



Plan de Développement fédéral 2020-2030

Rapport de consultation publique

15/02/2019

Table des matières

Introduction	3
1 Aperçu des réactions et avis	4
2 Scénarios et hypothèses utilisés	5
2.1 Demande de scénarios supplémentaires	5
2.2 Hypothèses en matière de production d'énergie renouvelable	6
2.3 Commentaires divers	9
3 Identification des besoins et aspects du marché	12
3.1 Informations supplémentaires concernant les congestions prévues	13
3.2 Aspects du marché et loop flows	13
4 Commentaires généraux sur le plan de développement	16
4.1 Acceptation publique	16
4.2 Investir dans les interconnexions	22
4.3 Commentaires divers	24
5 Projets d'investissement spécifiques	26
5.1 Raccordement de la production éolienne offshore	26
5.2 Investissements dans le backbone 380 kV	29
5.3 iLand	30
5.4 Rationalisation du 36 kV et du 70 kV (portés à un niveau de tension supérieur)	31
5.5 Développement des réseaux 220-150-110 kV	32
6 Analyse coûts-bénéfices	32
7 Impact sur les tarifs du réseau de transport	37
8 Transparence du plan de développement	41
8.1 Clarification des projets soumis pour approbation	41
8.2 Clarification des conditions liées à l'approbation de certains projets	42
Annexe 1 : Informations supplémentaires concernant les congestions prévues dans le réseau de transport	43
Annexe 2 : Réception de réactions et avis non confidentiels dans le cadre de la consultation publique	46

Introduction

En application de la loi du 13 février 2006¹, la consultation publique du Plan de Développement fédéral du réseau de transport 2020-2030 a eu lieu du 15 octobre au 15 décembre 2018. Cette phase importante du processus d'élaboration d'un nouveau plan de développement a donné lieu à plusieurs réactions, dont six ont été considérées comme non confidentielles. Des avis juridiques supplémentaires ont, par ailleurs, été émis concernant le plan de développement fédéral.

Elia a examiné en détail l'ensemble des réactions et avis confidentiels et non confidentiels relatifs au projet de Plan de Développement 2020-2030. Elle s'est efforcée d'en tenir compte autant que possible et a apporté plusieurs adaptations et clarifications aux chapitres du plan de développement en réponse à ces commentaires.

La présente note vise à résumer les principaux éléments des réactions et avis non confidentiels et à apporter une réponse à ces éléments en faisant éventuellement référence aux passages modifiés dans le plan de développement. Les réactions confidentielles ne sont pas reprises dans cette note. Elles feront l'objet de discussions et explications bilatérales avec les parties concernées.

Les réactions et avis obtenus ont été répartis en plusieurs thèmes. Ces thèmes constituent la base structurelle de cette note ; un aperçu des réactions et avis obtenus, suivi de plusieurs éléments de réponse, sera donné pour chaque thème.

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 programmes relatifs à l'environnement [M.B. du 10.3.2006]

1 Aperçu des réactions et avis

Le Tableau 1 donne un aperçu des 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 supplémentaires².

Une abréviation est attribuée à chaque réaction et avis dans les deux tableaux ; elle sera utilisée tout au long du présent document pour désigner la partie concernée.

Les documents complets des réactions et avis non confidentiels sont joints à titre d'information dans les annexes à la présente note.

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

Belgian Offshore Platform	[BOP]
Ampacimon	[AMP]
Febeliec	[FEB]
Sociaal-Economische Raad Vlaanderen	[SERV]
Bond Beter Leefmilieu, Greenpeace et IEW	[BGI]
Belgian Generators Association : FEBEG, EDORA & ODE	[BGA]

Tableau 2 : Aperçu des avis supplémentaires

Comité SEA	[SEA]
CWaPE	[CWAP]
Gouvernement wallon	[WAL]
Conseil fédéral du développement durable	[CFDD]
Brugel	[BRUG]

² L'avis précédemment émis par la CREG n'est pas repris dans ce tableau étant donné qu'il a été traité et que les modifications en résultant ont été apportées au plan de développement avant la consultation publique

2 Scénarios et hypothèses utilisés

2.1 Demande de scénarios supplémentaires

[AMP] 2.1.1	“Nous nous étonnons aussi de ne pas voir un scénario de type « off-grid » avec une diminution plus ou moins importante du besoin de réseau.”
----------------	--

Le scénario « Decentral [DEC] » repris dans le plan de développement est un scénario considérant une production décentralisée combinée à un stockage local plus important. Ce scénario montre une tendance correspondant au scénario dit « offgrid », et les résultats basés sur ce scénario DEC devraient aller dans le même sens.

[BGI] 2.1.2	“Tot 2025 wordt er slechts één enkel scenario gehanteerd. Gezien de huidige context (technische en juridische onzekerheid over de verdere beschikbaarheid van de kerncentrales) is het echter aangewezen om voor de periode tot 2025 verschillende scenario's in acht te nemen met een verminderde nucleaire capaciteit en het potentieel van de vraagbeheersing in periodes van schaarste.”
----------------	--

Pour l'horizon 2025, un seul scénario a en effet été retenu et utilisé par ENTSO-E (dans le cadre du TYNDP). En ce qui concerne la disponibilité du parc de production nucléaire, il a été décidé, en concertation avec la Direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan (voir « 2.1.3 Base légale pour les scénarios »), de prendre pour base les dispositions légales actuelles (voir « 2.3.1.3 Évolution de la capacité en centrales thermiques pour la Belgique »).

L'impact du parc de production belge sur la sécurité d'approvisionnement fait l'objet de plusieurs autres études, publiées chaque année (pour les 3 prochains hivers), ou tous les 2 ans (avec un horizon correspondant aux 10 prochaines années). Cet impact sort du cadre du présent Plan de Développement.

[BGI] 2.1.3	“Het “Our Energy Future”-scenario stelt voor 2030 hogere opgestelde vermogens voor wind op land (6,6 GW) en zon (13,4 GW) voorop dan de meest ambitieuze scenario's gehanteerd in het ontwikkelingsplan van ELIA. In het licht van de klimaatuitdaging, vragen we daarom om tevens sensitiviteiten door te rekenen met een hoger aandeel hernieuwbare energie.”
----------------	---

Comme indiqué au point « 2.1.3 Base légale pour les scénarios », le choix des

scénarios qui ont été repris dans le présent Plan de Développement fédéral se base sur les scénarios exposés dans le rapport de monitoring ainsi que sur les recommandations et décisions prises dans le cadre de la coopération entre Elia, la Direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan en vue de l'élaboration du présent Plan de Développement fédéral.

En ce qui concerne la capacité éolienne onshore, le NEKP/PNEC (scénario WAM, qui devrait être conforme aux objectifs européens fixés) prévoit une capacité de 4 GW. Pour 2030, 2 des 3 scénarios dépassent cette capacité. En ce qui concerne la capacité en énergie solaire, le NEKP/PNEC (scénario WAM) présuppose 11 GW. Cette valeur a également été reprise dans le scénario « Decentral [DEC] ».

[CFDD] 2.1.4	“Op korte termijn (2025) voorziet het onderzochte ontwerpplan in slechts één scenario. Gelet op de huidige context van technische en juridische onzekerheid over de werking van de kernreactoren in de toekomst vindt de FRDO het aangewezen om verschillende scenario's in aanmerking te nemen voor deze periode die tot 2025 loopt, met een verminderde nucleaire capaciteit.”
-----------------	--

Voir réponse 2.1.2.

2.2 Hypothèses en matière de production d'énergie renouvelable

[BGI] 2.2.1	“De groei van hernieuwbare energie werd door ELIA gebaseerd op de verschillende scenario's van het TYNDP. Deze zijn echter onvoldoende ambitieus in het licht van de noodzakelijke CO ₂ -reducties om de klimaatverandering te beperken. Het recente IPCC-rapport illustreert dat we in Europa ruim voor 2050 naar een nul-uitstoot moeten evolueren. Daarbij is de versnelde evolutie naar een koolstofvrije elektriciteitsvoorziening - en dus een versterkte groei van hernieuwbare energie cruciaal. Dit wordt ook bevestigd in de “Strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy by 2050” van de Europese Commissie.”
----------------	--

Comme indiqué au chapitre 2, Elia s'est basée, d'une part, sur les scénarios du TYNDP et, d'autre part, sur les scénarios TYNDP+ mis à jour avec les dernières données du marché. Les informations évoquées concernant l'objectif européen en matière d'énergie renouvelable n'étaient pas encore connues au moment de l'élaboration des scénarios.

Néanmoins, 2 des 3 scénarios TYNDP et TYNDP+ comprennent une part d'énergie renouvelable représentant plus de 40 % de la consommation électrique (SER-E). Cela

correspond au plan présenté par la Belgique fin décembre 2018 dans le cadre du NEKP/PNEC conformément aux objectifs européens (scénario WAM) (<https://economie.fgov.be/fr/publications/projet-de-plan-national>) avec 40% à l'horizon 2040. Ce plan de développement fera encore l'objet de plusieurs consultations et consolidations, mais cela prouve qu'il comprend un large éventail de perspectives, y compris des scénarios avec un taux de pénétration des énergies renouvelables permettant d'atteindre les objectifs européens (qui pourront être imposés à la Belgique d'ici 2030).

[BGI] 2.2.2	<p>“Le développement des énergies renouvelables en Belgique présenté dans le projet de Plan sous revue est erronément sous-estimé. En effet, à la page 48 du projet de Plan sous revue, l'objectif européen de 32 % d'énergie renouvelable en 2030 est traduit par une intégration de 18 à 20 % d'énergie renouvelable (SER) et de 37 à 38% d'électricité renouvelable (SER-E) en Belgique en 2030. Or l'étude du Bureau du Plan à laquelle le projet de Plan fait référence pour présenter ces chiffres (en sa note 28) est basée sur un objectif européen de 27% d'énergie renouvelable en 2030, et non 32% comme affirmé par Elia.</p> <p>L'augmentation de 5% de l'objectif renouvelable européen (de 27 à 32%) à l'horizon 2030 se traduira nécessairement par une augmentation substantielle de l'électricité renouvelable produite au niveau belge. Dans ce contexte, on demande à Elia de revoir à la hausse de manière cohérente l'intégration d'électricité renouvelable prévue au niveau belge à l'horizon 2030.</p> <p>On note en outre que les directives Efficacité Energétique et Energie Renouvelable, récemment votées par le Parlement européen, et qui fixent les objectifs européens de 32,5% d'efficacité énergétique et de 32% d'énergie renouvelable en 2030 donnent un mandat explicite pour que ces deux objectifs soit revu à la hausse d'ici 2023 (en lien avec le mécanisme de rehaussement de l'ambition prévu par l'Accord de Paris). Selon une étude européenne, dans un scénario où l'objectif européen d'énergie renouvelable en 2030 serait modestement augmenté de 32 à 35%, l'objectif belge d'énergie renouvelable passe à 27,5 %, soit nettement plus que les 18 à 20% actuellement envisagés par Elia.”</p>
----------------	--

Elia prend note de cette remarque et a adapté le texte ainsi que la figure 2.1 du plan de développement sur la base des valeurs les plus récentes pour 2030.

Comme indiqué dans la question précédente, la hausse des objectifs se situe dans la fourchette analysée par les scénarios.

[BGI] 2.2.3	“Tot slot stelt zich de vraag waarom de capaciteit van WKK’s in de scenario’s van ELIA geen verdere groei kent (blijft stabiel op 1800 MW)? Gezien het belang van deze technologie, zeker ook in het licht van de opvang van de kernuitstap, lijkt het ons aangewezen om ook sensitiviteiten door te rekenen met een hoger aandeel warmtekrachtkoppeling.”
----------------	--

Les scénarios sont basés sur les informations dont dispose Elia concernant les projets de nouvelles unités de production selon les différentes catégories. Étant donné le peu de projets de cogénération en cours, il a été décidé de maintenir cette capacité constante pour les différents horizons temporels.

Il est important de mentionner que le besoin en nouvelle capacité nécessaire pour compenser la sortie du nucléaire (comme mentionné dans le présent plan de développement ou dans les différentes études sur la sécurité d’approvisionnement réalisées par Elia) peut également être couvert par de (nouvelles) unités de cogénération.

[CFDD] 2.2.4	“Volgens de Raad moet de ontwikkeling van het elektriciteitstransmissienet 2020-2030 passen in het kader van de uitvoering van het Nationaal Energie Klimaat Plan 2030 (NEKP). Dat NEKP moet coherent zijn met de doelstellingen van het Akkoord van Parijs, het moet ernaar streven om het energieverbruik te verlagen en om tot 100 % hernieuwbare energie te komen tegen 2050.”
-----------------	--

Le plan de développement a été soumis pour consultation avant la publication du NEKP/PNEC. Une version provisoire du NEKP/PNEC a été soumise à la Commission européenne pour consolidation fin décembre 2018. Les scénarios du plan de développement sont compatibles avec les objectifs européens ainsi qu’avec le scénario le plus ambitieux (WAM) du NEKP/PNEC pour la Belgique.

[CFDD] 2.2.5	“De FRDO beklemtoont dat de ontwikkeling van hernieuwbare energie die wordt voorgesteld in het voor advies voorgelegde ontwerpplan onderschat lijkt te zijn, want de Europese doelstelling van 32 % hernieuwbare energie in 2030 wordt omgezet in een integratie van 18 tot 20 % hernieuwbare energie (RES) en van 37 tot 38 % elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen (RES-E) in België in 2030. De studie van het Federaal Planbureau waarnaar het voorgelegde ontwerpplan verwijst (in zijn voetnoot 28) om die cijfers voor te stellen, is evenwel gebaseerd op een Europese doelstelling van 27 % hernieuwbare energie in 2030, en niet van 32%. De Raad onderstreept bijgevolg dat de versterking van de Europese doelstelling inzake hernieuwbare energie (van 27 naar 32%) tegen 2030 noodzakelijkerwijs zal moeten worden omgezet in een aanzienlijke toename van de in België
-----------------	---

geproduceerde hernieuwbare elektriciteit.

Daarnaast merkt de FRDO op dat de richtlijnen “Energie-efficiëntie” en “Hernieuwbare energie” (onlangs aangenomen door het Europees Parlement) die de Europese doelstellingen van 32,5% aan energie-efficiëntie en 32% aan hernieuwbare energie tegen 2030 vastleggen, een uitdrukkelijk mandaat geven om die twee doelstellingen naar boven bij te stellen tegen 2023 (in samenhang met het mechanisme tot aanscherping van de streefdoelen waarin het Akkoord van Parijs voorziet).

Bovendien merkt de Raad op dat, volgens een studie uit 2017, de Belgische doelstelling - in een scenario waarin de Europese doelstelling inzake hernieuwbare energie in 2030 zou worden opgetrokken van 32 naar 35% - zou stijgen tot 27,5%, wat duidelijk hoger ligt dan de 18 à 20% die Elia momenteel voor ogen heeft.

De Raad denkt bijgevolg dat Elia in zijn voor advies voorgelegde ontwikkelingsplan van nu af aan het vooruitzicht van versterkte doelstellingen inzake energie-efficiëntie en hernieuwbare energie tegen 2030 zou moeten integreren en dat dat plan volledig zou moeten overeenstemmen met de te verwachten hogere niveaus van hernieuwbare energie en energie-efficiëntie.

De FRDO voegt hieraan toe dat de “Strategische langetermijnvisie voor een bloeiende, moderne, concurrerende en klimaatneutrale economie tegen 2050 – Een schone planeet voor iedereen” die de Europese Commissie op 28 november 2018 goedkeurde, een duidelijke koers vastlegt om binnen de Europese Unie tot een netto emissie van 0% te komen tegen 2050. De Raad vraagt dan ook aan Elia om zijn voor advies voorgelegde plan volledig in overeenstemming te brengen met de koers die deze strategische visie vastlegt.

De raad vraagt zich ook af waarom er geen groei van warmtekrachtkoppeling wordt vooropgesteld.”

Voir réponses 2.2.1 à 2.2.4 incluses.

2.3 Commentaires divers

<p>[BGA] 2.3.1</p>	<p>”It should be clarified how much flexibility this plan still allows for future trends: the pro-active approach that Elia proposes in the plan also means taking decisions before some of the underlying assumptions have been realized. Are there ‘early indicators’ foreseen that some assumptions may be wrong and projects may have to be adapted?</p> <p>A more considerate approach – given the substantial financial costs associated with the projects – would be to only decide pro-actively on large-scale projects that bring no-regret solution for Belgian citizens. In this</p>
------------------------	---

respect, massive development of transmission networks should be put into perspective with some elements: congestion management, development of decentralized storage, electrification, etc.”

Comme indiqué à la section 3.3 du plan de développement, Elia aspire à établir une infrastructure de réseau robuste, flexible et modulaire (voir figure 3.12) afin de répondre aux besoins en capacité de transport. Pour la Belgique, cette approche constitue un important levier stratégique dans le cadre de la transition énergétique, car elle permet de choisir librement le mix énergétique le plus adéquat et offre la flexibilité nécessaire pour atteindre ce mix. Dans le cas où certaines suppositions ou hypothèses se réaliseraient plus tôt ou plus tard (ou non), cette approche offrirait le plus de flexibilité.

Dans ce contexte, il est important qu'Elia adapte ses projets d'infrastructure de la manière la plus robuste possible aux différents scénarios, mais elle n'est pas en mesure d'indiquer quel est le scénario le plus souhaitable ou probable. L'ampleur et le calendrier de leur réalisation ne relèvent pas de la responsabilité du gestionnaire de réseau. Les choix en matière de transition énergétique sont, en effet, opérés par les pouvoirs publics concernés.

Il convient donc de souligner que la nécessité des projets soumis à approbation dans ce plan de développement est robuste au regard des différentes tendances qui pourraient se dessiner à l'avenir.

<p>[BGI] 2.3.2</p>	<p>“In het ontwerp ontwikkelingsplan wordt voor het base case en het large-scale RES scenario uitgegaan van een jaarlijkse groei van 4% aan vraagsturing vertrekkende van 637 MW in 2016.</p> <p>Voor het decentraal scenario wordt uitgegaan van een jaarlijkse groei van 8%. Na 2030 blijft het volume vraagsturing constant (op een lichte toename na in het large scale RES scenario). Voor de evolutie van de vraag stelt ELIA een toename voorop van het verbruik. Kan ELIA aangeven op basis van welke onderbouwingen deze aannames werden gekozen? In hoeverre is daarbij rekening gehouden met de energiebesparingsdoelstellingen voor 2030?</p> <p>Het zou interessant zijn om niet alleen een sterk onderbouwde scenario's voor de totale vraag naar voor te schuiven, maar ook een gedetailleerde analyse te doen van de vraagprofielen en de vraag uit te drukken in vermogensduurcurves in plaats van TWh (zoals ook door de CREG gevraagd in haar advies op het ontwerp ontwikkelingsplan).”</p>
------------------------	---

Les hypothèses utilisées pour le volume de gestion de la demande dans les scénarios 2030 « Base Case » et « Large Scale RES » (1,1 GW pour 2030) reposent sur les mêmes hypothèses que celles utilisées dans l'étude Elia « Étude de l'adéquation et du

besoin de flexibilité 2017-2027 », qui se basait sur une analyse du marché réalisée en 2016. Cela correspond à une croissance annuelle d'environ 4 % depuis 2016 jusqu'à l'horizon 2030.

Le scénario « Decentral » assume que la croissance annuelle pourrait doubler grâce à la digitalisation et atteindre 2 GW en 2030.

Pour la période postérieure à 2030, l'évolution du volume de « load shedding » repose sur la méthodologie décrite dans l'étude précédemment publiée par Elia³ (section 2.5.1, sous-section « Demand Shedding »).

Cette évolution repose sur un pourcentage de la consommation de pointe normalisée dans chaque pays (13,3 GW pour la Belgique, c'est-à-dire sans effet de température ni électrification supplémentaire) pour lequel il est possible de réduire la consommation de maximum 3 heures par jour (7 % pour BC, 10 % pour RES et 15 % pour DEC en 2040, voir section 2.5.1 de l'étude Elia). Cette approche s'inscrit dans la lignée des autres études européennes sur la gestion de la demande, telles que <http://energy.sia-partners.com/demand-response-study-its-potential-europe>.

Sur cette base, le volume maximum de « load shedding » est déjà atteint en 2030 dans les scénarios BC et DEC, puis est maintenu constant après 2030. Le scénario RES prévoit une légère augmentation et atteint le pourcentage de consommation de pointe visé en 2040 (1,3 GW). Le plan de développement a été complété avec de nouveaux chiffres à ce sujet.

Il est important de souligner qu'aucun lien direct ne peut être établi entre les hypothèses utilisées pour le « load shedding » et l'objectif d'efficacité énergétique visé. Les volumes de « load shedding » correspondent à une diminution de la consommation due à des prix très élevés sur le marché de l'électricité, tandis que l'efficacité énergétique fait référence aux mesures visant à réduire la consommation indépendamment de la volatilité des prix. (Pour plus d'informations sur le prix d'activation, voir l'étude publiée précédemment par Elia³ [section 2.4.2.1]).

Concernant la question de la consommation électrique, il convient de mentionner que le plan de développement a été complété par la courbe monotone de la consommation totale d'électricité belge (moyenne sur toutes les années climatiques) afin d'illustrer l'effet de l'électrification sur les profils de consommation électrique dans les différents scénarios (voir figure 2.9).

³ http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

<p>[CFDD] 2.3.3</p>	<p>“De FRDO vraagt zich af op welke basis de parameters voor de evolutie van de vraag naar elektriciteit gedimensioneerd werden en vindt dat een grondige analyse van de mogelijke evolutie van de vraag en van de gebruiksprofielen noodzakelijk is, aangezien een dergelijke evolutie zeer waarschijnlijk is door de toenemende flexibiliteit van de vraag naar elektriciteit.</p> <p>De Raad vindt het ook wenselijk om een extra analyse uit te voeren van de mogelijkheden voor energiebesparing en om de vraag te beheren en van de impact van die mogelijkheden op de vraag naar elektriciteit. Dat geldt eveneens voor de verschillende oplossingen op het gebied van opslag en de FRDO vindt dat die analyse rekening moet houden met de linken met het energiesysteem in ruime zin (warmte, het extra elektrificeren van industriële processen en transport).”</p>
-------------------------	--

La méthodologie présentée au chapitre 2 du plan de développement, qui a été utilisée pour évaluer l'évolution de la consommation belge d'électricité, repose sur la méthodologie développée par ENTSO-E. Dans ce contexte, elle a fait l'objet d'une consultation publique. Cette méthodologie est décrite plus en détail dans l'étude précédemment publiée par Elia⁴ et dans le rapport MAF d'ENTSO-E⁵.

Les paramètres employés pour prévoir la consommation belge d'électricité sont décrits à la section 2.4.1 de l'étude publiée précédemment par Elia⁴.

Enfin, comme le précise la section 2.3.1.4 du plan de développement, l'évolution de la flexibilité de la consommation en Belgique est modélisée en tenant compte de deux types de gestion de la demande : une réduction de la consommation et un report de la consommation. Ceux-ci sont activés par le modèle en fonction des besoins du marché pour chaque heure simulée. Plusieurs hypothèses sont prises en compte pour les différents scénarios analysés, ce qui permet de saisir l'effet potentiel de ces mécanismes sur les résultats socio-économiques. Les hypothèses utilisées sont reprises dans le plan de développement (section 2.3.1.4) et des informations complémentaires sont disponibles dans l'étude précédemment publiée par Elia⁴ (section 2.4.2).

3 Identification des besoins et aspects marchés

⁴ http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf

⁵ https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf

3.1 Informations supplémentaires concernant les congestions prévues

[AMP] 3.1.1	“D’une part, nous regrettons le manque de détail au niveau des problèmes de congestion dans le réseau liés aux différents scénarios”
----------------	--

Le Plan de Développement fédéral identifie les besoins en capacité de transport supplémentaire et détermine les futurs projets d’investissement à l’horizon 2020-2030. Dans cette optique, Elia a effectué des études de marché et de réseau conformément à la méthodologie du TYNDP 2018.

Comme indiqué dans la section « 1.4.2.2 Études de load flow », Elia tient à souligner que ce plan de développement fédéral repose sur un grand nombre de simulations, dont les principaux résultats ont été résumés dans la section « 3.2 Identification des besoins », en accordant une attention particulière à l’établissement d’un lien clair avec le TYNDP 2018 de ENTSO-E.

Le TYNDP 2018 est également un document public dans lequel de multiples données et résultats supplémentaires ont été inclus. Il a été décidé de ne pas reproduire toutes ces données dans le plan de développement fédéral, mais d’y intégrer des références claires. Il contient, en particulier, des références à l’étude⁶ sur l’Identification of System Needs (IoSN) et au plan d’investissement régional correspondant pour la région de la mer du Nord⁷.

Des informations supplémentaires sur les congestions attendues ont, par ailleurs, été incluses sous la forme de « duration curves » en annexe à ce rapport de consultation.

3.2 Aspects du marché et loop flows

[FEB] 3.2.1	“The draft plan concentrates on the “hardware” aspects of the transmission grid, but Febeliec is also very concerned about the “software” aspects. Current capacity allocation and calculation methods, calculations of the “base case” scenarios and the use of flow-based allocation algorithm do not lead to an optimal use of the (interconnector) capacity for market functioning and integration, as very often priority is given to non-commercial flows (loopflows) to the detriment of grid
----------------	--

⁶ Europe Power System 2040: completing the map & assessing the cost of non-grid, ENTSO-E, <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040/>

⁷ Regional Investment Plan 2017 Regional Group North Sea, ENTSO-E, https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf

<p>availability for the CWE market coupling mechanism. Grid users therefore require clear guarantees that new investments in additional infrastructure will positively contribute to market functioning and integration rather than allowing even more loopflows to cannibalise (cross-border) capacity.”</p>

Le principe appliqué pour parvenir à une solution rentable commence par une exploitation maximale du potentiel de l'infrastructure existante, aussi bien pour le backbone 380 kV que pour les interconnexions existantes. Et ce tant au niveau du « hardware » que du « software ».

Le terme « software » désigne le fonctionnement du couplage de marché flow-based. Elia, en collaboration avec toutes les parties concernées, prend les initiatives nécessaires pour améliorer ce fonctionnement, notamment en atténuant l'impact négatif des loop flows. Les développements récents dans le contexte du « Clean Energy Package » méritent également d'être mentionnés ici.

Une meilleure exploitation de l'infrastructure existante en termes de « hardware » signifie que des gains d'efficacité considérables peuvent être réalisés avec des coûts d'investissement relativement limités (par exemple, Dynamic Line Rating, transformateurs à décalage de phase, conducteurs à faible dilatation thermique...). Seuls des projets visant à optimiser les interconnexions existantes sont donc inclus pour approbation dans le cadre de ce plan de développement, et aucun nouveau projet d'interconnexion n'est soumis pour approbation.

<p>[FEB] 3.2.2</p>	<p>“Febeliec underlines the importance of timely SPAIC analyses (Standard Process for Assessing Impact of Changes) on the impact of all changes in assets and procedures for CWE market functioning and integration. For existing projects (e.g. NEMO, Alegro, ...) Febeliec regrets this information is only made available in a very late stage.”</p>
------------------------	---

En ce qui concerne la modélisation du couplage de marché et les analyses de bien-être socio-économique, Elia tient tout d'abord à souligner qu'une méthodologie harmonisée et basée sur la modélisation NTC a été définie pour l'identification des besoins et l'analyse coûts-bénéfices dans le cadre du plan de développement du réseau européen (TYNDP) (voir aussi la référence à cette méthodologie à la page 99 du plan de développement). Afin de maintenir la cohérence légalement requise entre le plan de développement fédéral et le TYNDP, Elia applique la même méthodologie pour l'élaboration du plan.

Une méthode adaptée sur la base des principes du couplage de marchés flow-based (FB) est en cours d'élaboration au sein d'ENTSO-E et d'Elia. À l'heure actuelle, ce type de méthodologie n'est pas encore totalement disponible. Le passage d'un modèle NTC à un modèle FB influencera évidemment les effets calculés sur le bien-être ; toutefois, il ne devrait pas engendrer de différences fondamentales au niveau des tendances et

conclusions. En ce qui concerne les études sur la sécurité d'approvisionnement, qui sont analysées par Elia dans des rapports distincts, Elia applique déjà une méthodologie flow-based.

Il est important que l'évolution des réseaux de transport internationaux et les règles de marché internationales aillent de pair pour garantir un système efficace et fiable à l'avenir. Afin que le développement de ce système très complexe reste gérable dans la pratique, certaines hypothèses relatives au fonctionnement du marché sont formulées pour le développement du réseau, tandis que ce développement du réseau se concentre principalement sur les flux physiques qui se produisent dans le réseau de transport. De même, les flux mentionnés à la section 3.2.3 sont les futurs flux physiques prévus au-delà des frontières, qui résulteront des échanges entre les marchés selon le modèle NTC appliqué.

<p>[BGA] 3.2.3</p>	<p>“BGA fears that, in the design of the future transmission network, Elia based itself on the existing infrastructure under current usage where market usage of interconnections is greatly restricted to accommodate unscheduled flows. Elia seems to consider in its plan that such unscheduled flows will have to continue, and therefore that new lines or grid elements need to be built in the system. The question can be raised if some other countries should not invest in their grid first, instead of transferring the cost to Belgian consumers.</p> <p>Additionally, in the proposed plan BGA fails to see clear alternative solutions to the building of interconnectors to address market congestion issues at CWE level caused by unscheduled flows. BGA believes that an optimized use of existing infrastructure, with some infrastructure optimization, could also help solving this structural problem.”</p>
------------------------	--

Voir réponse 3.2.1.

<p>[BGA] 3.2.4</p>	<p>“As underlined by CREG in its report, the net simulations and market exchange capacity assumptions are not explained.”</p>
------------------------	---

Comme indiqué au point « 1.4.2.1 Études de marché pour établir les équilibres économiques », les simulations de marché ont été réalisées en fonction d'un modèle NTC. Pour les frontières belgo-néerlandaise et belgo-française, ce modèle NTC contient un lien historique avec les processus de calcul de capacité qui, jusqu'en 2015, étaient également mis en œuvre pour le day-ahead selon une méthodologie NTC, avec le traitement des flux transit & loop flows. En ce qui concerne plus particulièrement l'évolution des valeurs NTC, la cohérence est assurée avec les valeurs NTC du précédent Plan de Développement fédéral 2015-2025. Le tableau 3.1 du présent plan

de développement fournit un aperçu de l'évolution future des valeurs NTC.

Commentaire général supplémentaire

Pour les interconnexions en particulier, Elia tient à souligner que le présent plan ne soumet aucune nouvelle interconnexion pour approbation.

Ce plan de développement reprend les projets d'interconnexion en cours depuis le précédent Plan de Développement 2015-2025 (qui avaient été approuvés à l'époque) et dont la mise en service aura lieu entre 2020 et 2030. Ceux-ci sont complétés par plusieurs projets visant à optimiser la capacité d'interconnexion sur les liaisons/interconnexions existantes par l'installation de transformateurs à décalage de phase, pour lesquels une approbation est demandée.

Plusieurs projets d'interconnexion sont, par ailleurs, mentionnés à titre d'information, car Elia examine leur potentiel avec ses partenaires.

Au vu de ces réactions et d'autres, Elia a révisé le plan de développement en attribuant un statut indicatif aux projets Nautilus et BE-DE II.

4 Commentaires généraux sur le plan de développement

4.1 Acceptation publique

[FEB] 4.1.1	“Often long permitting procedures are in this context used as an excuse to start early (up to 10 years in advance or even longer) with investments projects. Febeliec regrets no actions are proposed in the plan to make these procedures more flexible and more apt to react to technologic developments. On this aspect too, Febeliec proposes a broad societal debate on the need to introduce more flexibility in the permitting procedures in order to reconcile justified collective objectives with individual concerns, local objections and their financial impact.”
----------------	--

Le commentaire selon lequel le délai de réalisation des projets à haute tension est très long est justifié. À cet égard, nous nous référons à la section 2 de « l'Executive Summary », qui indique que le développement d'une nouvelle infrastructure de réseau prend beaucoup plus de temps (en moyenne 10 ans) que la construction d'une production d'énergie renouvelable (environ 3 à 5 ans). Si nous souhaitons exploiter tout le potentiel de la production d'énergie renouvelable, une politique adaptée s'impose en matière de développement réseau. Les bottlenecks attendus et les lignes manquantes doivent être identifiés et résolus de manière proactive et plus rapide. C'est la seule manière de donner toutes les chances à la transition énergétique.

En outre, il convient de mentionner qu'il s'agit d'un plan de développement fédéral,

alors que les procédures d'aménagement du territoire et les permis d'urbanisme sont des compétences régionales. Elia soutient la nécessité d'un large débat au sein des cadres de compétence adéquats sur la durée et la flexibilité des procédures d'autorisation pour les projets d'intérêt commun.

[SERV] 4.1.2	De SERV vindt dat het (beleids)kader rond het Eliaplan moet zorgen dat het Eliaplan de maatschappelijke belangen dient (...). Dat vereist een degelijk beoordelingskader voor netinvesteringsplannen; een concrete lange termijn visie rond energie op de diverse beleidsniveaus; een gepast financieel investeringsklimaat.”
-----------------	---

Il s'agit d'un commentaire justifié. Les mêmes questions sont abordées dans la partie « Résumé technique » de la section « Facteurs clés de réussite » du plan de développement.

[SERV] 4.1.3	Het FOP moet kaderen in een ruimer infrastructuurbeleid, waarin energie-infrastructuur onderling is afgestemd en is ingepast een breder strategisch investeringsbeleid. Ook is flankerend beleid nodig zodat de benodigde investeringen op tijd in de praktijk gerealiseerd kunnen worden en lokale belastingen op dergelijke strategische investeringen vermeden worden.
-----------------	---

Nous faisons ici référence au point « 1.4 Méthodologie du développement du réseau » : les projets du Plan de Développement fédéral sont définis de manière à répondre aux besoins de demain en termes de sécurité d'approvisionnement, de durabilité et de compétitivité, s'inscrivant ainsi dans le cadre des objectifs stratégiques européens, belges et régionaux dans ces matières.

Une politique d'accompagnement constitue un aspect crucial pour Elia. Nous renvoyons ici au point « 1.5 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia ».

[BGA] 4.1.4	“The energy sector – system operators as well as generators – need swift permitting procedures and legal/regulatory stability in order to be able to realize the necessary – often large – infrastructure projects. This will be key in order to realize the energy transition: a sustainable and reliable electricity system needs to be developed in due time and with limited costs in order to maximize welfare gains. Therefore, BGA calls the federal and regional authorities to align and – to the extent possible – simplify their permitting procedures and to ensure that these procedures and permits ensure investment stability as soon as possible. For projects of general interest, imposing a binding deadline for the Council of State
----------------	---

	<p>(‘Raad van State’/’Conseil d’Etat’) to decide upon an appeal would, for example, contribute significantly to this objective.”</p>
--	--

Voir réponse 4.1.1.

<p>[BGA] 4.1.5</p>	<p>“BGA would suggest to involve market parties at an earlier stage, e.g. by organizing preliminary consultations on scenario’s and assumptions.”</p>
------------------------	---

Elia prend note de ce commentaire et en tiendra compte dans l'évaluation du processus mené. Il convient de noter que les scénarios TYNDP 2018 ont fait l'objet d'une consultation publique.

Il est, en outre, important de faire référence à la section « 2.1.3 Base légale pour les scénarios » : L'établissement du Plan de Développement et des scénarios y afférents doit se baser sur la dernière étude prospective réalisée par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et publiée en janvier 2015. Le fait qu'aucune étude prospective plus récente n'ait été publiée depuis janvier 2015 justifie dûment la prise en compte, pour le présent Plan de Développement, du rapport complémentaire à l'étude prospective, appelé « rapport de monitoring », qui a été rédigé en décembre 2017 par la Direction générale de l'Énergie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan.

Le choix des scénarios qui sont repris dans le présent Plan de Développement fédéral se base donc sur les scénarios exposés dans ce rapport ainsi que sur les recommandations et décisions prises dans le cadre de la coopération entre Elia, la Direction générale de l'Énergie et le Bureau fédéral du Plan en vue de l'élaboration du présent Plan de Développement fédéral.

<p>[BGI] 4.1.6</p>	<p>“Aanvullend hierbij vragen we dat er een beleid wordt uitgetekend voor een eerlijke verdeling van lusten en lasten bij nieuwe hoogspanningslijnen. Bij benadeelden van een hoogspanningslijn leeft zeer sterk de overtuiging dat de lokale bevolking alle lasten moet dragen, terwijl enkele energiebedrijven van de lusten profiteren. Voor verschillende stakeholders is dit zelfs belangrijker dan de visuele impact. Daarom kan best nagedacht worden over een manier om de lusten en lasten op een billijke manier te verdelen. Dat zou bv. kunnen door een budget of een fonds te voorzien waarmee lokale klimaatprojecten of projecten voor lokale leefkwaliteit gefinancierd kunnen worden. Om elke schijn van belangenvermenging te voorkomen, kan dergelijk fonds best beheerd worden door een organisatie of instelling die los staat van Elia.”</p>
------------------------	--

Une politique d'accompagnement constitue un aspect crucial pour Elia. Nous faisons ici référence au point « 1.5 L'intérêt de la communauté au cœur des activités d'Elia », et en particulier au paragraphe 1.5.1.4 : « Outre les mesures visant à limiter les nuisances et les indemnités pour compenser les dommages directs, nous avons également cherché une approche permettant d'une part d'indemniser la communauté locale pour les nuisances résiduelles et, d'autre part d'apporter des avantages locaux, et non plus seulement des inconvénients. À cette fin, nous cherchons, notamment par le biais de l'organisation Be Planet, des situations gagnant-gagnant ayant dans la mesure du possible un lien direct avec les infrastructures à haute tension. »

[WAL] 4.1.7	“Dans cette même logique, le Gouvernement souligne l'impérieuse nécessité d'une prise en compte d'impératifs notamment sociaux, environnementaux et paysagers. Le développement du réseau de transport doit se faire dans l'intérêt, mais aussi et surtout, dans le respect du consommateur belge et de son environnement.”
----------------	---

Voir réponses 4.1.3 et 4.1.6.

[CFDD] 4.1.8	“De Raad stelt het op prijs dat Elia bij het opstellen van dit ontwikkelingsplan rekening heeft gehouden met verschillende elementen die hij tot uiting had gebracht in zijn advies over het vorige ontwerpplan, maar betreurt dat de stakeholders slechts in geringe mate betrokken werden bij het opstellen van dit voor advies voorgelegde huidige plan.”
-----------------	--

Ce commentaire surprend quelque peu Elia, car Elia promeut considérablement la communication et la participation pour ce plan de développement. Nous faisons référence à la section « 1.5.1.1 Participation et communication »: une bonne communication et participation à ce plan se révèlent essentielles pour développer les projets futurs. Elia souhaite également favoriser une implication soutenue des parties prenantes dans le cadre de la réalisation de ces nouveaux projets et d'une transition énergétique durable. Dans cette optique, une communication plus étoffée que le minimum légal s'impose. Une action importante à cet égard est la campagne de communication supplémentaire menée auprès des autorités locales, régionales et de la société civile en vue de la consultation publique du Plan de Développement fédéral.

Nous nous référons également à notre précédente réponse à la CREG : « Elia estime également que l'implication des parties prenantes constitue un facteur clé et c'est pourquoi, dans le cadre de ce plan de développement, elle a déjà beaucoup insisté sur les contacts et les interactions avec ces parties prenantes, tant en ce qui concerne les scénarios que les projets identifiés. Ces contacts seront également poursuivis lors de la consultation publique. Dans ce contexte, Elia est toujours prête à examiner, en concertation avec la CREG, la manière dont cette participation peut être encore

optimisée. »

Concrètement, lors de l'élaboration du plan de développement, une coordination a notamment été assurée (liste non exhaustive) avec les autorités fédérales et régionales, les régulateurs, les services publics concernés (cf. Bureau fédéral du Plan, Direction générale de l'Énergie), les gestionnaires de réseaux de distribution, les associations industrielles, les organismes représentés dans le Users Group Elia, les organisations environnementales (BBL, IEW, Greenpeace...), les fédérations et associations régionales (cf. VOKA, UNIZO, VVSG...).

<p>[CFDD] 4.1.9</p>	<p>“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, vraagt de Raad tot slot dat 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>
-------------------------	---

Il s'agit d'un commentaire justifié. D'autres communications (de vulgarisation) concernant le plan sont déjà prévues. Pour le grand public, cela se fera au moyen d'un site Web distinct et d'un film qui expliquera de manière didactique les principaux points du plan. Celui-ci était déjà disponible lors de la consultation publique et sera mis à jour après l'approbation du plan. La création de matériel de communication supplémentaire (p. ex. une brochure) expliquant les défis et l'importance du plan est envisagée.

Les communications à l'intention des autorités régionales et locales sont effectuées à l'aide d'explications planifiées de manière proactive. Les administrations sont également informées par le biais d'une présentation accessible. En outre, des communications approfondies sont également assurées au niveau des provinces et des communes, ainsi qu'avec d'autres entreprises d'utilité publique.

Elia est, par ailleurs, toujours prête à fournir des explications aux parties intéressées par nos projets. Le plan a aussi été présenté dans des publications telles que le magazine « Lokaal » de la VVSG et « Mouvement Communal » de l'UVCW. Par ailleurs, lorsque les projets se déroulent dans l'environnement des parties prenantes, Elia accorde une attention considérable à les rendre compréhensibles pour ces dernières.

<p>[CFDD] 4.1.10</p>	<p>“De FRDO is van oordeel dat het voor advies voorgelegde ontwerpplan uitdrukkelijk vanuit een oogpunt van rechtvaardige transitie moet worden bekeken, met onder meer een berekening inzake werkgelegenheid (rechtstreekse arbeidsplaatsen voor de werkzaamheden aan het net, maar ook onrechtstreekse banen in de elektriciteitsproductie: nieuwe hernieuwbare capaciteit die door dat net mogelijk wordt gemaakt,</p>
--------------------------	---

	productie in het buitenland voor de netto-invoer, enz.).”
--	---

Une telle étude sort du cadre du présent Plan de Développement. Compte tenu de la participation du Bureau fédéral du Plan et d'autres parties prenantes, il pourrait s'agir d'une éventuelle étude de suivi.

[BRUG] 4.1.11	<p>BRUGEL herinnert de TNB en de bevoegde overheden (gemeentelijk of gewestelijk) aan het belang van de naleving van de planning van bepaalde investeringen om de betrouwbaarheid van de bevoorrading van de Brusselse afnemers te verzekeren. (...)</p> <p>In dit kader pleit BRUGEL ervoor dat de belanghebbende partijen zich verbinden tot het naleven van het verplichte protocol van 2017 betreffende de plaatsing van nieuwe 150kV-kabels in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Dit protocol verduidelijkt de regels voor de plaatsing van de nieuwe 150kVkabels en in het bijzonder voor de bedoelde afstanden tussen deze laatste en de woningen, rekening houdend met de emissie van de magnetische velden.</p>
------------------	--

Les champs magnétiques constituent un aspect important du développement de projets. Nous renvoyons à la section « 1.5.1.3 Politique en matière de champs électromagnétiques ».

Elia a signé et applique le protocole d'accord à ce sujet.

[WAL] 4.1.12	<p>“Il semble impératif qu’Elia s’engage ferme et inéquivoque sur le caractère effectif et contraignant des échéances et des travaux repris dans son plan de développement fédéral, dans la limite de la faisabilité notamment technique et économique des projets qu’il énumère. Cette réalisation devra par ailleurs s’effectuer conformément au principe de subsidiarité.”</p>
-----------------	---

Comme expliqué dans la section « 1.1.3.1 Contexte légal relatif au plan de développement », Elia s'engage en effet à réaliser les projets approuvés dans le plan de développement. Toutefois, cet engagement, et en particulier les dates cibles mentionnées, sont soumis à un certain nombre de contraintes (facteurs externes). Nous renvoyons à cet égard à l'avertissement repris dans le « Résumé technique ».

[BRUG] 4.1.13	<p>BRUGEL herinnert de TNB en de bevoegde overheden (gemeentelijk of gewestelijk) aan het belang van de naleving van de planning van bepaalde investeringen om de betrouwbaarheid van de bevoorrading</p>
------------------	---

	van de Brusselse afnemers te verzekeren. Bepaalde projecten in verband met een spanning van meer dan 70 kV liepen in het verleden aanzienlijke vertraging op, wat het risico op onderbrekingen verhoogt of een impact heeft op de planning van de investeringen van de distributienetbeheerder SIBELGA.
--	---

Voir réponse 4.1.12.

[BGI] 4.1.14	“We appreciëren deze inspanningen voor een vroegere betrokkenheid. We volgen anderzijds wel de opmerkingen van de CREG in haar advies om een structurele stakeholderbetrokkenheid te voorzien, bvb in workshops zoals het geval is bij het opstellen van het TYNDP door ENTSO-E.”
-----------------	---

Voir réponse 4.1.8.

4.2 Investir dans les interconnexions

[BGA] 4.2.1	“BGA wonders if the 10-year development plan is not over-dimensioned compared to the needs of Belgian consumers, and especially when it comes to new interconnectors. 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 sustainable, reliable and affordable energy, while still having to bear the investment costs. To the contrary, with increased dependency on neighboring countries, Belgian consumers will be more exposed to volatile electricity prices resulting from regional system stress events or from energy policy decisions of those countries. Political choices on the energy mix throughout Europe will strongly influence the export opportunities of our neighboring countries.”
----------------	---

Dans le Plan de Développement fédéral 2020-2030, Elia analyse les besoins en capacité de transport supplémentaire à différents moments. Lors du développement du réseau de transport, Elia recherche des solutions socialement responsables et économiquement efficaces. Le présent plan de développement propose un portefeuille de projets pour approbation, conditionnel ou indicatif.

Pour les interconnexions en particulier, Elia tient à souligner que ce plan ne soumet

aucune nouvelle interconnexion pour approbation.

Ce plan de développement reprend les projets d'interconnexion en cours depuis le précédent Plan de Développement 2015-2025 (qui avaient été approuvés à l'époque) et dont la mise en service aura lieu entre 2020 et 2030. Ceux-ci sont complétés par plusieurs projets visant à optimiser la capacité d'interconnexion sur les liaisons/interconnexion existantes par l'installation de transformateurs à décalage de phase, pour lesquels une approbation est demandée.

Plusieurs projets d'interconnexion sont, par ailleurs, mentionnés à titre informatif, car Elia examine le potentiel de ces derniers avec ses partenaires.

Au vu de ces réactions et d'autres, Elia a révisé le plan de développement en attribuant un statut indicatif aux projets Nautilus et BE-DE II.

[BGA] 4.2.2	“The proposed increase of interconnection level is highly questionable. The plan gives little information on 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.”
----------------	---

En réponse à cette question, Elia renvoie à l'étude « Scénarios pour le système énergétique belge à l'horizon 2050 », publiée en novembre 2017, qui traite de ce sujet, et plus particulièrement aux pages 98 à 100.

Des interconnexions supplémentaires contribuent à accroître le bien-être socio-économique de la Belgique et de l'Europe.

Aucune estimation de la contribution à la sécurité d'approvisionnement n'a été réalisée car, après 2025, cette contribution sera plutôt limitée en Belgique par l'énergie disponible dans les pays voisins aux heures de pointe et moins par la capacité d'interconnexion disponible. Pour cette raison, tout développement des interconnexions serait principalement motivé par leur contribution à la prospérité socio-économique ; la contribution supplémentaire à la sécurité de l'approvisionnement ne constituerait pas le moteur prioritaire. Cette contribution existe néanmoins.

[BGA] 4.2.3	“BGA is wondering how thoroughly Elia has 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.”
----------------	--

En réponse à cette question, Elia renvoie à l'étude « Scénarios pour le système énergétique belge à l'horizon 2050 », publiée en novembre 2017, qui traite de ce sujet, et plus particulièrement à la page 99. Voir section 7 pour le point portant sur le tarif d'injection.

<p>[BGA] 4.2.4</p>	<p>“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).”</p>
------------------------	---

Elia est d'accord avec ce commentaire et tient à souligner que la gestion coordonnée au sein d'ENTSO-E (échange de données, utilisation commune de méthodes, identification des besoins, discussion des résultats de recherche, etc.) est essentielle au développement optimal et intégré du backbone européen.

Ce caractère essentiel s'illustre par le fait que les projets visant le développement des interconnexions proposés dans ce plan de développement, la plupart des projets portant sur le backbone interne et les pistes à approfondir pour le développement à long terme, font partie intégrante du plan de développement européen, le TYNDP 2018. Certains projets sont d'ailleurs explicitement qualifiés de « projets d'intérêt commun » (ou PCI, pour « Project of Common Interest ») par la Commission européenne.

4.3 Commentaires divers

<p>[AMP] 4.3.1</p>	<p>“Comme vous le savez, de nombreuses technologies telles que le « Dynamic Line Rating » disponibles depuis quelques années déjà permettent de faire davantage avec les équipements existants. Vous êtes bien placés pour le savoir puisque votre réseau en est déjà équipé à plusieurs endroits. Nous sommes convaincus que de telles technologies répondent plus efficacement aux changements de plus en plus fréquents, et plus rapidement que les renforcements classiques que vous proposez.</p> <p>Notre proposition n'est pas de les mettre en compétition mais de les faire se renforcer l'une l'autre en utilisant davantage les premières quand les incertitudes sont grandes pour limiter le risque de « stranded assets » et les dernières quand les hypothèses se confirment. Pourquoi ne pas généraliser leur utilisation aussi bien pour les câbles que pour les lignes que pour les transformateurs de puissance dans les réseaux 220 kV et</p>
------------------------	--

150 kV en particulier dans les endroits où de l'éolien et du solaire sont raccordés? ”
--

Afin de développer les solutions nécessaires pour les besoins identifiés en capacité de transport, nous nous efforçons d'identifier des solutions technico-économiques optimales qui créent une valeur ajoutée maximale pour la communauté. Celles-ci sont principalement obtenues en définissant des investissements de réseau qui répondent à plusieurs besoins.

Comme indiqué à la section « 1.4.3 Élaboration de solutions », la première étape consiste toujours à exploiter au maximum le potentiel de l'infrastructure existante et un « dynamic line rating » (voir 1.4.3.1) est déjà appliqué à divers endroits du réseau à haute tension. Un déploiement général du DLR ne figure cependant pas à l'ordre du jour ; la nécessité et l'efficacité d'une solution de DLR locale sont évaluées à l'aide d'une analyse coûts-bénéfices, effectuée spécifiquement pour chaque emplacement donné.

[BGA] 4.3.2	BGA can support the reinforcement proposed by Elia for several bottlenecks on the medium voltage grid, especially for wind on-shore development. To avoid future possible bottlenecks with increasing wind development in Belgium, BGA asks – as does the CREG – for more transparency on the priority zones up to 2030 to be designated by Elia preferably in consultation with the energy sector.
----------------	---

Le message qu'Elia souhaite faire passer dans ce plan de développement est le suivant : l'ensemble des parties concernées, y compris Elia, doivent se coordonner pour développer de plus grands clusters d'unités de production décentralisées. Cela permettra à Elia de réaliser les investissements de réseau en temps utile, pour qu'ils entravent le moins possible le développement de ces clusters.

Deuxièmement, il est important de disposer d'un degré de certitude élevé quant au fait que les investissements réalisés par Elia seront également mis à profit par la réalisation effective des clusters de production.

Enfin, Elia, ou un autre gestionnaire de réseau, peut aussi indiquer dans de telles interactions que certains investissements de réseau sont déraisonnablement élevés par rapport au potentiel de production décentralisée qu'il est prévu de développer sur un site donné. La désignation de zones de développement prioritaires pour les sources d'énergie renouvelable constitue donc une entreprise commune entre différentes parties et n'incombe pas uniquement à Elia.

À titre d'illustration, Elia publie la capacité de production immédiatement disponible sur l'ensemble des sites interfaces d'Elia et des gestionnaires de réseaux de distribution wallons, conformément à la méthodologie régionale validée.

[BGA] 4.3.3	“BGA wonders if Elia integrated the risks associated with network dynamic stability? This will be an important challenge to anticipate at European level.”
----------------	--

Les risques liés à la stabilité dynamique font également l’objet d’un suivi de la part des experts d’Elia (voir aussi 1.4.2.2 Études de load flow). Dans ce contexte, Elia souhaite également attirer l’attention sur la coordination et la concertation sur ce sujet au sein des différents groupes de travail d’ENTSO-E.

5 Projets d'investissement spécifiques

5.1 Raccordement de la production éolienne offshore

[BOP] 5.1.1	“Daarom vraagt het BOP om de aansluiting van 2000 MW bijkomende offshore wind capaciteit versneld en prioritair te ontwikkelen en de in het FOP 2020-2030 voorziene uitbreiding van het net in zee en de netversterking op land spoedig en kostefficiënt te realiseren. Indien dit niet kan volgens de in het FOP 2020-2030 voorgestelde ontwikkelingen, vraagt het BOP een ernstig en dringend onderzoek van mogelijke alternatieven, zoals de Scheldelink naar het aansluitingspunt in Doel, of de aanlanding in Koksijde met een versterking van bestaande hoogspanningskabels of andere snelle en kostefficiënte aansluitingsmogelijkheden voor de bijkomende 2000 MW offshore wind capaciteit.”
----------------	--

Comme indiqué au point « 4.3 Raccordement et intégration de la production éolienne offshore », Elia confirme que le raccordement de 2000 MW de capacité éolienne offshore additionnelle est considéré comme prioritaire. En effet, il revêt une importance sociale pour la réalisation des objectifs climatiques. L’ambition d’atteindre une capacité éolienne offshore de 4 GW d’ici 2030 fait partie des objectifs climatiques du NEKP/PNEC.

Le calendrier pour le raccordement de cette capacité de production offshore supplémentaire dépend de deux paramètres importants :

- (1) la mise en place d’une procédure d’appel d’offres (désormais prévue pour 2022) et les études préliminaires nécessaires à cette fin (voir « Note de principe Appel d’offres offshore parcs éoliens à partir de 2020 » approuvées par le Conseil des ministres fin août 2018) et ;
- (2) les renforcements de réseau onshore nécessaires (projets Ventilus et Boucle du Hainaut).

Une préparation adéquate de la procédure d’appel d’offres soumise à l’autorité du gouvernement est indispensable pour atteindre le niveau optimal de subventionnement

des futurs parcs éoliens et garantir ainsi la transition vers une part plus importante d'énergie renouvelable à un coût raisonnable pour la communauté. On peut également s'attendre à ce que les technologies offshore continuent à évoluer dans les années à venir.

La mise en place du cadre juridique et réglementaire, le lancement d'une procédure d'appel d'offres et la construction ultérieure des parcs éoliens prendront du temps. Il est donc totalement illusoire d'estimer qu'un timing antérieur à 2025-2026 serait réalisable.

Les renforcements nécessaires du réseau onshore de Ventilus et de la Boucle du Hainaut sont également liés à des délais non compressibles, compte tenu des procédures de planification et d'autorisation nécessaires dans les régions flamande et wallonne. Elia prend toutes les mesures nécessaires pour générer un soutien à l'égard de ces projets (Ventilus et Boucle du Hainaut) et pour contrôler et accélérer autant que possible leur calendrier. L'accélération de la procédure de planification et d'autorisation sera uniquement possible si ces projets sont soutenus à tous les niveaux. Il est primordial que ce point soit reconnu par toutes les parties prenantes qui collaborent à la réalisation de cet objectif.

Les alternatives de raccordement de la capacité éolienne offshore indiquées dans la question ont été étudiées. Cependant, ces alternatives ne permettent a priori pas de progresser plus vite compte tenu de problèmes d'autorisation similaires, elles ne couvrent pas les différents besoins qui se présentent aujourd'hui ou se présenteront demain (renforcements localisés pour l'éolien onshore et développement économique, élimination des goulets d'étranglement et risque de redistribution des coûts, robustesse et fiabilité du réseau, raccordement de nouvelles interconnexions...) et se révèlent souvent plus coûteuses. La procédure de planification du projet Ventilus en Région flamande prévoit la recherche d'autres alternatives.

<p>[BGA] 5.1.2</p>	<p>“According to Elia a second off-shore platform (MOG II) needs to be developed to ensure an economic efficient transport of electricity to land. According to BGA this objective should be translated in a clear cost-benefit analysis demonstrating that the investment in MOG II is lower than the individual connection of each off-shore wind park to land. If the cost-benefit analysis is positive, then the timing of the development of such a second platform should be aligned with the development of the second zone that has been designated for new off shore wind parks. Elia should also aim at a maximum availability of this MOG II. BGA also wants to point out that the loss of an off shore platform should be seen as a dimensioning incident for the volumes of ancillary services. Even an improved forecasting of storm risks will not take away the remaining technical risk of incidents on the connections or upstream installations. The geographical concentration of the offshore wind generation in the sea as well as the geographical</p>
------------------------	---

concentration of the connections to the grid and the injection in the system are also important factors to consider. Incidents on these connections or further upstream in the transmission system have the same systemic risk and a similar probability, although entirely out of the control of the ARP's.”

La conception du réseau pour MOG II sera soumise à l'approbation du ou des ministres compétents. Dans ce contexte, Elia devra être en mesure de démontrer qu'il s'agit bien de la meilleure solution, compte tenu de son impact technique, économique et social. À cet égard, il convient d'indiquer que le niveau de redondance visé a une incidence directe sur les coûts et, le cas échéant, sur l'analyse coûts-bénéfices.

[BGI]
5.1.3

“Volgens de Principenota tendering van offshore wind van de federale regering dient Elia rekening te houden met bijkomende offshore windcapaciteit van 1,7 GW tegen 2026. Het is essentieel dat de nodige investeringen in de versterking van het netwerk op zee en land tijdig plaatsvinden, minstens zoals vooropgesteld tegen 2026. De vooropgestelde timing van een realisatie van het benodigde off- en onshore grid (2026-2028) in het Ontwerp Ontwikkelingsplan van ELIA is dan ook te laat.

Voorts moet de optie onderzocht worden voor een gefaseerde aanpak. In een eerste fase zou ca. 700MW ontwikkeld worden tegen 2023, te realiseren buiten Natura2000 en aangesloten via MOG2 (eveneens buiten Natura2000) op de bestaande infrastructuur van Stevin en Nemo. Verder studiewerk moet uitklaren welk deel van die 700MW zonder beperkingen kan aangesloten worden. Voor het overige deel kan curtailment gerechtvaardigd zijn indien technisch noodzakelijk en dit voor de periodes dat er congestie op Stevin en Nemo zou zijn. Hierbij moet ook voorrang gegeven worden aan de toegang voor hernieuwbare energie. Wij gaan ervan uit dat de jaarlijkse hoeveelheid elektriciteit die onder curtailment zou vallen zeer beperkt is, en dat dit slechts voor maximaal 2-3 jaar nodig zal zijn (2023-2026). Voor deze tijdelijke en beperkte curtailment moet een compensatievergoeding voorzien worden aan de uitbater van het windmolenpark. De maatschappelijke kost hiervan zal ruimschoots gecompenseerd worden door de baten, zoals de versnelde ontwikkeling van hernieuwbare energie, lagere CO2 emissies, een gunstig effect op de bevoorradingszekerheid en het garanderen van een meer gelijkmatige bouw van de windparken.”

Voir aussi réponse 5.1.1.

Elia fait le nécessaire pour contrôler, et même accélérer, le calendrier des renforcements du réseau onshore. À cet égard, le soutien, et en particulier l'alignement de toutes les parties prenantes autour de la solution de référence, est essentiel.

Elia étudie en effet les possibilités de travailler par étapes, en tenant compte de l'infrastructure existante et des phases de construction de la nouvelle infrastructure. Il est trop tôt pour tirer des conclusions sur la faisabilité d'une telle approche ou sur l'ampleur des coûts d'une telle approche par rapport à un éventuel raccordement accéléré d'une capacité limitée. En tout état de cause, viser 2023 semble très ambitieux au vu du calendrier de l'appel d'offres (qui est crucial pour atteindre un niveau optimal de subventionnement) et du délai nécessaire pour construire les parcs éoliens.

<p>[CFDD] 5.1.4</p>	<p>“Gelet op de principebeslissing van de federale regering die duidelijk bepaalt dat tegen 2026 een extra productie van offshore windenergie (van 1,7 GW) moet worden ontwikkeld, meent de Raad dat het voor advies voorgelegde ontwerpplan erop moet toezien dat een dergelijke ontwikkeling er daadwerkelijk kan komen. Bijgevolg vindt de FRDO dat de timing voor de uitvoering van de offshore connecties en de benodigde versterkingen op land, zoals die in het voor advies voorgelegde ontwerpplan gepland is, te laat valt.</p> <p>Daarom sluit de Raad zich aan bij de vraag van de CREG om na de definitieve goedkeuring van het ontwerpplan een gedetailleerde tijdslijn op te stellen waarin de verschillende fases worden bepaald gaande van het ontwerp tot de levering van de “Modular Offshore Grid-Phase II” en de nodige netwerkverbindingen op land.”</p>
-------------------------	---

La préparation et le partage d'un planning détaillé avec les parties prenantes concernées sont en cours. Pour Ventilus et Boucle du Hainaut, les premières étapes de la procédure d'autorisation ont été franchies. Concernant MOG II, une task force présidée par le Cabinet De Backer et le Cabinet Marghem, les administrations concernées, la CREG et Elia œuvre en vue de poursuivre l'élaboration du cadre juridique et d'identifier et initier les études nécessaires.

Le calendrier détaillé et les possibilités d'accélération devront faire l'objet d'un suivi continu en fonction des entretiens et de l'appui requis à tous les niveaux.

En lien avec les questions 5.1.1 à 5.1.4, il convient également de noter que la section « 4.3 Raccordement et intégration de la production éolienne offshore » de la version finale du plan de développement a été adaptée sur la base des dernières informations disponibles. Le projet Kustlus a été renommé Ventilus.

5.2 Investissements dans le backbone 380 kV

<p>[BGA] 5.2.1</p>	<p>“As mentioned by CREG in its report, the interrelation between investments is unclear. Concretely, what part of the backbone is necessary for new interconnectors.”</p>
------------------------	--

Afin de développer les solutions nécessaires pour les besoins identifiés en capacité de transport, nous nous efforçons d'identifier des solutions technico-économiques optimales qui créent une valeur ajoutée maximale pour la communauté. Celles-ci sont principalement obtenues en définissant des investissements de réseau qui répondent à plusieurs besoins.

En ce qui concerne le renforcement du backbone interne, plusieurs projets sont en effet examinés ensemble (par exemple pour estimer les coûts de redispatching évités). Ces projets doivent également être considérés comme une solution complète, dans laquelle la combinaison des renforcements sur les différents axes partiels se révèle nécessaire pour parvenir à un résultat global et éviter un déplacement des congestions vers d'autres parties du backbone.

Comme indiqué à la section 3.4.5.2 du plan de développement, il est important de mentionner que l'estimation des coûts de redispatching évités reposait sur une structure de réseau dans laquelle les nouveaux projets d'interconnexion repris à titre indicatif ne sont pas présents.

[WAL] 5.2.2	"Une attention particulière sera portée à la réalisation effective d'un corridor entre les communes d'Avelgem et de Courcelles. Cette extension apparaît comme essentielle notamment en vue d'augmenter la fiabilité du réseau 380kV, mais aussi et surtout afin de soutenir le développement économique de la Province du Hainaut."
----------------	--

Ce projet « Boucle du Hainaut », et plus généralement, tous les projets inclus dans ce plan et nécessaires à l'intérêt public, peuvent rencontrer des résistances locales. Il est donc primordial que la nécessité de ces projets soit soutenue à tous les niveaux de pouvoir et que toutes les autorités s'engagent à trouver la meilleure solution possible en concertation avec la population locale.

Elia investit dans une stratégie de communication cohérente pour impliquer les parties prenantes (aussi locales) dès le départ et leur montrer que le gestionnaire de réseau est ouvert au dialogue. Un parcours participatif a été lancé avec des parties prenantes externes pour la préparation des procédures d'autorisation d'un grand nombre de projets.

Cette approche permet de comprendre rapidement ce qui dérange la population locale et de prendre les mesures nécessaires pour limiter au maximum ces désagréments et les convertir si possible en situations où tout le monde est gagnant. Une grande acceptation sociale est essentielle pour éviter de longues procédures juridiques aux importantes répercussions sociales.

5.3 iLand

[BGI] 5.3.1	“Wat opslag betreft moeten de verschillende technologische opties tegen elkaar afgewogen worden. Niet alleen in kostprijs /MW en /MWh maar ook over de functie in het elektriciteitssysteem in zijn geheel. In het bijzonder moet de atol afgewogen worden tegen P2G, die als relatief nadeel heeft dat er grotere omzettingsverliezen zijn, maar het voordeel heeft dat er langere-termijn opslag mogelijk is en ook zeer moduleerbaar is. Om te bepalen welke technologie de voorkeur verdient moet ook rekening gehouden worden met een langere-termijnvisie met een hubfunctie in en om Zeebrugge, met zowel toekomstige uitbreiding van offshore interconnectie (boven Nautilus), internationale windparken en de bestaande gasinfrastructuur.”
----------------	--

À l’heure actuelle, il n’existe aucune demande de raccordement concrète. Aucune réservation de capacité n’est donc prévue pour le raccordement d’iLand. Plus généralement, le raccordement de chaque nouveau client au réseau à haute tension suit un processus spécifique, défini par la loi conformément au Règlement Technique Fédéral. Elia traite chaque demande de raccordement en faisant abstraction de la technologie.

Elia tient à souligner qu’il convient de développer de tels projets de manière coordonnée entre toutes les parties concernées, y compris Elia.

5.4 Rationalisation du 36 kV et du 70 kV (portés à un niveau de tension supérieur)

[FEB] 5.4.1	“Concerning pillar 3 of the draft plan, Febeliec insists on the need for Elia to clearly indicate the impact of a switch to a higher voltage level for the concerned grid users (investment cost, impact of becoming a Significant Grid User, impact on energy efficiency, ...) and of the necessary measures to limit this impact on these different aspects.”
----------------	---

Le plan de développement fédéral contient en effet plusieurs projets relatifs à la « rationalisation » des réseaux régionaux, dans le cadre desquels des installations 70 kV seraient abandonnées et remplacées par des équipements à 150 kV.

Dans la grande majorité de ces projets, il n’y a pas d’impact sur les utilisateurs directs du réseau, mais uniquement sur les GRD. Les projets proposés ont dès lors été élaborés en concertation avec les GRD concernés.

Pour les projets ayant une incidence sur les utilisateurs directs du réseau, des synergies sont toujours recherchées, par exemple en examinant cette « upgrade » à un niveau de tension plus élevé au moment où l’utilisateur du réseau soumet une demande d’augmentation de sa capacité de raccordement ou en cas de besoin simultané de renouvellement des installations de l’utilisateur du réseau.

Dans le cas exceptionnel où l'utilisateur du réseau serait affecté et où aucune synergie ne pourrait être trouvée, le principe de « Grid Withdrawal » serait appliqué pour modifier le point de raccordement et Elia prendrait en charge le coût supplémentaire pour l'utilisateur du réseau.

5.5 Développement des réseaux 220-150-110 kV

<p>[BRUG] 5.5.1</p>	<p>“Deze analyse toont aan dat de inventaris van de projecten, opgenomen in het federaal ontwikkelingsplan 2020-2030, coherent is met het gewestelijk investeringsplan 2019-2029, met uitzondering van: - het project voor de plaatsing van 150kV-kabels tussen de posten Demetskaai en Zuid, gepland in 2026 in het kader van het gewestelijk investeringsplan, maar dat niet opgenomen is in het federaal ontwikkelingsplan; - het project voor de vervanging van de 150kV-post Vorst, gepland voor 2024 in het kader van het federaal ontwikkelingsplan, maar dat niet opgenomen is in het gewestelijk investeringsplan.</p> <p>Uit de analyse blijkt eveneens dat er verschillen bestaan in de status1 van bepaalde projecten (150kVkabels tussen de posten Sint-Agatha-Berchem en Molenbeek, vervanging van de 150/36kV-transformator, installatie van een 150kV-post in Heliport,...). Deze verschillen in status zijn mogelijk te verklaren door het feit dat het gewestelijk investeringsplan en het federaal ontwikkelingsplan in verschillende perioden werden opgesteld.</p> <p>Tot slot stelt BRUGEL vast dat de projecten, verbonden aan de buitendienststelling, die in het gewestelijke investeringsplan 2019-2029 zijn opgenomen, niet worden vermeld in het federaal ontwikkelingsplan 2020-2030, terwijl er een budget aan is toegekend.”</p>
-------------------------	---

Ce commentaire est justifié : le projet d'installation de câbles 150 kV entre les postes Quai Demets et Midi a été ajouté au plan de développement.

À Forest, il est question de remplacer des appareils secondaires mentionnés dans le plan de développement.

La cohérence des statuts des projets mentionnés sera également assurée dans le plan de développement. Enfin, il convient de noter que les mises hors service ne sont généralement pas mentionnées dans le plan de développement.

6 Analyse coûts-bénéfices

<p>[FEB] 6.1</p>	<p>“Febeliec supports the recommendation of the CREG to provide sufficient details on the cost/benefit elements of each project, which should allow stakeholders to better assess their cost impact and societal benefit.”</p>
----------------------	--

<p>[SERV] 6.2</p>	<p>“Het FOP 2020-2030 is een uitgebreid plan met veel informatie over de toekomstige investeringsprojecten, de context waarin het plan tot stand kwam en de scenario’s waarmee Elia rekening hield. Toch lijkt nog een verduidelijking nodig van wat het plan precies voorstelt om het goed vanuit een maatschappelijk perspectief te kunnen beoordelen. Zo is meer transparantie nodig over:</p> <ul style="list-style-type: none"> • welke projecten met de goedkeuring van dit plan nu beslist worden (zie 8.1) • de kosten en baten van de verschillende projecten afzonderlijk; • de impact van de voorgestelde keuzes.”
<p>[SERV] 6.3</p>	<p>“De SERV is voorstander van een robuust Eliaplan, maar vraagt zich af of het voorliggende plan niet goedkoper en beter kan. De kosten en de impact van het FOP voor België moeten in de mate van het mogelijke beperkt te worden door:</p> <ul style="list-style-type: none"> • enkel de noodzakelijke projecten in het plan op te nemen die beter zijn dan hun alternatieven; • een beleidscontext te garanderen met een duidelijke lange termijnvisie die rekening houdt (en kan houden) met de impact van beleidskeuzes op netkosten; • te zorgen voor een eerlijke kostenverdeling met de Europese buurlanden en actiever beroep te doen op Europese middelen; • in het bijzonder op te letten met onzekerheden rond enkele interconnectie- en Europese projecten.”
<p>[BGA] 6.4</p>	<p>“BGA is of the opinion that grid operators first need to correctly prioritize projects and invest in no-regret solutions for the networks, taking into account optimizations of existing infrastructure - also at regional level - and development of new technologies in the system. Only after a complete and transparent cost and benefit analysis clearly showing the positive impact for the Belgian consumers, the project should be proposed for approval to the Ministry. BGA fails to see the concrete benefits of several proposed projects for the Belgian welfare – consumers and generators – especially when the impact on the transmission tariffs, which will be proposed by Elia, is taken into account.”</p> <p>“Maintaining sustainable, reliable and affordable electricity supply –reflected in both the energy and the grid transmission costs – for Belgian consumers in the long run should be the guiding principle for future investment decisions in the energy system. In this respect, a broader cost-benefit analysis is necessary, considering an acceptable level – to be defined – of energy dependency of Belgian and all macro-economic aspects (impact on trade balance and other vectors such as utilization of existing gas infrastructure, competitiveness of the Belgian non-regulated electricity sector, etc.).”</p>

[BGA] 6.5	“BGA is of the opinion that the cost-benefit-analyses are fragmented, partial and non-transparent throughout the document. BGA fails to see a proper combination of costs and benefits that gives an overall picture.”
[WAL] 6.6	“Il insiste néanmoins sur la nécessaire réalisation d’un bilan coût-bénéfices dans le cadre de la planification, mais également de la mise en œuvre effective du développement de son réseau afin de ne pas impacter négativement la facture des consommateurs tout en garantissant la satisfaction des besoins énergétiques actuels et futurs.”
[CFDD] 6.7	<p>“De FRDO meent dat het noodzakelijk is om zich ervan te vergewissen dat de bestaande interconnecties optimaal functioneren bij de overweging om de interconnecties met de buurlanden uit te breiden (nog niet goedgekeurd, maar wordt wel bestudeerd).</p> <p>De Raad beklemtoont bovendien dat de uitbouw van de interconnecties met de buurlanden moet afgetoetst worden binnen een bredere welvaartsanalyse die ook rekening houdt met de impact op de werkgelegenheid bij de binnenlandse productie.</p> <p>De FRDO vraagt om in de analyses van de sociaal-economische welvaart die aan de voorstelling van de verschillende interconnectieprojecten zijn toegevoegd, uitdrukkelijk te wijzen op de maatschappelijke aspecten. De FRDO vindt het noodzakelijk om de concrete verbeteringen te belichten die de burgers van de geplande interconnectieprojecten mogen verwachten.”</p>

Étant donné le lien étroit existant entre tous les commentaires reçus à ce sujet, ces derniers seront examinés collectivement.

Interconnexions

Moteurs pour les projets d'interconnexions

En matière d'interconnexions, les investissements supplémentaires sont généralement motivés par une meilleure convergence des prix avec les pays voisins afin de préserver la compétitivité de notre marché vis-à-vis de ces pays.

Par ailleurs, dans le passé, nous nous sommes spécifiquement concentrés sur les interconnexions en raison de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Aujourd'hui, celle-ci n'est toutefois plus considérée comme le moteur principal, étant donné les niveaux d'importation qui peuvent déjà être atteints et le fait que la disponibilité de l'énergie dans les pays voisins en situation de pénurie est devenue le facteur limitant. Leur éventuel effet positif sur cette capacité d'importation sera, bien entendu, toujours intégré en tant qu'avantage secondaire.

Dans certains cas, il est toutefois possible de rendre les éventuelles importations encore plus « robustes » (par opposition au fait d'augmenter le niveau maximal d'importation) grâce à des investissements ciblés, par exemple, dans des

transformateurs à décalage de phase aux frontières.

Nouveaux projets d'interconnexions dans le présent plan de développement

Pour les interconnexions en particulier, Elia tient à souligner que le présent plan ne soumet aucune nouvelle interconnexion pour approbation.

Ce plan de développement reprend les projets d'interconnexion en cours depuis le précédent Plan de Développement 2015-2025 (qui avaient été approuvés à l'époque) et dont la mise en service aura lieu entre 2020 et 2030. Ceux-ci sont complétés par plusieurs projets visant à optimiser la capacité d'interconnexion sur les liaisons/interconnexions existantes par l'installation de transformateurs à décalage de phase, pour lesquels une approbation est demandée.

Plusieurs projets d'interconnexion sont, par ailleurs, mentionnés à titre d'information, car Elia examine leur potentiel avec ses partenaires. Ce potentiel consiste principalement à améliorer la convergence des prix (compétitivité) et à contribuer à l'intégration de l'énergie renouvelable (réalisation des objectifs climatiques), dans les domaines où la sécurité d'approvisionnement constitue un facteur secondaire (voir ci-dessus).

Au vu de ces réactions et d'autres, Elia a révisé le plan de développement en attribuant un statut indicatif aux projets Nautilus et BE-DE II.

Analyse coûts-bénéfices des projets d'interconnexions

Comme mentionné à la section « 3.4 Analyse de bien-être socio-économique », le plan de développement se focalise sur un indicateur de bénéfice spécifique, à savoir le bien-être socio-économique, pour lequel Elia a effectué des analyses supplémentaires plus détaillées que le processus TYNDP.

L'aperçu complet de l'ensemble des indicateurs du TYNDP 2018 n'était pas encore disponible au moment de la rédaction de la version provisoire du plan de développement. Puisque c'est désormais le cas, le plan de développement a été complété par des informations supplémentaires relatives à l'analyse coûts-bénéfices des projets d'optimisation de la capacité d'interconnexion existante qui sont soumis pour approbation. Les résultats publiés dans le cadre du TYNDP 2018 ont aussi été utilisés à cet effet, suite à l'application de la méthodologie CBA approuvée au niveau européen.

380 kV : le réseau « backbone » interne

Le réseau 380 kV interne joue un rôle fondamental, tant pour la sécurité d'alimentation du pays que pour la répartition des flux dans les différentes régions et pour le soutien de l'intégration du marché de l'électricité.

Ce réseau ne causera généralement pas de problèmes d'alimentation électrique directs. Toutefois, les moteurs tels que la garantie de la maintenabilité du réseau et le raccordement de la production supplémentaire (renouvelable et autre) jouent

également un rôle à cet égard. Toutefois, les éléments les plus importants à ce niveau de tension sont, d'une part, le fonctionnement transfrontalier du marché, avec un impact crucial sur les prix de gros belges, et, d'autre part, les coûts éventuels de redispatching ou de curtailment.

Il convient de noter que la législation européenne en la matière (« Clean Energy Package ») évolue également dans le sens où les réseaux internes ne seront pas capables ou ne pourront pas limiter les échanges de marché (sauf en cas d'exception, par exemple pour la maintenance).

L'un des principaux facteurs d'investissement dans ces réseaux est, par conséquent, l'évitement du redispatching nécessaire (national ou international). Ce redispatching implique souvent des coûts très élevés et peut même avoir une incidence sur la sécurité d'approvisionnement (par exemple, si la production (renouvelable) doit être régulée dans des situations de pénurie dues à des congestions sur le réseau).

De plus, l'impact des surcharges et des problèmes sur ce réseau est, bien sûr, considérable, et peut avoir des conséquences potentiellement étendues. Il va sans dire que des analyses approfondies sont également menées à ce sujet afin de développer des solutions techniquement et économiquement optimales. La priorité est donnée à l'exploitation optimale de la capacité de transport et/ou des corridors existants, par exemple en remplaçant des conducteurs traditionnels par des conducteurs à faible dilatation thermique (HTLS), avant de développer de nouveaux corridors.

220-150-110 kV : réseaux régionaux de soutien de la sécurité d'alimentation locale

À ces niveaux de tension, il existe des moteurs spécifiques pour développer le réseau, comme indiqué dans le plan de développement, et notamment aux pages 27-28 du « Résumé technique ». En règle générale, ces investissements visent à maintenir la sécurité d'alimentation actuelle du réseau à haute tension.

La solution optimale sur le plan technico-économique est toujours recherchée lors de l'élaboration de projets d'investissement, le cas échéant en collaboration avec le gestionnaire de réseau de distribution. En outre, la faisabilité des projets constitue un paramètre primordial. Dans le cadre du dossier tarifaire qui doit être soumis à la CREG tous les quatre ans, les différentes options de réalisation sont mises en balance pour les projets représentant un investissement important, et la CREG évalue le rapport coût-efficacité de la solution proposée.

En outre, certains investissements dans le réseau sont motivés par l'intégration d'unités de production centralisées et décentralisées supplémentaires. Dans ces cas, un compromis est généralement recherché entre un investissement de réseau pour offrir à l'utilisateur du réseau une capacité garantie et le raccordement flexible des unités de production, qui imposera des restrictions au producteur dans certaines circonstances. En Wallonie, par exemple, il existe des règles juridiques régissant cette décision, qui sont appliquées par Elia.

7 Impact sur les tarifs du réseau de transport

<p>[AMP] 7.1</p>	<p>“Quel est l’impact sur les tarifs de vos ambitions avec un tel budget d’investissement ? Quelles conséquences cette augmentation, qui sera naturellement accompagnée d’une augmentation des tarifs de distribution où les besoins en investissement sont encore plus grands, va avoir sur la facture totale du consommateur ?”</p>
<p>[SERV] 7.2</p>	<p>“Elia krijgt incentieven om te investeren o.a. via de tariefmethodologie, waarbij de kosten finaal doorgerekend worden in de tarieven. De vergoedingen bij interconnectie kunnen een stimulans zijn om te investeren in interconnectie. De vraag is of de incentieven ook leiden tot de meest optimale investeringsambities vanuit maatschappelijk perspectief. Is er een risico op over-investeringen of onder-investeringen?”</p>
<p>[SERV] 7.3</p>	<p>“Liggen de investeringsstimulansen in de tariefmethodologie goed? ” “Zijn er voldoende stimulansen voor doelmatigheid? ” “Zijn de incentives aangepast aan de nieuwe uitdagingen en het verhoogde investeringsniveau? ” “Geeft de vergoeding op basis van de RAB een stimulans tot overinvesteringen?”</p>
<p>[SERV] 7.4</p>	<p>“Hoe verhoudt dit tarifair kader zich tot het kader in de buurlanden? Zijn er aanpassingen aan het Belgische kader nodig? In vergelijking tot de buurlanden zou België relatief weinig incentives voor kostenreductie bevatten, vooral gericht zijn op korte termijn baten voor verbruikers, een relatief lage vergoeding op de RAB hebben.”</p>
<p>[FEB] 7.5</p>	<p>“The financial impact of all investments planned in the period 2020-2030 is estimated by Elia at 5 billion euros. Febeliec invites Elia to assess the impact of this huge amount on the financing conditions of Elia and on the future tariffs for grid users if the current tariff methodology is maintained. Furthermore, Febeliec invites Elia to provide an estimate of the impact of the operations of the new assets on the OPEX and thus –again- on transmission tariffs. Febeliec also invites Elia to provide a range of possible additional costs, as experience shows that original figures are often underestimated because of unexpected and/or additional expenditures.”</p>
<p>[FEB] 7.6</p>	<p>“Febeliec ... would at the same time like to express its concerns about the financing of the grid developments needed to facilitate this transition in the electricity system. Today, this financing cost, based on the current tariff methodology and tariffs, is charged (directly and indirectly) exclusively to electricity grid users, which risks to jeopardise competitiveness of industrial</p>

	electricity consumers in a European and, a fortiori, a global context. Febeliec therefore insists on the need to accompany the shifting focus of the goals of grid development by a discussion on the financing mechanisms of the electricity grids. To the extent that further electrification of society (load aspect) and the development of decentralised (intermittent) renewable generation facilities, often not close to demand locations, require additional grid investments, a broad debate on the financing mechanisms seems urgently needed. The proposed plan does not cover this aspect.”
[BGA] 7.7	“Elia did not provide an estimate of the impact on grid tariffs that it will propose. How will the costs be split among grid users?”
[BGA] 7.8	“Finally, BGA also wonders if Elia has sufficient incentives to provide the optimal infrastructure plan for the society, given that its remuneration is based on the regulated asset base. In that respect, BGA 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 DSO’s in order to ensure all elements of the energy system are considered in this important reflection.”
[CFDD] 7.9	“Het voor advies voorgelegde ontwerpplan wil onder meer de uitdaging aangaan om een elektriciteitsvoorziening tegen betaalbare prijzen in stand te houden. De FRDO is dan ook verwonderd dat het voor advies voorgelegde ontwerpplan geen cijfers geeft voor het effect dat de geplande investeringen, met inbegrip van de interconnecties, zullen hebben op de eindprijs van elektriciteit voor de gezinnen en de industriële spelers. De Raad wenst dat een raming van dat effect, ook al is het maar bij benadering, wordt opgenomen in het voor advies voorgelegde ontwerpplan.”

Étant donné le lien étroit existant entre tous les commentaires reçus à ce sujet, ces derniers seront examinés collectivement.

Cadre réglementaire

Premièrement, il est important de rappeler qu’Elia endosse la responsabilité légale du développement du réseau de transport.

Elia a notamment pour mission⁸ :

- de garantir la capacité à long terme du réseau de transport et de répondre à

⁸ Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, 29 April 1999, Artikel 8, http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&table_name=wet&cn=1999042942

des demandes raisonnables de transport d'électricité ;

- de contribuer à la sécurité d'approvisionnement grâce à une capacité de transport et une fiabilité du réseau adéquates.

Les investissements dans le réseau de transport visant à accomplir ces tâches découlent donc directement des obligations légales d'Elia.

Le plan de développement identifie les projets à mettre en œuvre pour remplir cette mission et fournir une capacité de transport adéquate, en tenant compte des différents scénarios de développement envisagés (cf. Chapitre 2 : Scénarios pour le développement du réseau de transport).

L'impact de ces investissements sur les tarifs du réseau de transport s'inscrit dans un cadre réglementaire détaillé et élaboré par la CREG, le régulateur fédéral. Les tarifs sont toujours établis pour une période de quatre ans et sont fixés à l'avance par la CREG, sur la base d'une proposition d'Elia, dans le cadre d'une procédure prévoyant également l'organisation d'une consultation publique. Lorsqu'elle traite le dossier tarifaire, la CREG s'attend à ce que les investissements prévus dans le plan de développement résultent d'une politique responsable de la part d'Elia visant à réaliser ces projets de manière rentable.

Principes généraux de fixation des tarifs

Une multitude de paramètres sont pris en compte dans la fixation des tarifs du réseau de transport. Outre les coûts d'investissement, le coût des contractants et de l'utilisation de services auxiliaires (réserves) a également une incidence importante. Des déclarations générales sur l'évolution des tarifs du réseau de transport ne peuvent donc être faites que si tous les facteurs déterminants sont pris en compte. Comme mentionné précédemment, cet exercice fait partie de la fixation de ces tarifs qui a lieu tous les quatre ans.

En ce qui concerne les investissements, ils entraînent des coûts de financement et des amortissements qui sont couverts par les tarifs selon la méthodologie tarifaire. Ces coûts sont notamment fonction de la rémunération équitable accordée pour la mobilisation des ressources propres nécessaires, du niveau des intérêts des prêts contractés pour ces activités et des délais d'amortissement.

La rémunération équitable accordée pour la capacité propre en Belgique est relativement faible par rapport aux autres GRT européens⁹. Concernant le traitement des charges financières, la CREG a développé un cadre qui réduit les risques pour les investisseurs et génère ainsi des taux d'intérêt bas. Il est également important de mentionner que les investissements ne sont inclus dans les tarifs qu'après leur mise en

⁹ Council of European Energy Regulators Report on Investment Conditions in European Countries, 11 December 2017, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/44a08bad-efe7-01da-8b37-a3dd7edccfd5>

service, et ce, sur la base d'amortissements étalés sur toute la durée d'amortissement (ces durées d'amortissement peuvent varier en fonction du type d'infrastructure).

Les tarifs sont, de plus, tributaires des volumes totaux prélevés. À un certain niveau de coûts, les tarifs évoluent à la hausse ou à la baisse en fonction de la quantité d'énergie (ou de capacité) prélevée sur le réseau. L'impact des investissements sur les tarifs dépend donc des volumes (énergie/capacité) attendus.

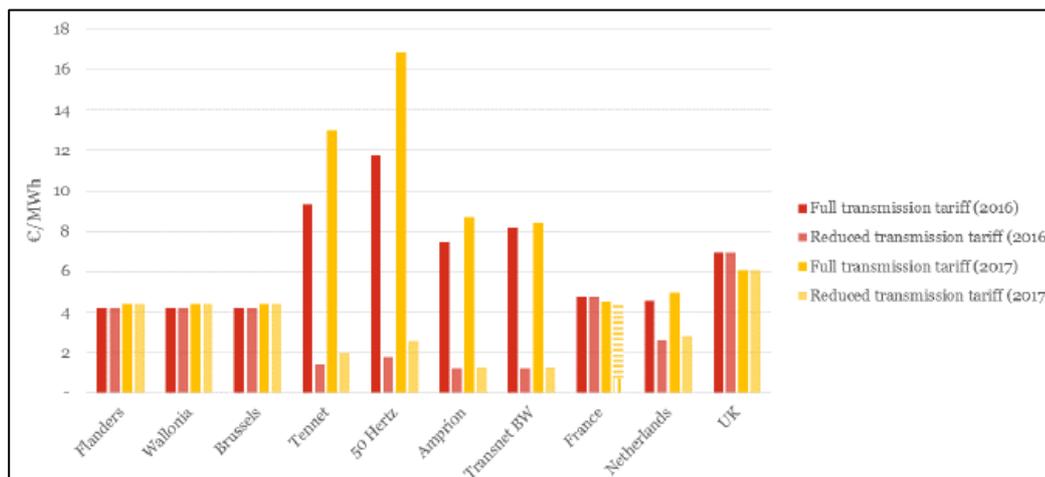
Enfin, outre une éventuelle incidence négative, les investissements ont également des effets positifs sur les tarifs. Dans le sens inverse, ils entraînent une réduction des coûts, par exemple lorsque des assets sont démantelés ou lorsque des activités de maintenance sont évitées en raison du renouvellement des assets. En outre, ils peuvent aboutir à une intégration plus efficace du secteur de l'électricité et, par conséquent, à une diminution potentielle des coûts de l'énergie.

Il est donc très compliqué d'évaluer l'impact des projets d'investissement sur les tarifs du réseau de transport à long terme, étant donné que de très nombreux facteurs influent sur ces tarifs et que les coûts d'investissement sont répartis sur une longue période.

Comparaison des tarifs du réseau de transport belge avec ceux des pays voisins

Diverses études ont déjà montré que les tarifs du réseau de transport belge sont faibles par rapport à ceux des pays voisins. Ainsi, en 2017, une étude menée par PricewaterhouseCoopers (PwC) à la demande de la CREG¹⁰ a conclu que les tarifs actuels d'Elia sont inférieurs à ceux d'autres GRT européens, si l'on ne tient pas compte des remises spéciales accordées à plusieurs utilisateurs du réseau dans certains pays. La figure 24 de cette étude est fournie ci-dessous à titre d'illustration.

¹⁰ A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers, CREG, 29 March 2017, https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/2017-PwC_Report_A_European_comparison_of_electricity_and_gas_for_large_industrial_consumers_0.pdf



8 Transparence du plan de développement

8.1 Clarification des projets soumis pour approbation

<p>[SERV] 8.1.1</p>	<p>“Het FOP 2020-2030 is een uitgebreid plan met veel informatie over de toekomstige investeringsprojecten, de context waarin het plan tot stand kwam en de scenario’s waarmee Elia rekening hield. Toch lijkt nog een verduidelijking nodig van wat het plan precies voorstelt om het goed vanuit een maatschappelijk perspectief te kunnen beoordelen. Zo is meer transparantie nodig over:</p> <ul style="list-style-type: none"> • welke projecten met de goedkeuring van dit plan nu beslist worden • de kosten en baten van de verschillende projecten afzonderlijk; • de impact van de voorgestelde keuzes.”
-------------------------	--

L'approbation ministérielle visée porte sur la totalité du document, et plus particulièrement sur tous les projets figurant aux chapitres 4 et 5 du présent plan de développement, à l'exception des projets auxquels un statut indicatif a été attribué.

Elia a mis à jour plusieurs chapitres du plan de développement afin d'apporter davantage de clarté et de transparence quant au statut d'approbation des différents projets, en tenant compte des informations les plus récentes disponibles sur les projets. Un nouveau statut « For Approval » a été ajouté. Il rassemble tous les projets soumis à l'approbation ministérielle dans le cadre de ce plan de développement.

Un tableau supplémentaire a également été inclus dans l'annexe au plan de développement afin de clarifier davantage le lien entre le Plan de Développement

2015-2025 et le Plan de Développement 2020-2030.

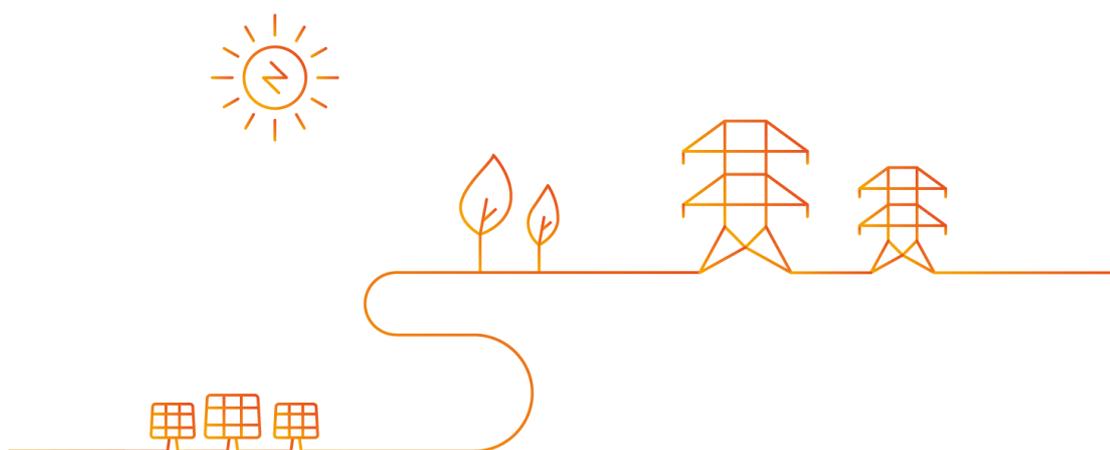
Enfin, les ID de projet ont été ajoutés dans chaque tableau du plan de développement mentionnant des projets d'investissement.

8.2 Clarification des conditions liées à l'approbation de certains projets

<p>[BGA] 8.2.1</p>	<p>“Some projects are included but ‘conditional’: how will they be decided? It should be clear that when the plan is accepted with such conditional projects still in it, the final decision of such projects should not be at the discretion of Elia alone. The final decision should be based on clear criteria and involve a cost-benefit analysis, with involvement of relevant stakeholders.”</p>
------------------------	--

Elia a actualisé son plan de développement pour garantir plus de clarté et de transparence sur les conditions liées aux projets « conditionnels ». Ces conditions ont été affinées pour chaque projet conditionnel.

Il a également été décidé d'accorder un statut indicatif aux projets Nautilus et BE-DE II.



Annexe 1 : Informations supplémentaires concernant les congestions prévues dans le réseau de transport

Comme indiqué au point « 3.2 Identification des besoins » du plan de développement, les gestionnaires de réseau de transport d'ENTSO-E s'emploient à étudier les besoins en capacité de transport supplémentaire dans le cadre du plan biennal Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).

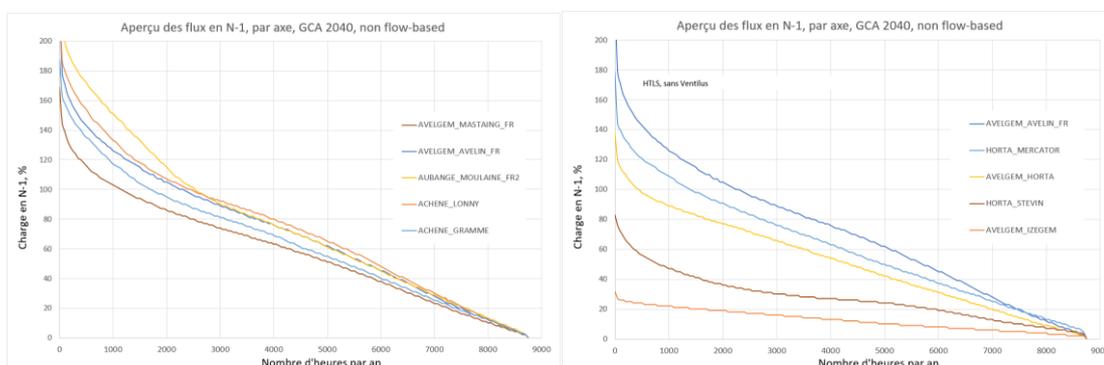
L'étude intitulée « Identification of System Needs » (IoSN) a été menée sur les scénarios pour 2040 dans le processus TYNDP18. Si l'on se réfère au plan d'investissement régional correspondant pour la région de la mer du Nord, on peut en déduire qu'au cours de la prochaine décennie, le système électrique sera confronté à des défis majeurs découlant de la transition énergétique.

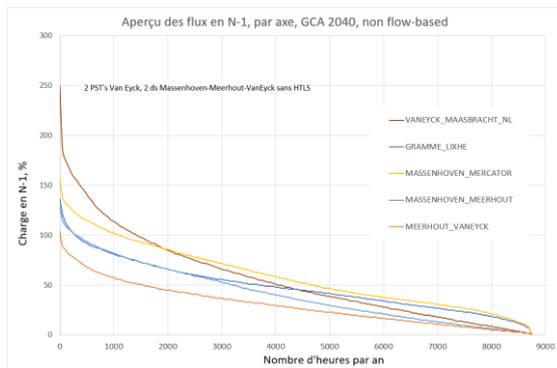
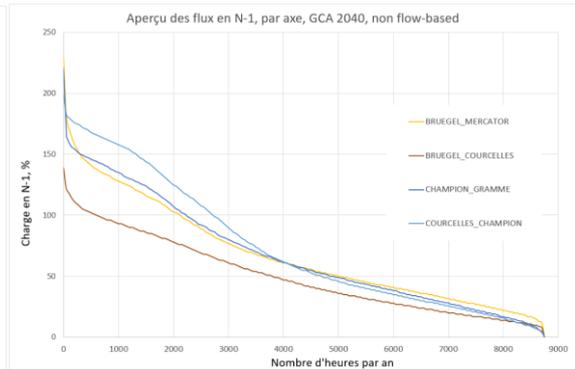
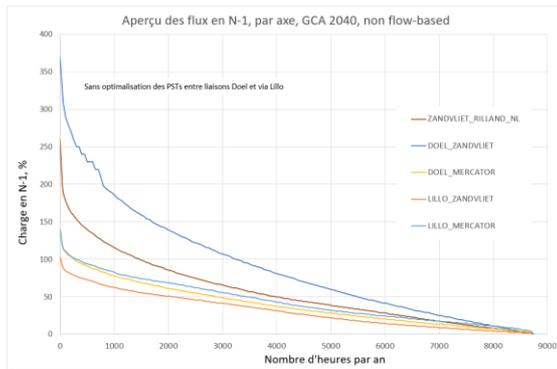
Des études de marché sont réalisées afin d'identifier les besoins nécessaires au développement futur des capacités d'échange de marché. Des simulations de réseau permettent en outre de déterminer si une configuration de réseau est suffisamment dimensionnée pour transporter les flux électriques identifiés dans les études de marché à travers le réseau sans mettre en péril la sécurité du système. Ces simulations permettent ainsi de déceler les congestions futures sur le réseau.

Comme précisé à la section « 3.2.3 Impact des capacités d'échange de marché supplémentaires sur le réseau de transport », des études ont été menées pour analyser les conséquences de l'évolution du mix énergétique sur le réseau de transport à l'horizon 2040. Une simulation avec les réseaux de transport européens prévus (réseau de référence 2027 - voir point 3.2.3 du plan de développement) a été réalisée sur le mix énergétique des trois scénarios TYNDP18 pour 2040 (« Global Climate Action », « Sustainable Transition » et « Distributed Generation ») à l'aide des capacités d'échange de marché NTC établies à l'horizon 2027 (voir tableau 3.1).

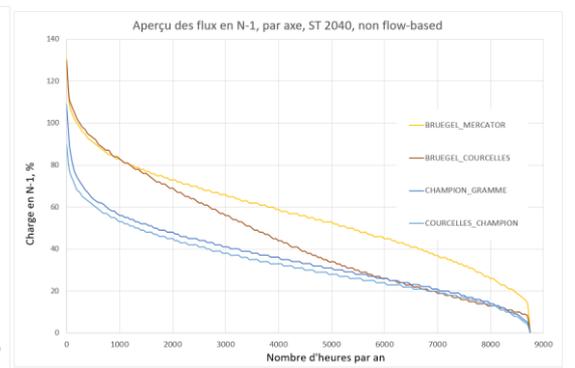
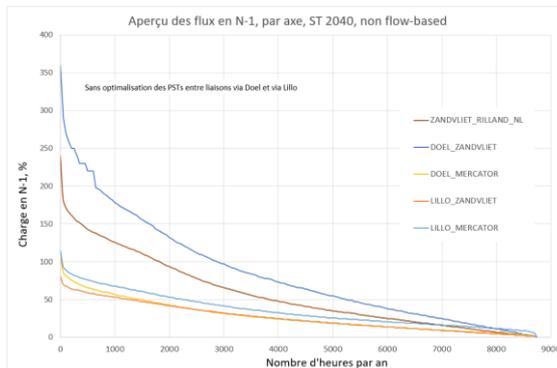
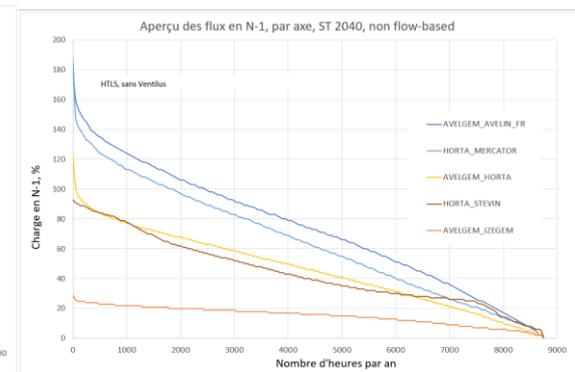
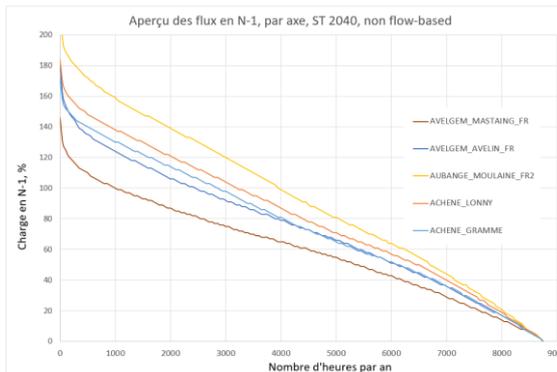
Les courbes monotones ou « duration curves » de la charge après « N-1 » sont présentées ci-dessous pour les différents axes 380 kV en vue de compléter la figure 3.10 du plan de développement.

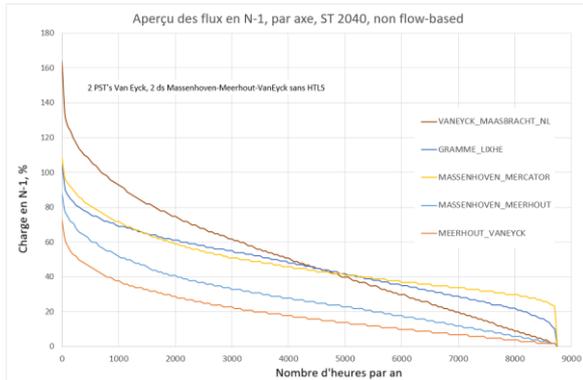
Global Climate Action 2040



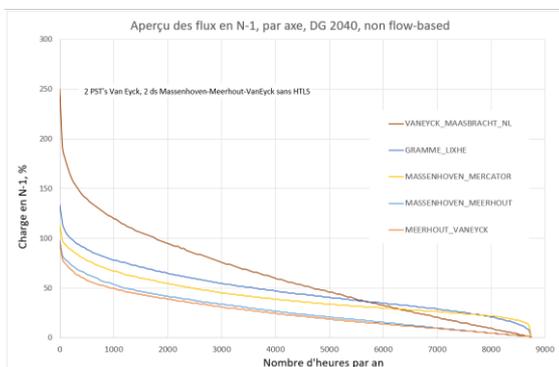
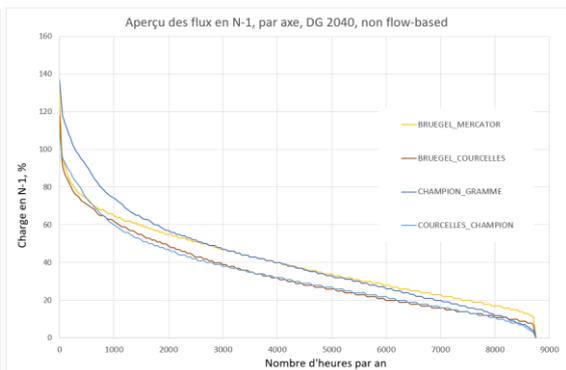
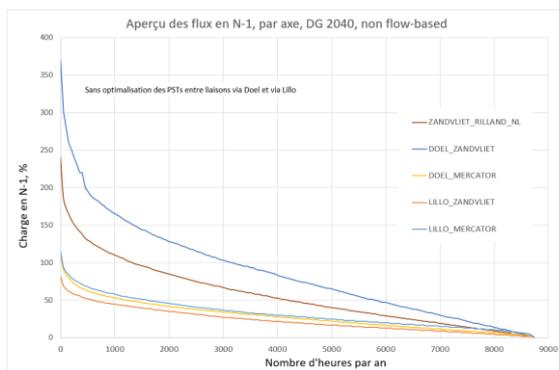
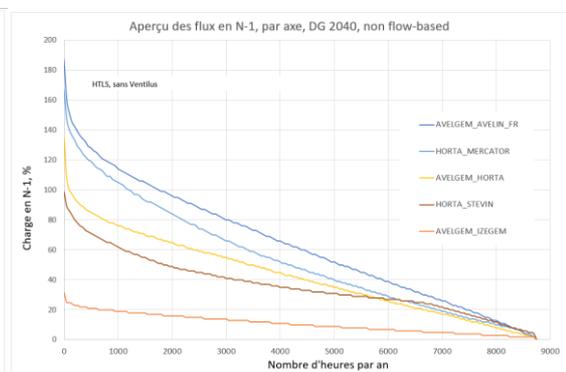
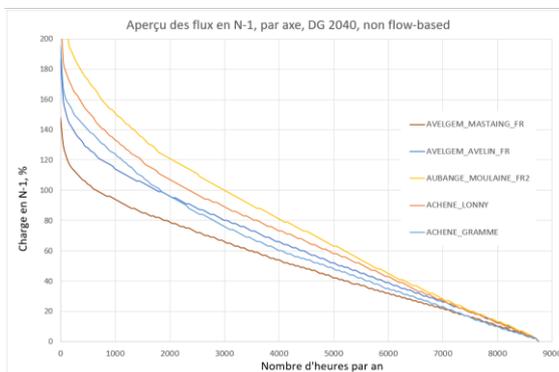


Sustainable Transition 2040





Distributed Generation 2040



Annexe 2 : Réception de réactions et avis non confidentiels dans le cadre de la consultation publique

Cette annexe contient la version intégrale des réactions et avis non confidentiels reçus par Elia.

Aperçu des réactions non confidentielles à la consultation publique

Belgian Offshore Platform	[BOP]
Ampacimon	[AMP]
Febeliec	[FEB]
Sociaal-Economische Raad Vlaanderen	[SERV]
Bond Beter Leefmilieu, Greenpeace en IEW	[BGI]
Belgian Generators Association: FEBEG, EDORA & ODE	[BGA]

Aperçu des avis supplémentaires

SEA Comité	[SEA]
CWAPE	[CWAP]
Waalse overheid	[WAL]
Conseil fédéral du développement durable	[CFDD]
Brugel	[BRUG]
De Backer	[DB]
CREG	[CREG]
Réponse d'Elia à l'avis de la CREG	[A_CREG]