

Avis

(A)2445

15 septembre 2022

Avis relatif au projet de plan de développement 2024-2034 de la S.A. Elia Transmission Belgium

en application des articles 13, §1er, deuxième alinéa, et 23, §2, deuxième alinéa, 1° et 10° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de l'article 6 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.

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL RELATIF AU PLAN DE DEVELOPPEMENT	4
1.1. La loi électricité	4
1.2. L'arrêté royal du 20 décembre 2007	6
2. ANTECEDENTS	7
3. REMARQUES SUR LE PROJET DE PLAN DE DEVELOPPEMENT 2024-2034	8
3.1. Remarques générales	8
3.1.1. Participation des acteurs du marché à la rédaction	8
3.1.2. Facilitation du processus d'approbation du plan de développement	9
3.1.3. Cost Benefit Analysis ou CBA	9
3.2. Contexte	10
3.3. Outlook	11
3.4. Identification des besoins du système	12
3.5. Evolution du système horizontal belge	13
3.5.1. L'île énergétique belge - expansion du MOG	13
3.5.2. Raccordement de la zone Princesse Elisabeth et projets d'interconnexion à la capacité de réception de Stevin, Ventilus et Boucle du Hainaut	14
3.5.3. Triton Link	14
3.6. Evolution du système vertical belge	15
3.7. Projets pour une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau	15
3.8. Impact tarifaire du plan de développement	16
4. CONCLUSION	17
ANNEXE 1	19

INTRODUCTION

Le 17 août 2022, la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a reçu une lettre de la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM (ci-après : ELIA) comportant une demande d'avis, conformément à la procédure visée à l'article 6 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, dans un délai de trente jours à compter de la réception de la demande d'avis, sur le projet de plan de développement 2024-2034, tel que prévue à l'article 13, § 1^{er} de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Le projet de plan de développement sur lequel porte le présent avis figure en annexe.

En application de l'article 13, § 1^{er}, deuxième alinéa, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité), le plan de développement est soumis à l'avis de la CREG. Le Roi établit les modalités de la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement (article 13, § 1^{er}, dernier alinéa de la loi électricité).

En application de l'article 23, § 2, deuxième alinéa, 1^o de la loi électricité, la CREG donne des avis motivés et soumet des propositions dans les cas prévus par la présente loi ou ses arrêtés d'exécution. L'article 23, § 2, deuxième alinéa, 10^o de la loi électricité prévoit entre autres que la CREG émet entre autres un avis sur le plan de développement et contrôle l'exécution de celui-ci.

L'article 6 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 prévoit que lorsque le projet de plan de développement a été établi conformément aux articles 3 et 4, celui-ci est soumis par le gestionnaire du réseau pour avis à la CREG et au ministre compétent pour le milieu marin. Les avis sont transmis au gestionnaire du réseau dans un délai de trente jours à compter de la réception des demandes d'avis. A défaut d'être rendus dans le délai prévu à cet article, les avis sont réputés favorables.

Le comité de direction de la CREG a approuvé le présent avis lors de sa séance du 15 septembre 2022.

Cet avis se compose de trois parties. La première partie esquisse le cadre légal relatif au plan de développement. La CREG formule ses remarques sur le projet de plan de développement 2024-2034 dans la deuxième partie. La troisième partie comporte les conclusions de l'avis.

1. CADRE LEGAL RELATIF AU PLAN DE DEVELOPPEMENT

1. Les dispositions relatives à l'élaboration du plan de développement du réseau de transport sont contenues dans la loi électricité et dans 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 (ci-après : l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

1.1. LA LOI ÉLECTRICITÉ

2. En application de l'article 8, § 1^{er}, troisième alinéa, 1^o de la loi électricité, le gestionnaire du réseau est chargé de garantir la capacité à long terme du réseau de transport et répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité, exploiter, entretenir et développer, dans des conditions économiquement acceptables, un réseau de transport sûr, fiable et efficace, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement.

Cet article prévoit en outre que le développement d'un réseau de transport couvre le renouvellement et l'extension du réseau et est étudié dans le cadre de l'élaboration du plan de développement.

3. En exécution de l'article 13, § 1^{er} de la loi électricité, le gestionnaire du réseau établit un plan de développement du réseau de transport en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan. Le plan de développement est soumis à l'avis de la CREG et à l'approbation du ministre. Pour les parties du plan de développement concernant les évolutions du réseau de transport nécessaires au raccordement au réseau de transport d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, le ministre consulte préalablement le ministre compétent pour le milieu marin.

L'article 13, §1^{er} de la loi électricité prévoit en outre que le plan de développement couvre une période d'au moins dix ans¹ et est adapté tous les quatre ans. Cette actualisation doit avoir lieu dans les douze mois de la publication de l'étude prospective. Le Roi établit les modalités de la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement.

4. En application de l'article 13, § 2 de la loi électricité, le plan de développement contient une estimation détaillée des besoins en capacité de transport, avec indication des hypothèses sous-jacentes, et énonce le programme d'investissements que le gestionnaire du réseau s'engage à exécuter en vue de rencontrer ces besoins. Le plan de développement tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens.

Le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013² a fixé des orientations afin de développer et rendre interopérables en temps utile les corridors et domaines prioritaires d'infrastructures énergétiques transeuropéennes mentionnés à l'annexe I (« corridors et domaines prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques »). S'agissant de la Belgique, les projets d'intérêt commun (PIC) suivants figuraient dans la liste 2016 de l'Union : NEMO, ALEGrO,

¹ Le terme « au moins » a été inséré par l'article 163 de la loi du 6 mai 2009 (M.B. du 19 mai 2009).

² Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009.

BRABO II + III, Horta-Mercator et Interconnector Luxembourg³. Ont été ajoutés dans la liste 2018 de l'Union : une deuxième interconnexion entre la région Anvers (BE) et les environs de Kemsley (UK)(« Nautilus »), une deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne (« ALEGrO II ») et l'installation de pompage-turbinage offshore « iLand ». ⁴. Entre-temps, quelques autres projets spécifiques ont été explicitement reconnus en tant que « projets d'intérêt commun (PIC) » : Lonny-Gramme et BRABO III ont été intégrés dans la liste des PIC⁵.

5. Si la CREG, après consultation du gestionnaire du réseau, constate que les investissements prévus dans le plan de développement ne permettent pas au gestionnaire du réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace, le ministre, en application de l'**article 13, § 3 de la loi électricité**, peut enjoindre au gestionnaire du réseau d'adapter le plan de développement en vue de remédier à cette situation dans un délai raisonnable. Cette adaptation du plan de développement est effectuée selon la procédure prévue à l'article 13, § 1^{er}, alinéa premier de la loi électricité.

Le ministre peut en outre demander à la CREG de se prononcer sur la nécessité de réviser ou non les méthodologies tarifaires fixées en application de l'article 12 de la loi électricité pour garantir les moyens de financement des investissements envisagés (article 13, §3, dernier alinéa de la loi électricité).

En application de l'**article 12, § 5, 4° de la loi électricité**, la CREG établit la méthodologie tarifaire dans le respect de la ligne directrice suivante : la méthodologie tarifaire permet le développement équilibré du réseau de transport et des réseaux ayant une fonction de transport, conformément au plan de développement du gestionnaire du réseau visé à l'article 13 de la loi électricité et aux plans d'investissement tels qu'approuvés le cas échéant par les autorités compétentes.

6. En outre, la CREG analyse, en application de l'**article 23, § 2, deuxième alinéa, 10° de la loi électricité**, la cohérence entre le plan de développement du gestionnaire du réseau et le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne visé à l'article 30, paragraphe 1^{er}, point b) du règlement (UE) 2019/943. Le cas échéant, cette analyse peut comprendre des recommandations en vue de modifier le plan de développement établi par le gestionnaire du réseau.

En application de l'article 23, §§3 et 3bis de la loi électricité, la CREG établit chaque année un rapport annuel, un qu'elle transmet à la Chambre des représentants et un autre qu'elle transmet à l'ACER et à la Commission européenne, qui porte entre autres sur une analyse du plan de développement établi par le gestionnaire du réseau en application de l'article 13 de la loi électricité, du point de vue de sa cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne visé à l'article 30, paragraphe 1^{er}, point b), du règlement (UE) 2019/943, ainsi que, le cas échéant, des recommandations de modification du plan de développement établi par le gestionnaire du réseau. La CREG tient compte dans le cadre de cette analyse de l'étude prospective établie en application de l'article 3 de la loi électricité.

Il convient de signaler que la législation européenne prévoit une interaction entre les plans de développement nationaux et le plan de développement couvrant la Communauté. D'une part, les perspectives européennes en matière d'efficacité du réseau électrique en application de l'article 23,

³ Règlement délégué (UE) 2016/89 de la Commission du 18 novembre 2015 modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

⁴ Règlement délégué (UE) 2018/540 de la Commission du 23 novembre 2017 modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

⁵ REGLEMENT DELEGUE (UE) 2020/389 DE LA COMMISSION du 31 octobre 2019 modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union

paragraphe 1^{er} du **règlement (UE) 2019/943**⁶ s'appuient sur les perspectives d'efficacité nationales des gestionnaires du réseau de transport individuels. En application de l'article 48.1.a) du règlement (UE) 2019/943, le plan de développement du réseau couvrant l'ensemble de la Communauté s'appuie, notamment, sur les plans d'investissements nationaux. D'autre part, l'Agence rédigera, en application de l'article 48.2 du règlement (UE) 2019/943, un avis sur les plans de développement décennaux afin de vérifier s'ils sont cohérents par rapport au plan de développement décennal couvrant l'ensemble de la Communauté.

7. En outre, il découle de la loi électricité que les mises à l'arrêt d'installations de production sont programmées dans le plan de développement (voir par ex. **article 7bis, § 4, 1^o**, et **article 7quinquies, § 2, 2^o de la loi électricité**).

La CREG en déduit qu'ELIA est tenue de prendre en compte au moment de la rédaction du plan de développement des mises à l'arrêt prévues des installations de production.

En application de l'**article 3, § 2, 5^o de la loi électricité**, le gestionnaire de réseau doit tenir compte, en dressant le plan de développement, des recommandations incluses dans l'étude prospective qui se fondent sur les constatations faites conformément à l'article 3, §2, 1^o à 4^o de la loi électricité.

1.2. L'ARRÊTÉ ROYAL DU 20 DÉCEMBRE 2007

8. Le Roi a arrêté la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'électricité par arrêté royal du 20 décembre 2007.

9. Le plan de développement est établi pour la première fois dans les douze mois de l'établissement de l'étude prospective (article 2, § 1^{er} de l'arrêté royal du 20 décembre 2007). Par la suite, le plan de développement est adapté tous les trois ans à dater de l'approbation par le ministre du précédent plan de développement (article 2, § 2 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

10. L'article 2, § 3 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 prévoit que le plan de développement est établi et approuvé en tenant compte notamment de l'étude prospective. Pendant la procédure d'établissement du plan de développement, il est tenu compte de la dernière étude prospective en vigueur, établie par la Direction générale de l'Energie. Moyennant due motivation, il peut également être tenu compte des documents issus de la procédure en cours en vue de l'adaptation périodique de l'étude prospective.

11. Les articles 3 et 4 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007 concernent la phase de rédaction du plan de développement précédant la demande d'avis de la CREG.

“Art. 3. Dans les neuf mois de la publication de la première étude prospective visée à l'article 3 de la loi, le gestionnaire du réseau, en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan, établit un projet de plan de développement, qui couvre une période de 10 ans.

Art. 4. Préalablement à l'établissement du projet de plan de développement, le gestionnaire du réseau, la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan déterminent, en collaboration, les modalités d'établissement du projet de plan de développement en précisant notamment :

1^o de verdeling van de taken die aan elk van de drie organisaties zijn opgedragen:

⁶ REGLEMENT (UE) 2019/943 DU PARLEMENT EUROPEEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) (abrogeant le règlement (CE) n° 714/2009).

2° les délais requis pour l'accomplissement des tâches;

3° le mode de communication des informations entre les trois organisations.

12. En application de l'article 6 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007, lorsque le projet de plan de développement a été établi conformément aux articles 3 et 4, celui-ci est soumis par le gestionnaire du réseau pour avis à la CREG et au ministre compétent pour le milieu marin. Les avis sont transmis au gestionnaire du réseau dans un délai de trente jours à compter de la réception des demandes d'avis. A défaut d'être rendus dans le délai prévu dans cet article, les avis sont réputés favorables.

Préalablement à l'établissement du projet de plan de développement, le ministre consulte le ministre compétent pour le Milieu marin au sujet des parties du projet de plan de développement concernant les adaptations du réseau de transport nécessaires au raccordement au réseau de transport d'installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer (article 5 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

13. Après prise en considération par le gestionnaire de réseau des avis de la CREG et du ministre compétent pour le milieu marin dans le projet de plan de développement, ELIA procède à l'évaluation des incidences du projet de plan de développement sur l'environnement, en application des dispositions prévues par les articles 9 à 14 de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement (article 7 de l'arrêté royal du 20 décembre 2007).

14. Les articles 9 à 11 et 13 comportent enfin la procédure d'approbation du plan de développement par le ministre et la publication de celui-ci.

2. ANTECEDENTS

15. Le Comité de Collaboration (ci-après "CdC"), mis en place en décembre 2020, s'est réuni à 13 reprises depuis le début des travaux d'élaboration du plan de développement fédéral. La CREG a participé à l'ensemble de ces réunions qui se sont déroulées entre le 11/12/2020 et le 06/09/2022, à l'exception de celle organisée le 04/08/2022.

16. Le 15 juin 2022, la CREG a reçu une première version du projet de plan de développement fédéral. Après une première lecture, elle a envoyé ses questions à Elia par e-mail le 29 juin 2022. Ces questions ont été discutées lors des réunions des 5 et 12 juillet 2022.

17. Le 17 août 2022, la CREG a reçu le projet de Plan de développement fédéral 2024-2034 accompagné d'une demande d'avis.

3. REMARQUES SUR LE PROJET DE PLAN DE DEVELOPPEMENT 2024-2034

18. Le projet de plan de développement 2024-2034 (ci-après : le plan de développement) se compose de l'*executive summary*, de 6 chapitres et des annexes :

- 1) Contexte
- 2) Outlook
- 3) Identification des besoins du système
- 4) Evolution du système horizontal belge
- 5) Evolution du système vertical belge
- 6) Projets pour une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau

19. Vu le délai limité dont dispose la CREG pour émettre son avis, la CREG limite ses remarques aux points importants et aucune remarque n'est faite en ce qui concerne la forme et les petites erreurs matérielles.

3.1. REMARQUES GÉNÉRALES

3.1.1. Participation des acteurs du marché à la rédaction

20. La CREG souhaite souligner que, depuis le précédent plan de développement fédéral, un nouveau cadre a été mis en place par Elia dans le but d'améliorer la participation des acteurs de marché à l'élaboration du plan de développement fédéral. En particulier, Elia a mis en place une Task Force Scénarios⁷ dont l'objectif est de développer, en étroite collaboration/co-création avec les acteurs de marché, des scénarios qui seront soit proposés, soit utilisés par Elia dans le cadre des différentes études prospectives réalisées par Elia. Les scénarios développés dans le cadre du processus de co-création avec les membre de la Task Force ont également été soumis à consultation publique et constituent la base directe des scénarios utilisés dans le plan de développement fédéral. Les documents échangés entre les parties prenantes, les consultations publiques, les résultats, les présentations des ateliers organisés en 2021 ainsi que les termes et références de la Task Force sont disponibles sur le site web d'Elia⁸.

21. Cependant, la CREG regrette que la participation des acteurs de marché à la rédaction du plan de développement soit limitée au processus d'élaboration des scénarios. La CREG estime particulièrement important, et comme déjà souligné dans son avis sur le précédent plan de développement fédéral, que les divers acteurs de marché soient d'emblée associés à la rédaction du plan de développement fédéral, pour par exemple en améliorer l'accessibilité.

⁷ La mise en place de cette Task Force a été faite dans le cadre d'un incitant discrétionnaire proposé par Elia pour l'année 2021.

⁸ <https://www.elia.be/fr/users-group/groupe-de-travail-belgian-grid/task-force-scenarios>

3.1.2. Facilitation du processus d’approbation du plan de développement

22. Conformément à l’arrêté royal du 20 décembre 2007⁹ relatif à la procédure d’élaboration, d’approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d’électricité, le projet de plan de développement couvrant la période 2024-2034 a été élaboré en collaboration avec le Bureau Fédéral du Plan et la Direction générale de l’énergie.

23. Dans le but de formaliser cette coopération, et afin d’améliorer le processus d’approbation du plan de développement fédéral couvrant la période 2024-2034, un Comité de Collaboration (ci-après “CdC”) a été mis en place en décembre 2020. Celui-ci est composé de représentants du SPF Economie, du Bureau fédéral du Plan, du Cabinet de la Ministre de l’Energie, d’Elia et de la CREG. Le CdC s’est réuni à 13 reprises depuis sa mise en place et le début des travaux d’élaboration du plan.

24. La fréquence et le contenu des réunions ont permis aux membres du Comité d’être tenus informés par Elia de manière régulière de l’avancée des travaux d’élaboration du plan. Ces réunions ont notamment permis aux différentes parties de discuter de la structure du plan, de la stratégie de communication à mettre en place, du calendrier de mise en œuvre, des résultats des différentes études menées dans le cadre de l’élaboration du plan de développement fédéral, des éléments clés de certaines parties du plan, etc.

25. Cependant, la CREG regrette que la mise en place de ce Comité n’ait pas permis une participation plus active des membres du CdC aux travaux d’élaboration du plan. En particulier, la CREG regrette que les choix méthodologiques relatifs aux différentes études n’aient pas fait l’objet de discussions détaillées au sein du Comité et que les résultats présentés par Elia aient été principalement traités d’un point de vue qualitatif.

26. Enfin, la CREG a été informée de manière informelle par Elia du contenu du plan de développement fédéral plusieurs semaines avant son envoi officiel, ce qui a effectivement permis de faciliter la rédaction du présent avis pour lequel la CREG dispose d’un délai légal de seulement trente jours calendrier.

3.1.3. Cost Benefit Analysis ou CBA

27. Les informations concernant la méthodologie utilisée pour l’analyse coûts-bénéfices (ci-après “CBA”) pour les projets dans le système horizontal sont présentées dans la section 1.4.5 du plan de développement fédéral. La CREG est d’avis que ces informations doivent être davantage détaillées et, en particulier, que les hypothèses retenues doivent être clarifiées.

28. Pour le calcul du bien-être socio-économique en Belgique/Europe pour les différents projets transfrontaliers, la CREG propose d’explicitier, pour chaque évaluation, quel réseau de référence est pris en compte et quelle méthode est utilisée : TOOT (Take One Out at the Time) ou PINT (Put In one at the Time). La CREG estime que ces informations par projet sont essentielles pour rendre compte de l’interdépendance des projets. Ainsi, il apparaît clairement si un investissement est conditionné à un autre investissement et si l’impact sur le bien-être de la totalité des investissements est égal à la somme de l’impact chiffré pour chaque investissement individuel.

29. De plus, la CREG remarque que les résultats des CBAs calculées pour les projets transfrontaliers ne sont pas présentés dans leur totalité dans le plan de développement. Les résultats concernant la variation des paramètres de réseau (indicateur B5) et l’incidence sur la sécurité d’approvisionnement

⁹ https://www.ejustice.just.fgov.be/doc/rech_f.htm

(indicateur B6) ne figurent par exemple pas dans le plan. Ces indicateurs sont pourtant considérés par Elia comme étant “pertinents” pour le plan de développement fédéral.

30. En outre, la CREG souhaite signaler que les CBA constituent toujours une boîte noire pour la CREG et qu'il lui est difficile de vérifier les chiffres. Par exemple, il y a une différence dans la CBA pour certains projets d'interconnexion entre la version draft du 15 juin 2022 et la proposition officielle du 17 août 2022. Lors du comité de coopération du 6 septembre 2022, Elia a expliqué que la différence est due aux rentes de congestion qui n'ont pas été incluses dans le draft du 15 juillet. La CREG est incapable d'identifier ces « erreurs » étant donné que le calcul lui-même est donc une boîte noire et qu'elle ne dispose des résultats que sous forme de graphiques.

3.2. CONTEXTE

31. Au chapitre 1er, Elia présente le cadre légal spécifique au plan de développement fédéral, les axes de développement du réseau, la méthodologie de développement du réseau ainsi que les principes directeurs des activités d'Elia.

32. Elia a identifié cinq axes de développement du réseau de transmission (section 1.3 du plan de développement) :

- Développement européen et sécurité d'approvisionnement;
- Durabilité;
- Clients et gestionnaires du réseau de distribution;
- Fiabilité de l'approvisionnement énergétique local; et
- Conformité fonctionnelle et technologique.

33. Dans la section 1.4 du plan de développement, Elia détaille la méthodologie utilisée pour l'identification des projets du plan. Celle-ci est constituée de quatre étapes successives. Dans un premier temps, plusieurs scénarios sont élaborés. Ces scénarios sont ensuite utilisés pour mener différentes études qui permettent à Elia de déterminer les besoins en capacités de transmission futures, en mesures nécessaires pour garantir la stabilité du système et en remplacement ou mise à niveau des équipements obsolètes. Pour cela, Elia réalise les études suivantes :

- Études de marché ;
- Études des flux de charge ;
- Études de stabilité du système ; et
- Modèles d'état et de performance des équipements.

34. Une fois les besoins du système identifiés, des projets spécifiques sont développés afin de répondre aux différents besoins de la manière la plus rentable possible. C'est la phase de développement de la solution. Elia indique qu'il est toujours examiné si une maximisation de l'infrastructure existante est envisageable afin de répondre aux besoins identifiés, et ce avant d'envisager le développement de nouvelles infrastructures. Le développement de nouveaux produits et services peut également être envisagé pour répondre à ces besoins. En dernier lieu, et si les options précédentes s'avèrent insuffisantes, Elia examinera un renforcement ou une extension du réseau de transport. Les solutions retenues sont évaluées à la lumière de six critères :

- Sécurité;

- Fiabilité;
- Robustesse;
- Efficacité économique;
- Durabilité;
- Acceptabilité.

35. Enfin, le portefeuille de projets ainsi obtenu est géré de manière dynamique.

36. Les remarques de la CREG sur le développement de scénarios et l'identification des besoins du système sont formulées aux sections 3.3 et 3.4 du présent avis.

37. Concernant les différentes études réalisées par Elia pour les besoins du plan de développement fédéral, la CREG estime que, pour rendre un avis étayé sur la nécessité et la valeur ajoutée des différents projets du plan de développement, davantage d'informations quantitatives sont nécessaires, tant sur la méthodologie que sur les résultats de ces études.

38. Enfin, la CREG regrette que, dans le plan de développement fédéral, Elia se contente de présenter les solutions retenues pour répondre aux besoins identifiés. Par souci de transparence, la CREG estime important de connaître l'ensemble des solutions envisagées et envisageables pour répondre à un besoin particulier ainsi que les raisons pour lesquelles les solutions alternatives ont été écartées.

39. Concernant les différents critères évalués (voir § 31 ci-dessus), la CREG estime que le plan de développement devrait contenir des explications sur la manière dont ces critères d'évaluation sont pris en compte dans l'élaboration de la solution et sur la manière dont ils sont éventuellement quantifiés.

3.3. OUTLOOK

40. Au chapitre 2, Elia traite notamment du cadre de développement des scénarios, du processus de développement des scénarios, et en particulier des storylines sous-jacentes, de la quantification des scénarios ainsi que des résultats du "market dispatch".

41. Comme déjà mentionné dans la section 3.1.1., Elia a mis en place en 2021 la « Task Force Scénarios » dont l'objectif est de développer, en étroite collaboration/co-création avec les acteurs de marché, des scénarios qui constituent la base directe des scénarios utilisés dans le plan de développement fédéral.

42. Au total, six scénarios ont été élaborés pour le plan de développement fédéral. Cinq de ces scénarios ont été élaborés dans le cadre de la « Task Force Scénarios ». Ils sont donc le fruit d'un processus de co-création et ont fait l'objet d'une consultation publique. Un scénario supplémentaire, le scénario "ReEU", a été élaboré par Elia suite à la publication du plan "RePowerEU" par la Commission Européenne. Ce scénario tient également compte de la décision du gouvernement belge de prolonger l'exploitation de 2 GW du parc nucléaire¹⁰.

43. Trois scénarios ont été élaborés pour l'horizon 2030, dont le scénario "ReEU". Cinq scénarios ont été élaborés pour l'horizon 2040 ("Established Policies") et 2050 ("Global Import", "Large Scale e-

¹⁰ Les autres scénarios ne tiennent pas compte de cette décision.

RES”, “e-Prosumers” et “Flex+”)¹¹. La CREG note que le scénario “Established Policies” est le seul scénario à ne pas atteindre l’objectif de neutralité carbone en 2050, tel que défini au niveau européen par le “Green Deal”.

44. Ayant participé au processus de co-crédation des scénarios¹², la CREG n’a pas de remarques spécifiques à formuler sur les scénarios élaborés pour le plan de développement fédéral. En outre, du point de vue de la transparence, la CREG se félicite que pour chaque scénario, les valeurs des paramètres soient énumérées et fassent partie du plan de développement fédéral.

3.4. IDENTIFICATION DES BESOINS DU SYSTÈME

45. Le chapitre 3 est consacré à l’explication des études réalisées par Elia dans le but d’identifier les besoins du système. Ce chapitre traite notamment des besoins liés au développement de la capacité de transport transfrontalière et offshore, au développement du réseau interne de 380 kV, à la stabilité du système, à l’électrification du secteur résidentiel et au déploiement massif des énergies renouvelables décentralisées. Il donne également un aperçu des besoins de remplacement.

46. En ce qui concerne les besoins liés au développement des liaisons transfrontalières et offshore, ENTSO-E réalise tous les deux ans une étude qui consiste à identifier les besoins du système au niveau européen (étude TYNDP IoSN). Cette étude est réalisée dans le cadre du processus de développement du TYNDP. La dernière version de l’IoSN a été publiée en août 2021 pour le développement du TYNDP 2022. Elle examine les besoins à l’horizon 2030 et 2040.

47. Pour les besoins du plan de développement fédéral, Elia a réalisé une étude complémentaire à l’étude TYNDP IoSN. Cette étude (aussi appelée étude KARI) propose une optimisation simultanée des infrastructures électriques onshore et offshore, tout en tenant compte de la possibilité d’utiliser des interconnexions hybrides.

48. Elia indique que la principale différence entre les deux études réside dans le fait que, si les capacités des sources d’énergie renouvelable en mer sont considérées comme des données d’entrée fixes dans l’étude TYNDP IoSN, dans l’étude Elia, elles sont optimisées en même temps que les besoins en infrastructures. L’étude KARI cherche ainsi une intégration optimale des sources d’énergie renouvelable en mer (et plus particulièrement de l’éolien en mer) en Europe vers 2035.

49. La CREG est d’avis que les informations fournies par Elia concernant la méthodologie utilisée pour les différentes études relatives à l’identification des besoins du système, et notamment en ce qui concerne l’étude KARI, sont trop limitées. La CREG estime, que pour rendre un avis étayé sur cette partie du plan de développement fédéral, davantage d’informations quantitatives sont nécessaires, tant sur la méthodologie (notamment en ce qui concerne le réseau de référence, les hypothèses générales et les algorithmes utilisés) que sur les résultats.

50. En particulier, pour ce qui est des résultats relatifs au développement du réseau interne de 380 kV, la CREG estime que ceux-ci devraient fournir une représentation et une analyse du nombre d’heures de congestion par élément de réseau, de l’ampleur de la surcharge et de l’impact sur les écarts de prix avec les pays voisins pour les différents scénarios et horizons de temps, tant pour le réseau de référence que pour le plan de développement proposé. Les figures présentées dans les sections 3.3.3, 3.3.4 et 3.3.5 sont insuffisantes à cet égard. La CREG note avoir reçu en juillet 2022 – en tant que membre du CcC- les résultats quantifiés concernant la surcharge sur le réseau interne de 380 kV dans un document séparé. Au vu de la pertinence de ces informations pour valider et justifier les

¹¹ Le scénario “FitFor55” a été élaboré pour l’horizon 2030 et décliné en plusieurs scénarios pour l’horizon 2050 (“Global Import”, “Large scale e-RES”, “e-Prosumers” et “Flex+”).

¹² La CREG est membre de la TF Scenarios mise en place par Elia en 2021.

projets de renforcement proposés, la CREG propose d'intégrer ces résultats quantifiés dans le plan de développement fédéral.

51. De plus, dans la mesure où l'étude KARI est une étude interne à Elia, qu'elle n'a pas été rendue publique, qu'elle a été réalisée pour la première fois pour le plan de développement fédéral 2024-2034 et qu'elle porte sur l'identification des besoins au niveau européen, la CREG estime que l'étude et ses résultats auraient dû faire l'objet d'un examen par les pairs ("peer review"), dans le cas où cela n'a pas été déjà fait. La CREG aurait également souhaité qu'Elia indique si les résultats de l'étude ont été présentés et discutés avec les autres gestionnaires de réseau de transport européens ou au sein d'ENTSO-E.

52. Enfin, la CREG regrette qu'Elia n'ait pas explicité dans quelle mesure les projets de recherche et développement (projets R&D) sur lesquels elle travaille actuellement contribuent ou contribueront à répondre aux besoins liés à la stabilité du système ou qui découlent de l'électrification du secteur résidentiel, du déploiement massif des énergies renouvelables décentralisées ainsi qu'en ce qui concerne les besoins de remplacement. A titre d'exemple, Elia travaille sur le développement d'une stratégie plus efficace de maintenance et de remplacement de ses actifs avec les projets Asset Condition & Control (ACC) et ACC 2.0. De nombreux projets R&D sont également développés par Elia afin de répondre aux problèmes qui découlent de l'intégration des énergies renouvelables (décentralisées). La CREG tient à rappeler qu'Elia bénéficie d'un incitatif pour les projets R&D inclus dans le Plan Innovation 2022 et qui ont été approuvés par la CREG¹³.

3.5. EVOLUTION DU SYSTÈME HORIZONTAL BELGE

53. Dans ce chapitre, Elia explique les différents projets de renforcement et d'extension du réseau interne de 380 kV.

3.5.1. L'île énergétique belge - expansion du MOG

54. Dans la description générale du projet « île énergétique », les cabines 66 kV sont entre autres citées comme infrastructure de l'île. La CREG rappelle la question soulevée par la Task Force Offshore du 13 juin 2022, à savoir s'il est préférable de raccorder les câbles intérieurs à 132 kV plutôt qu'à 66 kV. Si le plan de développement actuel est approuvé tel quel, le choix est fait.

¹³ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b658e/74>

3.5.2. Raccordement de la zone Princesse Elisabeth et projets d'interconnexion à la capacité de réception de Stevin, Ventilus et Boucle du Hainaut

55. Sur la base de tous les projets en mer du Nord mentionnés dans le Plan de développement, une capacité de raccordement onshore de 9,2-9,6 GW est nécessaire :

- Première zone offshore : 2,3 GW
- Zone Princesse Elisabeth : 3,1 -3,5 GW
- NEMOLink: 1 GW
- Nautilus : 1,4 GW
- Triton Link : 1,4 GW

La capacité de réception cumulée de Stevin, Ventilus et Boucle du Hainaut s'élève à 7 GW.

56. La CREG constate qu'en raison de l'inclusion de Triton Link et de l'augmentation de la capacité installée de la zone Princesse Elisabeth, la capacité de réception déjà prévue de 7 GW n'est pas suffisante pour combiner la production maximale des parcs éoliens offshore avec les importations maximales via les câbles HVDC. Contrairement au plan de développement fédéral 2020-2030 approuvé, un raccordement avec accès permanent de la zone Princesse Elisabeth ne peut plus être assuré et, dans le plan de développement actuel, la zone Princesse Elisabeth fait partie d'une interconnexion hybride. Des choix devront donc être faits pour utiliser de manière optimale cette capacité rare du réseau et pour résoudre les éventuels problèmes de congestion, dans le respect de la réglementation européenne. Il s'agit notamment de choix relatifs au modèle de marché et au contrat standard de raccordement. Les hypothèses à cet égard ne sont pas explicitées dans le plan de développement fédéral.

57. Pour que la procédure d'appel d'offres de la zone Princesse Elisabeth se déroule correctement, la CREG estime qu'il est crucial que ces conditions connexes soient claires pour toutes les parties du marché avant le début de la procédure d'appel d'offres. Ces conditions connexes doivent donc faire l'objet d'une consultation et d'une approbation préalables.

3.5.3. Triton Link

58. Le projet d'interconnexion entre le Danemark et la Belgique, Triton Link, est soumis à une approbation conditionnelle. Elia le présente comme suit : « *L'obtention de fonds suffisants, dont le niveau sera déterminé ultérieurement, est la condition de la décision d'investissement pour ce projet* ». Ce projet devra prendre en compte l'évolution du dossier *offshore grid* européen dans les mers du Nord.

59. Les premières analyses dont dispose la CREG montrent que la CBA est positive au niveau européen, mais négative au niveau belgo-danois. En outre, aucun accord officiel n'a encore été conclu sur la répartition du coût de +/- 3,5 milliards d'euros. Afin que les consommateurs belges ne courent pas le risque que leurs coûts soient supérieurs aux bénéfices, la CREG recommande qu'en cas d'approbation conditionnelle de cet investissement, les conditions soient clairement quantifiées afin d'éviter toute discussion inutile par la suite.

3.6. EVOLUTION DU SYSTÈME VERTICAL BELGE

60. Dans ce chapitre, Elia décrit la vision générale du développement des réseaux 220 kV, 150 kV et 110 kV avant de détailler les investissements nécessaires au développement du réseau dans les dix provinces belges et la région de Bruxelles-Capitale.

61. La CREG partage la vision générale d'Elia pour le développement du réseau "vertical" telle qu'exposée dans la partie 5.1 du plan de développement fédéral :

- Découplage des réseaux de transport 220 kV et 150 kV;
- Amélioration de la tenue aux courts-circuits des postes 150 kV;
- Intégration de la production centralisée et décentralisée;
- Besoin de capacité de transformation supplémentaire vers la moyenne tension à la suite de la hausse des prélèvements dans le réseau à moyenne tension;
- Investissements de remplacement;
- Rationalisation des réseaux de transport local 36 kV et 70 kV par une évolution vers des niveaux de tension plus élevés; et
- Considération de l'usage de la flexibilité.

62. Dans son avis, la CREG ne se prononce pas sur les projets proposés au niveau provincial.

3.7. PROJETS POUR UNE UTILISATION OU UNE GESTION PLUS EFFICACE DU RÉSEAU

63. Le chapitre 6 est consacré à la présentation des projets développés par Elia dans le but de rendre l'utilisation ou la gestion du réseau plus efficace.

64. La CREG constate qu'aucune information sur les coûts n'est fournie par Elia concernant les projets développés dans ce cadre. Sans information sur les coûts, la CREG n'est pas en mesure de se prononcer sur la valeur ajoutée de ces projets.

65. De plus, la CREG regrette qu'Elia n'ait pas explicité dans quelle mesure les projets de recherche et développement (projets R&D) sur lesquels elle travaille actuellement contribuent ou contribueront à une utilisation ou une gestion plus efficace du réseau. La CREG tient à rappeler qu'Elia bénéficie d'un incitant pour les projets R&D inclus dans le Plan Innovation 2022 et qui ont été approuvés par la CREG¹⁴.

¹⁴ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b658e/74>

3.8. IMPACT TARIFAIRE DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

66. L'approbation des tarifs du réseau de transport est une compétence exclusive du régulateur. Environ 80 % des budgets d'Elia (sur la base desquels les tarifs sont fixés) sont co-déterminés par le programme d'investissement. L'amortissement des investissements réalisés dans le cadre du plan de développement représente directement environ 23 % des budgets approuvés du gestionnaire de réseau. Les coûts opérationnels gérables tels que les frais de personnel et l'achat de biens et de services représentent 45 % des budgets approuvés et sont indirectement influencés par le programme d'investissement d'Elia.

67. L'un des objectifs du trilemme de l'énergie est un système abordable. La CREG constate qu'un aperçu du coût total des investissements qui sont (conditionnellement) soumis pour approbation n'est disponible nulle part dans le document. Le plan de développement ne donne que le CAPEX des projets d'interconnexion¹⁵ suivants.

Projet	Coût (milliards d'EUR)
Nautilus	0.600
Alegro II	0.600
Lonny-Achene-Gramme	0.105
Van Eyck Maasbracht	0.071
Triton	1,44
Total	2,82

Le coût du MOG II, de Ventilus, de la Boucle du Hainaut et d'autres renforcements de la dorsale interne n'est donc pas inclus dans ces 2,82 milliards d'euros. Sur la base des chiffres figurant dans le dossier de conception du MOG II¹⁶ et des estimations antérieures de Ventilus et de la Boucle du Hainaut¹⁷, le coût du plan de développement actuel est d'au moins 6,6 milliards d'euros. La RAB ou Regulated Asset Base d'Elia est la base de la fixation des tarifs.

Étant donné que la valeur de la RAB était de 5,22 milliards d'euros au 31 décembre 2021, il est fort probable que l'approbation de ce plan de développement entraînerait mécaniquement au moins un doublement des tarifs du réseau de transport sur une période de 10 ans.

68. La CREG rappelle qu'elle doit accepter les coûts des investissements approuvés par le Plan de développement fédéral. La CREG ne peut que vérifier le caractère raisonnable des coûts (d'investissement).

¹⁵ Le coût total de Triton est de 3,590 milliards d'euros. Dans le tableau ci-dessus, 40% est attribué aux consommateurs belges tels que notifiés par Elia.

¹⁶ Le coût de la solution de référence est de 2,2 milliards d'euros dans le dossier soumis le 18 octobre 2021.

¹⁷ Le coût de Ventilus et de la Boucle du Hainaut est provisoirement estimé à 1,6 milliard d'euros pour un tracé en surface.

4. CONCLUSION

Pour le projet de plan de développement 2024-2034 de la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, la CREG recommande ce qui suit :

- Demander au gestionnaire de réseau une estimation du coût total du plan proposé avant de l'approuver, car le caractère abordable est l'un des trois objectifs du trilemme énergétique et ce coût devrait être tel qu'il va entraîner une augmentation importante des tarifs de réseau de transport d'électricité ;
- En cas d'approbation conditionnelle du projet Triton Link, quantifier clairement les conditions ;

Pour la rédaction de prochains plans de développement, la CREG recommande, en plus des éléments cités au paragraphe précédent, ce qui suit :

- lors de la rédaction des prochains plans de développement fédéraux, impliquer d'emblée les différents acteurs du marché. A cette fin, Elia pourrait régulièrement organiser des ateliers ouverts à tous les utilisateurs du réseau ;
- de fournir davantage d'informations quantitatives sur les différentes études réalisées dans le cadre du plan de développement, aussi bien en ce qui concerne la méthodologie que les résultats de ces études. La CREG estime que ces informations sont nécessaires pour rendre un avis étayé sur la nécessité et la valeur ajoutée des différents projets du plan de développement ;
- d'intégrer les résultats quantifiés concernant la surcharge sur le réseau interne de 380 kV obtenus dans le cadre des études pour l'identification des besoins du système, et tels que fournis séparément à la CREG ;
- de détailler davantage les informations sur la méthodologie de la CBA et de clarifier les hypothèses retenues pour chaque projet faisant l'objet d'une CBA. En outre, les résultats pour l'ensemble des indicateurs analysés dans le cadre de la CBA devraient être présentés dans le plan de développement fédéral ;
- de présenter l'ensemble des solutions envisagées et envisageables et pas uniquement les solutions retenues pour répondre aux besoins identifiés. De plus, le plan de développement devrait contenir des explications sur la manière dont les critères d'évaluation sont pris en compte dans l'élaboration de la solution et sur la manière dont ils sont éventuellement quantifiés ;

- des explications sur la contribution actuelle et/ou future des projets R&D sur lesquels Elia travaille actuellement aux besoins du système tels qu'identifiés par Elia.

////

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

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

ANNEXE 1

Elia Transmission Belgium SA, Projet de Plan de développement Fédéral du réseau de transmission 2024-2034, version provisoire (17/08/2022)

Version néerlandaise