energieknooppunten' met een of meerdere interconnectoren, zodat zowel de aansluiting van duurzame opwekking als het transport daarvan naar het binnen- of buitenland mogelijk wordt, afhankelijk van de belasting van het net en de marktvraag. Door de aanleg van deze knooppunten, die zowel bedoeld zijn voor de integratie van hernieuwbare energiebronnen als voor de ontwikkeling van de Europese markt en de bevoorradingszekerheid, kunnen de infrastructuur worden gedimensioneerd en hoeft het onshore net niet verder te worden ontwikkeld dan nodig.

Tegen deze achtergrond heeft de minister van Energie Elia Transmission Belgium (hierna 'Elia') op 16 juni 2021 verzocht om de mogelijkheid te bestuderen MOG2 te ontwikkelen in de vorm van een 'energiehub' bestaande uit een kunstmatig eiland met zowel de aansluitingsinstallaties voor de windmolenparken als een onderzeese kabel naar het buitenland. Op 18 oktober 2021 heeft Elia een dossier tot goedkeuring van het netconcept voor advies aan de CREG en voor goedkeuring aan de minister van Energie en de minister van de Noordzee gestuurd, zoals bepaald in artikel 6/4 §2 van de Elektriciteitswet. Op 26 november 2021 heeft de CREG haar advies over het door Elia voorgestelde netconcept geformuleerd. Op 23 december hebben de Minister van Energie en de Minister van Noordzee, na overleg in de Ministerraad, het concept goedgekeurd. Vervolgens werd, na het verwerken van de opmerkingen van de Raad van State, het dossier in tweede lezing goedgekeurd door de Ministerraad op 20 juli 2023.

Gezien de locatie, het aan te sluiten vermogen, het multifunctionele en grensoverschrijdende karakter en de andere kenmerken die men van dit soort project verwacht, staat het buiten kijf dat MOG2 voor Elia een belangrijk, vernieuwend en nieuw type project is dat zowel technisch als organisatorisch (intern alsook extern) een echte uitdaging vormt, in een ontwikkelingsperspectief op lange termijn past en zonder twijfel een installatie van nationaal en Europees belang is.

2 Regelgevend kader

De investeringen in de infrastructuur van het elektriciteitstransmissienet worden gereguleerd door een tariefregeling die de CREG vastlegt¹. In deze regeling worden de regels bepaald voor de dekking, via de transmissietarieven, van de verschillende kosten in verband met de desbetreffende infrastructuur. De tariefregeling categoriseert met name de verschillende soorten kosten, voorziet in incentives, bepaalt de reglementaire afschrijvingstermijnen, specificeert het soort tarieven dat kan worden toegepast, enz.

Een van de belangrijkste elementen van de tariefregulering is de billijke marge voor de netbeheerder als vergoeding voor het in het transmissienet geïnvesteerde kapitaal. Voor investeringen zijn immers aanzienlijke financiële middelen vereist, onder meer via de werving van fondsen die de aandeelhouders van de netbeheerder ter beschikking stellen. Deze ter beschikking gestelde fondsen moeten onder passende economische voorwaarden worden vergoed.

Verwijzend naar met name artikel 12, 22° van de Elektriciteitswet heeft de CREG op 7 juli 2016 de 'Methodologie en de criteria voor de evaluatie van investeringen in elektriciteits- en gasinfrastructuur en de daarbij horende grotere risico's' (hierna 'de Risicomethodologie') gepubliceerd. Dankzij deze risicomethodologie kunnen de beheerders van elektriciteits- en gasvervoersnetten wijzen op de grotere risico's van sommige van hun infrastructuurprojecten ten opzichte van hun traditionele investeringen en kunnen ze de CREG verzoeken om financiële incentives toe te kennen om het nemen van investeringsbeslissingen ondanks het hoge risiconiveau te bevorderen.

Elia heeft de Risicomethodologie voor het eerst toegepast in het kader van fase 1 van het Modular Offshore Grid (hierna 'MOG1'). De CREG erkende dat de billijke marge moest worden aangevuld met een risicopremie ter vergoeding van het geïnvesteerde kapitaal en voor de dekking van de extra risico's. Deze risicopremie is vastgesteld op 1,4% en is van toepassing op het door Elia geïnvesteerde eigen vermogen, in verhouding tot de gereguleerde waarde van de activa van MOG1 ten opzichte van de totale gereguleerde activa van Elia.

Elia wenst hierbij opnieuw van de gelegenheid gebruik te maken om aan te tonen dat de implementatie van MOG2 een aantal extra risico's meebrengt die Elia niet loopt bij de implementatie van traditionele infrastructuren.

Met de eerste versie van het onderhavige dossier voerde Elia op 26 januari 2022 dan ook stap 1 van de risicomethodologie uit: 'Indiening van het dossier door de projectpromotor'.

¹ Na overleg met Elia

Bij deze stap legt Elia de volgende onderdelen voor aan de CREG:

- Een beschrijving van het project, waaruit blijkt dat het voldoende is uitgewerkt;
- Een beschrijving van de specifieke risico's van het project, met inbegrip van een kwantitatieve raming van de financiële gevolgen en de waarschijnlijkheid dat de verschillende risico's zich voordoen;
- De maatregelen die al zijn genomen om het risico te beperken en de maatregelen die daartoe nog kunnen worden onderzocht;
- Een verklaring waarom de specifieke risico's van het project groter zijn dan die van soortgelijke projecten in België.

De CREG gaat vervolgens over tot stap 2 tot en met 6 van de methodologie:

- De CREG beoordeelt de gegrondheid van de door Elia aangevoerde risico's;
- De CREG beoordeelt de relevantie van de maatregelen die zijn genomen of moeten worden genomen om deze risico's te verminderen;
- De CREG kwantificeert de risico's;
- Vervolgens kent de CREG een monetaire waarde toe aan de specifieke risico's in het kader van MOG2;
- Ten slotte wijzigt de CREG, indien nodig, de tariefmethodologie of het tariefvoorstel die van toepassing is op het elektriciteitstransmissienet om een aanvullende vergoeding van het geïnvesteerde eigen vermogen toe te kennen voor een billijke vergoeding.

Stappen 2 tot en met 5 werden doorlopen.

Elia bezorgt, op vraag van de CREG, met onderhavig document een actualisering van het dossier waarin de grotere risico's verbonden aan MOG2 worden uiteengezet.

De belangrijkste contextwijzigingen zijn:

- sterke prijsstijgingen die wereldwijd geobserveerd worden sinds het voorjaar 2022, te wijten aan hoge inflatie, schaarste van bouwmaterialen en krapte op de markt;
- sterke wijzigingen op vlak van HVDC materiaal, gelinkt aan significante bestellingen bij de Europese constructeurs begin 2023;
- afsluiten van het EPCI contract tussen Elia en de TM Edison voor de bouw van het kunstmatig eiland.

Elia baseert zich daarbij op de ervaring met MOG1 en op de besprekingen die al hebben plaatsgevonden, in het bijzonder met de CREG, in het kader van de samenstelling van het dossier tot goedkeuring van het MOG2-netconcept.

In het kader van dit dossier dekt de term "risico" alle mogelijke voorvallen, incidenten, hindernissen en onverwachte situaties die zouden kunnen voorkomen tijdens de volledige duur van het project en die een impact hebben op Elia. De kwantificering gebeurt hier met probabilistische methodes (zie verder). In dit dossier wordt de probabilistische kostenimpact van bijvoorbeeld grote offshore incidenten meegenomen in de analyse.

Selectie en indeling van de risico's

Enkel de specifieke risico's voor dit project, in vergelijking met klassieke projecten, mogen worden beschouwd als risico's met betrekking tot MOG2. Risico's die Elia zou kunnen lopen bij de implementatie of exploitatie van MOG2, maar die zich ook met een even grote waarschijnlijkheid en impact zouden kunnen voordoen bij andere gebruikelijke onshore infrastructuren, worden dan ook niet beschouwd als 'bijkomende' risico's en worden dus niet in overweging genomen bij de beoordeling van de noodzaak om de tariefmethodologie aan te passen.

Specifieke risico's kunnen zich op vele gebieden en in verschillende stadia van het project voordoen. Er zijn drie hoofdfasen tijdens een project: de ontwerpfase, de aanlegfase en de exploitatiefase (na inbedrijfstelling)..

In dit dossier wil Elia dan ook de extra risico's aantonen die het MOG2-project in de ontwerp- en aanlegfase meebrengt.

Wat betreft de risico's met betrekking tot de exploitatiefase moeten er maatregelen worden genomen om deze risico's te weerspiegelen, zowel door een correcte dimensionering van de totale OPEX (in het tariefvoorstel) als door de regulerende kwalificatie ervan (in de tariefmethodologie). Dit houdt het volgende in:

- Het totaalbedrag van de als 'beheersbaar' benoemde kosten moet correct gedimensioneerd zijn, rekening houdend met het terugkerende of niet terugkerende karakter van deze kosten;
- Als, zoals bij MOG1, bepaalde operationele uitgaven worden geïdentificeerd die lastiger te voorspellen zijn, statistisch gezien niet vaak voorkomen of waarvan de bedragen aanzienlijk kunnen zijn, moeten deze uitgaven als 'niet-beheersbaar' worden gekwalificeerd omdat Elia geen manoeuvreerruimte zal hebben om op deze kosten te anticiperen, ze uit te stellen of ze binnen de totale beheersbare kostenenveloppe op te nemen.

Omdat de exploitatiefase van MOG2 echter pas begint na de inbedrijfstelling ervan in 2028 of 2029, hebben de in de bovenstaande alinea genoemde aanpassingen van de tariefmethodologie geen betrekking op de volgende tariefperiode (2024-2027), maar op de daaropvolgende.

Bovendien weet Elia uit ervaring met MOG1 dat offshore transmissie-infrastructuur specifieke risico's met zich meebrengt als gevolg van het wettelijk kader voor de ontwikkeling van de offshore windenergiesector. In dit kader wordt onder meer een vergoedingsregeling vastgesteld voor producenten die op deze infrastructuur zijn aangesloten, in geval van vertragingen of onbeschikbaarheid van de infrastructuur. De wet bepaalt dat eventuele vergoedingen worden gedekt door de nettarieven. Opdat alles in het werk wordt gesteld om vertraging of onbeschikbaarheid van MOG1 te voorkomen en daarmee vergoedingen te vermijden, had de CREG in dit verband een incentive ingesteld die werd berekend op basis van de gemiddelde beschikbaarheid van de offshore infrastructuur.

Anderzijds voorziet de wet in voorwaarden met betrekking tot de duur waarvoor offshore activiteiten mogen worden uitgevoerd. Wat MOG1 betreft, worden de concessies aan windenergieproducenten verleend voor een periode van twintig jaar, die eenmalig met tien jaar kan worden verlengd. Hierdoor is het risico groter dat de transmissie-infrastructuur die ontwikkeld is om de toekomstige windmolenparken aan te sluiten, niet meer nodig zijn wanneer de concessies aflopen. Daarom werd de afschrijvingsperiode van de MOG1-activa vastgesteld overeenkomstig deze specifieke voorwaarden. Voor MOG2 beveelt Elia aan om een soortgelijke voorzorgsmaatregel te nemen op basis van de duur die voor de productieconcessies wordt bepaald.

3 Projectbeschrijving

3.1 MOG2: een doorgedreven uitbouw van het offshore net

Zoals hierboven vermeld, werd de eerste fase van het Modular Offshore Grid ontwikkeld met als doel een toekomstgerichte optimalisatie van de aansluiting van Rentel, Northwester II en Seamade (Seastar en Mermaid gecombineerd) in termen van:

- De redundantie van de transportinfrastructuur tot aan land;
- De progressiviteit van de constructie en de aansluitingen;
- Een minimale impact op het milieu;
- De mogelijkheid om het MOG uit te breiden in het geval van een verhoging van het offshore productiepotentieel;
- De kost van de infrastructuur (investering en exploitatie).

De scope van de eerste fase van het MOG was beperkt tot de ontwikkeling van een offshore 220 kV-schakelstation en de transmissie van energie van dit station tot het net aan land. Deze configuratie maakte het mogelijk het aantal exportkabels te reduceren, maar vereiste nog altijd een transformatieplatform voor elk windpark.

De filosofie van de totale kostenreductie voor de nieuwe windzone Prinses Elisabeth gaat nog een stap verder dankzij de laatste wijziging van de Elektriciteitswet. De transformatie tussen het spanningsniveau

van de aansluiting van de windparken en het spanningsniveau van het transmissienet zal voortaan ook door de netbeheerder worden voorzien. Hierdoor zal de producent van windenergie geen eigen transformatieplatformen meer moeten voorzien, wat zal resulteren in een veel efficiëntere infrastructuuruitbouw. Dit betekent dat de windproducenten deze investering niet meer zullen moeten dragen. Hun risico's en dus ook hun LCOE zullen hierdoor in principe afnemen.

3.2 De ontwikkeling van de Noordzee wordt nu een Europees verhaal

Via de Europese Green Deal engageert Europa zich om tegen 2050 het eerste klimaatneutrale continent ter wereld te zijn. De transitie naar een CO₂-neutrale samenleving steunt hierbij op het decarboniseren van de energiesector. In haar 'State of the Union' van 2020 kondigde de Europese Commissie aan de doelstellingen voor vermindering van de uitstoot van broeikasgassen voor 2030 verder te verhogen van -40% tot -55%. Dit heeft vervolgens geleid tot het 'Fit for 55'-package dat richtlijnen bevat om de CO₂-reductiedoelstelling voor 2030 te halen en daarnaast de weg te effenen om in 2050 het eerste klimaatneutrale continent ter wereld te worden.

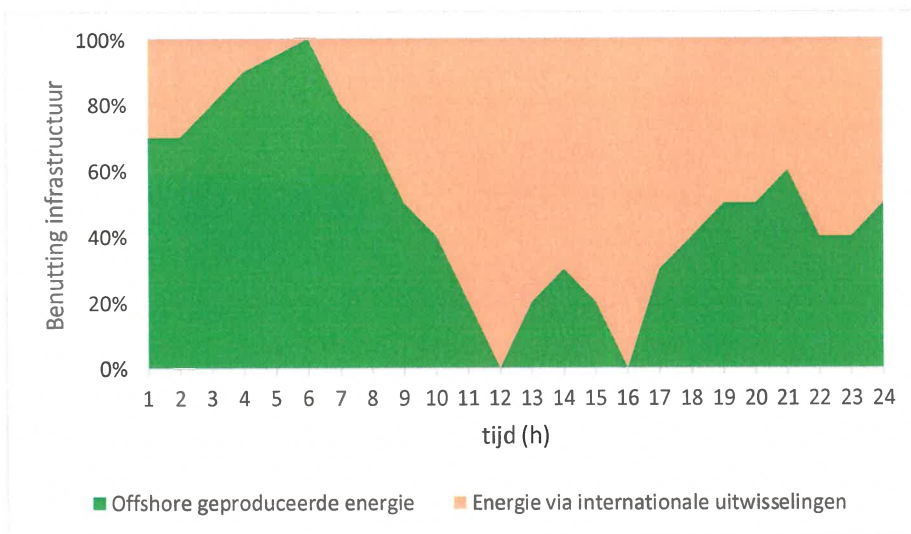
Offshore energie in de Noordzee is cruciaal om deze doelstellingen te verwezenlijken. In de strategie van de Europese Commissie inzake hernieuwbare offshore energiebronnen, gepubliceerd in november 2020, spreekt men van een verhoging van de Europese offshore windcapaciteit van het huidige niveau van ongeveer 12 GW tot ten minste 60 GW in 2030 en tot 300 GW in 2050. Specifiek voor de Noordzee wijzen de ramingen van de windindustrie op een potentieel voor offshore windproductie in de orde van grootte van 200 tot 250 GW.

In zijn Nationaal Energie- en Klimaatplan (NEKP) 2021-2030 schaaft België zich achter de Green Deal. Bovendien legt België zichzelf op om tegen 2030 17,5% hernieuwbare energie ten opzichte van het bruto finaal energieverbruik te bekomen. Een doelstelling van 4 GW totale offshore windcapaciteit tegen 2030 werd toen vastgelegd. Een hogere graad van elektrificatie, nodig om onze industrie koolstofvrij te maken, de bijhorende groeiende vraag naar elektriciteit en de verhoogde ambitie van de Europese Commissie vereisen een nieuwe evaluatie van deze targets. Er is onvoldoende binnenlands RES-potentieel om de nieuwe ambitie van 55% CO₂-reductie tegen 2030 en de koolstofneutraliteit tegen 2050 te behalen. Een verhoging van de bijdrage van eigen onshore en offshore wind- en zonne-energie aan onze elektriciteitsvoorziening, in combinatie met bijkomende import vanuit landen met een RES-surplus, lijkt onvermijdelijk om onze ambitie te realiseren.

Het opwaartse potentieel van de Belgische doelstellingen voor windenergie op land en zonne-energie is sterk afhankelijk van de Belgische topografie, de bevolkingsdichtheid en de beschikbare oppervlakte. Wind op land wordt geconfronteerd met lokale oppositie en moeilijke vergunningstrajecten. Zonne-energie is seizoensgebonden, wat resulteert in een tekort tijdens de winter (met traditioneel minder zonne-uren). Extra offshore windenergie is – naar publieke aanvaarding en energetisch potentieel – het meest beloftevol om onze productie van duurzame energiebronnen te verhogen. Bovendien wordt offshore wind gekenmerkt door een hogere productiefactor tijdens de winter, waardoor ze helpt

om de seizoensgebondenheid van onze residentiële belasting op te vangen, in combinatie met het ontwikkelen van mogelijkheden voor flexibiliteit of opslag op lange termijn.

De maximale integratie van offshore windenergie vanuit de Noordzee wordt mede mogelijk gemaakt door de uitbouw van hybride projecten. Hybride interconnectoren zijn verbindingen met een dubbele functie: tegelijkertijd offshore productie aansluiten en landen onderling verbinden. De onderstaande figuur toont een theoretische voorstelling hiervan. In de loop van de dag varieert de offshore productie (in het groen aangeduid), waarbij de transmissie-infrastructuur soms maximaal wordt gebruikt, maar geregeld ook slechts deels. Op momenten dat slechts een deel van de transmissiecapaciteit wordt gebruikt, kan de resterende capaciteit worden aangewend voor internationale uitwisselingen (aangeduid in het oranje), zodat de infrastructuur ten volle kan worden benut. Of de capaciteit daadwerkelijk zal worden gebruikt, hangt af van de op dat moment heersende marktcondities en elektriciteitsprijzen.

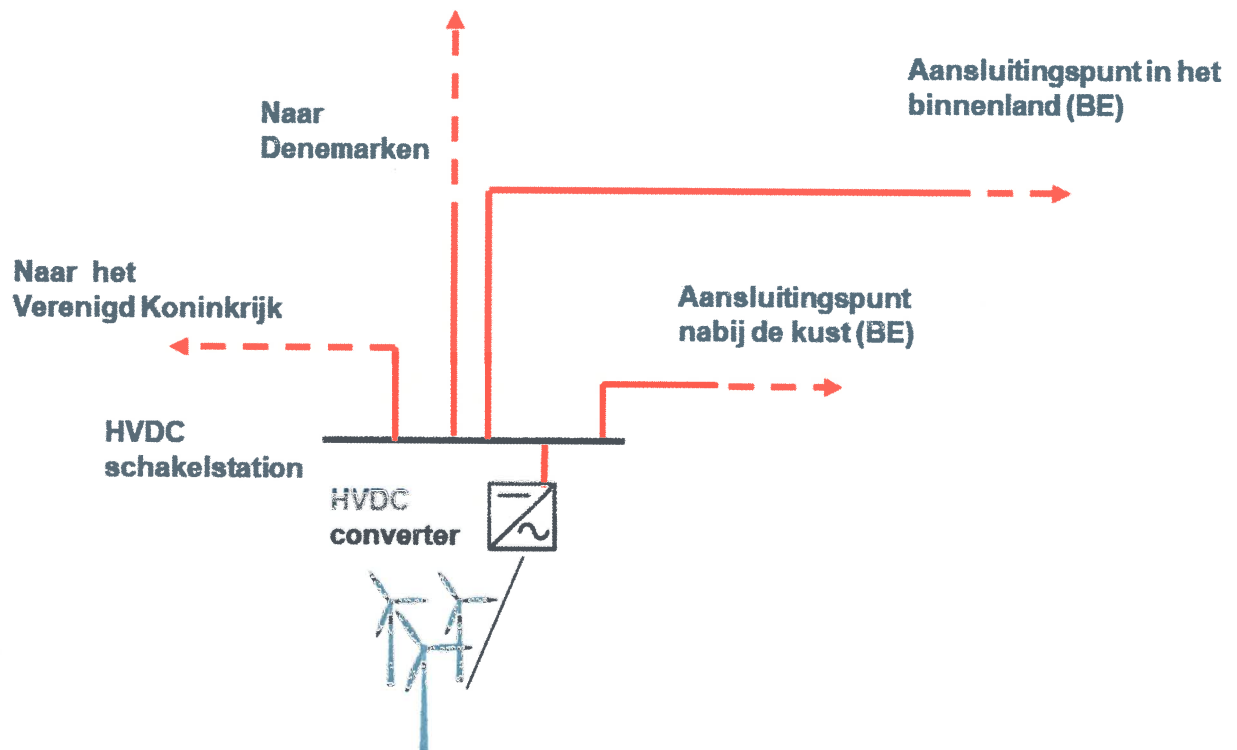


Figuur 1 (illustratief)

Op deze manier zorgen we ervoor dat hernieuwbare offshore energiebronnen efficiënt en kosteneffectief worden geïntegreerd in het transmissienet. In de EU-strategie inzake hernieuwbare offshore energie worden hybride projecten genoemd als een tussenstap tussen de tot op heden voorziene nationale projecten en een compleet vermaasd offshore energiesysteem en -net.

In de Belgische context kunnen dergelijke hybride interconnecties een belangrijk deel van de puzzel vormen in het helpen decarboniseren van het energiesysteem. Ze vormen een natuurlijke aanvulling op het geïnterconnecteerde transmissienet aan land, en staan toe om relatief snel bijkomende hernieuwbare bronnen – met name offshore windproductie – direct te verbinden met en te integreren in het Belgische systeem. In dit kader worden vandaag reeds twee opties voor hybride interconnectoren onderzocht: een tweede verbinding met het Verenigd Koninkrijk (het Nautilus-project), alsook een verbinding naar het toekomstige Deense energie-eiland dat gepland wordt in de Noordzee, zoals schematisch voorgesteld op de figuur hieronder. Een volledige analyse van de kosten en baten van

deze hybride interconnectoren valt buiten de scope van het voorliggend grid design voor MOG2. Deze analyses zullen worden uitgevoerd in het kader van de specifieke projecten, in samenwerking met de respectievelijke partners, alsook als onderdeel van de netontwikkelingsplannen.

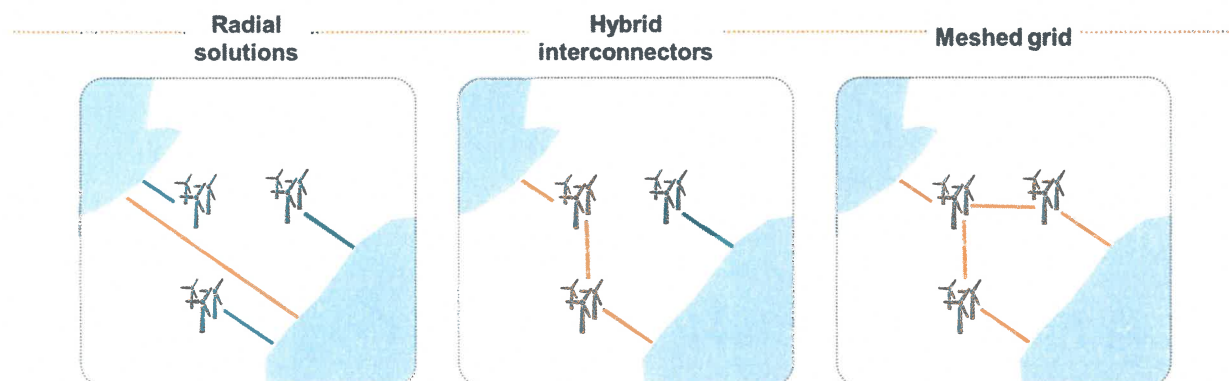


Figuur 2: schematische weergave van de energiehub die aansluiting van offshore wind en de integratie van verschillende offshore interconnectoren voorziet.

Zoals aangehaald in het verzoek van de minister van Energie is het belangrijk om reeds in het ontwerp van MOG2 rekening te houden met deze toekomstige opportuniteiten. Wat betreft de aansluitingscapaciteit is het zo dat, zoals uiteengezet in paragraaf 3.2, de realisatie van de projecten Ventilus en Boucle du Hainaut toelaten om tot maximaal 3,5 GW aan bijkomende productie en/of interconnecties aan te sluiten in de kustregio. Een louter radiale aansluiting van 3,5 GW aan offshore windparken in de Prinses Elisabeth-zone zou deze hostingcapaciteit reeds volledig innemen en geen ruimte meer laten om een toekomstige interconnectie aan te sluiten in de kustregio. Om deze mogelijkheid te vrijwaren, is het noodzakelijk om nu reeds in het ontwerp de potentiële evolutie naar een hybride systeem op te nemen.

Ter conclusie kan worden gesteld dat België voor de decarbonisatie van zijn energiesysteem nood zal hebben aan de verdere integratie van hernieuwbare bronnen vanuit landen met overschotten. Hoewel de concrete invulling hiervan vandaag nog niet geheel duidelijk is, is het zo dat het offshore potentieel

in de Noordzee hierin een belangrijke rol zal spelen, en daarbij ook de toekomstige ontwikkeling van hybride interconnectoren. Het is daarom onontbeerlijk dat in het voorliggende design hiermee reeds rekening wordt gehouden. Het doel hiervan is een zo kostenefficiënt mogelijk systeem dat maximaal gebruikmaakt van de gebouwde infrastructuur en gecreëerde onthaalcapaciteit.



Figuur 3: Schematische voorstelling van radiale aansluitingen, hybride interconnectoren en een vermaasd net

4 Risicobeoordelingsmethodologie

Voor de risicoanalyse van MOG2 heeft Elia een beproefde methode toegepast. Voor elke fase van het project zijn er een aantal risico's vastgesteld waaraan men verschillende grootheden heeft verbonden:

- Enerzijds de beoordeling van de **omvang van het risico in termen van impact**.
Deze impact wordt beoordeeld aan de hand van twee dimensies:
 - A. Timing
 - B. Kostprijs
- Anderzijds de schatting van de **waarschijnlijkheid dat dit risico zich in werkelijkheid zal voordoen**.

Deze kwantificering wordt uitgevoerd op een schaal van 1 tot 5, in overeenstemming met de volgende kenmerken:

Impact

	Kostprijs	
Impact	(prijsref. 2021)	Timing
1	< € 1 M	Onbeduidende vertraging
2	< € 5 M	< 2 maanden vertraging
3	< € 10 M	2-4 maanden vertraging
4	< € 30 M	4-8 maanden vertraging
5	> € 30 M	> 8 maanden vertraging

De kolom "kostprijs" houdt geen rekening met de algemene prijsstijgingen tussen 2021 en 2023 ten gevolge van de hoge inflatie, de schaarste in bouwmaterialen en de krapte op de markt van elektrische infrastructuur.

Waarschijnlijkheid

Niveau	Waarschijnlijkheid	Benaming
1	5%	Zeer gering
2	25%	Gering
3	50%	Mogelijk
4	75%	Waarschijnlijk
5	95%	Vrijwel zeker

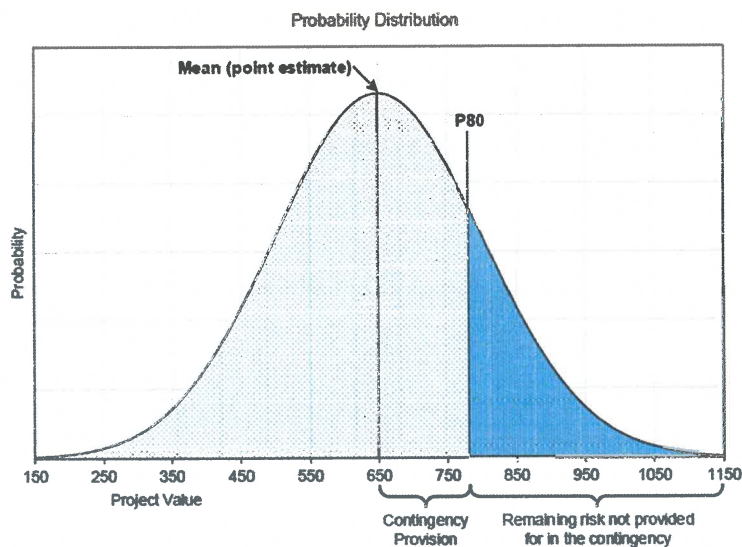
Het doel van deze oefening is een kwantitatieve maatstaf voor de ernst van elk risico te geven. Dit gebeurt via de Risk Rating. De Risk Rating is het resultaat van het optellen van de impactfactor met de waarschijnlijkheidsfactor.

In de praktijk wordt de volgende bewerking uitgevoerd:

Voor elk risico wordt de hoogste van de twee impactfactoren ('impact timing' en 'impact kostprijs') opgeteld bij de waarschijnlijkheidsfactor.

Kwantificering

De algemene economische gevolgen van de risico's zijn geraamd volgens de 'Monte Carlo'-methode. Bij een statistische verdeling is het P80-niveau de waarde die in 80% van de gevallen niet wordt overschreden. Toepassing van de P80-waarde is een standaardpraktijk bij het beheer van grote infrastructuurprojecten. Het is belangrijk voor ogen te houden dat het project zich nog in een vroeg stadium bevindt: de impact van elk risico-onderdeel is dan ook gekwantificeerd op basis van de kennis waarover Elia beschikte op het moment dat dit dossier werd samengesteld.



(Bron: www.pmi.org)

Maatregelen voor risicobeperking

Iedere bedachtzame investeerder die met risico's wordt geconfronteerd, zoekt manieren die redelijkerwijs voorhanden zijn om die risico's te beperken. In theorie kunnen allerlei maatregelen worden genomen.

In het kader van MOG2 heeft Elia de voorkeur gegeven aan drie soorten maatregelen om de risico's te beperken:

- Het inzetten van middelen voor projectbeheer, Elia zal mensen moeten aanwerven die specifiek gekwalificeerd zijn in het ontwerpen en bouwen van offshore infrastructuur of deze diensten uitbesteden aan gespecialiseerde bedrijven;
- Het zoeken naar risico-overdracht richting aannemers of onderaannemers via de met hen gesloten contracten. Bij het opstellen van de specificaties voor de producten en diensten die Elia inkoopt, wordt ervoor gezorgd dat het risico wordt gedragen door de leveranciers die de producten leveren of de diensten verlenen. Het gaat daarbij echter niet om een 'volledige' overdracht of 'tegen elke prijs': bij de onderhandelingen wordt gezocht naar het beste evenwicht tussen de overdracht van risico's en de kostenconcurrentiepositie;

-
- Het sluiten van verzekeringen voor bepaalde risico's. Een volledige dekking van alle risico's is echter niet haalbaar. Niet alle risico's zijn verzekeraar, vooral die met betrekking tot de ontwerpfase. In latere fasen zouden bepaalde risico's kunnen worden gedekt, maar verzekeringsmaatschappijen zouden pas tussenbeide komen als er materiële schade werd vastgesteld. In de praktijk worden bijvoorbeeld alle risico's uitgesloten die tot vertraging van de inbedrijfstelling van MOG2 leiden en ook alle risico's tijdens de aanleg, waardoor MOG2 onvoldoende beschikbaar is voor exploitatie.

In de praktijk past Elia bij het ontwerp, de aanleg en de exploitatie van offshore infrastructuur voortdurend deze drie soorten maatregelen toe om risico's te vermijden of de gevolgen ervan te beperken.

5 Beschrijving van de specifieke risico's

We hebben de risico's van MOG2 in het kader van dit document gestructureerd rond zeven hoofdthema's die we hieronder beschrijven. Zoals reeds aangegeven, volgt Elia meer thema's rond projectrisico's op dan hier weergegeven.

5.1 Offshore risico's

Het MOG2-project is per definitie onderhevig aan alle risico's eigen aan offshore activiteiten. Door de omvang van het project is het risiconiveau aanzienlijk groter vergeleken met MOG1 vanwege onder andere door:

- het aangesloten vermogen
- de veel uitgebreidere functies dan die van MOG1 (vermogenstransformatie, interconnecties, grotere beheersperimeter)
- de toegepaste technologieën (combinatie van wissel- en gelijkstroom)
- het pionierskarakter van het concept van een kunstmatig eiland in Europa, en
- het korte tijdsbestek waarin het project moet gerealiseerd worden.

Tijdens het ontwerp en de aanleg van MOG1 werd Elia geconfronteerd met een aantal risico's gelinkt met het feit dat men geen ervaring had met de aanleg van offshore elektriciteitsinfrastructuur. Nu aan het ontwerp van MOG2 wordt gewerkt, is Elia niet langer een nieuweling op dit gebied. Veel van de risico's die ten tijde van het MOG1-project bestonden, bestaan echter ook voor MOG2. Dankzij haar ervaring zou Elia beter op deze risico's moeten kunnen anticiperen.

Anderzijds zijn er risico's die specifiek zijn voor MOG2 en die zelfs nog versterkt worden door de hierboven genoemde elementen betreffende omvang, ontwerp en functionaliteit. Elia zal technologieën moeten toepassen die nieuw zijn voor het bedrijf en met leveranciers en dienstverleners moeten samenwerken die ze niet kent. Dit zou ervoor kunnen zorgen dat Elia bepaalde budgetten, termijnen of de omvang van de werkzaamheden onderschat.

De blootstelling aan het weerrisico is ook groter dan bij MOG1, enerzijds door de grotere omvang van de werken en anderzijds doordat een deel van de installatiewerken van de apparatuur offshore zal plaatsvinden, in tegenstelling tot MOG1, waarbij de belangrijkste onderdelen onshore werden gebouwd en geassembleerd om aan het einde van het proces op zee te worden geïnstalleerd. Dit zal in een zekere mate ook mogelijk zijn voor MOG2, maar verwacht wordt dat er toch een aanzienlijke hoeveelheid werk offshore zal moeten gebeuren.

Bovendien is een zeer grote hoeveelheid werken gepland in dezelfde periode en binnen een beperkte geografische perimeter, zowel op als rond het eiland. Dit kan leiden tot incidenten of zelfs ongevallen, en zodoende tot vertragingen en extra kosten.

Wat betreft de kabels kunnen we bijvoorbeeld de volgende belangrijke risico's noemen:

- Technische problemen bij de productie van de kabel
- De uitdaging om de kabels op het eiland te brengen. Hetzelfde geldt voor de kabeltrekwerkzaamheden op en rond het strand (aanlanding aan de kust);
- Het leggen van de kabels, wat technische problemen kan opleveren en waarbij de aannemer schade kan veroorzaken;
- Schade aan de kabels door vaartuigen van derden nadat de kabels zijn gelegd;
- Het risico dat een kabel of een pijpleiding van een derde beschadigd raakt door bouwwerkzaamheden

Er is ook een reële kans dat er op de zeebodem resten van oorlogsexplosieven liggen, wat de prijs van sommige contracten kan opdrijven.

Elia ziet ook een belangrijk risico op het vlak van de beschikbaarheid van bouwplaatsen voor offshore metalen structuren en de daarbij horende resources (materiaal, gereedschap, mensen, etc.), gezien de sterke stijging in het aantal projecten de laatste jaren, zowel kant productie als kant transmissie.

Recente ontwikkelingen in Nederland en Duitsland hebben er ook voor gezorgd dat de markt van HVDC-projecten sterk gewijzigd is, vooral omwille van de toewijzing van een groot aantal nieuwe projecten aan de bestaande marktactoren begin 2023.

Ten slotte komt er op het eiland een grote hoeveelheid hoogspanningsmateriaal (transformatoren, shuntreactoren, gasgeïsoleerde schakelinrichtingen) waarbij in geval van technische problemen bij de fabricage of bij testen meer kans is op vertragingen, zeker in vergelijking met MOG1.

5.2 Projectomvang

Door het grote verschil in omvang van het MOG2-project in vergelijking met MOG1 is de uitvoering ervan beduidend complexer. Er moeten namelijk veel meer kabels worden gelegd, interfaces worden beheerd en aannemers op elkaar worden afgestemd.

Als deze interfaces niet duidelijk genoeg zijn gedefinieerd, kan dit leiden tot vertragingen en hogere kosten, zowel voor de eilandwerkzaamheden als voor de elektrische installaties. Dit risico wordt nog vergroot door de vele inter-arraykabels die op het eiland moeten aangesloten worden en het feit dat er ook een interface tussen het eiland en het offshore HVDC-conversiestation tot stand moet worden gebracht.

De grotere projectomvang heeft eveneens een invloed op het aantal deliverables tijdens de ontwerpfase, waardoor het risico bestaat dat de kwaliteit van sommige deliverables door de grote omvang van het werk dat erbij komt kijken, afneemt. Hetzelfde geldt voor de werkzaamheden van de aannemers, die veel talrijker zullen zijn en derhalve een complexere coördinatie zullen vergen.

Ten slotte is het aantal schepen dat in aanmerking komt voor het vervoer en de installatie van bepaald materieel beperkt, wat een risico inhoudt wat betreft hun beschikbaarheid. Als de schepen niet op tijd worden geboekt, leidt dat tot vertragingen en extra kosten. Bovendien moet er rekening mee worden gehouden dat een schip, zelfs als het voor Elia is geboekt, kan worden geblokkeerd voor een project dat los staat van Elia, waardoor het hele MOG2-project mogelijk vertraging oploopt.

5.3 Spanningstransformatie en windmolenparken

In tegenstelling tot MOG1, waarbij de windmolenparken hun eigen transformatie verzorgen en bij een spanning van 220 kV in het Elia-net injecteren, zijn de producenten bij MOG2 op 66 kV aangesloten, en is Elia verantwoordelijk voor de transformatie van de elektriciteit die ze produceren. Als omwille van de onzekere timing van de veilingen van de concessie voor de Prinses Elisabethzone de technische specificaties van de interfaces met de parken te lang onbekend blijven, wordt de ontwerpfase voor Elia lastiger en is het mogelijk dat bepaalde studies moeten herdaan worden.

Het is ook mogelijk dat de technologie die voor de turbines wordt gebruikt zich sneller ontwikkelt dan Elia verwacht (bijvoorbeeld 132 kV zou standaard kunnen worden in plaats van 66 kV), waardoor het project technisch nog veel complexer zou worden en opnieuw re-engineering zal nodig zijn.

5.4 Resources

Het specifieke karakter van dit project en de kennis en expertise die ervoor nodig zijn, brengen extra risico's mee voor de goede uitvoering ervan, zowel in de ontwerp- als in de bouwfase. Het beperkte aantal mensen op de huidige (krappe) arbeidsmarkt met voldoende ervaring in de ontwikkeling van offshore activiteiten kan leiden tot een tekort aan competente profielen en hogere salaris- of

aankoopkosten. Bovendien is er vanwege het gebruik van gelijkstroom voor een deel van MOG2 nog meer behoefte aan topdeskundigen. Dit is een belangrijke factor voor vertragingen en mogelijk extra kosten, vooral als sommige aangeworven personen niet blijken te voldoen.

5.5 Interconnectoren

Een belangrijk nieuw element binnen het MOG2-project, is het feit dat het minstens één hybride interconnector omvat naast de aansluitingsinstallaties van de nieuwe Belgische offshore windmolenparken. Hiervoor moet Elia een beroep doen op multi-terminal HVDC-technologie.

Elia loopt hierbij het risico te worden geconfronteerd met een technologische kloof tussen het bedrijf en de HVDC-constructeurs (OEMs). Dit kan ertoe leiden dat een leverancier geen apparatuur conform de vereiste specificaties kan leveren, waardoor het tijdschema en het budget van het project in het gedrang komen. De vele bestellingen die de OEMs begin 2023 hebben binnenkregen kunnen leiden tot een personeelstekort bij de OEMs dat de nodige technologische ontwikkelingen potentieel in de weg zou kunnen staan.

Bovendien bestaat bij een conversiestation het risico dat de elektrische invloed ervan op de DC-kabels wordt onderschat en dat de specificaties hierdoor niet correct zijn.

Ten slotte zou de concentratie van verschillende installaties waarin vermogenslektronica is geïntegreerd op een beperkt gebied in België (MOG1, NEMO, MOG2, windturbines) tot ongewenste onderlinge interacties kunnen leiden, waardoor extra onderzoek of zelfs extra apparatuur nodig zou zijn.

5.6 Aankopen

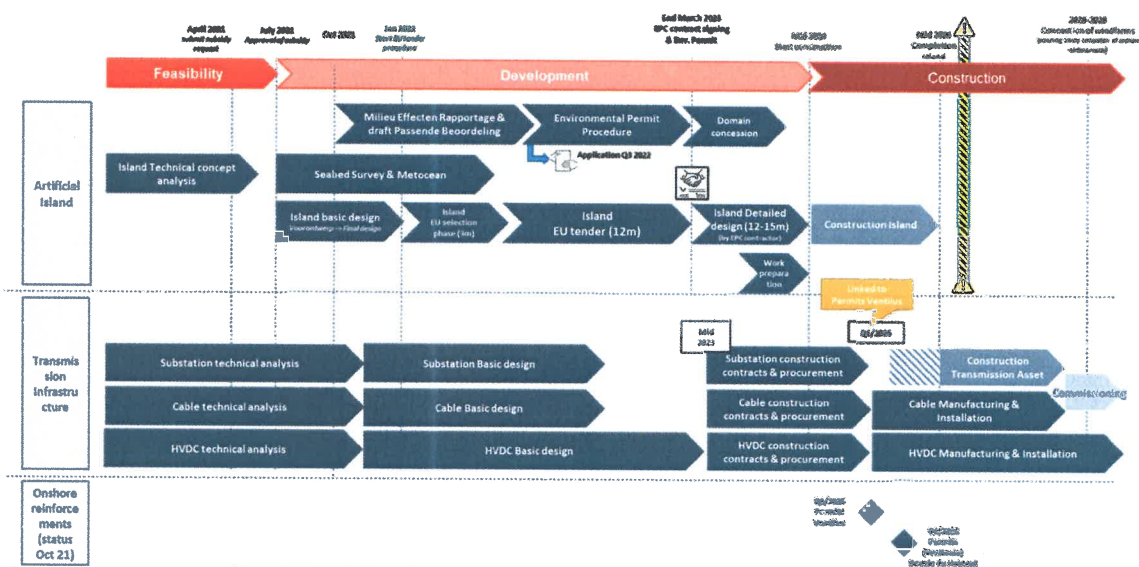
Een degelijke aanpak wat betreft de aankoopprocedures zal cruciaal zijn voor het succes van het project. De uitzonderlijke omvang en scope van MOG2 zorgt voor aanzienlijke aankooprisico's. In de eerste plaats is Elia er in dit stadium niet zeker van dat het op de markt voldoende capaciteit kan vinden om de benodigde kabels en apparatuur tijdig en tegen redelijke prijzen te leveren. De voor MOG2 vereiste hoeveelheden zijn namelijk groot en bovendien blijft de vraag naar deze producten door de sterke ontwikkeling van offshore windenergie in het algemeen alsmaar stijgen. De huidige hoge volatiliteit van de grondstofprijzen kan ook een aanzienlijke invloed hebben op de projectprijs. Bovendien loopt Elia bij een project van deze omvang een groot risico op klachten na de gunning van de opdrachten en ook een groot risico op commerciële geschillen met haar leveranciers in verband met de uitvoering van hun contracten. Gesprekken over prijsschommelingen kunnen moeizaam verlopen, te meer daar het concept van het kunstmatige eiland volledig nieuw is voor Elia.

5.7 Planning

Door de complexiteit en de omvang van het project zijn er veel factoren die tot vertraging kunnen leiden. Daarbij moet met name worden gedacht aan onvoldoende middelen die door de aannemers ter beschikking worden gesteld, een slechte kwaliteit van die middelen of onvoldoende deskundigheid van degenen die aan het project werken, onvoldoende afstemming tussen de disciplines, een ondermaatse planning, of gegevens van leveranciers en aannemers die te laat beschikbaar zijn. Al deze factoren kunnen leiden tot extra kosten voor het project.

Los van deze afwegingen, inclusief de vergunningsaspecten, zou Elia, als de inbedrijfstelling pas plaatsvindt na de vooraf met Elia overeengekomen datum en de oorzaak daarvan te wijten is aan grove nalatigheid van Elia, haar vergoeding voor het betrokken jaar geheel of gedeeltelijk verliezen, in overeenstemming met de bepalingen van de Elektriciteitswet.

6 Planning



7 Budgetspreiding

Onderstaande tabel geeft de geplande budgetspreiding weer in duizenden euro:

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

8 Elia's verzoek via dit dossier

België heeft van de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie op de Noordzee een van de pijlers gemaakt van zijn bijdrage tot de doelstellingen die het land de komende jaren wil bereiken op het gebied van hernieuwbare energie en, meer in het algemeen, de strijd tegen de opwarming van de aarde. Elia werkt al twee jaar aan de ontwikkeling van de bijkomende infrastructuur die de door de toekomstige windmolenparken op de Noordzee geproduceerde elektriciteit op de meest betrouwbare, technisch en economisch efficiënte en milieuvriendelijke manier zal vervoeren.

De elementen in de tariefregeling die van doorslaggevend belang zijn voor de investeringsbeslissing zijn enerzijds het niveau van de vergoeding die door de CREG wordt vastgelegd voor het kapitaal dat Elia in haar 'klassieke' projecten investeert en anderzijds de risicopremie die volgens de CREG aan Elia moet worden toegekend in verband met de risico's die aan MOG2 zijn verbonden.

Naast een risicopremie moet voor de realisatie van MOG2 ook het specifieke regulator kader voor MOG2 worden vastgesteld, rekening houdend met de bijzonderheden van het project. Daartoe werden de specifieke afschrijvingstermijnen reeds vastgesteld in de tarifaire methodologie, maar moeten de kwalificatie van de exploitatiekosten (beheersbaar en niet-beheersbaar), de wijze waarop de verhoging van de totale beheersbare kosten wordt bepaald, de dekking via de tarieven van eventuele compensatiekosten voor de parken en eventuele incentives op gepast wijze worden vastgesteld.

9 Bijlage: risicoregister

De risico's van de ontwerpfase worden hieronder beschreven. Wat betreft de kostenimpact wordt ditmaal wel degelijk rekening gehouden met de prijsevoluties van de voorbije twee jaar, ten gevolge van inflatie, schaarste van materialen en krappe marktcondities.

ID	Risk	Description	Probability	Timing	Budget	Score	Mitigations	Cost Impact
ECL-047	Tech uncert. regarding wind farm interface		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-072	Limited available resources with offshore experience		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-084	Omissions in the offshore connection framework (66kV)		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-303	Island contractor unable to detail engineer the preferred cable (offshore) landing solution from Elia		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-308	Impact of NID		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

ECL-333	Basic design unclear at contract signing - HVDC Converter	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
----------------	---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

De risico's van de bouwfase worden hieronder opgesomd. Wat betreft de kostenimpact wordt ditmaal wel degelijk rekening gehouden met de prijsevoluties van de voorbije twee jaar, ten gevolge van inflatie, schaarste van materialen en krappe marktcondities.

ID	Risk	Description	Probability	Timing	Budget	Score	Mitigations	Cost Impact
ECL-043	Delay in island construction		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-046	Vessel availability		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-093	Cable damage by 3rd party vessel		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-096	Commercial dispute with contractor during construction		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-101	Cable damage during offshore cable installation		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-105	Commissioning works offshore fail to complete timely		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-106	Quality of third party equipment and/or works not acceptable		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

ECL-107	Delay during installation of offshore cables	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-254	Vessel availability : delay on external project	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-305	HVDC converter market conditions	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
ECL-378	Availability of yards and/or critical yard resources	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)	(...)

5.3. REVENU TOTAL A COUVRIR PAR LES TARIFS

5.3.1. Généralités

Art. 8.

Les tarifs de transport couvrent le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport.

Le revenu total comporte :

- 1) les coûts du gestionnaire du réseau, en ce compris les amortissements et les charges financières ;
- 2) la rémunération du gestionnaire du réseau, comprenant une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau ainsi que des incitants.

5.3.2. Les coûts nécessaires

Art. 9.

Le revenu total couvre les coûts nécessaires à la poursuite des activités régulées, à l'exception des coûts qui ont été rejetés entièrement ou partiellement par la CREG en raison de leur caractère déraisonnable, en application des critères visés au titre 5.4.

Art. 10.

Les coûts visés à l'article précédent se composent notamment, mais non exclusivement, des éléments suivants :

- 1) les coûts et diminutions de coûts liés aux amortissements portés en diminution de l'actif régulé en application de l'article 15, § 4, les amortissements non-récurrents et les réductions de valeurs en application de l'article 15 § 2, 2) à l'exception des amortissements sur des écarts de consolidation positifs, ainsi que la prise en résultat des subsides en capital ;
- 2) les coûts et diminutions de coûts liés aux réductions de valeurs sur les immobilisations financières, les créances à plus d'un an, les stocks et commandes en cours d'exécutions, des créances à un an au plus ;
- 3) les coûts liés à la gestion des congestions, au service de *black-start*, à l'utilisation (énergie) des réserves, au réglage de la tension et de la puissance réactive ainsi qu'aux achats d'énergie active pour compenser les pertes réseau qui ne sont pas visés au point 23) du présent article ;
- 4) les coûts d'utilisation de l'infrastructure de tiers ;
- 5) les coûts échoués (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) constitués par les charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées, versées à des agents ayant presté une activité régulée de transport ou ayant une fonction de transport d'électricité, dues pour les années antérieures à la libéralisation en vertu des statuts, de conventions collectives du travail ou d'autres conventions suffisamment formalisées, approuvés avant le 30 avril 1999, ou

versées à leurs ayant droits ou remboursées à leur employeur par un gestionnaire du réseau, qui peuvent être intégrés dans les tarifs ;

- 6) l'impôt des sociétés effectivement dû sur la marge équitable contenue dans l'article 14, après avoir porté au maximum en compte toutes les réductions fiscales;
- 7) les impôts autres que celui visé au 6), en particulier le précompte immobilier, les taxes et assimilés à charge du gestionnaire du réseau , à l'exclusion des amendes infligées au gestionnaire du réseau et des indemnités à charge du gestionnaire du réseau en cas d'incidents sur le réseau imputables au gestionnaire du réseau ;
- 8) les plus-values et les moins-values enregistrées, à l'exception de celles visées au 22) ;
- 9) les charges et les produits financiers (sur la base du principe *embedded debt*) ;
- 10) à l'exception des coûts et des revenus associés aux interconnexions *offshore* qui sont traités conformément au cadre réglementaire tarifaire spécifique établi en commun avec une autre autorité de régulation nationale de l'Union européenne et repris à l'Annexe 3, les coûts ou réductions de coûts consécutives à des opérations d'interconnexions et à la participation des capacités étrangères indirectes au mécanisme belge de rémunération de capacité, dont notamment :
 - le solde des recettes et des coûts à payer qui découlent de l'application d'un mécanisme de compensation pour le transport de flux transfrontaliers, pour autant qu'ils résultent de la réglementation européenne, de décisions de la CREG ou d'un accord entre les gestionnaires du réseau concernés ;
 - le revenu des rentes de congestion ;
 - les éventuels coûts nécessaires pour garantir le revenu minimum autorisé pour la réalisation d'une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55° de la loi électricité et tels que définis à l'Annexe 3 ;
 - les éventuels revenus définis à l'Annexe 3 lorsque le revenu maximum autorisé pour la réalisation d'une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55° de la loi électricité est dépassé ;
- 11) les réductions ou les augmentations de coûts qui résultent de transferts entre le compte de résultats et le bilan, y compris les différences imputées au revenu de périodes réglementaires antérieures (transfert des créances et des dettes réglementaires), étant entendu que les transferts visés ne concernent pas ceux liés aux travaux pour compte de tiers (acomptes reçus et commandes en cours d'exécution), ni les transferts entre comptes qui résultent des coûts liés aux obligations de service public ou les surcharges ;
- 12) les réductions de coûts liées à des reprises de provisions constituées avant le 1^{er} janvier 2008 ;
- 13) les coûts liés aux déplacements d'infrastructure imposés au gestionnaire du réseau et qui résulte de l'application des dispositions de la loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique ou des dispositions des réglementations régionales en la matière ;

- 14) les coûts d'acquisition des services suivants pour les infrastructures en mer, comme les *Modular Offshore Grids*, qui sont facturés par des tiers, après déduction de l'intervention des assurances :
- *seabed surveys*, pour autant que ces coûts ne sont pas activés ;
 - réparations des câbles : tous les coûts résultant de la réparation de câbles sous-marins ;
 - réenfouissement des câbles : les travaux consistant à réenfouir un câble lorsque les observations du fond marin concluent à la nécessité de procéder à une telle opération ;
 - réparations plateforme : tous les coûts supportés pour la réparation des dommages causés à la plateforme et à ses équipements, par exemple en raison d'une collision avec un bateau non-opéré par le gestionnaire du réseau ;
 - 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).
- 15) les coûts et diminutions de coûts liés à la constitution obligatoire des provisions de démantèlement pour le traitement, le démantèlement et l'enlèvement des assets des *Modular Offshore Grids* ;
- 16) les indemnités au profit des titulaires concernés d'une concession domaniale visées à l'article 6/2, § 1^{er}, 2^o et 6/5, § 3 de la loi électricité pour autant qu'elles ne soient pas mises à la charge du gestionnaire du réseau en application de l'article 6/2, § 2 et 6/5, § 5 de la loi électricité ou d'un de ses arrêtés d'exécution ;
- 17) les réductions de coûts liées aux récupérations d'assurances visant spécifiquement la couverture de coûts non-gérables ;
- 18) les coûts opérationnels facturés par CORESO et JAO ;
- 19) les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) d'achat d'autres biens et services, pour autant qu'ils s'intègrent dans le cadre des activités régulées du gestionnaire du réseau, notamment celles axées sur :
- la gestion de l'infrastructure électrique ;
 - la gestion du système électrique ;
 - la gestion de l'infrastructure télécoms ;
 - les activités informatiques ;
 - la gestion commune ;
 - les primes d'assurance ;
 - les charges à transférer aux comptes du bilan.

- 20) les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes ;
- 21) les réductions de coûts qui résultent d'activités régulées du gestionnaire du réseau, notamment :
- les recettes provenant de la valorisation de l'actif régulé, même non liées à des activités régulées ;
 - les recettes issues du *metering* commercial ;
 - les recettes liées aux prestations de support aux filiales ;
 - les recettes provenant de subsides d'exploitation ou de réduction de charges sociales ;
 - les récupérations d'assurances visant spécifiquement la couverture de coûts gérables ;
 - les récupérations sur travaux d'infrastructure ou d'entretien ;
 - les recettes liées aux travaux pour tiers ;
 - les autres recettes ou récupérations.
- 22) les plus-values ou les moins-values des transactions à titre onéreux d'actifs immobilisés à l'exception des actifs immobilisés achetés dans le cadre d'une compensation suivant l'article 32, § 6 ;
- 23) les coûts liés à l'achat de blocs d'énergie active « calendriers » et « trimestriels hivernaux » effectué à long terme pour compenser les pertes de réseaux ainsi que les coûts de réservation des réserves d'équilibrage (FCR, aFRR et mFRR), le cas échéant diminué par la totalité des amendes infligées aux fournisseurs pour le non-accomplissement de leurs obligations en la matière.

Les coûts [et réductions] visés aux points 1) à 18) sont considérés comme non-gérables.

Les coûts [et réductions] visés aux points 19) à 22) sont considérés comme gérables.

Les coûts [et réductions] visés au point 23) sont considérés comme influençables.

S'agissant des coûts [et réductions] qui ne relèvent pas d'une des catégories visées à l'alinéa 1^{er}, la CREG détermine s'ils doivent être considérés comme gérables, non-gérables ou influençables préalablement au dépôt de la proposition tarifaire.

En cours de période régulatoire, les catégories de coûts qui ne sont pas visées à l'alinéa 1^{er} et sur lesquelles la CREG ne s'est pas prononcée préalablement au dépôt de la proposition tarifaire conformément à l'alinéa 5 sont considérées comme gérables, sauf accord convenu entre la CREG et le gestionnaire du réseau.

Art. 11.

Le gestionnaire du réseau maintient le coût par service offert aux utilisateurs à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant ce coût.

Art. 12.

La subsideation croisée entre activités régulées et activités non régulées n'est pas autorisée.

5.3.3. Rémunération

5.3.3.1. Principes généraux

Art. 13.

Outre la couverture des coûts visés au point 5.3.2, les tarifs du réseau couvrent les rémunérations susceptibles d'être octroyées au gestionnaire du réseau. Cela concerne :

- 1) la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux ;
- 2) les incitants pour la réalisation d'objectifs fixés préalablement par la CREG.

5.3.3.2. Marge équitable sur les capitaux investis dans le réseau

Art. 14.

La marge équitable est la rémunération normale des capitaux investis dans le réseau. Elle est fixée chaque année en multipliant le pourcentage de rendement visé à l'article 16 par la moyenne arithmétique de la valeur initiale et finale de l'actif régulé (RABmoyenne) visé à l'article 15, pour l'exercice d'exploitation concerné.

La marge équitable est une rémunération nette, après application de l'impôt des sociétés.

La différence (positive ou négative) entre la marge équitable budgétée et approuvée par la CREG et la valeur réelle de cette marge équitable, approuvée par la CREG, est intégralement affectée au revenu total de la période régulatoire suivante.

Par exception, les capitaux investis dans une interconnexion *offshore* sont rémunérés sur la base du cadre réglementaire tarifaire spécifique établi en commun avec une autre autorité de régulation nationale et repris à l'Annexe 3. La valeur des actifs détenus par le gestionnaire du réseau dans cette interconnexion ne fait pas partie de la valeur de l'actif régulé (RAB) susmentionné et la rémunération résultant de ce cadre réglementaire tarifaire spécifique s'ajoute aux autres rémunérations visées dans la présente méthodologie.

5.3.3.2.1. L'actif régulé

Art. 15.

§ 1. Au 31 décembre 2020, la valeur de l'actif régulé (RAB) du gestionnaire du réseau national de transport s'élève à 5.088.965.244,66 €, y compris une plus-value de 1.313.637.445,18 €.

Si les droits sur des immobilisations corporelles régulées changent à la suite d'une transaction entre gestionnaires du réseau, la valeur de l'actif régulé telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef de la société cédante est reprise, en distinguant la valeur d'acquisition historique approuvée par la CREG et la plus-value, comme la valeur de l'actif régulé chez la société cessionnaire.

§ 2. La valeur de l'actif régulé évolue chaque année par :

- 1) l'ajout de la valeur d'acquisition des investissements de l'année en immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles reprises au § 3 ;

- 2) la déduction des amortissements actés durant l'année conformément au § 4, les amortissements non-récurrents et les réductions de valeurs des immobilisations corporelles et incorporelles régulées ;
- 3) la déduction de la valeur comptable nette de l'actif régulé mis hors service au cours de l'année ainsi que d'un montant annuel de 25 millions € pour diminuer d'une manière régulière et certaine la plus-value reprise dans la RAB ;
- 4) la déduction des interventions de tiers perçues durant l'année ;
- 5) les mouvements dans les subsides en capital durant l'année ;
- 6) l'évolution du besoin en fonds de roulement. La valeur de l'actif régulé est majorée du besoin en fonds de roulement positif ou négatif. Le besoin en fonds de roulement est déterminé sur la base des bilans scindés de l'activité régulée concernée en y excluant les comptes de bilan relatifs aux OSPs visées aux articles 6 et 7 ou compensées par des accises. Le besoin en fonds de roulement du gestionnaire du réseau est, à un moment donné, égal à la différence entre, d'une part, la somme des stocks, des commandes en exécution, des créances à un an au plus, des liquidités opérationnelles nécessaires (limitées à 2 % du chiffre d'affaires des activités régulées en Belgique) et des comptes de régularisation de l'actif à ce moment et, d'autre part, la somme des dettes ne portant pas intérêts, à savoir des dettes commerciales à un an au plus, des avances reçues sur commandes, des dettes fiscales, salariales et sociales, des autres dettes et des comptes de régularisation du passif à ce moment, tels que visés à l'Annexe I « Plan comptable minimum normalisé des entreprises soumises à des obligations comptables autres que les associations et les fondations » de l'arrêté royal du 21 octobre 2018 portant exécution des articles III.82 à III.95 du code de droit Economique.

Le résultat de ces opérations mène à la valeur finale de l'actif régulé (RAB) de l'exercice d'exploitation concerné. Elle est reprise comme valeur initiale de l'actif régulé de l'exercice suivant.

§ 3. Les immobilisations corporelles et incorporelles acquises visées au § 2, 1) sont celles figurant dans les plans de développement, les plans d'investissement ou les plans d'adaptation approuvés par les autorités compétentes, complétés par les investissements de remplacement, investissements pour nouveaux raccordements et modifications d'infrastructure existante, jugés raisonnables par la CREG.

§ 4. Le gestionnaire de réseau fixe le montant annuel des amortissements visés au § 2, 2) en appliquant les pourcentages d'amortissement suivants sur la valeur d'acquisition historique, sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle :

Bâtiments industriels :	3 % (33 ans)
Bâtiments non industriels :	2 % (50 ans)
Câbles :	2 % (50 ans)
Lignes :	2 % (50 ans)
Postes et cabines :	
- Équipements basse tension :	3 % (33 ans)
- Équipements haute tension :	3 % (33 ans)
- Technologie numérique :	6% (16,66 ans)

Connexions :

- Transformations	3 % (33 ans)
- Lignes et câbles	2 % (50 ans)
Appareils de mesure :	3 % (33 ans)
Télétransmission et fibres optiques :	10 % (10 ans)
Gaines HDPE accueillant les fibres optiques :	2% (50 ans)
Mobilier et outillage :	10 % (10 ans)
Matériel roulant :	20 % (5 ans)
Softwares et licences :	20 % (5 ans)
<i>Modular Offshore Grid I :</i>	3,33% (30 ans)
Technologie HVDC :	
- Convertisseurs :	3,33% (30 ans)
- Câbles :	2,5% (40 ans)

Modular Offshore Grid II :

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

Après concertation avec la CREG et compte tenu de projets spécifiques, d'autres classes d'actifs et pourcentages d'amortissement peuvent être approuvés. Si des actifs sont rénovés, les coûts de rénovation peuvent être amortis sur la moitié de la période d'amortissement initiale des actifs. Les subsides en capital sont pris en résultat dès qu'ils sont certains et au même rythme que les actifs auxquels ils se rapportent.

Le rythme d'amortissement est linéaire, sauf stipulation contraire préalable de la CREG pour certains actifs.

§ 5. Le gestionnaire du réseau ventile la valeur de l'actif régulé (RAB) entre, d'une part, le MOG I et le MOG II (RAB_{MOG I}) et, d'autre part, les autres éléments de son réseau et le besoin en fonds de roulement.

§ 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}).

5.3.3.2.2. Le pourcentage de rendement

Art. 16.

Conformément au *Capital Asset Pricing Model*, et en fonction de la structure financière du gestionnaire, le pourcentage de rendement est la somme :

- 1) d'un taux d'intérêt sans risque ;
- 2) de la prime de risque individuelle du gestionnaire ;
- 3) de la prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels aux *Modular Offshore Grids I et II*.

Art. 17.

§ 1. 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 (OLO_{10ans}): est fixé à 1,68 %.

si OLO_{10ans} est inférieur à 1,68%, alors TSR = 1,68%;

si OLO_{10ans} est compris entre 1,68% et 2,87%, alors TSR = OLO_{10ans};

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

§ 2. La prime de risque individuelle est déterminée en multipliant la prime de risque de marché (R_m) par un paramètre Béta (β).

§ 3. La prime de risque de marché (R_m) est fixée à 3,5 %.

§ 4. Le paramètre Béta (β) est fixé à 0,69.

§ 5. La prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels liés au Modular Offshore Grid I et au Modular Offshore Grid II (RMOG I) est fixée à 1,4 % durant la période d'amortissement de ces ~~ces~~ Modular Offshore Grids I et II.

Art. 18.

La structure financière du gestionnaire du réseau (S) est le rapport, plafonné à 100 %, de ses fonds propres et de son actif régulé. Le numérateur et le dénominateur sont calculés, pour l'exercice d'exploitation correspondante, comme la moyenne arithmétique de la valeur initiale après répartition du résultat et de la valeur finale avant répartition du résultat.

Si la structure financière du gestionnaire du réseau est inférieure ou égale à 40 %, le pourcentage de rendement est égal au résultat de la formule :

$$S \times ([TSR + (R_m \times \beta)] + (RAB_{MOGI}/RAB) \times R_{MOGI})$$

Si la structure financière du gestionnaire du réseau est supérieure à 40 %, la variable S de la formule de l'alinéa précédent est fixée à 40 % et on y additionne le résultat de la formule suivante :

$$(S - 40\%) \times (TSR + 0,70\%)$$