

RAPPORT DE CONSULTATION

Rapport de consultation relatif à la consultation publique organisée dans le cadre du Plan de Développement Fédéral du réseau de transport (110 kV à 380 kV) pour la période 2024-2034.

03/03/2023

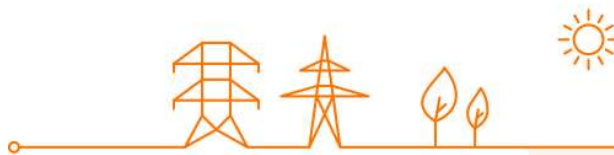


Table des matières

1.	Introduction	4
2.	Aperçu des réactions et avis	5
3.	Remarques reçues lors de la consultation publique	6
3.1.	Scénarios et hypothèses retenus	6
3.1.1.	Ambitions de la Région flamande	6
3.1.2.	Plan d'investissement décennal de Fluvius	6
3.1.3.	Quantification des données par région	7
3.1.4.	Cohérence avec le plan d'investissement pour la Région de Bruxelles-Capitale	7
3.1.5.	Demande en énergie totale	8
3.1.6.	Évolution de la consommation d'électricité	8
3.1.7.	Split de la zone d'enchères en Allemagne	9
3.1.8.	Scénarios adéquats	9
3.1.9.	Éolien offshore en Belgique	10
3.2.	Détection des besoins	11
3.2.1.	Localisation de la charge future	11
3.2.2.	Détection des besoins pour le scénario Global Import	11
3.2.3.	Behoeften tot de ontwikkeling van het interne net 380 kV	12
3.2.4.	Hypothesen Kari study	12
3.2.5.	Résultats de l'étude KARI	13
3.2.6.	Résonances dans la région côtière	14
3.2.7.	Capacité de transformation vers les réseaux de distribution	14
3.3.	Remarques générales sur le plan de développement	15
3.3.1.	Capacité d'accueil du réseau de transport belge	15
3.3.2.	Technologie HVDC	15
3.3.3.	Préoccupation à propos des projets du réseau 380 kV	17
3.3.4.	Fréquence de révision du plan	17
3.3.5.	Optimisation de l'infrastructure existante	17
3.3.6.	Superconducteurs	18
3.3.7.	Traitement des technologies novatrices	19
3.3.8.	Ambitions du plan	20
3.3.9.	Hexafluorure de soufre	20
3.3.10.	Circularité	20
3.3.11.	Transposition de câbles	21
3.3.12.	L'hydrogène comme vecteur d'énergie	21
3.3.13.	Sélection de projets	21
3.3.14.	Profits dans le cadre réglementé	22
3.3.15.	Cadre réglementaire Nemo Link	23
3.3.16.	Pylônes Wintrack	23
3.3.17.	Procédure d'autorisation pour installations complémentaires	23
3.3.18.	Gestion de la tension aux points de couplage	23
3.3.19.	Rationalisation des réseaux de transport locaux	24
3.3.20.	Cohérence avec les plans régionaux	24
3.3.21.	Déploiement de la flexibilité	25
3.4.	Projets d'investissement spécifiques	26

3.4.1.	Interconnexions supplémentaires et prolongation de plusieurs centrales nucléaires.....	26
3.4.2.	Raccordement de l'éolien de la zone Princesse Élisabeth via la France.....	27
3.4.3.	Cronos.....	27
3.4.4.	BE-DE II.....	28
3.4.5.	Nautilus.....	28
3.4.6.	TritonLink.....	29
3.4.7.	Remarques générales concernant les interconnecteurs.....	30
3.4.8.	Île Princesse Élisabeth – Conception du réseau.....	32
3.4.9.	Île Princesse Élisabeth – NID et impact environnemental.....	34
3.4.10.	Renforcement de l'axe Gezelle – Van Maerlant.....	35
3.4.11.	Choix technologique Ventilus & Boucle Du Hainaut.....	37
3.4.12.	Charge sur Ventilus.....	37
3.4.13.	Renforcement de la capacité de transport entre Doel et Mercator.....	37
3.4.14.	Propositions spécifiques concernant le système vertical.....	38
3.4.15.	Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge.....	38
3.5.	Analyse coûts-bénéfices.....	39
3.5.1.	Méthodologie CBA.....	39
3.5.2.	Impact du Contract-for-difference.....	41
3.5.3.	Calcul des annuités.....	42
3.5.4.	Pertes de réseau.....	42
3.5.5.	Split bien-être.....	43
3.6.	Impact sur les tarifs du réseau de transport.....	44
3.6.1.	Tarifs.....	44
3.6.2.	Compétitivité des centrales belges.....	46
3.7.	Transparence du plan de développement et parties prenantes.....	47
3.7.1.	Implication des parties prenantes.....	47
3.7.2.	Analyse des variantes.....	48
3.7.3.	Compensations.....	48
3.7.4.	Lisibilité du plan pour le grand public.....	49
3.7.5.	Réponse aux questions et remarques de la CREG.....	49
4.	Prochaines étapes.....	50
5.	Annexes.....	51

1. Introduction

En application de la loi du 13 février 2006¹, la consultation publique sur le plan de développement fédéral du réseau de transport 2024-2034 s'est déroulée du 2 novembre 2022 au 16 janvier 2023. Plusieurs réactions ont été formulées lors de la consultation publique – phase essentielle dans le processus d'élaboration d'un nouveau plan de développement –, dont 13 ont été classées comme non confidentielles. En outre, plusieurs avis ont été obtenus, comme le prévoit la loi.

Elia a examiné minutieusement toutes les réactions et tous les avis confidentiels et non confidentiels concernant le projet de plan de développement 2024-2034, et tâché d'apporter des adaptations et des précisions aux différents chapitres du plan de développement à la lumière de ces remarques, en s'efforçant d'en tenir compte autant que possible. Arcadis, le prestataire de services désigné par Elia pour réaliser l'évaluation stratégique environnementale (ESE ou SEA en anglais) du plan, a également pris en compte les commentaires et avis sur l'évaluation stratégique environnementale en préparant une déclaration finale, jointe en annexe de cette note de réponse.

L'objectif de cette note est de résumer les principaux éléments des réactions et avis non confidentiels, ainsi que de fournir une réponse à ces éléments en renvoyant (le cas échéant) aux passages modifiés du projet de plan de développement. Les réactions confidentielles ne sont pas incluses dans cette note et seront discutées et expliquées de façon bilatérale avec les parties prenantes concernées.

Les réactions et avis obtenus ont été divisés en un certain nombre de thèmes. Ces thèmes constituent la base de la structure de cette note. Un aperçu des réactions et des avis obtenus est systématiquement donné en premier lieu, suivi d'un certain nombre d'éléments de réponse.

¹ 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.

2. Aperçu des réactions et avis

Le Tableau 1 fournit une liste des 13 parties qui ont soumis une réaction non confidentielle au projet de plan de développement dans le cadre de la consultation publique.

Le Tableau 2 donne un aperçu similaire des avis supplémentaires émis.

Dans les deux tableaux, chaque réaction et avis se voit attribuer une abréviation qui sera utilisée tout au long du présent document pour désigner la partie concernée.

Tableau 1 : aperçu des réactions non confidentielles à la consultation publique

Jozef Feyaerts	[JFE]
Hilda Lateur	[HLA]
Korneel Verleden	[KVE]
Filip Vanaeken	[FVA]
Lesley Smeyers	[LSM]
Willy Vanwysberghe	[WVA]
currENT	[CUR]
Fluvius	[FLU]
Belgian Offshore Platform	[BOP]
Febeliec	[FBL]
FEBEG	[FBG]
BBL, Canopea, Greenpeace	[4SEA]
Joint statement FEBEG, EDORA, ODE, COGEN Vlaanderen and BOP	[FEOCB]

Tableau 2 : aperçu des avis complémentaires

Comité d'avis SEA	[SEA]
Autorité wallonne	[WAL]
Autorité flamande	[VL]
Gouvernement bruxellois	[BXL]
Conseil fédéral du développement durable	[CFDD]
BRUGEL	[BRUGEL]

Deux réactions qualifiées de confidentielles ont également été reçues.

Toutes les réactions non confidentielles seront publiées sur le site web d'Elia, au même titre que le présent rapport de consultation.

3. Remarques reçues lors de la consultation publique

3.1. Scénarios et hypothèses retenus

3.1.1. Ambitions de la Région flamande	
[VL]	Dit proces heeft dan ook als gevolg dat het voor ons niet duidelijk is welke beslissingen of prognoses van de Vlaamse Regering zijn meegenomen in het ontwikkelingsplan. Naast het Vlaams Energie- en Klimaatplan uit 2019 zijn in het licht van de verhoogde klimaatambitie en de energiecrisis verschillende aanvullende beslissingen genomen die een impact hebben op onder andere de ontwikkeling van decentrale productie, de uitrol van warmtepomp(boilers) of elektrificatie van wegtransport.

- (1) En ce qui concerne la question de savoir quelles mesures politiques au niveau flamand ont été prises en compte dans la préparation des scénarios du Plan de développement fédéral, nous pouvons confirmer que le scénario « Established Policies » (EP) est largement cohérent avec (et va généralement un peu plus loin que) les chiffres inclus dans le plus récent « Plan flamand Énergie-Climat 2021-2030 » et les autres décisions du gouvernement flamand, dans la mesure où ils contiennent des objectifs quantitatifs et ont été adoptés/publiés avant la fin de l'année 2021. Les autres scénarios de type « net-zero compliant » dépassent largement les ambitions du scénario « EP », notamment sur le plan de l'énergie renouvelable, de l'électrification et de l'efficacité énergétique. Comme indiqué dans le PDF, les scénarios du PDF ont été développés au sein d'une Task Force² spécialement mise en place pour développer les trames nécessaires aux études d'Elia (voir PDF, paragraphe 2.1.1.2 Impliquer les parties prenantes par le biais de la « Task Force Scénarios »). Ce groupe de travail était ouvert à toutes les personnes intéressées. Une fois les scénarios définis, ils ont été rendus publics par le biais d'une consultation publique.

3.1.2. Plan d'investissement décennal de Fluvius	
[VL]	Fluvius rondde kortgeleden voor het eerst zijn proces af voor de opmaak van een tienjarig investeringsplan. Dit investeringsplan kwam tot stand in nauwe samenwerking en in dialoog met de Vlaamse administratie, de regulator, het kabinet Energie en academi. Het ontbreekt aan inzicht in welke mate het ontwikkelingsplan van Elia dezelfde aannames gebruikt heeft als het investeringsplan voor het distributienet. Te verwachten valt dat er een wisselwerking is tussen beide spanningsniveaus en dat aannames voor beide plannen daarom best afgestemd worden. Bovendien lijkt het zo dat ELIA de voor Fluvius noodzakelijke upgrades van de transformatieposten niet heeft opgenomen in zijn ontwikkelingsplan. Zonder een degelijke afstemming tussen de beide netbeheerders is de kans reëel dat Fluvius zijn investeringen niet kan uitvoeren zoals gepland.
[FLU]	Immers gaan de plannen van Elia uit van een top down benadering waar de hypothesen van groei van onder meer grootschalige integratie van hernieuwbare energie, de doorgedreven elektrificatie op federaal vlak en het optimaal benutten van de bestaande infrastructuur om de investeringskosten onder controle te houden als belangrijke principes naar voor worden geschoven. Er wordt ons inziens te weinig rekening gehouden met de noodzakelijke interactie tussen de ontwikkeling van het transmissienet en deze van het distributienet. [...] We vragen dan ook concreet aan Elia om de distributienetbeheerders nauwer te betrekken bij de opmaak van de investeringsplannen zodat er maximaal en proactief rekening kan worden gehouden met de specifieke noden van de distributienetbeheerders op vlak van ter beschikking stellen van capaciteit, spanningshuishouding en de inzet van flexibiliteit.

- (2) Il est positif de constater que Fluvius travaille aussi activement sur une vision à long terme qui identifie les investissements nécessaires pour répondre aux évolutions de la transition énergétique. Elia regrette néanmoins que les échanges avec Fluvius n'aient pas pu avoir lieu de manière plus constructive avant ce processus de consultation. Elia a en effet reçu le nouveau plan d'investissement de Fluvius en juin 2022, date à laquelle toutes les études dans le cadre du PDF 2024-2034 étaient déjà terminées. Le PDF a été finalisé avant la demande d'avis légalement prévue à la CREG et au ministre de la Mer du Nord. Le plan d'investissement de Fluvius repose sur une nouvelle étude et des hypothèses sous-jacentes qui ne nous avaient pas été communiquées auparavant. Celles-ci n'ont donc pas été incluses dans le processus récurrent des prévisions de la charge du GRD. Par ailleurs, il convient de noter que tous les gestionnaires de réseaux de distribution ont été invités, par l'intermédiaire de Synergrid, à participer à la Task Force Scénarios (voir paragraphe (1)) et à apporter leur contribution.
- (3) Les défis liés à la neutralité climatique de notre société et la vague d'électrification qui en découle doivent être abordés de manière systémique et globale par tous les acteurs du secteur de l'énergie. Elia est convaincu que seule une approche coordonnée et cohérente entre la distribution et le transport peut relever ces défis.

² <https://www.elia.be/nl/users-group/werkgroep-belgian-grid/task-force-scenarios>

Bien que nous devons être alignés sur les hypothèses, le contexte d'un réseau de transport et celui d'un réseau de distribution ne sont pas les mêmes. Il en résulte une différence dans l'application des méthodologies et des hypothèses pour Elia ou d'autres gestionnaires de réseaux de distribution. C'est pourquoi nous avons récemment entamé un **processus de collaboration** avec Fluvius et d'autres gestionnaires de réseaux de distribution afin de partager des idées, de comparer les hypothèses et les résultats (en rapport avec les thématiques susmentionnées) et de les aligner davantage à l'avenir. Un tel processus prendra un certain temps. De plus, ses résultats ne seront pas encore traduits dans le présent PDF.

3.1.3. Quantification des données par région	
[VL]	Mochten alle beslissingen zijn meegenomen in de aannames van het plan, dan nog maakt het plan ook geen onderscheid tussen de drie Gewesten. Worden aannames met betrekking tot warmtepompen gelijkmatig over België verdeeld of wordt rekening gehouden met verschillen in de prognoses tussen de drie Gewesten?
[FLU]	Verdere duiding van de hypothesen op niveau van gewesten en koppelpunten zou de transparantie verhogen en moet de distributienetbeheerders toelaten om de assumpties en de impact ervan te evalueren en waar nodig in functie van hun eigen bottom-up scenario's bij te sturen.

- (4) Pour réaliser des études de réseau spécifiques, les «chiffres macro» du paragraphe (1) (c'est-à-dire les chiffres pour la Belgique dans son ensemble) sont traduits dans le modèle de réseau Elia. Cela signifie plus concrètement que les augmentations de charge (telles que les pompes à chaleur) et l'intégration de l'énergie renouvelable sont attribuées à certains noeuds sur la base de certaines clés de répartition qui tiennent compte de divers facteurs (potentiel géographique, densité de population, etc.). Un profil journalier national a été appliqué pour déterminer quelle sera la charge future due aux pompes à chaleur dans les modèles de réseau. La répartition actuelle et future du nombre de pompes à chaleur a été effectuée selon une clé de répartition basée sur le nombre d'habitations dans chaque commune (source : Statbel). À cet égard, Elia tient toujours compte des prévisions de charge les plus récentes reçues des gestionnaires de réseaux de distribution.
- (5) Une interprétation détaillée des hypothèses se fera dans le cadre du processus de collaboration (paragraphe (3)) initié avec les GRD. Elia estime que l'ajout des détails jusqu'au niveau régional dans le plan de développement fédéral n'est pas pertinent pour les décisions à prendre dans le cadre du plan fédéral.

3.1.4. Cohérence avec le plan d'investissement pour la Région de Bruxelles-Capitale	
[BRUGEL]	BRUGEL vraagt daarom dat het volgende gewestelijk ontwikkelingsplan voor Brussel realistische scenario's zou bevatten voor de geraamde behoeften op het vlak van mobiliteit en elektrische verwarming.
[BXL]	De regering steunt de onderstaande verzoeken van Brugel met het oog op een doeltreffendere opvolging van de volgende gewestelijke ontwikkelingsplannen: [...] ▪ dat het volgende gewestelijke ontwikkelingsplan voor Brussel realistische scenario's omvat van de geraamde behoeften voor mobiliteit en elektrische verwarming.

- (6) Elia et Sibelga ont entamé un processus de collaboration pour développer une vision commune de l'évolution de la consommation au niveau des différents nœuds de la Région de Bruxelles-Capitale. Le prochain plan de développement régional comportera un bilan de ce processus.

3.1.5. Demande en énergie totale

[4SEA]	Une étude de sensibilité incluant des scénarios low demand devrait permettre de mettre en lumière les avantages économiques de la réduction de la demande, sans compromettre l'électrification du secteur de l'énergie.
[CFDD]	De raad is van mening dat de Belgische energievraag zeer groot is en dat er nog veel mogelijkheden zijn om deze vraag te verminderen door een betere energie-efficiëntie.

- (7) Pour le processus concernant la définition du cadre et des hypothèses générales, telles que le niveau d'efficacité énergétique, nous renvoyons aux explications du paragraphe (1). Les questions spécifiques concernant l'ajout de certaines sensibilités doivent être posées dans ce cadre, car elles doivent être élaborées à l'avance. C'est également la raison pour laquelle une consultation publique spécifique a eu lieu concernant ce cadre. Il semble approprié que les parties susmentionnées participent à la Task Force Scénarios pour la prochaine édition, afin d'inclure ces commentaires le plus tôt possible dans le processus.
- (8) Les scénarios inclus dans le plan tiennent compte d'une large fourchette allant de 115 à 166 TWh en 2050. Cette fourchette a été définie selon plusieurs études, par exemple l'étude la plus récente d'EnergyVille³ dans ce contexte. Par ailleurs, la Commission européenne a calculé que pour atteindre les objectifs FF55 et RepowerEU en 2030, la Belgique devra avoir une consommation électrique de plus de 110 TWh. Nous remarquons également que dans chaque scénario, il est question d'une réduction de la demande totale d'énergie en raison d'une efficacité énergétique déjà fortement accrue. Cependant, c'est dans les scénarios avec le plus haut degré d'électrification que la demande totale d'énergie la plus basse est atteinte, en raison de la haute efficacité inhérente à l'électrification.
- (9) Nonobstant les points susmentionnés, il s'agit d'une observation intéressante qu'il est préférable de prendre en compte dans les discussions sur les scénarios des études futures. Toutefois, cela ne change pas, à notre avis, les conclusions du présent plan en ce qui concerne les investissements nécessaires. La « Figure 2.15 Évolution de la demande annuelle totale d'électricité en Belgique dans les scénarios du PDF en TWh » montre en effet que la charge totale de 108 TWh mentionnée par [4SEA] à l'horizon 2050 se situe dans la fourchette de la charge des scénarios du PDF en 2035. Les projets soumis pour approbation restent pertinents (et même nécessaires) dans un tel cas.

3.1.6. Évolution de la consommation d'électricité

[FBL]	As Febeliec has expressed several times at the occasion of public consultations or Task Force meetings on the strategic reserves or CRM, it is of crucial importance that adequate and realistic estimates are made on the evolution of grid load over the horizon of the development plan. The capacity needs will, in the following decade, increase by new investments or capacity extensions in generation and in load, but also by electrification of processes in industry, buildings and transports. On the other hand, increased auto-production, higher energy-efficiency and more system flexibility, and (unfortunately) divestments in some economic activities will reduce the grid needs. Febeliec invites Elia in its adequacy analyses to equally consider each of these evolutions and their impact on the future grid needs. Overinvestments will lead to unnecessary high grid tariffs for users and thus loss of competitiveness for industrial consumers.
-------	--

- (10) Dans les estimations concernant la charge future sur le réseau d'Elia, les projections du Bureau fédéral du Plan concernant l'électrification et les évolutions économiques sont prises en compte, lorsqu'elles sont disponibles. Celles-ci tiennent compte à leur tour des éléments susmentionnés, du moins implicitement. Dans ce contexte, nous renvoyons aussi à la section « 1.3.4 Fiabilité de l'approvisionnement électrique local » et à la « Figure 1.10 Principaux motifs déterminant la consommation d'électricité », en particulier.
- (11) L'objectif de l'utilisation d'un ensemble de scénarios à long terme divergents est de permettre une estimation transparente de l'impact des choix politiques, des tendances macroéconomiques et des évolutions technologiques. Les paramètres, la flexibilité et l'efficacité énergétique, mentionnés dans la remarque ci-dessus, ont été des éléments déterminants dans l'élaboration de ces scénarios, qui a été réalisée en collaboration avec la Task Force Scénarios (voir à ce sujet le paragraphe (1)). Tout ceci est schématisé dans la « Figure 3 : Scénarios servant de base au plan de développement ».

Ces scénarios ont ensuite été utilisés pour identifier les besoins du système (voir « Chapitre 3 : Identification des besoins du système ») et pour l'analyse coûts-bénéfices des projets ayant un impact transfrontalier, qui a été décrite en détail dans l'explication des projets au « Chapitre 4 : Évolution du système horizontal ». Les résultats montrent clairement que le portefeuille de projets proposé est à la fois robuste et nécessaire pour ce large éventail de perspectives possibles. Nous remarquons dans ce contexte que dans le large éventail de scénarios, la charge électrique varie considérablement : nous nous assurons ainsi que les projets proposés sont à la fois robustes et nécessaires dans les différents futurs possibles.

³ <https://perspective2050.energyville.be/>

- (12) Pour toute question relative aux études d'adéquation, nous renvoyons aux consultations publiques organisées dans ce cadre⁴.

3.1.7. Split de la zone d'enchères en Allemagne

[FBG]	In this respect, Elia should duly consider, in the scenarios analysis, a possible split of the German system. Indeed, this seems no longer to be an impossible scenario, and it would be a game-changer for potential loop-flows in Belgium or other neighboring countries of Germany but it would also change the economics of the CBA analysis performed by Elia.
-------	---

- (13) La configuration des zones d'enchères est en effet une hypothèse importante lors de l'élaboration et de la quantification des scénarios, mais aussi lors de l'analyse des besoins du système et de l'analyse coûts-bénéfices. Il est vrai que dans ce contexte, l'Allemagne a été considérée comme une seule et même zone d'enchères.

Des configurations alternatives seront évaluées dans le cadre d'une révision des configurations des zones d'enchères des offres au niveau européen, une tâche entreprise conjointement par les gestionnaires de réseaux de transport européens. Les configurations alternatives pour la région d'Europe centrale ont été proposées par ACER en août 2022 et comprennent, outre 4 variantes pour la scission de la zone en Allemagne, des alternatives pour les Pays-Bas, la France et l'Italie, ainsi qu'une combinaison de différentes scissions. Il faut noter ici qu'en ce qui concerne les 4 variantes de base pour la scission de la zone en Allemagne, il existe également la possibilité de revenir à 3 configurations de repli. La nécessité de pouvoir revenir à des configurations de repli a été confirmée fin 2022 (source : réunion du groupe consultatif ENTSO-E BZR du 14 décembre 2022).

En 2023, les gestionnaires de réseaux de transport européens procéderont à l'évaluation de toutes ces configurations alternatives pour lesquelles – selon le planning actuel – un rapport sera remis en février 2024 (source : réunion du groupe consultatif ENTSO-E BZR du 14 décembre 2022). Les États membres disposeront alors d'un délai de 6 mois pour prendre la décision de reconfigurer ou non leur zone d'enchères. Notons ici que l'horizon de référence de cette étude, à savoir 2025, interfère avec le déploiement des plans d'action dans le cadre de l'atteinte de l'objectif de 70 % au 1^{er} janvier 2026 (Clean Energy Package). L'Allemagne, entre autres, a un plan d'action en cours. Le règlement européen 2019/943 stipule à ce sujet que « *Au terme de la mise en œuvre d'un tel plan d'action, les États membres devraient avoir la possibilité de choisir s'ils optent pour une reconfiguration des zones d'enchères ou pour l'application aux congestions restantes d'actions correctives dont ils assument les coûts. Dans ce dernier cas, une reconfiguration de leur zone d'enchères ne devrait pas pouvoir avoir lieu contre la volonté de cet État membre, pour autant que les capacités minimales soient atteintes* ».

S'il n'est donc pas exclu que la configuration des zones d'enchères soit modifiée dans les pays voisins, il n'est pas non plus possible d'estimer avec précision le résultat final de ce processus. Il est encore trop tôt pour procéder à des analyses significatives dans le cadre du plan de développement fédéral 2024-2034.

3.1.8. Scénarios adéquats

[FBG]	On top of this, Elia assumes that in other countries security of supply is assumed guaranteed, limiting the important spikes in the neighboring countries.
-------	--

- (14) Ce point est discuté au paragraphe « 2.1.6.4 Rédaction de scénarios appropriés » et aligné avec la législation en vigueur : article 13 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité : « Le Plan de Développement tient également compte de la nécessité de disposer d'une capacité de réserve adéquate ». Une telle approche est précisément utilisée pour éviter que les questions de sécurité d'approvisionnement ne faussent la détermination des besoins de développement et des solutions concrètes pour les infrastructures de transport, ainsi que l'analyse coûts-bénéfices de ces projets. Des scénarios non adéquats conduiraient en effet à des bénéfices plus élevés pour des interconnexions supplémentaires.

⁴ https://www.elia.be/en/public-consultation/20221028_public-consultation-adequacy-study-2022-2032

3.1.9. Éolien offshore en Belgique

[BOP]	<p>BOP regrets that Elia takes the assumption that 8GW of offshore wind in Belgium is, in the most optimal scenario, only achieved by 2040. [...]</p> <p>Elia makes the assumption that additional growth in offshore wind in Belgium, beyond the 5.8 GW already planned, will only occur as of 2035; conveniently outside of the scope of this FDP. BOP is of the opinion that this additional growth can, and should, occur sooner, and that Elia must thus, already now, plan for the necessary grid investments. If not, we will see that for the third time in history, the grid development will be the delaying factor in offshore developments, instead of the enabling factor.</p>
-------	---

(15) Elia renvoie tout d'abord à la « Task Force Scénarios » (paragraphe (1)), qui est la plateforme appropriée pour mener de telles discussions. Ce processus a été achevé avant le conseil des ministres du 18 mars 2022, auquel BOP fait référence dans sa réaction. Une ambition de 8 GW d'énergie offshore avait donc déjà été prise en compte dans les scénarios, avant qu'une ambition gouvernementale concrète ne soit formulée.

(16) En ce qui concerne la formalisation de l'objectif et du calendrier, nous renvoyons au « Offshore Network Development Plan » ou aux « Plans stratégiques de développement intégré des réseaux offshore ». L'obligation d'élaborer de tels plans est décrite à l'article 14 du nouveau règlement TEN-E révisé⁵. Le 19 janvier, la mise à jour⁶ par les États membres des objectifs (non contraignants) par bassin maritime a été finalisée – (Article 14 - § 1er). L'ambition de 8 GW d'ici 2040 a ce faisant été confirmée.

Member State	Goal 2030 (GW)	Goal 2040 (GW)	Goal 2050 (GW)
Belgium	6	8	8
Denmark ⁵	5.3	19.3	35
Germany ⁶	26.4	60	66
Ireland ⁷	4.5	13	20
France ⁸	2.1	4.6 - 8	4.6 - 17
Luxembourg ⁹	-	-	-
Netherlands ¹⁰	16	30 - 50	38 - 72
Sweden ¹¹	-	-	-
Total for NSOG priority offshore grid corridor	60.3	134.9 - 158	171.6 - 218

Tabel 3: Non-binding agreement on goals for offshore renewable generation in 2050 with intermediate steps in 2040 and 2030 for priority offshore grid corridor Northern Seas offshore grids (NSOG) pursuant to Article 14(1) of the TEN-E Regulation (EU) 2022/869 – p3

(17) Des études sont en cours dans plusieurs services publics pour déterminer comment atteindre ces 2,2 GW supplémentaires de production d'énergie offshore. Plusieurs options sont envisagées : le repowering de la zone Est, une nouvelle zone de production d'énergie éolienne ou d'énergie solaire flottante. Les résultats de ces études sont essentiels pour déterminer la nécessité d'une infrastructure de transmission supplémentaire. Tout ceci est décrit plus en détail au point « § 4.2.5 Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge ». Elia souhaite indiquer dans ce contexte qu'elle est consciente que le déploiement de la production d'énergie renouvelable doit se faire suffisamment rapidement, et qu'elle fait donc de ces études une priorité en 2023 et 2024.

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R0869&from=EN>

⁶ https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2023-01-19_en

3.2. Détection des besoins

3.2.1. Localisation de la charge future

[VL]	<p>p. 184: <i>“Offshore windenergie in de Noordzee moet worden geëvacueerd naar de verbruikscentra, die verder landinwaarts liggen. Een toename van de belasting en/of een verplaatsing naar de kustgebieden kan worden onderzocht.”</i></p> <p>Wat betekent dit?</p>
------	---

(19) En raison du déploiement massif de la production éolienne offshore, le centre de gravité de la production d'électricité belge se déplace de plus en plus des sites de production domestiques traditionnels vers l'ouest du pays. L'électricité produite doit ensuite être transportée vers les principaux centres de consommation, qui se trouvent quant à eux plus à l'est. Pour les nouveaux consommateurs potentiels, en particulier les consommateurs électro-intensifs, il convient donc d'examiner s'il serait plus efficace, du point de vue du système, de les installer plus près du lieu de production de l'électricité, en l'occurrence à l'ouest du pays. Cette idée, formulée en tenant compte uniquement de la perspective du système électrique, mériterait d'être envisagée dans un cadre sociétal plus large, ce qui dépasse toutefois le champ d'application du plan de développement fédéral. Nous renvoyons pour le reste au paragraphe (32) où nous discutons des « **Hosting Capacity Maps** » dans un cadre plus général.

3.2.2. Détection des besoins pour le scénario Global Import

[VL]	<p>p. 199. <i>“Ook de nood aan de nieuwe corridors Ventilus en Boucle du Hainaut, met een ontwerpcapaciteit van 6 GW per as, wordt extra bevestigd: in 2035 zullen deze nog sterker gebruikt worden dan in 2030. De resultaten voor het scenario “Global Import” 2035, waarbij een additionele 600 MW aan offshore windproductie is aangesloten aan de kust, tonen bovendien aan dat een dergelijke verhoging van offshore windproductie nog (net) getransporteerd kan worden, binnen de huidige ontwerpcapaciteit van de nieuwe corridors. Dit op voorwaarde dat een verdere ontwikkeling van onshore windproductie in de kustregio, waarmee voor het ontwerp van beide corridors rekening werd gehouden, zich niet zou voltrekken.”</i></p> <p>Wat betekent dit?</p>
------	--

(20) La capacité d'accueil de 7 GW dans la région côtière belge, qui peut être atteinte par la réalisation des projets Ventilus et Boucle du Hainaut, devrait s'établir comme suit :

- ▶ ~ 2 GW d'éolien offshore (première zone) ;
- ▶ ~ 1 GW de Nemo Link® ;
- ▶ ~ 3,5 GW de l'île énergétique ;
- ▶ ~ 0,5-0,6 GW pour l'augmentation de la capacité d'accueil en Flandre occidentale pour de nouvelles unités de production, par exemple de nouveaux parcs éoliens onshore.

Il faut noter ici que ~ 300 MW de la production éolienne offshore existante sont raccordés à un niveau de tension inférieur, et seront plutôt consommés localement.

La question ci-dessus concerne les simulations réalisées dans le cadre du scénario « Global Import » à l'horizon 2035. Comme le montre la « Figure 2.20 Capacité installée de production d'électricité éolienne offshore en Belgique pour les différents scénarios [GW] », ce scénario comprend à l'horizon 2035 un total de 6,4 GW de production éolienne offshore, alors que la capacité d'accueil du projet ci-dessus prend en compte un total de 5,8 GW d'éolien offshore. Afin de réaliser l'évaluation des besoins avec cette variante, il a été supposé dans cet exercice que la marge de ~ 0,5-0,6 GW prévue ci-dessus avait été remplie par l'augmentation de 600 MW de la production éolienne offshore dans le scénario « Global Import » à l'horizon 2035.

3.2.3. Besoins tot de ontwikkeling van het interne net 380 kV

[BOP]	<p>The Nautilus interconnector is planned for commissioning in 2030. Why is this cable excluded and what would be the effect on the internal backbone? Is the integration of the offshore wind projects in the PEZ secured, without curtailments/redispach, for the first years following 2030, prior to the finalization of the planned reinforcements on the internal backbone?</p> <p>Furthermore, the grid connection capacity to shore from Nautilus and MOG 2 is constrained to 3.5GW in the offshore grid design proposed by Elia. What would be the loads on the internal backbone if the grid capacity to shore is increased to allow for the import of the full 4.9GW from the PEZ and the Nautilus interconnector into the Belgian onshore grid?</p>
-------	---

- (21) Le projet Nautilus étant soumis à approbation dans ce plan de développement, il n'est pas inclus dans le réseau de référence, tout comme les autres projets soumis à approbation tels que le renforcement de Lonny-Achène-Gramme et TritonLink. Une telle méthode nous permet de comparer la situation avant le déploiement de ces projets avec la situation après leur réalisation. La réalisation des projets Ventilus et Boucle du Hainaut sont des conditions nécessaires à la connexion au réseau de Nautilus. La proposition d'une configuration hybride n'augmentera pas de manière significative la consommation de pointe totale sur ces axes, mais permettra une utilisation efficace de l'infrastructure lorsqu'il y a moins de vent. La situation illustrée à la Figure 3.20 ne sera affectée que de manière limitée et non problématique.
- (22) Sachant que la réalisation de Ventilus et Boucle du Hainaut conduira à une capacité d'accueil de 7 GW à la côte belge (voir paragraphe (20)) et compte tenu des résultats au paragraphe « 3.3.4 Besoins du réseau interne de 380 kV en 2035 », l'augmentation de la capacité de transport entre l'île Princesse Elisabeth et la côte à 4,9 GW entraînerait des courants inacceptables sur le réseau électrique, étant donné que 8,4 GW seraient raccordés à la côte, ce qui est bien supérieur à la capacité d'accueil.

3.2.4. Hypothesen Kari study

[BOP]	<p>The study tried to minimize the total costs for developing both grid and offshore wind developments. It uses a TOTEX definition, which includes operational production cost (fuel, CO₂ emissions, O&M of thermal park), investments costs in grid and societal value of CO₂. This TOTEX definition does not account any effect on the offshore wind park (investment costs or O&M costs). BOP is wondering if this is correct.</p> <p>[...]</p> <p>BOP's understanding is that the "CO₂ emissions" that are part of TOTEX only take into account the CO₂ emissions of the electricity generation source, but not the supplementary CO₂ gains that stem for faster electrification through the economy. Not fully accounting for these effects artificially increases the social welfare gains and skews the results in favor of lower needs in grid infrastructure.</p> <p>[...]</p> <p>Also, it is not clear what bidding zone assumptions are taken in the KARI study. Please clarify whether offshore bidding zones were introduced in the study, or how the offshore developments were split in the different home markets?</p>
-------	---

- (23) La définition du TOTEX dans cette analyse inclut le coût d'investissement des parcs éoliens offshore. Dans sa réaction à la consultation publique, BOP se réfère en effet à la définition du TOTEX dans l'IoSN de l'ENTSO-E, et non à celle de l'étude KARI. La définition du TOTEX dans l'étude KARI, telle qu'elle figure dans les notes de bas de page du rapport, peut néanmoins prêter à confusion. Elle a donc été modifiée par souci de clarté.
- (24) En ce qui concerne l'inclusion du coût sociétal du CO₂, seules les réductions d'émissions de CO₂ dans le système électrique ont été prises en compte. La quantification correcte de ces bénéfices pour l'ensemble du système européen, tous secteurs confondus, n'est pas possible à l'heure actuelle, vu la grande incertitude quant au déroulement exact du processus d'électrification. Nous précisons par souci d'exhaustivité que dans un tel cas, il convient également de prendre en compte les coûts supplémentaires des investissements dans l'industrie, dans les réseaux de distribution, etc. pour permettre cette électrification. Les émissions supplémentaires de CO₂ résultant de la conception, du processus de production, de l'installation et de la démolition finale des éoliennes et de l'infrastructure associée n'ont-elles non plus pas encore été prises en compte. Or, elles compenseront au moins en partie les réductions supplémentaires d'émissions de CO₂ susmentionnées dans d'autres secteurs. La prise en compte de bénéfices supplémentaires, comme les économies de CO₂ dans d'autres secteurs grâce, entre autres, à l'électrification de la consommation, est susceptible d'accroître encore les bénéfices du déploiement de l'énergie éolienne renouvelable en mer du Nord. Cela ne fera que renforcer les conclusions de l'analyse.
- (25) Nous renvoyons au paragraphe (45) en ce qui concerne l'anticipation.
- (26) Comme l'objectif de l'étude était d'évaluer les besoins en infrastructures futurs indépendamment des choix de design de marché, la même approche que celle appliquée par ENTSO-E dans l'identification des besoins du système (« Identification of System Needs ») a été appliquée. Il est question ici d'un modèle zonal, dans lequel les pays sont divisés en différentes zones pour refléter les réalités physiques. Une approche identique a été retenue pour les zones offshore.

3.2.5. Résultats de l'étude KARI

[BOP]	<p>The gains in optimizing the grid via hybrid projects is much smaller than the gains of the offshore wind developments themselves. The priority should be at realizing and connecting the wind developments as fast as possible, hence justifying a proactive approach in grid investments.</p> <p>[...]</p> <p>From the results presented from the KARI study one cannot conclude that the hybrid grid design proposed by Elia for MOG 2 and Nautilus between the North Sea and Belgium is the optimal grid design (by 2035) from a societal perspective. It only partially shows the potential of hybrid projects in the development of a larger offshore grid.</p> <p>BOP asks more transparency on the assumptions and results coming out of the KARI-study specifically related to integrating offshore renewable energy towards Belgium. In particular, the optimal grid design resulting from this study is to be published</p>
-------	--

(27) Les deux actions, à savoir le raccordement de l'éolien et l'application du concept hybride, ne sont pas en concurrence l'une avec l'autre. L'application de connexions hybrides, en plus du raccordement rapide de l'éolien offshore, se traduirait par une économie supplémentaire significative pour la société sur le TOTEX. La Figure « 3.12 Évolution du TOTEX relatif en fonction de la capacité des SER offshore » indique que cette économie s'élève (à l'échelle européenne) à 5-6 milliards d'euros par an. Ce montant, bien qu'inférieur au gain résultant du raccordement de l'éolien, est non négligeable, comme décrit au paragraphe « 3.2.4.4 Avantages de l'intégration des SER offshore et des réseaux offshore ». Cela signifie plus concrètement que, pour un même niveau d'intégration des SER offshore, le système électrique est toujours moins cher lorsque toutes les options (radial, hybride, maillé, P2P) sont laissées ouvertes. Cet effet est également déjà visible à court terme, une fois que l'éolien offshore est intégré, les solutions « hybrides » apportent avec elles un système plus efficace.

Une analyse plus poussée de cette figure montre également que la capacité éolienne offshore optimale se déplace vers la droite d'ici 2035, grâce aux systèmes hybrides et au maillage offshore. Nous pouvons en déduire que l'application de ces concepts permet de justifier (d'un point de vue sociétal) **l'intégration d'une plus grande part d'énergie renouvelable** dans le système. Plaider pour une stratégie « radial only » crée par contre un effet de saturation plus rapide, un système électrique moins efficace, et limite les possibilités d'électrification.

Outre les économies supplémentaires, il convient de souligner que la minimisation des infrastructures signifie aussi une limitation des incidences sur l'environnement et de l'utilisation des ressources. La société bénéficierait donc clairement du déploiement de SER offshore et de l'adoption du concept hybride (et maillé).

(28) L'objectif de l'étude KARI n'est pas de présenter une structure de référence optimale unique, mais plutôt d'obtenir des idées stratégiques concernant l'intégration optimale de l'énergie éolienne offshore dans le réseau de transport européen et belge. Ces idées ont été décrites au paragraphe « 3.2.1 Six Enseignements clés pour le développement du réseau » et argumentées en détail dans les paragraphes suivants. Il n'est pas possible, dans une telle étude, d'inclure tous les détails de tous les projets potentiels en vue de présenter une solution optimale spécifique. Les idées obtenues reposent sur des observations qui reviennent dans toutes les simulations et sensibilités. Elles devraient donc toujours servir de cadre à la définition de projets et de propositions concrets. La décision finale quant à l'exécution de projets ne peut être prise que sur la base des analyses coûts-bénéfices spécifiques à ces projets, comme expliqué en détail au Chapitre 4.

3.2.6. Résonances dans la région côtière

[FVA]	Er wordt gesproken in het Federaal Ontwikkelingsplan over maatregelen om mogelijke wisselingen in spanning (p. 216-219 FOP) en frequentie op te vangen en het verzekeren van voldoende kortsluitstroom (p. 219 FOP) maar er wordt geen woord gesproken over de problematische resonantiepieken die in de kustregio en bijgevolg in de navolgende netwerkknooppunten gaan optreden. Die resonantiepieken werden ook reeds aangehaald als problematisch in een studie van Elia over Ventilus en dienden verder onderzocht te worden. Bij het integreren van Nautilus, de wisselstroomverbindingen tussen het energie-eiland en de verzwing van Stevin werd in dit Federaal Ontwikkelingsplan totaal geen rekening gehouden met de instabiliteit die op het Belgisch hoogspanningsnetwerk zal optreden.
-------	--

- (29) Le « Chapitre 3 : Identification des besoins du système » est un tout nouveau chapitre qui, comme décrit dans l'introduction de ce chapitre, contient une sélection de sujets, choisis sur la base de leur impact sur le plan de développement. Les études de résonance mentionnées n'ont jusqu'à présent pas conduit à des besoins d'investissement supplémentaires, et cela n'a pas été décrit comme tel dans les rapports.

La partie pertinente de la conclusion des études mentionnées pour l'axe Ventilus stipule ce qui suit :

« Les analyses ci-dessus montrent que la longueur de la portion de la liaison pouvant être enfouie ne peut pas être déterminée sur la base d'un seul paramètre. Il est question d'une interaction complexe entre les limites de tension, les compensations, les protections et les résonances. Du point de vue des risques, il est assurément possible d'enfouir une longueur de câble de 8 km de manière suffisamment fiable. Une marge limitée par rapport à la zone de danger de 100 Hz a été prise en compte ici. Chaque kilomètre supplémentaire de câble souterrain augmente sensiblement les risques d'apparition des phénomènes susmentionnés, et la fiabilité ne peut alors plus être garantie. Cette absence de garantie serait irresponsable, compte tenu des conséquences importantes non seulement en Belgique mais aussi à l'étranger. Dans un sous-sol présentant une bonne conductance thermique, le nombre de câbles requis peut être réduit à 2 câbles par circuit et la longueur du tronçon de câble souterrain peut être portée à 12 kilomètres. Seules une vérification du sous-sol par le prélèvement d'échantillons de sol et une étude détaillée du tracé final permettront de le confirmer ».

Nautilus et la liaison HVDC entre l'île énergétique et le continent étant des liaisons en courant continu, elles n'affectent pas ces résonances, qui sont un phénomène typique des réseaux à courant alternatif. En ce qui concerne un éventuel renforcement de l'axe Gezelle - Van Maerlant dans l'axe Stevin, nous rappelons qu'il s'agit d'un projet d'étude, au statut indicatif. Aucune approbation formelle n'est encore demandée. Toutes les études de faisabilité qui doivent encore être réalisées s'intéresseront au phénomène de résonance.

3.2.7. Capacité de transformation vers les réseaux de distribution

[FLU]	Nochtans hebben de Vlaamse distributienetbeheerders in hun investeringsplannen aangegeven dat ten gevolge van de elektrificatie er in de komende 10 jaar bij minstens 80 koppelpunten maatregelen nodig zijn om te voorkomen dat deze transformatorstations in de problemen komen omwille van capaciteitsbeperkingen.
-------	---

- (30) Notre analyse au point « 3.7 Véhicules électriques, pompes à chaleur et intégration des énergies renouvelables décentralisées » montre que nous ne constatons pas de telles surcharges à l'horizon du plan. Elia n'est donc pas d'accord avec le commentaire formulé et souhaite en discuter plus avant avec Fluvius dans le cadre du processus de collaboration (voir paragraphe (3)). L'objectif de ces discussions est d'identifier précisément les domaines les plus critiques en matière d'électrification industrielle et privée.

3.3. Remarques générales sur le plan de développement

3.3.1. Capacité d'accueil du réseau de transport belge	
[VL]	p. 152 Zo stelt de tekst dat het plan over de nodige onthaalcapaciteit beschikt voor het aansluiten van installaties voor de productie van alternatieve brandstoffen die geproduceerd worden op basis van elektriciteit (zoals elektrolyse installaties voor de productie van waterstof). Deze geschikte clusters liggen volgens de tekst "dicht bij belangrijke bronnen van hernieuwbare energie (zoals de kustregio) of locaties dicht bij een goed uitgebouwd net". Gelieve deze clusters ook in beeld te brengen.
[FEOCB]	In addition, we fear that the development plan does not contribute to the connectivity of mid-scale decentralised generation projects (>20 MW) as it no longer considers tension levels <150 kV.

(31) Comme expliqué au paragraphe « 1.1 Cadre légal », le plan de développement fédéral ne couvre que les niveaux de tension de 380 kV à 110 kV, qui relèvent de la compétence fédérale⁷. Les niveaux de tension 30-70 kV sont traités dans les documents suivants⁸ : un Plan d'investissement pour la Région flamande, un Plan de développement pour la Région de Bruxelles-Capitale et un Plan d'adaptation pour la Région wallonne. Cette ventilation des compétences n'a pas changé depuis l'édition précédente du plan de développement fédéral. Il convient dès lors de consulter ces plans régionaux pour les niveaux de tension 30-70 kV.

(32) Compte tenu de l'intérêt général pour l'obtention d'une vue de la capacité d'accueil du réseau de transport belge, tant pour le prélèvement que pour l'injection, le projet « **Hosting Capacity Maps** » a été lancé au sein d'Elia. Il a pour objectif de fournir à toutes les parties prenantes des cartes géographiques donnant une première indication de la capacité d'accueil (« hosting capacity ») dans différentes sous-stations du réseau de transport belge. Il s'agit de la capacité d'accueil pour le prélèvement, les différents types de production d'électricité et le stockage de l'énergie électrique. Ce projet a fait l'objet de discussions avec la CREG et aura lieu en 2023. Les informations pourront ainsi être mises à la disposition de toutes les parties intéressées de la même manière non discriminatoire et neutre sur le plan technologique. Un atelier avec les parties prenantes sera organisé en 2023, afin de s'assurer que les cartes tiennent compte des besoins spécifiques de chacune.

3.3.2. Technologie HVDC	
[JFE]	1. Ondergrondse hoogspanningsverbindingen op gelijkstroom zijn veel veiliger (minder weersgevoelig (storm, bliksem, etc), minder aanslaggevoelig) en gezonder voor mens en leefmilieu. Zij vormen dan ook de toekomst voor een robuust Europees basis HVDC-grid. Ten laatste tegen 2030 zou de HVDC-technologie dermate volledig op punt staan (cf. Ventilus-rapport prof. Westermann) dat men tot volledig vermaasde HVDC-netten kan komen die de meer risicovolle bovengrondse AC-hoogspanningsnetten op termijn volledig zouden kunnen vervangen. Waarom blijft Elia in haar federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 (inzonderheid wat betreft de geplande 380kV-net investeringen) dermate krampachtig vasthouden aan de verdere uitbouw van het bovengronds AC-hoogspanningsnet. In het plan moet, inzonderheid meer gefocust worden op de uitbouw van een robuust HVDC ondergronds netwerk (inzonderheid voor alle geplande investeringen vanaf 2030).
[KVE]	Daartoe zetten landen als Duitsland en Nederland het 2GW programma op. Verschillende punt tot punt verbindingen landinwaarts brengen, respectievelijk 30GW en 22GW in Duitsland en Nederland tegen 2030. De ondergrondse verbindingen hebben geen impact op het zicht, depreciatie van vastgoed, geen wisselstroomvelden en bijhorende negatieve pathologische effecten (die men in Nederland overigens wel ernstig neemt en niet blijft ontkennen), impact op landbouw, veeteelt, fokkerijen en ga zo maar verder.
[FVA]	De 2 GigaWatt-gelijkstroomkabels zijn ondertussen de standaard geworden zoals te lezen valt op https://www.tennet.eu/nl/het-2gw-program : "De Europese energietransitie behoort tot de grootste uitdagingen van onze tijd. Het doel ervan: Europa uiterlijk in 2050 het eerste klimaatneutrale werelddeel maken. Nederland en Duitsland hebben zichzelf daarom ambitieuze doelen gesteld om de offshore wind-energie uit te breiden: al in 2030 willen Duitsland en Nederland een capaciteit van 30 resp. 22,2 Gigawatt bereiken. Energie van offshore windparken in het Europese powerhouse Noordzee zal daarbij een cruciale rol spelen. TenneT garandeert dat deze energie het vasteland bereikt – en wel zo milieuvriendelijk mogelijk. Daarom hebben wij met een unieke transnationale aanpak het 2GW programma ontwikkeld. En verhogen daarmee het tempo en de efficiëntie van de energietransitie. Door het nieuwe innovatieve ontwerp met een hogere capaciteit, zal het 2GW Program de behoefte aan grondstoffen en de impact op het milieu verminderen, terwijl er meer energie zal worden getransporteerd dan met eerdere systemen.

⁷ Pour être complet, nous mentionnons ici que tous les développements offshore font partie du plan de développement fédéral, peu importe le niveau de tension. L'île Princess Elisabeth, par exemple, aura également une tension de 66 kV, mais il s'agit bien d'une compétence fédérale.

⁸ <https://www.elia.be/en/publications/studies-and-reports>

(33) Le chapitre 2 du PDF 2024-2034, et plus particulièrement la section « 2.3.1 HVDC ou High voltage Direct Current », examine en détail les caractéristiques de cette technologie et les défis qu'elle pose dans le contexte d'une application à grande échelle dans un système maillé. Cependant, à l'heure actuelle, la technologie HVDC n'est pas encore en mesure d'apporter une réponse complète à tous les défis identifiés. Par conséquent, les développements décrits dans le PDF ne sont envisageables qu'avec la poursuite du développement d'un réseau en courant alternatif de 380 kV robuste et fiable. Le réseau en courant alternatif interne de 380 kV doit en effet être capable, avec un haut degré de fiabilité, de faciliter les échanges internationaux d'énergie, d'intégrer de grandes quantités de SER et de fournir une capacité d'accueil suffisante aux utilisateurs actuels et nouveaux du réseau. Il est très difficile, voire impossible, de prédire avec précision quand la technologie HVDC atteindra une maturité suffisante. Elia suit de près l'évolution de cette technologie et participe aux recherches en cours, comme le projet d'étude Ready4DC⁹. De plus, la planification du développement du réseau tient toujours compte de la technologie la plus récente.

(34) En ce qui concerne l'évaluation de la fiabilité, il convient de noter deux éléments :

- ▶ Tout d'abord, il faut considérer le système HVDC dans son ensemble et prendre en compte, outre les liaisons, les stations de conversion. La probabilité de défaillance est beaucoup plus élevée pour ces dernières que pour la liaison en tant que telle. Pour un système HVDC complet, la fiabilité est nettement inférieure à celle d'un système à courant alternatif. En ce qui concerne un système HVDC (liaison + stations de conversion), l'expérience montre qu'il se produit environ 2 à 3 arrêts (soudains ou inattendus dans les 24 heures suivant l'apparition du problème) par an. Pour une liaison aérienne, y compris les travées de raccordement, la probabilité d'un arrêt imprévu est d'environ une fois tous les quatre ans.
- ▶ Deuxièmement, ce n'est pas seulement la fiabilité de la liaison elle-même qui joue un rôle, mais aussi l'interaction des interconnexions HVDC avec le réseau en courant alternatif et d'autres appareils. Ceci est également expliqué dans la section « 2.3.1 HVDC ou High voltage Direct Current ». La section « 3.5 Besoins de stabilité dus à l'intégration de grandes quantités de sources d'énergie renouvelable » illustre en outre des phénomènes d'instabilité concrets qui peuvent se produire avec des sources d'électronique de puissance (telles que les stations de conversion HVDC) et les mesures d'atténuation nécessaires qui doivent être prises dès à présent.

(35) Le programme 2 GW de TenneT a été élaboré dans le cadre de l'harmonisation du raccordement au réseau terrestre des parcs éoliens offshore situés loin de la côte, tels que IJmuiden Ver, Beta ou BalWin 3. Parallèlement et simultanément à ce programme, plusieurs nouvelles extensions du réseau à courant alternatif, y compris le niveau 380 kV, sont prévues tant aux Pays-Bas qu'en Allemagne. Ces informations sont clairement stipulées dans le plan d'investissement « Net op land »¹⁰ de TenneT du 5 juillet 2022 ou dans le « Netzentwicklungsplan¹¹ » des quatre gestionnaires de réseau allemands. Ici aussi s'applique le principe selon lequel seul un réseau interne de 380 kV bien développé et fiable peut jeter les bases nécessaires à l'expansion et à l'intégration du réseau offshore.

Alors que dans le passé, seule la dorsale centre-est formait une boucle, à l'avenir, à condition que les liaisons critiques telles que Stevin et Horta-Mercator soient intégrées par la réalisation de Ventilus et de la Boucle du Hainaut, le réseau belge passera d'une boucle 380 kV à trois boucles. Cette architecture de réseau offre une augmentation significative de la capacité de transport ainsi que la robustesse et la flexibilité nécessaires pour ancrer notre position centrale dans le système européen et organiser de manière ordonnée les prochaines étapes vers 2050.

⁹ <https://cordis.europa.eu/project/id/101069656>

¹⁰ <https://www.tennet.eu/nl/over-tennet/publicaties/investeringsplannen>

¹¹ <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>

3.3.3. Préoccupation à propos des projets du réseau 380 kV

[HLA]	Ik voel mij totaal ongerust (ben er slapeloos door geworden) over hetgeen ik allemaal hoor en verneem over de toekomst plannen in verband met de uitbreiding van het 380 kV net.
-------	--

- (36) Le plan de développement d'Elia vise à proposer des projets d'infrastructure qui répondent aux besoins identifiés. Une attention particulière est accordée à l'impact de ces projets sur l'environnement et les citoyens (voir la section « 1.5 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia »). Si vous avez des questions quant à l'exécution de ces projets, de plus amples informations sont disponibles sur la page : <https://www.elia.be/fr/infrastructure-et-projets>.

3.3.4. Fréquence de révision du plan

[FBG]	Also, it should be investigated whether an update of the plan at shorter notice than 4 year would not be more appropriate, given the fast evolutions in the electricity sector.
[BOP]	Considering the fast evolutions of the energy landscape in Belgium, the EU and worldwide, and considering that grid developments have extremely long lead times towards realization, a more flexible approach is required for the process and delivery of the Federal Development Plan. BOP therefore proposes to increase the frequency of updating the FDP to every two years, especially for the chapters and projects related to the integration of offshore wind and developments of the offshore grid.

- (37) Le PDF actuel a été mis en œuvre conformément au cadre légal en vigueur, qui stipule que le plan doit être élaboré tous les quatre ans. Des discussions sont actuellement en cours avec la Direction Énergie du SPF Économie, pour revoir la procédure et la fréquence du PDF. Il faut ici tenir compte des attentes élevées concernant le contenu du PDF et de la procédure d'approbation, qui repose sur diverses obligations légales imposées à Elia. Tout cela rend la réalisation du PDF longue et laborieuse. En l'état actuel des choses, une fréquence inférieure à quatre ans est difficilement concevable sans conséquences sur le contenu, la qualité et les ressources nécessaires à la mise en œuvre du plan. Une périodicité bisannuelle ne fera que réduire la flexibilité de l'élaboration du PDF, étant donné la très forte pression temporelle qui s'exercerait sur les différentes parties du processus en raison de délais nettement plus courts pour les différentes étapes.

- (38) Elia reconnaît néanmoins que le contexte changeant l'oblige à rester vigilante quant à l'impact des développements sur ses activités. Aussi, après l'adoption du PDF, Elia reste en contact étroit avec les autorités pour discuter de l'impact potentiel des développements sur les projets du PDF. Il reste quoi qu'il en soit important de maintenir un cadre stable pour envisager des investissements dans le réseau. C'est la raison pour laquelle la fréquence de rédaction du PDF est alignée sur les périodes tarifaires, qui correspondent à 4 ans.

3.3.5. Optimisation de l'infrastructure existante

[FBG]	However, FEBEG is of the opinion that grid operators first need to correctly prioritize projects and invest in non-regret solutions for the networks, taking into account optimizations of existing infrastructure - also at regional level - and development of new capacities in the Belgian system such as the batteries needed in the framework of the CRM.
[CUR]	While currENT appreciates the commitment to further optimisation of the Belgian electricity grid, currENT would recommend formally incorporating the NOVA principle into the Network Development Plan. [...] currENT recommends that the Elia Group considers whether any of the existing projects identified in the NDP could be improved through using rapidly deployable solutions as an interim or enabling measure, or in some cases, as a solution that can defer the need for other reinforcement. Elia Group should also review existing selection and evaluation processes for projects to ensure that the methods fairly value the benefits of rapidly deployable solutions.

- (39) Comme expliqué dans la section « 1.4.3 Élaborer la solution », avant d'envisager l'installation de nouvelles infrastructures, on examine toujours si l'amélioration de la gestion opérationnelle du système existant peut répondre aux besoins identifiés et libérer de la capacité. Une telle approche se fait tant dans le système horizontal que dans le système vertical. Pour ce dernier, nous renvoyons aussi spécifiquement à la section « 5.1.7 Considérations sur l'usage de la flexibilité », qui explique également certaines « solutions à déploiement rapide » (comme le Dynamic Line Rating). Nous devons aussi mentionner ici le concept de SPS ou « Special Protection Scheme », un concept de protection spécial qui peut être approprié dans des cas spécifiques, par exemple pour raccorder plus rapidement un utilisateur du réseau. Des solutions telles que l'utilisation de conducteurs à haute performance sur les rangées de pylônes existantes, l'installation de déphaseurs et la réutilisation de tracés existants sont par ailleurs toujours prises en compte lors du développement du réseau.

Cette approche est donc cohérente avec le principe NOVA. À titre d'exemple, la proposition innovante d'Elia de relier Nau-

tilus à l'île Princesse Élisabeth permettra une utilisation efficace de l'infrastructure existante en appliquant un nouveau concept de marché : la zone d'enchères offshore¹². Cette proposition souscrit pleinement à ce principe.

- (40) La création d'une capacité d'accueil est l'un des piliers du développement de l'infrastructure tel qu'il est prévu dans ce plan (« Figure 4.2 : Représentation schématique du développement du réseau de transmission »). La poursuite du renforcement et de l'expansion du réseau interne de 380 kV jette les bases nécessaires à la création d'une capacité d'accueil (à la fois pour le prélèvement et la production), mais aussi pour l'expansion et l'intégration du réseau offshore et le développement d'interconnexions. Ces travaux peuvent donc être considérés comme les solutions « sans regret » évoquées plus haut. La poursuite de l'optimisation du potentiel existant et du développement de la flexibilité du système sont des éléments indispensables, en plus du développement des maillons manquants et de la garantie de la stabilité du système. Outre le renforcement de la capacité de transport, la capacité de transformation vers les niveaux de tension inférieurs doit elle aussi être renforcée, comme expliqué au point « 4.4.4 Interaction entre le système horizontal et le système vertical ».
- (41) Pour Elia, l'utilisation d'une infrastructure haute tension modulaire et rapidement déployable est jusqu'à présent limitée à des projets temporaires ou à des situations d'urgence. Elia dispose par exemple de sous-stations mobiles à haute tension jusqu'à 110 kV, ainsi que d'une infrastructure temporaire de lignes et de câbles. Un élargissement de cette infrastructure à des niveaux de tension plus élevés ou vers une situation définitive n'est jusqu'à présent pas à l'ordre du jour.

3.3.6. Superconducteurs

[CUR]	<p>Furthermore, within the timeframe of the Federal Development Plan, it must be assumed that new DC transmission and distribution technology based on superconductors will be available for both offshore and onshore application. These technologies should be reflected in the federal Development Plan.</p> <p>[...]</p> <p>It would be natural to take advantage of Princes Elisabeth Island's vast potential for testing, developing and demonstrating superconducting cables as part of a larger Belgian and wider European innovation effort for more efficient, affordable, circular and sustainable offshore transmission technology.</p>
-------	---

- (42) La technologie supraconductrice est encore trop peu mature pour être déjà prise en compte dans le plan de développement fédéral ou les projets susmentionnés, en témoigne aussi sa disponibilité commerciale très limitée, voire inexistante. Les projets de démonstration connus concernent tous de courtes distances (<10 km) sur terre, ce qui laisse encore une grande marge d'amélioration pour une application pratique. Elia n'a par ailleurs pas connaissance de projets de démonstration pour des applications offshore, où le besoin de stations de refroidissement représente un défi encore plus grand. Nous suivons tout de même l'évolution de cette technologie et l'évaluerons à la lumière des plans de développement ultérieurs. Nous devons également mentionner dans ce contexte qu'outre les supraconducteurs, qui présentent l'inconvénient majeur de nécessiter un refroidissement actif permanent, d'autres pistes intéressantes se dessinent, comme les conducteurs à base de graphène¹³. Cette technologie est également prometteuse en raison de sa conductance très élevée, et ne souffre pas de la nécessité d'un refroidissement actif.

¹² Le choix final d'une éventuelle zone d'enchères offshore en tant que configuration de marché et le choix de l'utilisation de la capacité ne sont pas faits dans le présent plan d'investissement et devront être discutés et arrêtés à un stade ultérieur, en connaissant toutes les implications de la configuration choisie et dans le contexte de la réglementation applicable, tant au niveau belge qu'europpéen, aussi compte tenu du « Trade and Cooperation Agreement » entre l'UE et le Royaume-Uni.

¹³ <https://www.graphene-info.com/koreas-kepco-launches-rd-project-develop-graphene-based-power-lines>

3.3.7. Traitement des technologies novatrices

[CUR]	<p>currENT recommends that the Elia Group reviews the processes for qualification of new technologies that have been proven in other geographies to ensure that technologies that can deliver significant value to Belgium in the long-term are sufficiently included and reasonably considered as possible solutions as part of the network development plan process. This would need to be supported by a substantial sharing of learnings and 'best practices' between the Elia Group and other network companies and stakeholders to minimize the risk of wasting research money and duplicating work on proving a technology that has already been proven on other networks.</p> <p>[...]</p> <p>currENT recommends that the Elia Group considers Innovative Grid Technologies not only as standalone solutions but also as solutions that can be combined to maximise the benefits of an existing or new project, and ultimately provide maximum value to both the network and consumers.</p>
-------	---

(43) Un « Innovation Hub » a été mis en place au sein du Groupe Elia en vue d'assurer le suivi des technologies novatrices. Cet Innovation Hub se compose, d'une part, de « Business Experts » qui connaissent bien les défis auxquels sont confrontées les différentes parties de l'entreprise et, d'autre part, de « Innovative Technology Experts » pour qui les technologies émergentes testées dans le secteur ou dans d'autres industries n'ont aucun secret. Il assure une surveillance continue du marché et de l'industrie en ce qui concerne les technologies nouvelles et émergentes, et évalue la manière dont elles peuvent répondre à nos besoins. En combinant ces deux domaines spécialisés, nous sommes en mesure de faire les bons choix et d'utiliser efficacement les ressources disponibles.

Tous les processus nécessaires ont par ailleurs été définis pour garantir un partage optimal des informations avec un large public :

- ▶ Nous faisons partie de, ou interagissons régulièrement avec, plusieurs écosystèmes internationaux (tels que le comité R&D de ENTSO-e, des pairs de l'industrie, des universitaires, des start-ups et d'autres industries) ;
- ▶ Nos activités d'innovation sont auditées sur une base annuelle par le régulateur belge et le grand public dans le cadre d'un « Innovation Incentive », au travers duquel nous communiquons ouvertement les objectifs, les incertitudes et les résultats de l'innovation ;
- ▶ Nous présentons une grande partie de nos activités d'innovation et de nos résultats sur le site web <https://innovation.eliagroup.eu>, via lequel il est également facile d'entrer en contact avec le chef de projet ;
- ▶ Chaque fois que nous rencontrons un problème nouveau et jamais identifié auparavant, nous lançons un « Challenge » via notre site web et LinkedIn pour donner aux pairs de l'industrie et aux start-ups l'occasion de proposer une solution.

(44) À partir du moment où de nouvelles solutions innovantes ont prouvé leur maturité et leur applicabilité, elles seront soit largement mises en œuvre, soit intégrées à l'enveloppe de possibilités dont dispose Elia pour répondre à certains besoins du système. Les éventuels avantages combinés seront donc implicitement pris en compte. Nous renvoyons également ici au point « 2.3.4 Projets innovants pour une utilisation plus optimale et plus sûre du réseau ». Un exemple concret est la recherche actuelle d'Elia sur le Dynamic Line Rating pour les conducteurs à haute performance, qui vise à combiner deux concepts innovants. Ces deux technologies sont déjà utilisées séparément ; nous voyons s'il ne serait pas possible de dégager des avantages supplémentaires en les combinant.

3.3.8. Ambitions du plan

[BOP]	<p>The current development plan misses the opportunity to really achieve a ‘leading grid’ instead of ‘lagging grid’ and risks to introduce, once more, bottlenecks in terms of timing and transmission capacity, to fully and timely integrate the strongly needed offshore wind developments into the Belgian electricity system.</p> <p>Only a more ambitious and proactive approach, with anticipative investments can eliminate the gap between offshore wind developments and grid developments (both offshore and onshore).</p> <p>[...]</p> <p>In the FDP, Elia highlights, rightfully so, the needs of additional transmission capacity from the North Sea towards the load centers located inland. However, BOP does not see this ambitious general statement translated in actual grid development projects. On the contrary, the FDP is consciously under-dimensioning the grid capacity in comparison to the already announced offshore energy developments; let alone that the FDP provides room for further offshore growth.</p>
[FEOCB]	<p>Therefore we ask for a more proactive and transparent approach with anticipatory investments to fully enable the acceleration of the energy transition. The energy transition, and grid development in particular, will for sure come with a certain investment cost. It is therefore essential to ensure that these investments will generate long term benefits for the Belgian society.</p>

- (45) Le plan de développement fédéral 2024-2034 tient compte de tous les objectifs formels du gouvernement belge à l'horizon prévu. Le résultat final est un équilibre sain entre les trois piliers du développement de l'infrastructure. En effet, outre le développement et l'intégration de l'éolien offshore, il convient de viser la poursuite du développement des interconnexions terrestres et la création d'une capacité d'accueil tant pour la production terrestre d'énergie renouvelable que pour d'autres, ainsi que l'électrification de la société. Ces développements sont étroitement liés au renforcement et à l'expansion du réseau interne 380 kV. Le plan de développement fédéral applique à cet égard les trois piliers du trilemme énergétique (voir section « 1.2 La transition énergétique – neutralité climatique 2050 ») : promouvoir le caractère abordable, la durabilité et la fiabilité du système électrique. L'adage *aussi peu d'infrastructures que possible, mais autant que nécessaire* reste d'actualité ici. La construction d'infrastructures ayant un impact sur l'environnement, les matières premières, les riverains, etc., il est important de prendre des décisions suffisamment fondées pour éviter la non-utilisation de l'infrastructure.

Un horizon à 10 ans permet de prendre des décisions sur l'infrastructure nécessaire avec suffisamment de certitude quant aux objectifs, aux hypothèses et à l'état de la technologie (voir également la section « 4.6 Facilitation à long terme de la transition énergétique »). Cependant, plus l'horizon est lointain, plus les évolutions possibles, les hypothèses, la localisation de la charge, la localisation des zones de production offshore et l'état de la technologie sont flous. Il est donc peu pertinent de tenter d'élaborer un plan d'infrastructure complet pour un horizon aussi lointain.

3.3.9. Hexafluorure de soufre

[CFDD]	<p>Toch vraagt de raad dat Elia de uitstoot van broeikasgassen, in het bijzonder het broeikasgas SF₆ waarvan de uitstoot volgens het milieueffectenrapport zal toenemen, tot het minimum beperkt, en gebruikmaakt van internationale best practices op dat vlak.</p>
--------	---

- (46) Limiter autant que possible l'utilisation de SF₆ dans les installations du réseau haute tension belge et réduire les émissions de SF₆ dans l'atmosphère est un objectif majeur de ce plan de développement fédéral. Le paragraphe « 2.3.3 Alternatives au gaz SF₆ » décrit l'état d'avancement de la recherche d'un gaz alternatif pour les installations à haute tension et les mesures prises par Elia pour réduire davantage le taux de fuite.

3.3.10. Circularité

[CFDD]	<p>De raad vraagt dat Elia een circulaire strategie hanteert, en gebruikmaakt van internationale best practices om het materiaalgebruik tot een minimum te beperken.</p>
--------	--

- (47) Nous jetons actuellement les bases de l'intégration de la circularité et de l'éco-conception dans les processus décisionnels pour le développement de la nouvelle infrastructure. Nous prévoyons également d'augmenter le taux de recyclage lors de la mise hors service des actifs. Le taux de recyclage de nos transformateurs et pylônes vieillissants est proche de 100 %, et nous étudions actuellement les moyens d'augmenter le taux de recyclage d'autres éléments de notre infrastructure. Les futurs plans de développement tiendront donc de plus en plus compte du principe de circularité.

3.3.11. Transposition de câbles	
[KVE]	<p>Erken, net als Nederland, de gezondheidsrisico's en transposeer vandaag al de kabels zoals jullie Franse evenknie.</p> <p>[...]</p> <p>Vraag: Is bvb de lijn tussen Avelgem en Izegem op vandaag nog niet getransponeerd?</p>
[FVA]	<p>Transponeren van bovengrondse hoogspanningslijnen op wisselstroom moet als voorzorgsprincipe zo spoedig mogelijk wettelijk verplicht worden uit maatschappelijk verantwoorde gezondheidsoverwegingen.</p>

(48) La ligne entre Avelgem et Izegem a en effet déjà été transposée.

(49) Lorsque des travaux sont prévus sur la ligne, la transposition des phases est déjà une pratique courante chez nous aussi, dans les cas où elle se justifie. En effet, la transposition n'a de sens que si la ligne dispose de deux ternes/circuits avec des courants comparables, tant en termes de direction que d'intensité/de taille. À défaut, vous obtenez un effet d'amplification au lieu d'un effet d'extinction. La transposition est également l'une des mesures qui seront incluses en tant que « meilleures pratiques » dans un accord avec le gouvernement flamand visant à minimiser l'exposition à long terme des personnes vivant à proximité du réseau à haute tension.

3.3.12. L'hydrogène comme vecteur d'énergie	
[KVE]	<p>Dit heeft als gevolg dat er ook eenzijdig gekeken wordt naar elektrisch transport en bvb waterstof niet bekeken wordt als energiedrager zonder schadelijke gevolgen voor de omgeving.</p>

(50) En ce qui concerne la conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène via l'électrolyse, nous renvoyons à la section « 2.2.2 L'efficacité énergétique au cœur du nouveau système énergétique ». Afin d'éviter le gaspillage, il convient de toujours utiliser le vecteur énergétique le plus efficace pour le besoin énergétique final correspondant. Dans le cas de l'utilisation finale de l'électricité, l'intégration directe des énergies renouvelables dans le système électrique est le moyen le plus efficace. La « Figure 2.45 : Illustration d'une chaîne dans laquelle les molécules sont utilisées pour transporter l'électricité » montre que pour la même réduction de CO₂ dans la consommation d'énergie finale, il faut jusqu'à trois fois plus de puissance installée d'énergie renouvelable. Des infrastructures supplémentaires sont également nécessaires pour réaliser toutes les conversions énergétiques. Naturellement, celles-ci sont associées à des impacts environnementaux. Vu le potentiel limité de l'énergie renouvelable propre, ce principe est particulièrement important pour la Belgique.

3.3.13. Sélection de projets	
[FVA]	<p>In het Federaal Ontwikkelingsplan van Elia is duidelijk dat de voorstellen enkel rekening houden met de meest optimale technische oplossing en goedkoopste kostprijs, ongeacht de impact op de omgeving zoals de gezondheidsrisico's en de impact op het leefmilieu.</p> <p>[...]</p> <p>In het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 en de bijhorend Strategisch Milieubeoordeling staat nauwelijks iets vermeld over het werkelijk rekening houden met de impact op mens en milieu. Dat is duidelijk merkbaar aan het standpunt van netwerkbeheerder Elia bij de huidige voorstellen die Elia voorlegt zonder alternatieven die wel rekening houden met de impact op mens en milieu.</p>

(51) La section « 1.4 Méthodologie de développement de réseau » donne un aperçu de la méthodologie utilisée par Elia pour définir les ajustements ou extensions nécessaires du réseau de transport. Le paragraphe « 1.4.3.3 Développer un renforcement ou une extension du réseau de transport » décrit tous les éléments pris en compte lors de l'élaboration d'un projet d'infrastructure spécifique. L'élément « Durabilité » en fait partie intégrante. Nous renvoyons aussi au point « 1.5 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia ». Il n'est pas possible d'expliquer en détail tous les aspects de tous ces éléments pour chaque projet dans un plan de développement fédéral. Dans ce contexte, voir également le paragraphe 3.7.2 Analyse des variantes dans ce document.

(52) Une évaluation stratégique environnementale (ESE) est également en cours pour ce plan. Cette évaluation a été réalisée conformément à la loi du 13 février 2006¹⁴.

¹⁴ Loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences environnementales de certains plans et programmes et à la participation du public dans l'élaboration de plans et programmes relatifs à l'environnement

Une première étape de la procédure ESE consiste en l'établissement d'un document de scoping également appelé « projet de répertoire ». Le projet de répertoire vise à définir la portée et le niveau de détail de l'évaluation stratégique environnementale du PDF. Ce document décrit le plan ou le programme et énumère les projets du plan qui seront évalués dans le cadre de l'ESE. À l'aide d'un document d'orientation, on détermine les incidences environnementales mises en lumière par l'étude qui doivent être considérées comme significatives et étudiées dans l'ESE. Ce projet de répertoire a ensuite été envoyé pour avis à un comité d'avis (comité d'avis SEA), qui réunit plusieurs instances fédérales. Les remarques du comité d'avis ont été prises en compte, après quoi l'évaluation environnementale a pu avoir lieu.

Le rapport sur les incidences environnementales a également été soumis au comité d'avis. Il comprend l'identification, la description et l'évaluation des effets environnementaux pouvant résulter de la mise en œuvre du plan.

- (53) Nous souhaitons également souligner que le plan de développement fédéral et l'évaluation stratégique environnementale qui l'accompagne sont des plans stratégiques. Pour les projets spécifiques et les détails qui s'y rapportent, les études nécessaires et spécifiques auront lieu dans le cadre des procédures légales d'autorisation. L'objectif est toujours de limiter l'impact sur le milieu de vie et l'environnement, en tenant compte des possibilités techniques de réalisation de l'infrastructure.

3.3.14. Profits dans le cadre réglementé	
[CFDD]	Elia beschikt over een natuurlijk monopolie. In deze context stelt de raad zich de vraag of het wenselijk is dat Elia als beursgenoteerde onderneming winsten maakt die rechtstreeks betaald worden door de Belgische elektriciteitsverbruikers. Op zijn minst zou in tijden van hoge energieprijzen en toenemende energiearmoede de uitbetaling van dividenden opgeschort kunnen worden, om de tarieven voor de verbruikers zo laag mogelijk te houden.
[FVA]	Het maximaal transporteren van stroom naar de landgrenzen is financieel zeer rendabel voor een beursgenoteerde netwerkbeheerder en zijn aandeelhouders, maar ook voor de overheid vanwege minder investeringen in netwerkinfrastructuur.

- (54) Elia est une société anonyme de droit privé. Pour réaliser les investissements nécessaires dans le réseau, Elia utilise d'une part des capitaux mis à disposition par ses actionnaires, et d'autre part des emprunts auprès d'institutions bancaires et financières. La mise à disposition de ces fonds doit être rémunérée par un rendement du capital et des intérêts sur les prêts. Le régime mis en place par la CREG vise à assurer la rémunération la plus équitable possible du capital, c'est-à-dire à fixer le niveau de rémunération le plus juste possible par rapport au risque que représente l'investissement dans ce type d'activités dans le contexte économique donné. Le fait qu'une société privée exerce un monopole légal ne la dispense pas de l'obligation d'assurer une rémunération appropriée pour les fonds mis à disposition par les actionnaires ou les institutions bancaires et financières. Si nous respectons les préoccupations exprimées, notamment à l'égard des personnes en situation de précarité (pour lesquelles il conviendrait de développer une politique appropriée), la remarque est en réalité sans objet au regard des règles de base du fonctionnement économique. Pour l'illustrer simplement : si Elia n'était plus autorisé à rémunérer ses actionnaires ou ses prêteurs pour les moyens qu'ils lui fournissent pour assurer les investissements nécessaires, ceux-ci transfèreraient leurs capitaux ailleurs, dans une autre activité offrant une rémunération, laissant Elia sans moyens pour mener à bien ses activités.

- (55) La rémunération nécessaire pour la fourniture de moyens pour la réalisation des investissements ne dépend en outre pas du fait que l'électricité soit ou non acheminée jusqu'aux frontières du pays (à l'exception de l'investissement dans Nemo Link, qui est soumis à un cadre réglementaire très spécifique, accessible au public sur le site web de la CREG). En effet, les profits éventuels des rentes de congestion résultant des échanges d'électricité avec d'autres pays sont déduits des tarifs pratiqués par Elia à l'égard des consommateurs (voir également le paragraphe (91)).

3.3.15. Cadre réglementaire Nemo Link

[KVE]	Dat het business model werkt bewijst Nemo link, een investering van >500M€ die in de eerste twee jaar 100m€ opgeleverd heeft
-------	--

(56) Nemo Link est une interconnexion offshore développée entre le Royaume-Uni et la Belgique et fonctionne sous un régime réglementaire unique (« cap & floor ») développé par les régulateurs belge et britannique (CREG & OFGEM) pour tenir compte des différents systèmes légaux applicables au Royaume-Uni et en Belgique. Nemo Link n'est donc pas une activité commerciale, mais bien une activité régulée qui passe par un régime réglementaire spécial « cap & floor » qui garantit une rémunération autorisée minimum (via le « floor ») et impose également une rémunération autorisée maximum (via le « cap »). La méthodologie tarifaire pour calculer le niveau du « cap & floor » a été définie de manière transparente par les deux régulateurs avant la mise en service de l'interconnexion. Si les recettes de l'interconnexion dépassent le « cap », la moitié des recettes dépassant ce plafond est remboursée aux deux gestionnaires de réseau, ce qui a un impact positif sur les tarifs du réseau de transport tant en Belgique qu'au Royaume-Uni. Le respect des différentes dispositions applicables est contrôlé conjointement et mutuellement par la CREG et l'OFGEM.

3.3.16. Pylônes Wintrack

[FVA]	Waarom is er in het Federale Ontwikkelingsplan en de Strategische Milieubeoordeling geen enkele keer sprake van de Nederlandse Wintrack masten die een minder sterk en minder breed schadelijk magnetisch veld ontwikkelen bij eenzelfde hoeveelheid stroomtransport dan de Compact Masten die Elia voorstelt?
-------	--

(57) Le plan de développement fédéral donne une vue d'ensemble des besoins de développement du réseau et des solutions proposées pour y répondre. Son objectif n'est pas de couvrir l'ensemble des différentes options technologiques présentées dans ce document, quel que soit le type d'appareil ou d'équipement. Le cas échéant, cette option sera incluse en tant que variante d'exécution dans la procédure d'autorisation. Ceci est certainement valable pour la conception des pylônes, qui ne fait pas partie du niveau du plan, mais qui est importante au niveau du permis. En ce qui concerne l'évaluation stratégique environnementale, nous vous renvoyons au rapport final de l'ESE, où cette question sera également abordée.

3.3.17. Procédure d'autorisation pour installations complémentaires

[VL]	Meermaals wordt verwezen naar bijkomende installaties waarbij de locatie nog niet specifiek kan worden aangegeven Voorbeelden: onderzoek aansluitingspunt voor Tritonlink (p 255), Synchronische compensatoren (bvb. kustregio p. 303), bijkomende transformatoren (bvb. kustregio p 349), ... Hoe zal het departement Omgeving hierin proactief geïnformeerd/betrokken worden in het kader van het vergunningstraject en de eventuele ruimtelijke ordening in Vlaanderen?
------	--

(58) Une étude environnementale mesurant les impacts potentiels de l'infrastructure est réalisée pour chaque projet, par un organisme indépendant et reconnu. Sur la base des analyses et des résultats des rapports, nous intégrons ces éléments dans nos demandes de permis. L'idée est de prendre en compte les impacts environnementaux potentiels lors de l'exécution de projets, et d'essayer de les éviter ou de les minimiser si possible. À la suite de la question reprise plus haut, Elia prendra contact avec le département de l'environnement pour déterminer ensemble la meilleure façon de mener une telle concertation.

3.3.18. Gestion de la tension aux points de couplage

[FLU]	We vragen dan ook aan Elia om ons de effecten van de ingezette middelen op de spanningshuishouding en op het beheer van reactief vermogen op onze netten met de daaraan verbonden tarieven zowel kwalitatief als kwantitatief in beeld te brengen.
-------	--

(59) Dans le cadre de la concertation récurrente au sein de Synergrid sur « l'accord de coopération », Elia a expliqué en détail le problème de la gestion de la tension au point de couplage. L'injection capacitive croissante observée à tous les points de couplage est une évolution à laquelle nous voulons faire face avec les gestionnaires de réseaux de distribution. Outre les investissements prévus par Elia pour la prochaine période tarifaire, une proposition d'ajustement du tarif réactif a également été discutée afin de mieux répondre aux remarques formulées par les gestionnaires de réseaux de distribution et d'aboutir à une plus grande maîtrise par ces derniers de la consommation/injection réactive au point de couplage ou à une zone de points de couplage. Elia est convaincu que la participation active des utilisateurs du réseau de distribution à la régulation de la tension peut contribuer à une meilleure gestion de la tension au point de couplage. Elia est disposé à poursuivre la collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution à ce sujet. Quoi qu'il en soit, à la demande de Fluvius, Elia a activé le « compounding » dans un certain nombre de transformateurs où la tension est problématique lorsque la production photovoltaïque est élevée. Les premiers résultats sont positifs et feront l'objet de discussions plus approfondies afin d'optimiser la paramétrisation des régulateurs de tension.

3.3.19. Rationalisation des réseaux de transport locaux	
[FLU]	<p>In ieder geval mag de rationalisering van de lokale transmissienetten door over te schakelen naar hogere spanningsniveaus geen aanleiding geven tot het beperken van het aantal koppelpunten of de afbouw van de 36 kV infrastructuur waardoor de beschikbaarheid hiervan voor de distributienetbeheerder en de toegang voor haar klanten beperkt zou worden.</p> <p>[...]</p> <p>We stellen in dat kader voor om concreet inzicht te krijgen in de beschikbare capaciteit en mogelijke congesties ter hoogte van elke verbinding van het koppelpunt met het (federaal) transmissienet.</p>

- (60) Le maintien du nombre de points de couplage n'est pas une fin en soi, mais fait partie de l'analyse technico-économique commune qui offre la réponse la plus pertinente aux besoins.
- (61) Les informations demandées concernant la capacité disponible et les éventuelles congestions seront discutées dans le cadre des moments de concertation sur le développement évoqués plus haut et prévus avec les gestionnaires de réseaux de distribution.
- (62) Dans le cadre des actions définies dans le « Flexibiliteitsplan 2025 »¹⁵ de la VEKA, Elia collaborera avec Fluvius pour développer un ensemble d'indicateurs qui communiqueront de manière transparente l'état du réseau électrique aux acteurs de marché. Grâce à ces actions et au processus de collaboration mis en place, il sera possible de fournir de manière concrète des informations sur la capacité disponible et donc le risque de congestion au point de couplage.

3.3.20. Cohérence avec les plans régionaux	
[BRUGEL]	<p>Toch stelt BRUGEL vast dat de gegevens in verband met de projecten voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest niet op dezelfde manier worden voorgesteld als in het gewestelijke ontwikkelingsplan, waardoor het niet duidelijk is welke wijzigingen door het ontwerp van het federale plan werden aangebracht.</p> <p>BRUGEL vraagt daarom dat de informatie die in het volgende gewestelijke plan worden voorgesteld, wordt afgestemd op de informatie die in het federale planontwerp wordt voorgesteld, zodat de voorgestelde projecten op een geschikte manier kunnen worden opgevolgd.</p>
[BXL]	<p>De regering steunt de onderstaande verzoeken van Brugel met het oog op een doeltreffendere opvolging van de volgende gewestelijke ontwikkelingsplannen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • dat de informatie in het volgende gewestelijke plan wordt afgestemd op die in het federale plan om een adequate opvolging van de voorgestelde projecten mogelijk te maken;
[FLU]	<p>Daarnaast stellen we voor op projectbasis in de tabellen met projectinformatie expliciet verwijzing te maken naar de tabellen met projectinformatie in de gewestelijke investeringsplannen.</p>

- (63) Compte tenu des différents processus et fréquences des plans au niveau fédéral et régional, ainsi que des différents niveaux de détail et de granularité, il ne semble pas approprié d'inclure ceci dans le plan de développement fédéral, mais plutôt de l'examiner dans le cadre des moments de concertation sur le développement prévus avec les gestionnaires de réseaux de distribution.

¹⁵ <https://beslissingenvlaamseregering.vlaanderen.be/document-view/635A45301EA6B745D23CC9F2>

3.3.21. Déploiement de la flexibilité

[FLU]

Vooreerst moeten we vaststellen dat het inzetten van het flexibiliteitspotentieel van distributienetgebruikers in het kader van congestiebeheer op (lokaal) transmissienet in lijn moet gebracht worden met het Vlaams regelgevend kader dienaangaande en dat de inzet van flexibiliteit op ieder ogenblik moet beperkt worden opdat de operationele veiligheid op de distributienetten gegarandeerd kan worden.

[...]

In dat kader moeten eveneens de effecten en risico's van het inzetten van flexibiliteit ten behoeve van het globaal evenwicht in beeld gebracht worden om eventuele negatieve effecten ervan op de distributienetten uit te sluiten of te mitigeren.

Eveneens mag het inzetten van flexibiliteit niet tot resultaat hebben dat de noodzakelijke structurele investeringen ten behoeve van het ter beschikking stellen van de nodige capaciteit en ter versterking van de koppelpunten met de distributienetten nodeloos zouden worden uitgesteld of niet zouden worden doorgevoerd. Hierdoor worden er bijkomende risico's voor de operationele veiligheid van het distributienet geïntroduceerd. Voor wat betreft de verwijzingen naar het CCMD van Elia als oplossing voor lokaal congestiebeheer en het ontsluiten voor flexibiliteit in kader van het globale evenwicht van het net, stellen we in vraag of dit initiatief concreet zal kunnen bijdragen aan de nodige oplossing van de reeds gekende concrete congestieproblemen op de koppelpunten met het distributienet.

[...]

Algemeen moeten de nodige afspraken gemaakt worden rond toepassingsmodaliteiten, prioritering, producten, processen en systemen die in overleg moeten worden opgezet met betrekking tot het ontsluiting van de flexibiliteit beschikbaar bij de distributienetgebruikers in functie van de behoeften van Elia in kader van het globale evenwicht zodat de inzet er van geenszins aanleiding kan geven tot de introductie van risico's of kosten bij de distributienetbeheerders.

- (64) ELIA et les gestionnaires de réseaux de distribution collaborent au sein de Synergrid pour concrétiser les priorités et les actions connexes définies dans le plan de flexibilité. Il est ainsi question d'une coordination continue avec les experts pour faciliter les modalités, les systèmes et les processus, en particulier pour débloquer la flexibilité en basse tension.
- (65) Notre analyse et nos calculs n'ont pas mis en évidence un quelconque impact négatif de l'application de la flexibilité, telle que décrite au point « 5.1.7 Considérations sur l'usage de la flexibilité », sur la capacité de transformation des points de couplage à l'horizon du plan. Au contraire, ces mesures permettent une meilleure exploitation du réseau vertical, de 150 kV à 110 kV, ce qui améliore également la capacité disponible dans les sous-stations présentant une interface avec les réseaux de distribution.
- (66) En ce qui concerne le CCMD, Elia ne l'a pas présenté dans le plan de développement fédéral comme étant déjà une solution concrète au problème de congestion au niveau des points de couplage. Nous renvoyons au point « 2.2.5. Système multidirectionnel », dans lequel il est stipulé ce qui suit : « *Le déploiement de la Consumer Centric Market Design, tel que développée par Elia, permettra d'identifier et d'exploiter le potentiel de flexibilité du système électrique, afin d'en tenir compte dans le développement du réseau.* »

Le CCMD est effectivement cité comme une future option envisageable au paragraphe « 5.1.7 Considérations sur l'usage de la flexibilité » : « *Une flexibilité plus avancée pourra être obtenue au travers de l'implémentation d'un CCMD (Consumer Centric Market Design), en particulier s'il intègre des algorithmes de gestion de congestions locales.* »

Cette remarque concerne principalement le système vertical tel qu'il est décrit dans le plan de développement fédéral. Dans celui-ci, nous précisons que la contribution éventuelle de ce concept au problème de la congestion doit être étudiée de manière plus approfondie. L'impact sur le réseau de distribution et les points de couplage doit en effet être pris en compte dans cette analyse. Cependant, l'éventuel potentiel du CCMD face à la problématique de la congestion n'ayant pas encore été intégré, cette phrase a été supprimée de la version finale du PDF.

3.4. Projets d'investissement spécifiques

3.4.1. Interconnexions supplémentaires et prolongation de plusieurs centrales nucléaires.

[VL]

Meer algemeen stellen we vast dat lange termijn projecten die Elia interessant lijkt te vinden reeds grondig zijn opgenomen (onder andere Triton, Energie-eiland), maar dat andere projecten zoals bijkomende interconnectie met de buurlanden, verlenging van meerdere kerncentrales in België... die op eenzelfde ogenblik ook al relevant waren in Vlaanderen niet opgenomen zijn.

Interconnexions avec les pays voisins

- (67) Le portefeuille de projets d'infrastructure proposé dans le présent projet de Plan de développement fédéral 2024-2034 est aligné sur les besoins futurs découlant des motifs tels qu'expliqués au « § 1.3 Motifs du développement du réseau ». Il est par ailleurs conforme aux objectifs stratégiques pertinents de l'Europe, de la Belgique et des régions. Qu'il s'agisse d'interconnexion, de backbone interne, d'accueil de sources d'énergie renouvelables terrestres et marines, de production centralisée, de remplacement d'équipements obsolètes ou d'évolution de la consommation, les projets de ce plan sont définis sur la base d'une méthodologie qui se déroule en 4 étapes successives, comme montré à la « Figure 1.12 Processus d'identification des projets du plan de développement ». Cette approche est compatible avec les méthodes élaborées dans le cadre du « Plan décennal de développement du réseau » (TYNDP - Ten-Year Network Development Plan), publié tous les deux ans par ENTSO-E (voir aussi « § 1.4 Méthodologie de développement du réseau »). L'application rigoureuse de cette méthodologie garantit que les projets sélectionnés sont ceux qui répondent aux besoins de la société belge et qui apportent des bénéfices significatifs. La pertinence sociale est au cœur de cette méthodologie.
- (68) Elia estime que la remarque concernant le manque d'attention à l'expansion de la capacité d'interconnexion avec les pays voisins n'est pas fondée. L'importance de développer davantage la capacité transfrontalière est en effet fortement soulignée au principe 4 des 5 principes de développement du plan de développement fédéral (voir également la Figure 1). La « Figure 5 : Aperçu de l'évolution des infrastructures du système horizontal » montre par ailleurs que des projets concrets sont déjà en préparation à la frontière avec la France, les Pays-Bas et l'Allemagne. Le chapitre 4 comporte une description détaillée de ces projets, aborde les aspects techniques et présente une analyse coûts-bénéfices :

4.3. Poursuite du développement des interconnexions onshore

4.3.1. Renforcement Lonny (FR) - Achène - Gramme (LAG)

4.3.2. Renforcement Van Eyck - Maasbracht (NL)

4.3.3. Deuxième interconnecteur Belgique - Allemagne

Il est également expliqué au paragraphe « 4.6 Facilitation à long terme de la transition énergétique » qu'Elia explore d'autres pistes à plus long terme, avec les GRT voisins, à la frontière avec la France, les Pays-Bas, l'Allemagne et le Luxembourg.

Les projets proposés et le calendrier de réalisation sont conformes aux résultats de l'évaluation des besoins menée par ENTSO-E dans le cadre du processus TYNDP bisannuel (voir section 3.2.2) et aux études complémentaires menées par Elia (voir également la Figure 3.16 au paragraphe « 3.2.5.2 Interconnexions directes »).

Prolongation de plusieurs centrales nucléaires en Belgique

- (69) La préparation de scénarios pour le PDF 2024-2034 (et pour d'autres études) est un processus de longue haleine qui doit être initié en temps utile. Il a déjà commencé en mars 2021 avec la création de la « Task Force Scénarios », comme expliqué à la section 2.1.1.3. Le rapport final sur les scénarios a été publié en janvier 2022, conformément au calendrier prévu par la loi concernant la sortie du nucléaire, étant donné qu'aucune décision sur une prolongation n'avait été prise à ce moment-là. L'annonce de l'intention de prolonger des réacteurs (pour une capacité de 2 GW) a eu lieu en mars 2022. À cette date, il n'était plus possible d'encore ajuster complètement tous les scénarios à l'horizon 2030 à la suite de cette annonce, étant donné que le plan était déjà en pleine préparation pour la demande d'avis à la CREG et au Cabinet de la mer du Nord.
- (70) Deux actions ont cependant été entreprises pour en tenir compte autant que possible. Premièrement, l'ajout d'un scénario « ReEU » où l'intention annoncée par les autorités belges de prolonger l'exploitation de 2 GW du parc nucléaire belge (mars 2022) est prise en compte. Ce scénario prend également en compte les mesures annoncées pour l'abandon progressif du gaz fossile grâce à une électrification plus rapide, une efficacité énergétique accrue, un déploiement accéléré des SER et la production de molécules vertes. Deuxièmement, l'impact d'une prolongation du nucléaire sur les besoins du système du réseau interne de 380 kV a été étudié à la section 3.3.5. Ainsi, la prolongation potentielle de 2 GW sur 10 ans (1 GW à Doel et 1 GW à Tihange) est déjà retenue.
- (71) En ce qui concerne la prise en compte de la prolongation d'unités nucléaires supplémentaires (en plus des 2 GW mentionnés au paragraphe (70)), nous constatons qu'il n'y a pas de politique officielle à ce sujet à ce jour, ni de cadre légal en la matière. Elia ne peut donc pas en tenir compte à ce stade ; mais le fera bien dans de futurs plans de développement en cas de changement de la politique et/ou du cadre légal.
- (72) Une adaptation du calendrier de fermeture autre que la prolongation de 10 ans de 1 GW à Doel et de 1 GW à Tihange pourrait, selon les modalités, avoir un impact significatif sur le plan de développement et les projets qui y sont envisagés. Il

n'est pas possible d'élaborer une architecture de réseau alternative pour toutes les options et variantes possibles dans le plan de développement fédéral. Un cadre législatif concret, formel et stable est une condition nécessaire à cet égard.

3.4.2. Raccordement de l'éolien de la zone Princesse Élisabeth via la France

[JFE]	2. Het federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 voorziet dat de offshore geproduceerde elektriciteit zowel vanuit het reeds bestaande MOG, als vanuit het nog te bouwen prinses Elizabeth offshore park in Vlaanderen aan land komt via de Stevin/Gezelle-Van Maerlandt assen. Essentiële voorwaarde hierbij is dat tegen dan ook Ventilus zou gerealiseerd zijn. Voormelde assen vormen echter een bottle neck voor het aan land brengen van de off shore elektriciteit en rekening houdend met de proceduredreiging in het Ventilus - dossier is het niet uitgesloten dat er tegen 2030 nog geen enkele bovengrondse Ventilus mast in West-Vlaanderen zal staan. Vandaar het voorstel om met de project-ontwikkelaars van het geplande off shore windmolenpark in onderhandeling te gaan om ook een verbinding te voorzien tussen het prinses Elizabeth en het Duinkerken offshore park die als back up verbinding kan dienen om de stroom vanuit het prinses Elizabeth park via Frankrijk aan land te kunnen brengen als er zich een incident voordoet ter hoogte van hoger vermelde bottleneck en/of indien Ventilus niet tijdig kan gerealiseerd worden.
-------	---

(73) Le raccordement de l'éolien offshore de la zone Princesse Élisabeth au parc éolien offshore français de Dunkerque n'est pas une option réaliste pour plusieurs raisons, les principales étant résumées ci-dessous :

- ▶ Les câbles d'exportation entre la plateforme offshore au large de Dunkerque sont dimensionnés en fonction de la taille (puissance) du parc éolien offshore. Un raccordement à cette plateforme nécessiterait des câbles d'exportation supplémentaires, entraînant un surcoût important. Dans la situation finale cependant, ces câbles n'ont que très peu ou pas d'utilité, ce qui revient donc à faire un investissement sans nécessité à long terme, qui ne se justifie pas au vu des coûts élevés. Créer une liaison entre ces parcs éoliens impliquerait en effet une interconnexion offshore dans le réseau AC entre la Belgique et la France dans la situation finale. Les réseaux en Belgique et en France, offshore ou onshore, ne sont dans les régions concernées pas dimensionnés pour supporter les flux supplémentaires qui se produiraient dans le cas d'une telle interconnexion. Même le réseau AC onshore du nord de la France n'a pas la capacité de transport nécessaire pour transporter les flux supplémentaires résultant de l'éolien belge ou d'une interconnexion supplémentaire à cet endroit, en plus des projets prévus en France. Enfin, outre la capacité de transport supplémentaire, des éléments de régulation du débit tels que des transformateurs déphaseurs ou des convertisseurs HVDC back-to-back seraient nécessaires pour contrôler les flux et éviter des « loop-flows » inacceptables.
- ▶ Même dans l'hypothèse où il existerait une capacité d'accueil suffisante pour raccorder les éoliennes à la côte française, celles-ci feraient partie de la zone d'enchères française et non plus de la zone d'enchères belge. Le consommateur belge ne pourra alors pas bénéficier des avantages, puisque l'énergie éolienne produite devra être importée en Belgique via les interconnexions existantes (comme toute capacité de production française), selon les règles de marché en vigueur.

3.4.3. Cronos

[JFE]	3. Waarom is er in het federaal ontwikkelingsplan enkel sprake van de Nemo en Nautilusverbinding vanuit het UK, en wordt er in het plan geen rekening gehouden met de geplande Cronos verbinding die op termijn nog eens een extra toevoer op de bestaande en geplande hoogspanningsnetten (incl. de extra investeringen die mogelijk nodig zijn)?
[FVA]	In het TYNDP 2020 en 2022 stond telkens de interconnectie CRONOS (ID 1049) vermeld tussen Kemsley in Kent in het Verenigd Koninkrijk en Zeebrugge in België met voorziene ingebruikname in 2025. Van 2 tot 29 november 2022 vond er een openbaar onderzoek plaats van aanvrager Cronos Energy Ltd bij de Engelse Energieregulator Ofgem. Toch wordt er geen enkele vermelding gemaakt in het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 van CRONOS. [...] Waarom wordt de CRONOS-interconnectie nergens vermeld in het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034? Waarom wordt er geen rekening gehouden met de impact van Cronos op Ventilus, Stevin en de rest van het hoogspanningsnetwerk?

(74) Dans le cadre réglementaire européen relatif aux interconnexions, toute partie peut initier le développement d'une interconnexion. Cronos est un projet d'interconnexion entre le Royaume-Uni et la Belgique, dont l'étude est réalisée par un tiers. Il s'agit donc d'une initiative privée, et les démarches nécessaires ont été entreprises pour que ce projet d'interconnexion soit inclus dans le TYNDP (Ten Year Network Development Plan – un plan de développement du réseau au niveau de l'UE). L'une des conditions de cette inclusion est l'introduction d'une demande auprès des gestionnaires de réseaux concernés.

(75) Pour l'heure, à la demande de Cronos, Elia a effectué une étude d'orientation dans le cadre du processus prévu par la loi pour les demandes de raccordement. Elia étudie les possibilités (points de raccordement concrets) de raccordement du projet en question, les éventuels renforcements internes nécessaires et les délais y afférents. Elia n'a donc pas encore inclus le projet CRONOS dans le PDF 2024-2034 en raison de son caractère précoce, conformément au traitement de toute demande de raccordement à ce stade.

3.4.4. BE-DE II

[FBG]	Given the limited contribution of Germany to the Belgian SoS in the latest CRM calibration report (delivery year 27-28), FEBEG also questions to which extent a second interconnection between Germany and Belgium will bring benefits for the Belgian consumers.
[WAL]	En dehors d'un projet d'interconnexion Belge-Allemand à l'étude pour la période 2035-2038, le présent Plan de Développement fédéral ne prévoit pas de nouvelles lignes aériennes de 380kV dans le Plan de Développement fédéral 2024-2034.

(76) Les études réalisées dans le passé, tant au niveau national (plans de développement) qu'europpéen (TYNDP), relatives à une deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne, ont toujours montré qu'une telle interconnexion avait le potentiel de créer un bien-être socio-économique pour la Belgique, l'Allemagne et l'ensemble de la région européenne. Les études réalisées dans le cadre de ce plan de développement confirment ce potentiel, tout comme celles conduites dans le cadre du NEP (Netzentwicklungsplan¹⁶) allemand. Compte tenu de l'horizon de mise en service industrielle – 2037-2038 –, le projet a un statut indicatif et n'est donc pas encore soumis à approbation.

Elia et Amprion lanceront un projet commun en 2023 pour renouveler les études et évaluer le projet dans le cadre de l'intégration des sources d'énergie renouvelable, du potentiel de réduction des émissions de CO₂, de l'intégration du marché, de la sécurité d'approvisionnement, de la stabilité du système et de l'indépendance énergétique.

(77) La référence pour une éventuelle deuxième interconnexion entre la Belgique et l'Allemagne, qui est actuellement encore en phase d'étude, n'est pas une ligne aérienne, mais plutôt une interconnexion HVDC souterraine, telle que la première interconnexion ALEGrO® entre la Belgique et l'Allemagne.

3.4.5. Nautilus

[FBG]	New IC with UK (Nautilus): FEBEG doubts that a new IC with the UK, a country with higher electricity prices and which is expected to become more volatile in the future with the increased RES capacity will actually benefit to the Belgian consumers.
[FVA]	Er werd geen onderzoek uitgevoerd naar het dieper landinwaarts brengen van de gelijkstroomkabels van Nautilus naar een knooppunt zoals Izegem, Avelgem, Courcelles, ... Er werd dus ook niet aangetoond dat dit alternatief minder goed zou zijn, terwijl de impact op gezondheid en het leefmilieu duidelijk veel minder zou zijn dan bij het huidige voorstel.

(78) Elia se demande sur quelle base la FEBEG formule une telle affirmation. Des analyses approfondies ont en effet été réalisées par Elia dans le cadre du plan de développement ; elles sont reprises de manière transparente dans ce dernier. Ainsi, la section « 4.2.2. Nautilus » traite en détail de l'analyse coûts-bénéfices du projet. La création de bien-être résultant de la réalisation de ce projet dépasse largement les coûts, dans tous les scénarios et quel que soit l'horizon retenu. Cette amélioration du bien-être dans tous les scénarios est fortement influencée par l'intégration croissante de l'énergie (renouvelable) bon marché produite au Royaume-Uni (jusqu'à 50 GW d'énergie éolienne offshore en 2030 et jusqu'à 90 GW en 2040) dans le système électrique et par les différences de prix attendues entre la Belgique et le Royaume-Uni (« § 2.1.7.2 Évolution des différences de prix sur le marché de gros de l'électricité »). La FEBEG ne fournit aucune quantification qui contredise ces résultats.

(79) En ce qui concerne le raccordement de Nautilus, un raccordement plus à l'intérieur du pays signifierait un impact accru sur le milieu, l'environnement et l'utilisation de ressources (rares), en raison de la longueur nettement plus élevée de la liaison et de la nécessité d'une station de conversion supplémentaire. Le raccordement de Nautilus à l'île énergétique garantit une utilisation plus efficace de l'infrastructure terrestre prévue, qui a déjà été approuvée dans le plan précédent, limitant ainsi autant que possible les impacts et permettant d'intégrer plus rapidement l'énergie renouvelable supplémentaire dans le système. Il convient également de souligner ici que tout renforcement du réseau interne nécessaire pour le raccordement de Nautilus plus à l'intérieur des terres pourrait encore accroître ces impacts. Nous renvoyons aussi, à ce sujet, aux explications données au paragraphe (96).

¹⁶ <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>

3.4.6. TritonLink

[FBG]	The most questionable project which is proposed by Elia is the TRITON link. One - first – very important element to consider, is the extremely high cost of this interconnection. The annuity (cost/year) of a “normal” interconnector is estimated (by Elia) at +/- 45 Million EUR, while for the Triton Project the estimations of Elia point at a cost of 248 Million EUR. Put differently, we can add 5 interconnectors to neighbouring countries for the same cost of one interconnector such as Triton. In addition, from the cost/benefit analysis it is clear that the normal interconnectors offer much more benefits to Belgium (in relative terms) compared to Triton. Indeed, the Belgian welfare for Triton is in the range of about 230-330 Million/year (note that in some cases, we would lose 20 Mio/year), while the welfare of an additional connector the U.K. is estimated to be very similar (200-300 Mio/year) at only a fraction of the cost. FEBEG is very worried about the extremely high costs of projects such as Triton, since, given the high uncertainties of the various scenario (certainly in the current market situation) it is not certain that these costs will also bring the benefits needed to end up in a positive business case.
[KVE]	Het werd steeds ontkend, maar nu blijkt het ondertussen voor Triton wel te lukken om een kabel aan te leggen in de Westerschelde.
[FVA]	Er wordt onvoldoende toekomstgericht rekening gehouden worden om de TritonLink op te nemen als een toekomstig onderdeel van het Belgisch gelijkstroomnetwerk tussen enerzijds Gent/Antwerpen met Avelgem/Courcelles onshore en anderzijds het energie-eiland offshore.

(80) Elia constate que [FBG] remet en question l'analyse coûts-bénéfices de Nautilus (voir « 3.4.5 Nautilus » dans le présent document), mais utilise ces résultats comme référence pour les autres projets. La création de bien-être calculée pour le projet Nautilus ne peut pas être extrapolée aux interconnexions supplémentaires entre la Belgique et le Royaume-Uni une à une. Si un tel bien-être supplémentaire est en effet observé pour l'interconnexion Nautilus, ce n'est pas le cas pour les interconnexions supplémentaires. Par ailleurs, aucun besoin d'interconnexion supplémentaire entre la Belgique et le Royaume-Uni (en plus de l'interconnexion Nautilus) n'a été identifié pour le moment dans le TYNDP 2022.

(81) En ce qui concerne TritonLink, il est exact que le bien-être socio-économique créé pour les deux pays concernés (Belgique et Danemark) ne couvre pas entièrement les coûts. D'un point de vue européen cependant, et en tenant compte du scénario « High » pour le coût social des émissions de CO₂, la comparaison coûts-bénéfices de ce projet est positive pour tous les scénarios. Dans le scénario « Central » pour le coût social des émissions de CO₂, la comparaison coûts-bénéfices est même positive si l'on considère uniquement le bien-être socio-économique européen pour tous les scénarios, à l'exception du scénario « Established Policies » à l'horizon 2030.

Pour s'assurer que de tels projets avec des bénéfices européens significatifs puissent encore être réalisés, le mécanisme du label PCI et du CEF¹⁷ a été créé au niveau européen. Compte tenu du rapport coûts-bénéfices positif au niveau européen, ce projet peut bénéficier du label PCI et donc aussi prétendre à des subventions européennes par le biais du CEF. Elia a donc soumis ce projet comme candidat pour la sixième liste PCI, qui sera déterminée par la Commission européenne en 2023. L'obtention de fonds suffisants, dont le niveau sera déterminé ultérieurement, est la condition préalable à la décision d'investissement de ce projet.

Pour prétendre au mécanisme de subventions européennes (CEF), les deux partenaires au projet (Elia et Energinet) doivent préparer une « Investment request and cross border cost allocation (CBCA) proposal » détaillée en collaboration avec les régulateurs. Cet exercice CBCA permettra de déterminer le « funding gap » et le montant des subventions nécessaires sur la base des analyses de marché et estimations des coûts les plus récentes. La détermination finale et formelle de la répartition des coûts entre les partenaires/pays concernés fera elle aussi partie du processus et doit être définie par les régulateurs des deux partenaires au projet.

(82) Il y a d'autres motifs que le business case socio-économique, comme expliqué au point « 4.2.3 TritonLink ».

- ▶ La Belgique ne dispose pas d'un potentiel d'énergie renouvelable suffisant à l'intérieur de ses propres frontières maritimes et terrestres pour décarboniser l'ensemble de son système énergétique. C'est pourquoi elle doit chercher des partenaires disposant d'un excédent d'énergie renouvelable. Le Danemark est un tel partenaire en raison de son grand potentiel en matière d'éolien offshore. La « Figure 4.12 : Réduction des émissions de CO₂ et intégration des SER grâce à la réalisation du projet TritonLink » montre la nette diminution des émissions de CO₂ obtenue grâce à ce projet.
- ▶ Le projet renforcera la sécurité d'approvisionnement de la Belgique et du Danemark. Cet effet sera renforcé par la décorrélation des vitesses de vent dans les eaux belges et danoises, comme le montre la « Figure 3.15 – Corrélation entre l'apport éolien offshore belge et l'Europe en % ». Plus cette décorrélation est importante (ou plus la corrélation est faible), plus il est probable que la production éolienne diffère à un moment donné. Lorsque la production éolienne est faible au large de la côte belge, il est plus probable que la production éolienne

soit plus importante dans les eaux danoises, et inversement. Compte tenu de la volatilité de la production renouvelable, une telle répartition de la production est un avantage considérable. Ce point sera également quantifié dans le cadre de la « CBCA proposal » (81).

- ▶ Toutes les entreprises concernées bénéficieront d'une longueur d'avance mondiale en matière d'innovation. En s'appuyant sur les compétences et l'expérience ainsi acquises, des projets supplémentaires pourront être réalisés à un stade ultérieur de la transition énergétique.

(83) Le plan de développement fédéral n'indique pas le tracé exact que suivra le câble de TritonLink, de l'île Princesse Élisabeth à l'intérieur du pays. Il précise seulement que, du point de vue de l'intégration dans le réseau, la région de Gand ou d'Anvers sont toutes deux possibles. Les études visant à déterminer le tracé ont commencé et les différentes options seront comparées. Les itinéraires possibles sur terre et en mer seront étudiés et comparés de manière approfondie. Concernant les défis et les difficultés liés à la pose d'un câble dans l'Escaut, la position d'Elia n'a pas changé par rapport aux communications précédentes.

(84) En ce qui concerne l'intégration de TritonLink dans un « éventuel futur réseau HVDC », nous renvoyons tout d'abord à la section « 2.3.1 HVDC ou High Voltage Direct Current », qui explique les défis de cette technologie dans le contexte de la transition énergétique. Il y est également expliqué que la technologie HVDC ne peut pas encore répondre à tous les défis associés. Elia essaie de garder les options futures ouvertes autant que possible dans la conception de cette liaison, mais étant donné la maturité limitée des systèmes HVDC maillés, aucune garantie ne peut être donnée à ce stade quant à la faisabilité, ni quant à l'horizon où cette technologie sera disponible. Étant donné la contribution de ce projet aux objectifs climatiques et à l'accès aux énergies renouvelables en mer du Nord, il est important de donner la priorité à la portée actuelle et de réaliser ce projet dès que possible.

3.4.7. Remarques générales concernant les interconnecteurs

[FBG]	<p>Under the proposed plan, it is clear that Belgium will continue to act as a transit country; is this a real benefit for Belgian customers? If such projects would be deemed beneficial for the support of the pan-European grid, those projects should be proposed as European Projects of Common Interest (PCI) and, as a consequence, be funded as European projects and not be funded by the Belgian customer.</p> <p>[...]</p> <p>Additionally, in the proposed plan FEBEG fails to see clear alternative solutions to the building of interconnectors to address market congestion issues at CWE level caused a.o. by unscheduled flows. FEBEG believes that an optimized use of existing infrastructure at EU level, with some infrastructure optimization, could also help solving this structural problem.</p> <p>[...]</p> <p>FEBEG fears that benefits for Belgian citizens could be inflated in the scenarios used by Elia where high costs of electricity make the interconnections more profitable. Structurally, according to Elia assumptions, Belgium seems the most expensive country in the region (prices possibly impacted by important volumes of DSM). Elia would therefore assume that politicians would not react, which FEBEG considers to not realistic.</p> <p>[...]</p> <p>Finally, it is important to bear in mind that Belgium is already a highly interconnected country, well beyond European targets.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ A higher interconnectivity could contribute to the further integration of (volatile) renewable generation in the European system, e.g. to allow the excess of RES generation in one area to be absorbed by other areas (e.g. from France to Germany– or vice versa -, etc). In that case, it should be put in a European perspective. Therefore, those projects should be proposed as European Projects of Common Interest (PCI).
[KVE]	<p>Internationale connectoren, buiten de bevoegdheid van de CREG/VREG om te kapitaliseren op het volatile karakter van de hernieuwbare energiebronnen en dat op kap van de consument.</p>

(85) Les interconnexions permettent d'accéder aux énergies renouvelables en dehors de la Belgique tout en contribuant au fonctionnement compétitif du marché international. Compte tenu du potentiel limité de la Belgique en matière d'énergie renouvelable, cet aspect revêt une grande importance stratégique pour notre pays. Dans le cadre des analyses coûts-bénéfices pour les différents interconnecteurs, l'intégration supplémentaire d'énergie renouvelable résultant du projet a donc toujours été incluse dans le calcul.

(86) Dans un système électrique renouvelable avec d'importants volumes de production variable, les interconnecteurs seront également utilisés pour compenser une baisse de production locale (moins de vent ou de soleil). Notre étude « Roadmap To

Net Zero »¹⁸ montre, par exemple, que les fluctuations hebdomadaires de la production éolienne au niveau européen sont environ 50 % inférieures aux fluctuations au niveau belge.

(87) Les simulations réalisées dans le cadre du plan de développement fédéral sont conformes aux règles de marché applicables ; concrètement, Elia applique la règle des 70 % du règlement 2019/943 dans ses analyses. Ainsi, le point de départ d'une CBA (analyse coûts-bénéfices) est bien que les loop flows ne doivent pas restreindre de manière disproportionnée le fonctionnement du marché (pas de « undue discrimination »). Cela permet de faire abstraction de la manière dont les 70 % seront atteints dans la réalité, c'est-à-dire le choix de reconfigurer les zones d'enchères ou de se concentrer davantage sur l'application de mesures correctives (« remedial actions ») avec une répartition des coûts appropriée. En ce qui concerne ce dernier point, nous nous référons aux décisions de l'ACER de décembre 2020 sur la « Regional Operational Security Analysis (ROSC) » et le « Cost sharing of redispatching and countertrading » pour le CORE CCR.

(88) Afin d'accroître la transparence et de garantir que les décisions ne sont pas prises sur la base de situations exceptionnelles avec des prix très élevés, le bien-être socio-économique a été divisé en une partie où les prix du marché sont inférieurs à 500 €/MWh et une partie où les prix sont supérieurs à 500 €/MWh. Nous pouvons ainsi voir quelle partie du bien-être socio-économique résulte de situations de quasi-pénurie, et donc de prix très élevés. La création de bien-être dans les situations où les prix sont inférieurs à 500 €/MWh est déjà suffisante pour les projets proposés pour approbation dans ce plan de développement.

En ce qui concerne l'interprétation des résultats du marché pour les interconnecteurs, il est important de mentionner que ce n'est pas tant le prix moyen du marché qu'il faut regarder, mais plutôt l'écart de prix horaire absolu moyen (GAP). Celui-ci est obtenu en calculant la différence de prix entre deux zones pour chaque heure de l'année. On retient ensuite la valeur absolue de cette différence, puis la moyenne. La méthode est illustrée à la figure 2.36 pour les différents scénarios.

Ces résultats montrent clairement que dans les scénarios où la pénétration de l'énergie renouvelable est plus importante, par exemple le scénario « LRES », le GAP est plus élevé que dans les scénarios où la pénétration est plus faible, comme le scénario « Global Import ». La raison en est, logiquement, la volatilité de l'énergie renouvelable. Ainsi, contrairement à ce qui est mentionné dans la réponse de la FEBEG, c'est l'énergie bon marché dans les pays ayant un excédent de SER qui fait augmenter le bien-être social lié aux interconnecteurs tels que Nautilus. Une augmentation de la flexibilité dans le système, comme dans le scénario « FLEX+ », vient modérer cet écart de prix et la création de bien-être par les interconnecteurs.

(89) Elia confirme également qu'elle met tout en œuvre pour que les projets soient reconnus pour le label PCI, et que lorsqu'ils sont éligibles à des subventions, elle utilise ces opportunités. Le projet Lonny-Achène-Gramme, par exemple, a déjà été inscrit sur la liste des projets PCI. Concernant TritonLink, une demande d'inscription sur la sixième liste PCI a été introduite afin de bénéficier d'un financement européen (81). Pour Nautilus, une demande d'inscription sur la liste PMI (Projects of Mutual Interest) a été déposée, le Royaume-Uni ne faisant plus partie de l'Union européenne. L'obtention du label PCI ne signifie pas forcément l'octroi d'une subvention pour la réalisation. Les conditions en la matière sont décrites dans le règlement TEN-E¹⁹.

(90) Les objectifs d'interconnexion concernent la réalisation d'un certain niveau pour une série d'indicateurs différents, comme décrit dans le rapport de l'ITEG²⁰. L'objectif sous-jacent de ces indicateurs est de limiter l'écart de prix des prix de gros moyens entre les zones d'appel d'enchères à moins de 2 euros/MWh. La section « 3.2.5.3. Convergence des prix » se penche sur cette question et indique quels interconnecteurs devraient faire l'objet d'un examen plus approfondi. Les projets proposés dans ce plan de développement s'inscrivent parfaitement dans cette optique.

(91) Les interconnexions peuvent en effet donner lieu à certaines recettes, appelées le « rentes de congestion » (voir section « 1.4.5.1 Bien-être socio-économique (B1) »). Les rentes de congestion sont définies comme la différence de prix entre une zone d'offre importatrice et exportatrice multipliée par l'énergie échangée (sur une base horaire). L'utilisation des revenus provenant des rentes de congestion est définie à l'article 16 du Règlement (CE) 714/2009²¹ et est supervisée par les autorités de régulation nationales :

6. Les recettes résultant de l'attribution d'interconnexions sont utilisées aux fins suivantes :

- a) garantir la disponibilité réelle des capacités attribuées ; et/ou
- b) maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion via les investissements dans le réseau, en particulier dans les nouvelles interconnexions.

Si les recettes ne peuvent être utilisées d'une manière efficace aux fins mentionnées aux points a) et/ou b) du premier alinéa, elles peuvent être utilisées, sous réserve de l'approbation par les autorités de régulation des États membres concernés, à concurrence d'un montant maximum fixé par ces autorités de régulation, pour servir de recettes que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthodologie de calcul des tarifs d'accès au réseau, et/ou de la fixation de ces tarifs.

¹⁸ https://issuu.com/eliagroup/docs/20211203_roadmap-to-net-zero_en_1?fr=sYzjIZTUyNzcyMTg

¹⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L.2022.152.01.0045.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2022%3A152%3ATOC>

²⁰ Novembre 2017 "Vers une Europe durable et intégrée" - Rapport du groupe d'experts sur les objectifs de la Commission européenne en matière d'interconnexion électrique.

²¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0714&from=EN>

3.4.8. Île Princesse Élisabeth – Conception du réseau

[BOP]	<p>In this Elia vision, the offshore energy (from the PE zone and from abroad) will be concentrated on the PE island. At the moment, 4.9GW of energy projects are already foreseen to be concentrated on the island (1.4GW Nautilus + 3.5GW PEZ offshore wind). The connection capacity from the island to the shore, however, is only foreseen to have a capacity of 3.5GW, i.e. an under-dimensioning of almost 30%. At the same time, Elia proposed to concentrate even more energy projects (production capacity or interconnectors) on the island, without any concrete proposal to expand the connection capacity to shore.</p> <p>Also, no alternatives are foreseen, even not analysed, such as batteries on or near the island, electrolysis on the island and a pipeline instead of power connection to shore. Such solutions would ensure no renewable electrons are lost as a consequence of curtailment and can be an economically viable alternative on the short terms, if physical constraints prevent the immediate build out of more grid connection capacity.</p> <p>[...]</p> <p>Alternative Grid designs and proposals</p> <ol style="list-style-type: none">1. Develop Nautilus inland in parallel with TritonLink2. 2 GW DC cable from PE island to BE3. Extra 220 kV AC capacity from PE island to BE4. Faster elimination of the Gezelle-Van Maerlant Bottleneck5. Additional DC project from PE island to BE <p>[...]</p> <p>The draft FDP mentions (page 247) that a variant analyses for the PEZ and the PE island was presented to the minister and the ministerial council approved the draft ministerial decree on 23rd of December 2021. Why was this analysis not published, discussed and/or consulted with the stakeholders prior to the decision? BOP regrets the lack of transparency in the decision-making process. Why is this variant analysis not included in the FDP to support the proposed solution? BOP requests Elia to publish this analysis.</p> <p>[...]</p> <p>We therefore ask to keep the option of connecting to 132kV open for all wind farms in the PEZ, by taking this into account in the (preliminary) designs for connection, and without this option introducing delays in the timelines towards connection.</p>
[4SEA]	<p>Het milieueffectenrapport (MER) dient om de impact van een aantal alternatieven te onderzoeken. Zolang de project-MER geen uitsluitel geeft, is het voorbarig om in de pers gewag te maken van de bouw van het energie-eiland als een vaststaand feit. Het dient namelijk nog uitgeklaard te worden of een eiland opweegt tegen enkele transformatorplatformen, en indien ja, welke locatie de beste optie is.</p>

(92) Concernant l'île énergétique belge, il est effectivement prévu d'y raccorder entre 3,15 et 3,5 GW d'éolien offshore provenant de la ZPE belge (la zone « Princesse Élisabeth »), ainsi que l'interconnexion de 1,4 GW avec le Royaume-Uni appelée « Nautilus ». Une capacité de transport de 3,5 GW sera disponible entre l'île énergétique belge et le continent. Rappelons toutefois que la production éolienne offshore est de nature volatile. Lorsque les parcs éoliens n'injectent pas de l'électricité à pleine puissance, une capacité inexploitée devient disponible et peut être utilisée pour faciliter des échanges d'énergie complémentaires avec le Royaume-Uni. Ainsi, avec les plans actuels de développement du réseau, qui visent une utilisation optimale et efficace de l'infrastructure de transport construite, nous pouvons supposer que la capacité du réseau entre l'île énergétique et le continent est insuffisante, ce qui peut créer des problèmes de congestion. L'analyse coûts-bénéfices pour Nautilus a été réalisée dans l'hypothèse d'une intégration du marché par le biais d'une zone d'enchères offshore pour la production d'énergie éolienne offshore qui y est raccordée, comme l'une des options permettant de gérer efficacement cette congestion potentielle. Le choix final d'une éventuelle zone d'enchères offshore en tant que configuration de marché et le choix de l'utilisation de la capacité ne sont pas faits dans le présent plan de développement et devront être discutés et arrêtés à un stade ultérieur, en connaissant toutes les implications de la configuration choisie et dans le contexte de la réglementation applicable, tant au niveau belge qu'europpéen, aussi compte tenu du « Trade and Cooperation Agreement » entre l'UE et le Royaume-Uni.

En ce qui concerne les interconnexions supplémentaires sur cette île, nous supposons qu'il est question de TritonLink. Nous renvoyons dès lors à la section 4.2.3 TritonLink. Il y est clairement stipulé que nous nous basons sur un raccordement de 2 GW, s'agissant à l'heure actuelle de la plus grande puissance techniquement réalisable qui peut être intégrée de manière fiable et efficace dans le réseau de transport belge. Il est aussi clairement indiqué ici que vu que la capacité d'accueil totale de 7 GW à la côte belge est déjà entièrement occupée, il convient d'étudier un point de raccordement plus haut dans le réseau. Ce scope du projet a toujours été communiqué de la sorte et a également été utilisé comme référence pour l'analyse coûts-bénéfices. La liaison vers l'intérieur des terres n'est donc pas remise en question. Le poste de raccordement spécifique est encore à déterminer, en fonction d'études du réseau, mais aussi d'après les trajets possibles et terrains disponibles. Les études de réseau indiquent qu'un raccordement au réseau 380 kV d'Anvers ou de Gand est approprié, à condition que cer-

tains renforcements nécessaires du backbone interne soient effectués à temps, comme indiqué au paragraphe « 4.2.3 TritonLink ».

(93) En l'état actuel, la **technologie des batteries** n'est pas adaptée aux grandes puissances et quantités d'énergie dont il est question ici. Un facteur important est l'occupation de l'espace par cette technologie. D'après les informations détenues par Elia en effet, un BESS (Battery Energy Storage System) demande une superficie de ~1 ha par ~130 MWh²². Étant donné que 3 500 MW d'énergie éolienne offshore seront installés, l'installation d'une batterie avec une capacité de stockage de 3 500 MWh occuperait environ 25 ha, une situation bien peu réaliste pour une île artificielle ou des plateformes. Ces 3 500 MWh correspondent à seulement une heure de production d'énergie à pleine puissance de toutes les éoliennes connectées à l'île Princesse Élisabeth. La superficie de celui-ci est limitée, et notre exemple démontre que l'option évoquée n'est pas réaliste.

(94) En ce qui concerne les alternatives avec l'hydrogène, nous renvoyons au paragraphe (50).

(95) Les différentes alternatives proposées par la BOP ont déjà été discutées en détail entre Elia et la BOP le 8/12/2022. Une explication complète dépasse le cadre de cette note, mais une synthèse des éléments les plus importants est fournie ci-dessous.

(96) **Raccorder Nautilus plus à l'intérieur des terres, en parallèle avec TritonLink**

La proposition de la BOP ne prend en compte que la perspective du raccordement de l'éolien offshore, mais ne tient pas compte d'une perspective systémique, dans laquelle plusieurs conditions connexes autres que le seul raccordement de l'éolien devraient être considérées.

Un raccordement plus à l'intérieur des terres entraînerait :

- ▶ Des retards importants étant donné la nécessité d'infrastructures supplémentaires, de permis et de renforcements additionnels du réseau interne. Comme indiqué au Chapitre 4, le réseau interne doit déjà être considérablement renforcé pour faciliter toutes les évolutions nécessaires. Le portefeuille final proposé est un programme réaliste qui permet d'intégrer le développement de l'éolien offshore dans le réseau, de construire des interconnexions supplémentaires et de créer une capacité d'accueil pour l'électrification de la société. Un raccordement plus à l'intérieur des terres aurait un impact sur les autres piliers et projets.
- ▶ Un impact supplémentaire significatif sur l'environnement et les alentours.
- ▶ Une augmentation significative des coûts d'investissement et des charges opérationnelles pour la société.

Tous ces éléments jouent également un rôle dans la sélection du portefeuille optimal, conformément aux trois piliers du trilemme énergétique : (1) un système fiable, (2) un système durable et (3) un système abordable.

L'analyse coûts-bénéfices du projet Nautilus, telle qu'elle est présentée au paragraphe 4.2.2, montre clairement que la structure proposée permet d'obtenir des bénéfices significatifs pour la société, au travers d'une utilisation réfléchie des ressources disponibles et de l'infrastructure qui sera de toute façon construite pour raccorder l'éolien offshore, tout en limitant l'impact sur l'environnement, le cadre de vie et l'utilisation des ressources.

Cette conception répond aussi parfaitement aux idées stratégiques du développement offshore, comme expliqué dans le paragraphe « 3.2 Nécessité de développer les liaisons transfrontalières et offshore ». Pour maximiser les bénéfices, il est important de tenir compte autant que possible de ces idées, dès les phases initiales.

De même, la conception s'inscrit parfaitement dans le cadre du premier principe « Energy Efficiency » (voir « 2.2.2 L'efficacité énergétique au cœur du nouveau système énergétique »), au titre duquel les solutions qui limitent autant que possible la nécessité de construire de nouvelles infrastructures doivent être retenues en priorité.

(97) **Câble de 2 GW DC entre l'île et la côte**

Le choix technique exact du système HVDC sera arrêté aux phases ultérieures et concrètes de la conception, et plus loin dans la procédure d'adjudication. Cependant, même dans le cas d'une capacité DC plus élevée, la capacité totale de transport entre l'île Princesse Élisabeth et la côte devra être limitée à 3,5 GW, étant donné les limites de la capacité d'accueil sur le réseau interne.

(98) **Capacité supplémentaire de 220 kV AC depuis l'île PE vers la Belgique**

- ▶ La capacité des câbles 220 kV sera déjà optimisée, en tenant compte du profil de la production éolienne, des limites dynamiques (DLR) et de la faisabilité technique.
- ▶ Le placement de câbles AC supplémentaires est soumis au même problème concernant la capacité d'accueil sur le continent, comme expliqué au paragraphe (97). Cela entraînerait également une augmentation significative des frais accessoires, un impact supplémentaire sur l'environnement et l'utilisation des ressources (voir l'explication au paragraphe (96)), une incertitude accrue concernant la stabilité du système et une utilisation moins efficace de l'infrastructure, alors qu'avec la capacité proposée actuelle, le raccordement des éoliennes est déjà assuré.

²²Les différents projets connus d'Elia varient considérablement en termes d'empreinte. Pour l'exemple, une valeur plus "optimiste" a été retenue. Toutefois, la conclusion reste inchangée.

- Il convient par ailleurs de tenir compte du fait que les possibilités de points d'atterrage sur la côte belge sont limitées, et qu'il faut d'ores et déjà procéder à des optimisations pour faciliter les développements futurs.

(99) **Élimination plus rapide du goulet d'étranglement Van Maerlant – Gezelle**

L'étude de ce projet a démarré ; elle portera sur la faisabilité (technique et liée aux autorisations), le potentiel de hausse de la capacité et le calendrier de réalisation possible et optimal (voir le paragraphe 3.4.10 Renforcement de l'axe Gezelle – Van Maerlant).

(100) **Autre projet DC de l'île Princesse Élisabeth vers le continent**

Voir le paragraphe (96). Notons ici que cette question devrait également être étudiée dans le cadre du « projet 6 : étude sur la poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge », qui examinera quelle est l'infrastructure nécessaire pour évoluer vers 8 GW. Il est en effet important d'utiliser de manière optimale le peu d'espace disponible, les points d'atterrage et les possibilités d'intégration dans le réseau interne.

(101) **Note du Grid design**

Comme l'analyse complète des variantes contient des informations sensibles susceptibles d'influencer la procédure d'adjudication et d'achat, elle ne peut pas être rendue publique. La note et son contenu ont également été soumis au régulateur comme le prévoit l'article 6/4 § 2 de la loi Électricité.

(102) Le choix d'un niveau de tension interrégion de 66 kV a été traité par la taskforce Tendering d'octobre 2022.

(103) Le plan de développement fédéral décrit la solution de référence proposée lors de l'élaboration du plan. Il s'agit du principe d'une île énergétique, validé lors du conseil des ministres. Il est vrai que cette solution est soumise à l'obtention des autorisations nécessaires. Cependant, ce principe est valable pour une très grande partie des futurs projets proposés dans le plan de développement, comme évoqué aussi à la section « 1.4.4 Gestion dynamique de portefeuille ». Il n'est pas possible d'ajouter une alternative pour tous les projets du plan de développement fédéral en cas de non-obtention d'un permis. L'ESE (évaluation stratégique environnementale) prend en compte les alternatives voir le paragraphe (104).

3.4.9. Île Princesse Élisabeth – NID et impact environnemental

[4SEA]	<ul style="list-style-type: none"> • Voor verschillende vogelsoorten zijn 2 randvoorwaarden essentieel om impact zoveel mogelijk te beperken, zijnde: <ul style="list-style-type: none"> ◦ Twee corridors van en naar het energie-eiland, telkens met een breedte van 1,4 km. ◦ Een overkapping met schuilplaatsen biedt de ruimste kansen. Hoe zal dit mee opgenomen worden in de ontwikkeling van de Prinses Elisabeth zone? • Wat NID op de zeebodem betreft, dient de voorkeur te liggen bij het evenaren van een natuurlijk grindbed en/of schelpdierbank, eerder dan bij 3D structuren, biohuts en matrassen. Hoe sterk wil men hierop inzetten? • Is de zandbalans groot genoeg om een eiland te bouwen, in gedachten houdend dat we ook een lopend co-creatieproject https://www.kustvisie.be/home hebben en onze zandvoorraad eindig is? • Heeft men een zicht op de levensduur van de constructie? Met andere woorden: voor hoe lang wil men de milieuvergunning? Praat men over 20-30-50 jaar? Gaat men daarna ontmantelen of opwaarderen of...?
[CFDD]	De raad vindt dat de milieueffecten van het Prinses Elisabeth Energie Eiland - één van de pijlers van het plan - nader moeten worden bestudeerd. De aanleg van het eiland biedt de mogelijkheid tot habitatcreatie en habitattherstel door een "Nature Inclusive Design".

(104) Dans l'évaluation stratégique environnementale, les différentes alternatives de mise en œuvre (île ou 2 options de plateforme) sont discutées à un niveau équivalent. Dans l'étape suivante, à savoir l'EIE au niveau du projet pour le projet MOG2, l'alternative de la plateforme est incluse et les impacts sont examinés et évalués à un niveau équivalent. Trois alternatives de sites pour la construction d'une île énergétique sont par ailleurs examinées.

(105) Le processus de cocréation « Nature Inclusive Design » (NID) qui s'est déroulé au cours de l'année 2022, et auquel [4SEA] a effectivement participé, a conduit à la formulation de 3 modèles NID et à diverses recommandations en adéquation avec ce qui a été prévu pour la surface/le fond marin. En 2023, Elia poursuivra l'élaboration de la stratégie NID pour l'île énergétique sur cette base, en collaboration avec le(s) entrepreneur(s) désigné(s). Un feedback aux participants au processus de cocréation NID est bien entendu prévu. Les recommandations formulées par [4SEA] dans le cadre de la consultation publique du PDF seront prises en compte dans la définition de la stratégie NID. Adopter une méthodologie « nature inclusive » ou « nature inspired » signifie d'abord protéger les valeurs naturelles encore présentes, puis restaurer les valeurs naturelles perdues, et seulement ensuite créer une nouvelle nature supplémentaire. C'est la raison pour laquelle nous nous intéressons en premier lieu à l'ESE et à l'EIE.

(106) L'impact sur les oiseaux est examiné en détail dans l'EIE du projet MOG2. Depuis 2018, les travaux préparatoires pour le développement de la zone Princesse Élisabeth sont coordonnés par les cabinets des ministres compétents pour l'Énergie et la mer du Nord, respectivement, et leurs administrations. Les cabinets se chargent aussi de la coordination nécessaire en ce qui concerne les différents éléments de la zone Princesse Élisabeth.

(107) L'objectif est d'obtenir un « bilan de sable » aussi neutre que possible lors de la construction de l'île, en n'apportant pas ou peu de sable de l'extérieur de la zone de construction pour la construction de l'île (noyau, remblai des caissons). Des études hydro-morphologiques ont permis de délimiter des zones où l'érosion devrait se produire en raison de la présence de l'île. Le sable de ces zones sera dragué et utilisé pour la construction de l'île. Le pré-dragage sera effectué par phases, au fur et à mesure de la construction de l'île. Ce pré-dragage pendant la phase de construction reproduira la situation d'équilibre avec les fosses d'érosion, qui se produirait normalement de manière naturelle au cours des premières années suivant la construction. Le sable nécessaire à la construction de l'île sera donc extrait au maximum dans les environs immédiats de l'île.

(108) L'île elle-même est conçue pour une durée de vie de 100 ans, et l'infrastructure qu'elle abrite pour une durée de vie de 50 ans. À l'issue de la période d'autorisation légale de 20 ans, il sera envisagé de soumettre une nouvelle demande d'autorisation environnementale pour poursuivre l'exploitation de l'île. À l'heure actuelle, on ne sait pas encore si les éléments du MOG2 resteront sur place après la désaffectation ou s'ils seront enlevés. Ces deux options sont abordées dans l'EIE du projet. Le choix de l'option à mettre en œuvre sera fait au moment du déclassement, en consultation avec les autorités compétentes, sur la base des résultats de la surveillance et de la législation en vigueur à ce moment-là.

3.4.10. Renforcement de l'axe Gezelle – Van Maerlant	
[KVE]	Op de lange termijn noodzakelijke aanvulling op BdH en Ventilus: Gezelle en Maerlant = uitbreiding Stevin verwacht van 4GW naar 6GW? Betekent dit dat de omwonenden aan meer blootgesteld worden dan de compensatie en uitkoopregeling toen de masten gezet werden? Waarom wordt dit gemarkeerd als een oplossing op de langere termijn na 2035?
[FVA]	Zoals reeds werd vermeld in het Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 gaan de toevoerverbindingen Ventilus en Stevin vanuit de kust naar het binnenland reeds volzet zijn. Het plannen en realiseren van de bijkomende 220 kVolt-verbinding zal dus niet mogelijk zijn zonder het nog te vergunnen project Ventilus te herzien. Toekomstgericht dringt zich hiervoor dan ook een oplossing aan met bijkomende transportcapaciteit, zoals het voorzien van 2 extra 2 GigaWatt-gelijkstroomkabels in combinatie met gelijkstroomkabels voor de projecten Ventilus, Boucle du Hainaut en de TritonLink.

(109) Le renforcement de l'axe Gezelle – Van Maerlant n'a de sens que dans une situation où Ventilus et Boucle Du Hainaut sont construits. Dans la situation actuelle, avec seulement l'axe Stevin, ce renforcement n'apporte aucune capacité d'accueil supplémentaire.

La réponse complète à cette question est liée au concept N-1, soit celui de la réserve en cas de perturbation simple. Les dispositions concernant cette réserve en cas de perturbation simple N-1 sont définies dans le Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission européenne du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité. Ces dispositions étant inscrites dans la réglementation européenne, les développements proposés par Elia doivent toujours intrinsèquement en tenir compte.

L'article 32 du Règlement susmentionné stipule ce qui suit :

- *Chaque GRT maintient les flux de puissance dans les limites de sécurité d'exploitation définies lorsque le système est en état normal et après la survenue d'un aléa figurant sur la liste des aléas visée à l'article 33, paragraphe 1.*
- *Dans la situation (N-1), en état normal, chaque GRT, ayant préparé les actions correctives à appliquer et à exécuter dans le délai alloué pour les surcharges transitoires admissibles, maintient les flux de puissance dans les surcharges transitoires admissibles visées à l'article 25, paragraphe 1, point c).*

De manière simplifiée, cela signifie que si un circuit ne peut pas être utilisé, par exemple pour des raisons de maintenance ou à cause d'une panne imprévue, les courants peuvent être repris par d'autres circuits, sans que les utilisateurs du réseau n'en ressentent la moindre gêne. Cette redondance est appelée N-1, où N signifie des conditions normales et -1 une perturbation simple.

L'axe de Stevin concerne actuellement une antenne à 380 kV. Pour les tronçons réalisés en lignes aériennes à haute tension (Stevin, Gezelle et Van Maerlant, Horta), la Figure 1 illustre le fonctionnement de ce principe N-1. Supposons que la ligne transporte 3 GW. En situation normale, cette puissance est répartie uniformément sur les deux lignes. En cas d'arrêt soudain

de l'une des lignes, la ligne parallèle est en mesure de reprendre instantanément la totalité de la puissance. Ainsi, même en cas d'incident sur la ligne, les éoliennes existantes peuvent continuer à injecter leur puissance.

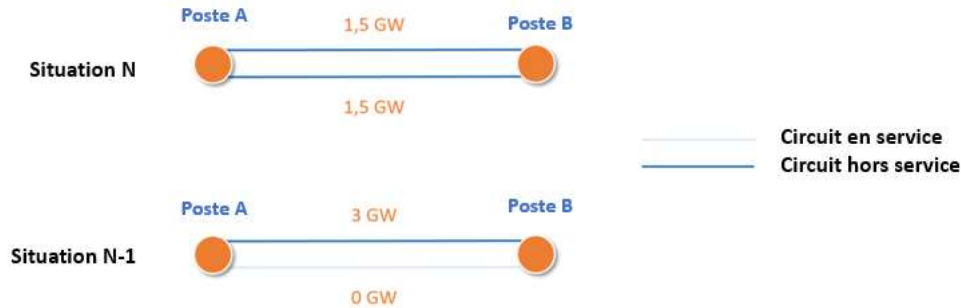


Figure 1 : illustration de la réserve en cas de perturbation simple.

Le tronçon entre Gezelle et Van Maerlant n'est pas constitué de lignes aériennes, mais de 4 câbles souterrains d'une puissance nominale de 1 GW par câble. Ce tronçon a donc une puissance nominale de 4 GW. En situation N-1 d'un câble, il reste une puissance de 3 GW. La conception est dès lors parfaitement adaptée à la production et à l'interconnecteur raccordés, puisque l'ensemble de la liaison dispose d'une réserve en cas de perturbation simple de 3 GW en toutes circonstances. Un éventuel renforcement de ce tronçon avec 2 câbles de 4 à 6 GW n'aurait pas d'impact sur la capacité d'accueil totale, étant donné qu'il est de toute façon impossible de raccorder plus de 3 GW à cet axe.

La situation change toutefois avec la réalisation de Ventilus et de Boucle du Hainaut, qui réalisent tous deux une capacité de transport de 6 GW avec 3 GW en N-1. Disposer non plus d'une ligne, mais bien de 4, change la situation. Dans une situation N-1 en effet, la charge restante ne doit plus être répartie sur un circuit, mais sur plusieurs circuits. La charge nominale de la section de câble devient alors importante. Supposons la panne d'un circuit de Ventilus. Il resterait 7 GW de capacité de transport au total :

- 4 GW sur l'axe Stevin, grâce à la section de câble souterraine
- 3 GW sur l'axe Ventilus

Si les 4 GW de section de câble sont augmentés, la capacité de transport dans une situation N-1 peut elle aussi être revue à la hausse. L'ampleur exacte de cette augmentation doit faire l'objet d'une étude plus approfondie, car ce qui précède est une approximation simplifiée de la réalité d'un point de vue statique. Une étude plus approfondie doit prendre en compte les éléments dynamiques, les phénomènes transitoires et les impédances des sections de câble et des corridors Stevin et Ventilus. D'où la proposition au point « 4.5.2.3 Renforcement de l'axe Gezelle – Van Maerlant ». Il ne s'agit pas encore d'une proposition de projet concret.

- (110) Les impacts éventuels sur l'exposition ne peuvent être étudiés qu'après les analyses susmentionnées. Toutefois, ces questions seront également abordées dans le cadre de toute procédure d'autorisation.
- (111) La possibilité d'installer un câble supplémentaire de 220 kV entre la prise offshore et Stevin dépend de l'analyse ci-dessus. C'est également pour cette raison qu'aucun projet spécifique n'a encore été proposé.

3.4.11. Choix technologique Ventilus & Boucle Du Hainaut	
[KVE]	In 2028/2030 zal Ventilus en BdH er nog niet zijn na alle mogelijke juridische stappen: herbeginnen ondergronds op gelijkstroom, conform investeringsprojecten in de buurlanden.
[FVA]	<i>Doorheen de volledige reactie werden er opmerkingen gemaakt omtrent de Technologische keuzes voor Ventilus & Boucle Du Hainaut. Omwille van de hoeveelheid en leesbaarheid van het consultatierapport werden niet alle opmerkingen exhaustief herhaald. Het antwoord in paragraaf (112) hieronder gegeven is geldig voor de volledige verzameling aan opmerkingen.</i>

(112) Ces deux projets ont fait l'objet d'un processus au cours duquel le choix a été présenté en détail et approuvé par plusieurs experts indépendants externes. Pour ces dossiers, les autorités régionales responsables ont également commandé des études complémentaires afin de vérifier si les projets proposés étaient nécessaires et s'ils constituaient la bonne solution technologique. Les experts désignés par les régions ont confirmé la nécessité et validé la technologie pour les deux projets : www.ventilus.be, www.boucleduhainaut.be et https://borsus.wallonie.be/files/RAPPORT_EXPERTISE_BDH_20211017_VF1.pdf. Concernant Ventilus, nous renvoyons aussi à la décision du Gouvernement flamand du 18 novembre 2022²³.

3.4.12. Charge sur Ventilus	
[FVA]	De voorspelde jaargemiddelde belasting door Departement Omgeving van de Vlaamse Overheid voor Ventilus zou reeds minimaal 12 microTesla bedragen, terwijl volgens de inhoud van dit Federaal Ontwikkelingsplan die jaargemiddelde belasting zal toenemen tot ver boven de 20 microTesla met pieken van zelfs 37 microTesla. [...] Is het verantwoord om een 150 kVolt-verbinding boven een school met reeds een ernstige overschrijding van de 0,4 microTesla, in de toekomst te verzwaren naar 380 kVolt en minstens 12 microTesla? Is dat een maatschappelijk verantwoord voorstel van netwerkbeheerder Elia met ondersteuning vanuit de federale en Vlaamse regeringen?

(113) Le processus relatif à la modification du plan d'aménagement de la liaison Ventilus prévoit toute une série d'étapes visant à garantir le respect de toutes les dispositions légales. Dans le cadre de ce processus, mené par le département de l'environnement du Gouvernement flamand, il est évident que la proposition finale de tracé doit également être conforme à la communication du Gouvernement flamand. L'impact des champs électro-magnétiques est l'un des nombreux sujets de recherche de l'EIE du plan, qui est en cours d'élaboration et dans lequel ces éléments seront également évalués.

3.4.13. Renforcement de la capacité de transport entre Doel et Mercator	
[LSM]	In het kader van de projecten FOP40 en FOP41 verzoek ik het alternatief te onderzoeken waarbij de lijn 380/51-52 voor een gedeelte gebundeld wordt met de 380/53-54. Op die manier wordt een woongebied, een natuurreservaat en een zeer gevoelige zone (school, jeugdbeweging) in Kallo ontdaan van een fysieke luchtlijn en zo ook van de invloed van het elektromagnetisch veld. Deze laatste zal ongetwijfeld toenemen, zowel in sterkte als invloedzone, door de verhoging van de transportcapaciteit van deze lijn. Het is dus van groot belang om een alternatief te realiseren waarbij de negatieve effecten van een nog groter en sterker elektromagnetisch veld weggenomen worden.

(114) Elia remercie monsieur Smeyers pour cette contribution constructive. La nécessité de renforcer ces lignes a été identifiée comme un nouveau besoin dans les études menées pour identifier les besoins du système. Les deux projets n'en sont encore qu'à leur phase préliminaire. Des études de faisabilité approfondies visant à déterminer la portée détaillée doivent encore être conduites. L'alternative proposée sera évaluée dans le cadre de ce processus.

²³ <https://beslissingenvlaamse regering.vlaanderen.be/>

3.4.14. Propositions spécifiques concernant le système vertical

[WVA]	<p>Gelieve onze voorstellen te vinden betreffende het ontwikkelingsplan. Ventilus is beslist. Er komt een lijn Avelgem-Izegem-Zedelgem-Brugge 2x380kV.</p> <p><u>Post Izegem</u>: Voorstel van eenvoudig schema: Goedkoop wegens geen complete post 380 3rails met 4lijnen, 2trafos, 2koppelingen...</p> <p><u>Voeding van de trafos 380/150</u>:</p> <p>Ofwel in aftakking op 1 lijn (1trafoveld) ofwel 1 lijn in-en-uit gebracht (minipost met 2lijnvelden, 1trafo, 1rail 380) waardoor eenvoudiger en veiliger uitbating.</p> <p>Strategisch en geografisch spreiden van de trafos voor de veiligheid. Maximum 2, nooit 3 trafos per post.</p> <p><u>Post Izegem</u>: Tr 1 in aftakking op Avelgem-Zedelgem. Tr 2 in-en-uit op Avelgem-Brugge. Voeding 150 ook versterkt uit de kust en Wortegem</p> <p><u>Post Zedelgem</u>: (ter versterking van Brugge 150): Tr 1 in-en-uit op Avelgem-Brugge. Tr 2 in aftakking op Izegem-Brugge.</p> <p><u>Post Wortegem</u>: (ter versterking van Izegem en Ruien 150): Tr 1 in aftakking, Tr 2 in-en-uit op Avelgem Gent/Eeklo.</p> <p><u>Met deze voorstellen</u>: Bij totaal verlies post Avelgem: nu verlies 2 trafos in Ruien 150. Later, in dit voorstel: ondersteund door Wortegem 150. Bij verlies dubbele lijn Av-Iz-Ze-Br: verlies slechts 1 trfo 380/150.</p>
-------	---

- (115) Elia remercie monsieur Vanwynsberghe pour cette contribution constructive. Toutefois, la description des propositions est trop brève pour être commentée de manière correcte dans le rapport de consultation. Un atelier spécifique a été organisé le 8 février 2023 avec M. Vanwynsberghe pour discuter de ces propositions avec les spécialistes concernés.

3.4.15. Poursuite du développement de la production d'énergie renouvelable dans la mer du Nord belge

[FVA]	<p>De federale ambitie om in het Belgisch deel van de Noordzee 8 GigaWatt aan offshore windenergie op te wekken in combinatie met de reeds 1 GigaWatt van de interconnectie Nemo zorgt voor een totaal van 9 GigaWatt met een verplichte reservecapaciteit van 3 GigaWatt. De 9 GigaWatt is de maximale transportcapaciteit van de verbindingen Stevin en Ventilus op voorwaarde dat het ondergronds deel van Stevin met 2 GigaWatt wordt verzaamd. Waarop zal de voorziene 1,4 GigaWatt van de CRONOS-verbinding dan op aangesloten worden? Ook op Ventilus en Stevin, zonder het vrijhouden van 3 GigaWatt aan reserve?</p>
-------	---

- (116) En ce qui concerne l'éolien offshore, nous renvoyons au paragraphe (16).
- (117) En ce qui concerne Chronos, nous renvoyons au paragraphe 3.4.3 Cronos de ce document.
- (118) En ce qui concerne Gezelle – Van Maerlant, nous renvoyons au paragraphe 3.4.10 Renforcement de l'axe Gezelle – Van Maerlant. Dans ce cadre, nous renvoyons aussi à la note de scoping de Ventilus, et plus précisément au § 3.10.5.1 « Charge annuelle moyenne de la liaison Ventilus à utiliser » qui aborde plus en détail la charge attendue.

Scenario	Jaargemiddelde belasting Ventilus-as
7GW-scenario	25,8%
8GW-scenario	28,5%

Au final, il a été décidé de retenir une charge de 30 % dans l'EIE du plan.

3.5. Analyse coûts-bénéfices

3.5.1. Méthodologie CBA	
[FBL]	Febeliec regrets that Elia does not publish all elements of the CBAs (based on the methodology described in section 1.4.5.) for the different projects, more in particular for the investments linked to the interconnectors. It is therefore not possible to judge the quality of the assessment of the net social welfare of each of these projects. For TRITON more in particular, the estimated net social welfare seems very (too?) low (see section, 4.2.3.). Febeliec invites Elia to provide more detail on the assumptions and results of these CBAs in order to prove that social net welfare is positive in all reasonable scenarios. Moreover, for some projects, net social welfare is largely flowing to other countries, which would require a debate on the financing of the concerned project.
[FBG]	<p>FEBEG fears that the 10-year development plan is over-dimensioned compared to the needs of Belgian consumers, and especially when it comes to new interconnectors and that Belgian consumers risk to finance interconnectors that bring little to no benefits to the Belgian consumers (and only some benefits to the neighboring countries?).</p> <p>Authorities need to understand that the proposed plan reinforces the position of Belgium as a transit country which accommodates flows for the rest of the region to the benefits of European consumers, but without guarantee for Belgian consumers of being supplied with reliable and affordable energy, while still having to bear the investment costs. This is, for instance, particularly the case with the Triton interconnection where the report fails to show the real benefits for the Belgian consumers.</p> <p>[...]</p> <p>With this respect, a broader cost-benefit analysis is necessary, considering macro-economic aspects (impact on trade balance and other vectors such as utilization of existing gas infrastructure, competitiveness of the Belgian electricity sector, etc.).</p> <p>[...]</p> <p>Some projects are included but 'conditional': The final decision should be based on clear criteria and involve a cost-benefit analysis, with involvement of relevant stakeholders.</p> <p>[...]</p> <p>The plan gives little information on the impact of interconnections on the security of supply aspects (coverage of the peak demand). For instance, Elia did not show evidence that increased interconnection level improves the security of supply of the country.</p>
[FEOCB]	Furthermore, the Belgian authorities should ensure that the new interconnection projects will actually benefit the Belgian consumers, which was not sufficiently demonstrated in the proposed plan.

(120) Par rapport au PDF 2020-2030, le nombre d'indicateurs de marché calculés a déjà été augmenté par l'ajout de B2 (variation du CO₂) et de B3 (intégration des SER). La plupart des bénéfices apportés par les projets concernés ont été capturés par ce choix d'indicateurs. L'ensemble des indicateurs retenus est donc suffisant pour la prise de décisions.

(121) Il avait par ailleurs été indiqué lors du « Comité de Collaboration » que les indicateurs B5 et B6 étaient encore « under consideration ». Ces indicateurs ne seraient pas calculés par Elia elle-même ; les résultats du TYNDP seraient utilisés. Concernant B5, le calcul de l'impact sur les pertes sur le réseau, des calculs de réseau doivent en effet s'effectuer à l'échelle européenne. Lors de la soumission du projet du Plan de développement fédéral 2024-2034, les indicateurs calculés dans le cadre du TYNDP 2022 n'étaient pas encore disponibles pour publication. L'indicateur B5 relatif aux pertes sur le réseau sera ajouté dans la version finale du plan ci-joint, avec les autres indicateurs calculés dans le cadre de l'exercice TYNDP.

L'indicateur B6 n'a pas été ajouté. Le calcul dans le processus TYNDP a en effet été effectué par un consultant, sans qu'Elia n'ait un droit de regard suffisant sur la méthodologie appliquée. Pour pallier en partie l'absence de l'indicateur B6, le bien-être socio-économique a été divisé dans les CBA en une partie où les prix du marché sont inférieurs à 500 €/MWh et une partie où les prix sont supérieurs à 500 €/MWh. Nous pouvons ainsi voir quelle partie du bien-être socio-économique résulte de situations de pénurie ou de quasi-pénurie, et donc de prix très élevés. Par conséquent, cette valeur donne aussi indirectement une indication de la contribution à la sécurité d'approvisionnement, ce qui est particulièrement évident pour Nauti-link et TritonLink.

(122) Il est exact que, pour l'instant, la méthodologie harmonisée des coûts-bénéfices se concentre sur les bénéfices dans le secteur de l'électricité. Comme expliqué au point « 2.2.2 L'efficacité énergétique au cœur du nouveau système énergétique », une approche a été développée au niveau ENTSO-E pour adopter une approche multisectorielle dans le processus de planification. Premièrement, les scénarios ont déjà évolué vers des scénarios qui fournissent une vue de l'ensemble du système énergétique, qui est également abordé de manière exhaustive dans le plan de développement. Deuxièmement, une méthodologie est en cours d'élaboration pour déterminer si un projet dans un certain secteur a réellement un impact sur un autre secteur et pour évaluer ensuite l'impact de ce projet sur l'autre secteur. Ici aussi, une approche progressive est

utilisée. Après la finalisation de la méthodologie et l'élaboration dans le cadre du TYNDP, celle-ci sera également reflétée dans les plans de développement nationaux. La consultation publique sur la proposition de cette « Methodology for an energy system-wide cost-benefit analysis – TYNDP CBA guidelines 4.0 » s'est déroulée du 15 décembre 2022 au 1^{er} février 2023.

- (123) Les analyses coûts-bénéfices de Nautilus, de Lonny-Achène-Gramme et du hub énergétique offshore sont toutes fortement positives dans tous les scénarios du point de vue du bien-être social pour la Belgique. Les modalités formelles de financement des projets concernés seront élaborées au cours des phases ultérieures des projets respectifs, en collaboration avec les partenaires au projet et les régulateurs des pays participants. Toutefois, étant donné le rapport coûts-bénéfices très positif de ces projets, cela n'affecte pas la décision dans le cadre du présent plan de développement fédéral. La condition pour le projet « hub énergétique offshore » a par ailleurs été clairement énoncée dans le plan.
- (124) En ce qui concerne TritonLink, nous renvoyons au point 0

3.5.2. TritonLink

(125) .

(126) En ce qui concerne la perspective du seul consommateur, nous renvoyons au paragraphe 0.

(127) En ce qui concerne le fait que la Belgique « paie et les bénéfices sont réalisés ailleurs », nous renvoyons à la description des règles du marché européen visant à atténuer ce phénomène, telle que figurant au paragraphe (87).

3.5.3. Impact du Contract-for-difference

[FBG]	In addition, if the princess Elizabeth zone (3.5GW) would be connected for 2.1GW with the Belgian grid, and 1.4GW with 2 interconnectors, it will impact the financial consequences of the contract-for-difference. In fact, if electricity prices drop below the offered strike price in the future, the cost for society and the Belgian consumers will increase.
[FEOCB]	It is for the stakeholders not clear what would be the most cost- effective solution for a proper integration of the additional offshore wind production in the Belgian grid. Therefore, stakeholders would welcome an improved cost-benefit-analysis that transparently identifies different grid design options and includes the indirect impacts on, for example, support schemes (CfD) and adequacy.

(128) Le bien-être socio-économique calculé dans les simulations de marché pour le plan de développement est la somme des taux de congestion, du surplus des consommateurs et du surplus des producteurs (voir « § 1.4.5.1. Bien-être socio-économique (B1) »). Des mécanismes de subvention tels que le « contract-for-difference » n'ont aucun impact sur la somme totale calculée dans ces simulations. Il s'agit d'un transfert de bien-être d'une partie à l'autre, c'est-à-dire, par exemple, du surplus des consommateurs au surplus des producteurs. Les autorités peuvent décider de mettre en place de tels mécanismes afin d'obtenir une répartition plus équilibrée du bien-être entre les différentes parties. Le coût pour la société dans son ensemble n'en sera toutefois pas affecté.

(129) La contribution à la sécurité d'approvisionnement n'est pas un facteur décisif dans le processus de prise de décision concernant l'infrastructure offshore. La différence de sécurité d'approvisionnement entre un interconnecteur relié à l'île Princesse Élisabeth (Nautilus) et une option plus à l'intérieur des terres sera en effet limitée. Les problèmes de sécurité d'approvisionnement sont par contre beaucoup plus probables en cas de non-disponibilité de la production d'énergie renouvelable (situation de « dunkelflaute ») pendant la période où la capacité totale est disponible pour les échanges d'énergie transfrontaliers.

3.5.4. Calcul des annuités

[FBG]	How did Elia calculate the annuities (with uncertainties?).
-------	---

(130) Comme expliqué dans la section « 4.1 : Hypothèses utilisées dans l'analyse coûts-bénéfices », la méthodologie est utilisée telle quelle dans le TYNDP 2022. Cette approche a été utilisée pour faciliter la comparaison mutuelle avec d'autres projets au niveau européen :

L'annuité du coût d'investissement total estimé du projet (c'est-à-dire pas seulement la partie belge), y compris les coûts opérationnels annuels, tel qu'inclus dans TYNDP22, est également incluse. Toutefois, de nombreux projets sont encore en phase d'étude, et ces études permettront de mieux définir la solution et, par conséquent, d'actualiser le coût d'investissement. Pour le calcul de l'annuité, on a supposé une période d'amortissement de 25 ans et un WACC de 4 %, ce qui est également conforme aux hypothèses de la directive ACA d'ENTSO-E.

L'annuité annuelle peut donc être calculée comme suit :

$$P = \frac{(P_v \cdot r)}{1 - (1 + r)^{-n}} + Pa$$

où :

- P = annuité
- P_v = la valeur actuelle ou CAPEX
- R = le taux annuel ou WACC
- n = période d'amortissement
- Pa = OPEX annuel

Exemple pour Nautilus :

$$P = \frac{(715 \text{ M€} \cdot 0,04)}{1 - (1 + 0,04)^{-25}} + 9,6 = 55 \text{ M€}$$

Il convient de noter qu'il s'agit d'une estimation prudente de l'annuité, car cette formule ne tient pas compte de la réduction annuelle du montant CAPEX ni des périodes d'amortissement réelles et souvent plus longues pour de nombreux types d'appareils.

3.5.5. Pertes de réseau

[FBG]	<p>The fact that the BRPs need to bear the costs of these losses adds to the already challenging market circumstances the BRPs are facing, and a less burdensome solution should be considered in any case.</p> <p>[...]</p> <p>The risk of increased grid losses (costs) is not addressed in the study, which is a sign that the TSO is not completely objective when evaluating its own project proposals.</p> <p>One specific element related to the grid losses which is worrying is the use by Elia of HTLS technology, which also increases significantly the losses on these lines (Avelgem-Avelin).</p>
-------	---

(131) En ce qui concerne l'inclusion des pertes sur le réseau dans l'analyse coûts-bénéfices, nous renvoyons vers le point (121).

(132) Vous trouverez également à la « Figure 1.23 Évolution des pertes de réseau pour le système horizontal et vertical » la simulation des pertes sur le réseau belge jusqu'en 2030. La section « 1.5.1 Lutte contre le changement climatique » explique en outre qu'il faut s'attendre à une augmentation des pertes sur le réseau dans le cadre de la transition énergétique. L'intégration des énergies renouvelables entraîne en effet une augmentation des flux d'électricité qui doivent être transportés sur une plus grande distance. Pour permettre cette intégration et transporter les flux associés, Elia mise essentiellement sur une utilisation aussi efficace que possible de l'infrastructure existante (« 1.4 Méthodologie de développement du réseau »), conformément au principe de l'efficacité énergétique (« 2.2.2 L'efficacité énergétique au cœur du nouveau système énergétique »). Cela se fait par exemple en utilisant des conducteurs à haute performance, des déphaseurs... ce qui entraîne clairement une augmentation des pertes sur le réseau. Avec une utilisation croissante de la technologie HVDC, les pertes directes augmenteront également, étant donné les pertes intrinsèques plus importantes de cette technologie. L'intégration des énergies renouvelables dans le système est le bon levier pour réduire l'impact de ces pertes sur les émissions de CO₂. En effet, une trop grande importance accordée à la réduction directe des pertes sur le réseau entraîne des effets indésirables et pourrait conduire à la mise en place de plus d'infrastructures que nécessaire : plus de liaisons réduisent la résistance et le flux, ainsi que les pertes associées.

(133) La question de savoir qui doit supporter les charges accrues pour les pertes sur le réseau n'entre pas dans le cadre du plan de développement fédéral, comme expliqué à la section 3.6.1 du présent document. Elia agit conformément au Code de conduite rédigé par la CREG et aux T&C BRP approuvées par la CREG.

3.5.6. Split bien-être

[FBG]	It would be interesting to have a split on the benefits for customers and producers, as well as on the congestion rent generated by the proposed new projects.
-------	--

(134) Il a été délibérément décidé d'utiliser la somme du bien-être dans les analyses, car la somme du surplus des producteurs (SP) et du surplus des consommateurs (SC) est le paramètre le plus important. Il faut éviter de prendre des décisions uniquement sur la base du SP ou du SC séparément. Les transferts du SC vers le SP (ou inversement) sont en effet courants (subventions aux énergies renouvelables, mécanisme de rémunération de la capacité, plafonnement des prix en cas de surprofits, etc.) et continueront probablement de s'appliquer à l'avenir. Ces transferts ne sont pas modélisés dans les simulations et, étant donné le très large éventail de mécanismes et de conditions possibles pour ceux-ci (en Belgique comme dans les autres pays), cela n'est pas non plus possible. Il convient donc de tirer des conclusions sur le bien-être total et non sur les composantes individuelles.

3.6. Impact sur les tarifs du réseau de transport

3.6.1. Tarifs	
[VL]	Verder geeft het Federaal Ontwikkelingsplan geen enkele indicatie van de nodige budgetten van investeringen. Nu staan alle projecten op eenzelfde niveau. In Vlaanderen heeft Fluvius een raming gemaakt van de mogelijke impact van de investeringen op de nettatarieven.
[FBL]	The investments listed in the draft plan will lead to a substantially higher regulated asset base (RAB) for Elia, and thus to significantly higher tariffs for grid users. According to the CREG, the transmission tariffs might double over the next decade compared to their present level. Febeliec invites Elia to start a discussion with stakeholders on how to make sure its tariffs remain competitive for its customers.
[FBG]	<p>In this report, FEBEG fails to see the concrete benefits of several proposed projects for the Belgian consumers compared to the impact on transmission tariffs.</p> <p>[...]</p> <p>Further along, there is no clear downstream assessment of price divergence versus grid tariff impact for the final customer. Elia did not provide an estimate of the impact on grid tariffs. However, this is a very important information for both the Belgian authorities, the regulator but also the grid users and end-consumers. How will the costs be split among grid users?</p> <p>[...]</p> <p>FEBEG fails to see a proper combination of costs and benefits that gives an overall picture. It is very difficult for market parties to actually verify the numbers. Why is the total investment costs not provided?</p>
[CFDD]	Het ontwerp van federaal ontwikkelingsplan van Elia stelt dat de energietransitie slechts succesvol zal zijn als de volgende drie doelstellingen worden bereikt: een betrouwbaar, duurzaam en betaalbaar energiesysteem. In dit verband betreurt de raad het dat het effect van de voorgenomen investeringen op de uiteindelijke elektriciteitsprijs voor huishoudens en bedrijven niet wordt beoordeeld. De raad wenst in het plan een evaluatie, al is het maar bij benadering, te zien om het volledige effect van de voorgenomen investeringen te kunnen beoordelen. Ze betreurt dat de consultatie over de tarieven, die nauw samenhangen met dit Federaal Ontwikkelingsplan, niet samen gebeurt met deze publieke consultatie.
[BRUGEL]	BRUGEL is daarom van mening dat het ontwerp van federaal plan een globale evaluatie van de kosten van de voorgestelde investeringen moet bevatten om een betere raming van de impact op de elektriciteitsfactuur van de eindverbruiker mogelijk te maken.
[BXL]	De Brusselse regering deelt ook de mening van de regulator dat het ontwerp van federaal plan een algemene evaluatie van de kosten van de voorgestelde investeringen moet bevatten om een betere raming van de impact op de elektriciteitsfactuur van de eindafnemer mogelijk te maken.

Cadre réglementaire et légal

(135) Tout d'abord, il est important de rappeler qu'Elia a la responsabilité légale de réaliser le développement du réseau de transport. Elia a notamment pour mission²⁴:

- de garantir sur le long terme la puissance du réseau de transport et de répondre aux demandes raisonnables de transport d'électricité ;
- de contribuer à la sécurité d'approvisionnement par une capacité de transport adéquate et la fiabilité du système électrique.

Investir dans le réseau de transport pour remplir ces tâches est donc une conséquence directe des obligations légales d'Elia.

Le cadre légal impose à Elia d'élaborer un plan de développement fédéral. Ce plan doit identifier les besoins en nouvelle capacité (voir « Chapitre 3 : Identification des besoins du système ») sur la base d'hypothèses clairement formulées (voir « Chapitre 2 : Outlook ») et proposer des projets pour couvrir ces besoins (voir « Chapitre 4 : Évolution du système horizontal belge » et « Chapitre 5 : Évolution du système vertical belge »).

Le montant des investissements et leur impact sur les tarifs font l'objet d'un traitement réglementaire détaillé et distinct, qui a lieu en marge de l'élaboration du PDF. Le cadre tarifaire réglementaire est fixé par le régulateur fédéral, la CREG, sur la base d'une proposition d'Elia, pour une période de quatre ans selon la méthodologie tarifaire. La méthodologie pour la prochaine période tarifaire (2024-2027) a été établie en 2022 à la suite d'une consultation publique. Elle devrait aboutir à la compilation d'un dossier tarifaire avec l'impact sur les tarifs d'ici la fin de l'année 2023. Une proposition tarifaire sera également soumise à une consultation publique début 2023 (de mi-février à mi-mars), avant d'être présentée par Elia à la CREG

²⁴ Voir Article 8§1 de la loi électricité

au milieu de l'année. Lors du traitement du dossier tarifaire, la CREG s'attend à ce que les investissements prévus dans le plan de développement soient le résultat d'une politique responsable de la part d'Elia pour réaliser ces projets de manière efficace.

(105) Elia est d'accord avec le CFDD pour dire que les consultations publiques sur le PDF et la proposition tarifaire devraient s'organiser proche l'une de l'autre, étant donné leurs liens étroits. Nous pensons que cela a bien été le cas cette fois-ci : la consultation sur la proposition tarifaire a eu lieu en février 2023, tandis que la consultation sur le PDF s'est terminée en janvier 2023.

Principes de détermination des tarifs

(136) Une multitude de paramètres sont pris en compte pour déterminer les tarifs du réseau de transport. Outre les coûts d'investissement, le coût des contrats et de l'utilisation des services auxiliaires (réserves) a lui aussi un impact significatif, entre autres. Aussi, pour se prononcer de manière générale sur l'évolution des tarifs du réseau de transport, il est impératif de prendre en compte tous les facteurs déterminants. Cet exercice fait partie de la détermination quadriennale des tarifs, comme indiqué précédemment.

Les tarifs dépendent également des volumes totaux prélevés. Ils évoluent à la hausse ou à la baisse pour un niveau de coûts donné en fonction de la quantité d'énergie (ou de puissance) prélevée sur le réseau. L'impact des investissements sur les tarifs dépend donc des volumes (énergie/puissance) attendus.

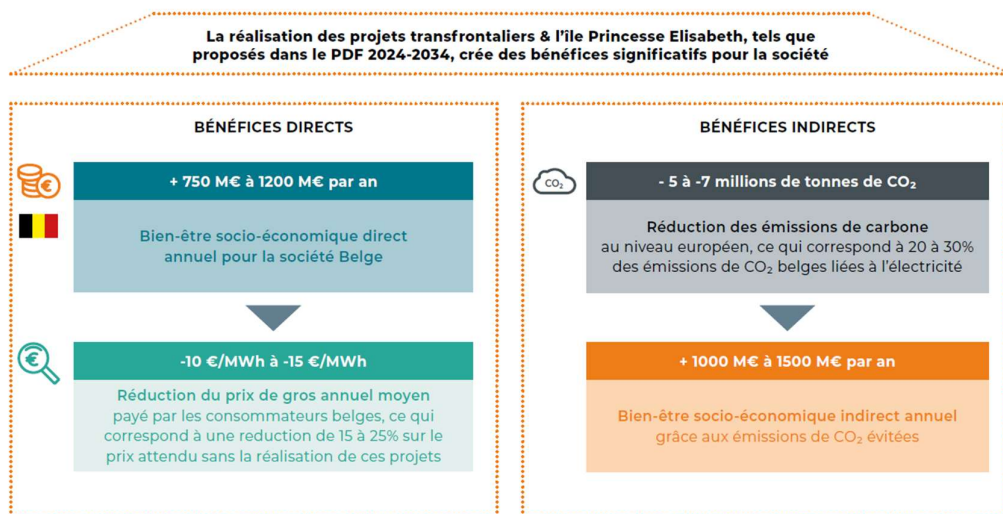
Enfin, outre un éventuel impact à la hausse sur les tarifs, les investissements supplémentaires ont des effets positifs. Ils conduisent par exemple inversement à une réduction des coûts, par exemple lorsque les actifs sont démantelés ou que la maintenance est évitée grâce au renouvellement des actifs. Ils peuvent aussi se traduire par une intégration plus efficace du secteur de l'électricité (par exemple l'intégration des énergies renouvelables) et donc éventuellement par une baisse des coûts de l'énergie elle-même.

Tout cela rend très difficile l'estimation de l'impact des projets d'investissement sur les tarifs du réseau de transport à long terme, car de très nombreux facteurs influencent ces tarifs et les coûts d'investissement sont étalés sur une longue période.

Bénéfices globaux du plan

(137) Les investissements dans le réseau de transport fédéral sont également associés à un bien-être socio-économique supplémentaire, comme cela a déjà été mentionné dans les différentes analyses coûts-bénéfices du plan. Pour fournir une vision plus générale de cette situation, Elia a ajouté le texte et la figure suivants dans le plan.

La réalisation des interconnexions électriques et de l'île Princesse Élisabeth ne créera pas seulement un réseau électrique plus robuste capable de transporter de plus grands volumes d'énergie renouvelable. Les projets complémentaires apportent également des bénéfices socio-économiques qui renforcent le bien-être de la société belge et européenne. Citons par exemple un effet direct sur le prix de gros annuel moyen de l'électricité en Belgique (-10 à -15 euros par MWh), ou encore les bénéfices indirects obtenus grâce à la réduction significative des émissions de CO₂ (1 000 à 1 500 millions d'euros par an).



3.6.2. Compétitivité des centrales belges

[FBG]

Has Elia considered the impact of these new interconnectors on the competitiveness of Belgian power plants? In that respect, it is important to remind that Belgian power plants pay injection tariff which is not the case in some neighboring countries such as Germany or Netherlands (and to a lesser extent in France). Some of the cost of the proposed projects would thus contribute to the deterioration of the competitive position of Belgian power plants.

- (138) L'effet des nouveaux interconnecteurs sur les producteurs d'électricité belges peut être double. Soient-ils créent de nouvelles opportunités à l'exportation lorsque les prix dans d'autres pays sont plus élevés qu'en Belgique, soit ces opportunités sont déplacées vers les producteurs d'autres pays lorsque les prix en Belgique sont plus élevés. Le développement de nouveaux interconnecteurs est envisagé par Elia principalement pour atteindre les objectifs européens en matière d'intégration des énergies renouvelables et de capacité d'interconnexion, tels que décrits dans le Règlement (UE) 2018/1999. De manière plus générale, la politique énergétique et environnementale de l'UE vise à maximiser le bien-être global, parallèlement à la durabilité, à l'intégration du marché et à la sécurité de l'approvisionnement. Isoler une partie du bien-être (à savoir le surplus des producteurs) ne serait donc pas cohérent avec ces objectifs globaux.
- (139) En ce qui concerne la compétitivité de ces unités, nous rappelons que l'objectif du plan de développement n'est pas de l'évaluer en détail. C'est par contre l'objet d'autres recherches, également menées par Elia dans le cadre de l'étude Adequacy & Flexibility.
- (140) En ce qui concerne l'impact sur les tarifs, nous renvoyons au point 3.6.1 Tarifs. La fixation des tarifs s'effectue en effet dans le cadre de la proposition tarifaire, qui se déroule parallèlement au processus de consultation et d'approbation du PDF et qui fait également l'objet d'une consultation. La remarque ne concerne donc pas le scope du PDF.

3.7. Transparence du plan de développement et parties prenantes

3.7.1. Implication des parties prenantes	
[VL]	<p>Vooreerst betreuren we dat er geen voorafgaande structurele overlegmomenten georganiseerd geweest zijn in een vroege opmaak van het ontwikkelingsplan. Elia is weliswaar in dialoog getreden op 3 oktober 2022 via een Teams vergadering kort voor de openbare consultatie gestart is. Op dat moment was het ontwikkelingsplan in een vergevorderde fase en was de dialoog eerder een toelichting. Strategische beslissingen waren reeds genomen en berekeningen op basis van verschillende aannames waren reeds uitgevoerd.</p> <p>[...]</p> <p>We willen graag verder samenwerken en vragen om in de toekomstige uitvoering van het plan de Vlaamse overheid (o.a. Departement Omgeving en VEKA) als bevoegde overheid/partner pro-actief te betrekken in functie van een vlotte en efficiënte procesvoering en realisatie. Enerzijds omwille van de potentiële impact op de omgeving en eventuele interferentie/linken met andere processen en anderzijds om de doelstellingen inzake hernieuwbare energie en klimaattransitie mee te helpen faciliteren.</p>
[FBG]	<p>In that respect, FEBEG would suggest to involve market parties at an earlier stage, not only for the definition of the reference scenarios. It would be easier for market parties to provide qualitative and quantitative feedback on the proposal if they are involved at an earlier stage so that they are able to better understand the proposed choices.</p> <p>[...]</p> <p>In that respect, FEBEG welcomes the consultation of the CREG in the process but would find it relevant to also involve other stakeholders such as the Federal Plan Bureau, universities or even other stakeholders such as Fluxys or the DSOs in order to ensure all elements of the energy system are considered in this important reflection.</p>
[BOP]	<p>BOP explicitly requests to be actively involved in the drafting of the next federal development plan in order to optimally align and synchronize the necessary grid infrastructure investments with offshore wind developments in the North Sea. This could be for instance achieved by adding key stakeholders to the collaboration committee.</p>
[CFDD]	<p>De raad vraagt dat Elia in de toekomst het maatschappelijk middenveld vroeger in het proces betreft, onder andere via het samenwerkingscomité dat Elia heeft opgericht. Zo kan het maatschappelijk middenveld meewerken aan het ontwikkelingsplan tijdens de opmaak ervan, en wordt vermeden dat bepaalde aandachtspunten pas in de consultatiefase aan bod komen.</p>

(142) Nous sommes convaincus que l'implication précoce des parties prenantes est cruciale pour la réussite de la transition énergétique et pour les projets importants nécessaires pour faire de cette dernière une réalité. Dès la phase de conception de projets spécifiques, nous travaillons en étroite collaboration avec diverses parties prenantes telles que des communautés locales, des associations, des ONG et différentes instances publiques.

Nous avons également mis au point une méthodologie intégrée de communication et d'acceptation par le public, qui inclut systématiquement les actions des parties prenantes et de communication dans le développement et l'ingénierie du réseau. Ainsi, nous pouvons non seulement gérer le risque de coûts irrécupérables, mais aussi concevoir des projets qui tiennent compte de manière optimale de l'intérêt social. Au cours du cycle de vie d'un projet, Elia prend ses décisions sur la base d'une évaluation de la maturité du projet, elle-même fondée sur les avis des personnes intéressées. La collaboration avec des personnes intéressées est pleinement mise en place tout au long du projet, avec un niveau d'acceptation clair attendu à chaque étape. Enfin, nous avons développé un cadre de référence public pour atténuer l'impact des nouveaux projets d'infrastructure et compenser l'impact restant.

(143) Nous sommes également partis de ce principe dans le cadre du PDF. Pour ce faire, plusieurs initiatives ont été mises en place avec de nombreuses parties prenantes (organisations, experts, etc.) – nous avons ce faisant été au-delà de ce qui est requis par le cadre légal, à savoir la consultation publique. Un comité de collaboration spécifique a été mis en place depuis janvier 2021 pour encadrer la rédaction du PDF. À la composition prévue par la loi (Elia, DG Énergie du SPF Économie et Bureau fédéral du Plan) sont venus s'ajouter des représentants consultatifs de la CREG et du cabinet Van der Straeten.

Lors de la mise en place d'une telle collaboration, nous pensons qu'il est impératif de prévoir une large consultation des parties prenantes dès le début du processus, afin de recueillir leur avis sur les tendances ou les besoins attendus. C'est pourquoi la « **Task Force Scénarios** » a vu le jour en 2021. La participation a été ouverte aux parties intéressées sur une base volontaire ; au final, une quinzaine de parties ont répondu présentes. Les travaux de la Task Force ont également fait l'objet d'une consultation publique. Il revient ensuite au gestionnaire de réseau de transport de quantifier les données et les scénarios identifiés et de les traduire en besoins de développement pour le système de transport, en tenant compte du réseau existant et de l'intérêt de la communauté. Enfin, le gestionnaire de réseau de transport propose les projets d'investissement qui couvrent les besoins identifiés. Dans tous les cas, la tâche consistant à déterminer les renforcements nécessaires du

réseau à partir des scénarios et des informations obtenues nécessite un travail d'analyse particulièrement complexe qui requiert l'expertise de l'exploitant du réseau. Il est néanmoins important que les parties prenantes soient consultées dans une seconde phase sur une proposition de PDF comportant la définition des besoins et des projets proposés afin qu'elles puissent mieux comprendre la manière dont les choix sont faits.

Cette deuxième phase de consultation s'effectue par le biais d'une approche par étapes, comme le prévoit la loi. Dans un premier temps, les avis de la CREG et du ministre de la mer du Nord sont sollicités. Sont ensuite demandés les avis des gouvernements régionaux, du comité de l'évaluation stratégique environnementale et du Conseil fédéral du Développement durable. Une consultation publique est organisée en parallèle (entre le 2 novembre 2022 et le 16 janvier 2023 pour ce plan). Le projet de PDF est systématiquement ajusté au mieux pour tenir compte des réactions reçues. Le résultat d'aujourd'hui est donc le fruit d'une collaboration entre Elia et d'autres parties.

- (144) Elia se réjouit également d'apprendre que le plan de développement fédéral a suscité un intérêt accru de la part de différents acteurs, et est disposée à examiner avec ces derniers dans quelle mesure leur implication pourrait être renforcée dans la préparation des plans futurs. Nous sommes convaincus que la participation des parties prenantes susmentionnées (par exemple le CFDD ou les administrations régionales telles que la VEKA) à la prochaine Task Force Scénarios pourrait constituer un premier pas dans cette direction. Il faut préciser ici que d'après Elia, la participation de toutes les parties prenantes au Comité de collaboration n'est pas la bonne solution, étant donné les missions de ce dernier. Une évaluation se tiendra avec le Comité de collaboration une fois le présent plan de développement fédéral 2024-2034 finalisé ; cette question sera examinée plus en détail à cette occasion.
- (145) Avant le début de la consultation publique, le plan a été présenté à certaines parties prenantes, dont les régions. L'objectif était de les informer de manière exhaustive et transparente, afin qu'elles puissent exprimer leur point de vue. Nous souhaitons prendre en compte les commentaires formulés, notamment ceux des autorités régionales, afin de les impliquer plus tôt dans le processus. Cette demande légitime sera donc prise en compte dans les projets futurs.

3.7.2. Analyse des variantes

[FBG]	<p>In any case, any evaluation “in depth” is not possible, as there are no detailed comparisons made between various alternatives.</p> <p>[...]</p> <p>In a more balanced and correct cost/benefit analysis, multiple variants or options should be compared in full transparency (all the costs should be properly included) and only the most clear winners should be selected. Here, Elia seems to look at the projects they have chosen up-front of the study. In addition, it is not clearly demonstrated that not doing the investment in the network would be detrimental or more costly for the Belgian consumers. Finally, there could also be in the future innovative breakthrough, requiring a different grid configuration.</p>
[BOP]	<p>BOP regrets that the draft FDP does not provide details on the alternative grid designs and solutions and only describes the desired solution of Elia.</p>

- (146) Le PDF vise à présenter une vue d'ensemble raisonnée des besoins du système pour le réseau de transport, pour ensuite commenter la solution de référence pour répondre à ces besoins. La description détaillée de toutes les variantes possibles n'entre dès lors pas dans le « scope » du PDF. L'analyse détaillée des variantes pour des projets spécifiques se fait par le biais d'un processus itératif qui nécessite une gamme d'études complètes et spécialisées, avec un niveau de complexité très élevé (voir section « 1.4 Méthodologie de développement du réseau »). Expliquer ces informations spécifiques pour chacun des projets rendrait le PDF totalement indigeste pour le grand public et augmenterait de manière exponentielle le nombre de pages d'un document déjà volumineux. C'est pourquoi nous estimons que l'ajout de toutes les variantes de solutions étudiées dans le PDF n'est pas envisageable dans la pratique.

- (147) Il est vrai que des percées innovantes sont toujours possibles. Elia suit de près les développements technologiques, essaie d'en tenir compte autant que possible et révisé ses plans dès qu'une avancée pertinente se produit. Dans le passé par exemple, Elia a été un précurseur dans l'utilisation de la technologie HTLS ou dans la réalisation de l'intégration de marché flexible d'ALEGrO (voir p. 273-274). Nous renvoyons aussi spécifiquement au point 3.3.7 de ce document.

3.7.3. Compensations

[4SEA]	<p>Les personnes concernées par la construction d'une nouvelle ligne à haute tension ont l'impression de devoir supporter toutes les charges, tandis que quelques entreprises énergétiques en tirent les bénéfices. Il est crucial de développer un mécanisme de compensation comme par exemple un fonds pour financer des projets locaux en matière de climat ou de qualité de vie.</p>
[KVE]	<p>Het is toch compleet van de pot geruikt dat Elia vergoedingen voorstelt tot maximaal 35 meter van een mast als die mast zelf 50 meter hoog is? Als flankerend beleid wordt voorgesteld bomen aan te planten om de landschapsvervuiling tegen te gaan: ziet men dit als haalbaar en adequaat voor de zicht en geluidshinder, vogelslachtoffers, bijensterfte en de combinatie fijn stof en elektrische velden?</p>

(148) En tant que gestionnaire de réseau de transport, Elia joue un rôle clé pour la société et vise à développer son réseau dans l'intérêt de cette dernière. Nous sommes conscients que la présence d'une infrastructure a un impact sur l'environnement et l'habitat dans lequel elle est située, et nous mettons tout en œuvre pour prévenir et limiter les nuisances. À défaut, des mesures appropriées sont proposées aux différentes entités (riverains, agriculteurs, communes – en fonction de certains critères) et pour l'environnement dans lequel se situent nos projets d'infrastructure. Elia utilise le principe de la hiérarchie des mesures d'atténuation. Transparente, systématique et non discriminatoire, cette approche repose sur un cadre juridique validé par la CREG. Elle suit la logique suivante :

- ▶ Prévenir : prévenir les incidences potentielles, dès les études préliminaires du projet, est toujours la manière préférée et la plus efficace d'éviter tout impact ;
- ▶ Réduire : si les incidences ne peuvent être évitées, elles sont limitées autant que possible en termes d'intensité, d'ampleur ou d'impact ;
- ▶ Compenser : les incidences résiduelles qui n'ont pas pu être suffisamment évitées ou atténuées doivent ou peuvent au final être compensées de manière appropriée et proportionnée.

Elia contacte de manière proactive toute personne ou entité affectée par ces mesures. Tous les détails figurent sur le site web d'Elia : <https://www.elia.be/fr/durabilite/participation-communautaire/compensation-mesures>.

3.7.4. Lisibilité du plan pour le grand public

[CFDD]	<p>Om dit debat mogelijk te maken moet Elia volgens de raad zeer transparant te werk gaan. In dit verband benadrukt zij dat de ter advies voorgelegde documenten te lang en te technisch zijn om een echt debat in het maatschappelijk middenveld mogelijk te maken. Zij vindt dat er een te grote asymmetrie van informatie bestaat tussen de deskundigen van Elia enerzijds en het maatschappelijk middenveld en de burger anderzijds.</p> <p>[...]</p> <p>De raad herhaalt haar verzoek dat “in het kader van de communicatiecampagne waarin in het voor advies voorgelegde ontwerpplan wordt voorzien om tot een brede aanvaarding door het publiek te komen, Elia erop toeziet dat blijkt wordt gegeven van pedagogie door het plan voor zoveel mogelijk mensen begrijpelijk te maken, onder meer via een vulgarisatiecampagne.”</p>
--------	---

(149) Elia comprend la remarque concernant la transparence et la compréhensibilité du plan. Sur ce point, des efforts importants ont été faits par rapport aux éditions précédentes, afin de fournir les informations les plus pertinentes. Dans le « Chapitre 2 : Outlook » par exemple, les données utilisées pour élaborer et quantifier les scénarios sont présentées dans le détail, tandis qu'un élément didactique sur la technologie a été ajouté. Le nouveau « Chapitre 3 : Identification des besoins du système » est quant à lui entièrement consacré à rendre les besoins du système plus transparents. Ce chapitre a également été créé à la demande spécifique du « Comité de collaboration » et d'autres personnes intéressées. Une attention particulière y est accordée à la didactique, afin de présenter des phénomènes très complexes d'une manière compréhensible. L'ajout de telles explications a évidemment un impact sur la longueur du plan. Il s'agit donc de trouver un juste milieu entre la nécessité d'avoir « plus de transparence sur les hypothèses et les résultats » et le besoin de rédiger un texte « moins technique et plus court ». Comme nous partageons certainement ces préoccupations, nous essayons de mettre à disposition autant que possible les informations les plus pertinentes et avons rédigé un « executive summary ». Ce dernier donne un bon aperçu des principaux éléments du plan.

(150) Dans le cadre de ce plan, Elia a mis en place une communication adaptée et sur mesure pour mieux informer les parties prenantes directement concernées et le grand public. Pour ce dernier, une communication dans la presse annonçait le début de la consultation publique, qui s'est déroulée du 2 novembre 2022 au 16 janvier 2023. Une page dédiée au plan et à la période de consultation publique a également été mise en ligne sur le site web d'Elia : Consultation publique – Plan de développement fédéral du réseau de transport (110 kV à 380 kV) pour la période 2024-2034 (elia.be). Au niveau local, nous avons publié dans des publications de l'UVCW en Wallonie et de la VVSG en Flandre. Les parties prenantes concernées (administrations, instances et autorités régionales, organisations de la société civile, etc.) ont reçu une présentation avant et pendant la consultation publique.

(151) Elia est bien entendu toujours disposée à améliorer la lisibilité et la compréhension du plan en consultation. Elia invite donc le [CFDD] à indiquer concrètement les informations qu'il estime devoir être traitées différemment, et comment celles-ci devraient être présentées. Ce retour sera utile à la rédaction des plans de développement ultérieurs.

3.7.5. Réponse aux questions et remarques de la CREG

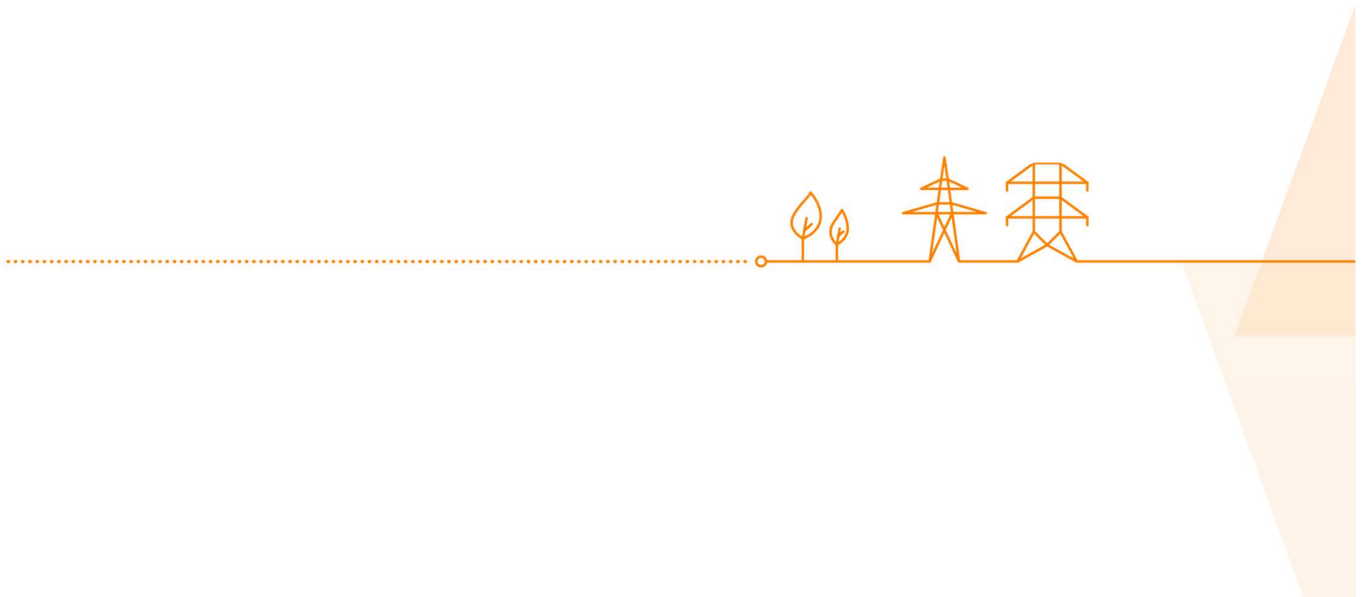
[CFDD]	<p>De raad vraagt dat Elia tegemoetkomt aan de vragen en opmerkingen van de CREG over transparantie (bijvoorbeeld over de kosten-batenanalyses, methodologie en resultaten van de uitgevoerde studies, de KARI-studie, ...)</p>
--------	---

(152) Nous renvoyons ici à la note de réponse qu'Elia a rédigée à la suite de l'avis de la CREG, et qui est annexée au présent rapport de consultation.

4. Prochaines étapes

Elia a finalisé son Plan de développement fédéral du réseau de transport 2024-2034 sur base des réactions reçues des acteurs du marché et de ses propres points de vue, tels que repris dans le présent rapport de consultation. Le plan et le présent rapport de consultation vont maintenant être soumis à l'approbation du ministre de l'Énergie.

Une fois approuvé, le plan et son rapport de consultation seront disponibles sur le site web d'Elia.



5. Annexes

Les réactions qu'Elia a reçues au document soumis à consultation.

Aperçu des réactions non confidentielles à la consultation publique

Jozef Feyaerts	[JFE]
Hilda Lateur	[HLA]
Korneel Verleden	[KVE]
Filip Vanaeken	[FVA]
Lesley Smeyers	[LSM]
Willy Vanwynsberghe	[WVA]
currENT	[CUR]
Fluvius	[FLU]
Belgian Offshore Platform	[BOP]
Febeliec	[FBL]
FEBEG	[FBG]
BBL, Canopea, Greenpeace	[4SEA]
Joint statement FEBEG, EDORA, ODE, COGEN Vlaanderen and BOP	[FEOCB]

Aperçu des avis complémentaires

Comité d'avis SEA	[SEA]
Gouvernement wallon	[WAL]
Gouvernement flamand	[VL]
Gouvernement bruxellois	[BXL]
Conseil fédéral du développement durable	[CFDD]
BRUGEL	[BRUGEL]
Ministre Van Quickenborne	[VQB]
Réponse d'Elia à l'avis du ministre Van Quickenborne	[R_VQB]
CREG	[CREG]
Réponse d'Elia à l'avis de la CREG	[R_CREG]

