

BELGISCHE KAMER VAN
VOLKSVERTEGENWOORDIGERS

CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS
DE BELGIQUE

29 april 2025

29 avril 2025

DE TOENAME VAN DE KOSTEN
VAN HET ENERGIE-EILAND
PRINSES ELISABETH

L'AUGMENTATION DES COÛTS
DE L'ÎLE ÉNERGÉTIQUE
PRINCESSE ÉLISABETH

Hoorzitting

Audition

Verslag

Rapport

namens de commissie
voor Energie, Leefmilieu en
Klimaat
uitgebracht door
de heer **Bert Wollants**

fait au nom de la commission
de l'Énergie, de l'Environnement et
du Climat
par
M. Bert Wollants

Inhoud Blz.

Sommaire Pages

I. Inleidende uiteenzettingen	3
II. Gedachtewisseling	4
A. Vragen van de leden	4
B. Antwoorden van de genodigden	14
C. Replieken en aanvullende antwoorden	26
Bijlagen	29

I. Exposés introductifs	3
II. Échange de vues	4
A. Questions des membres	4
B. Réponses des invités	14
C. Répliques et réponses complémentaires	26
Annexes	29

Zie:

Doc 56 0506/ (2024/2025):
001 en 002: Digitale verslagen.

Voir:

Doc 56 0506/ (2024/2025):
001 et 002: Rapports numériques.

**Samenstelling van de commissie op de datum van indiening van het verslag/
Composition de la commission à la date de dépôt du rapport**

Voorzitter/Président: Jeroen Soete

A. — Vaste leden / Titulaires:

N-VA	Katrijn van Riet, Lotte Peeters, Bert Wollants
VB	Kurt Ravyts, Sam Van Rooy
MR	Christophe Bombled, Hervé Cornillie
PS	Marie Meunier, Éric Thiébaud
PVDA-PTB	Roberto D'Amico, Julien Ribaud
Les Engagés	Luc Frank, Marc Lejeune
Vooruit	Jeroen Soete
cd&v	Phaedra Van Keymolen
Ecolo-Groen	Tinne Van der Straeten
Open Vld	Steven Coenegrachts

B. — Plaatsvervangers / Suppléants:

Dorien Cuylaerts, Wouter Raskin, Lieve Truymen, Kristien Van Vaerenbergh
Dieter Keuten, Alexander Van Hoecke, Reccino Van Lommel
Michel De Maegd, Anthony Dufrane, Gilles Foret
N., Caroline Désir, Ludivine Dedonder
Greet Daems, Natalie Eggermont, Farah Jacquet
Xavier Dubois, Jean-François Gatelier, Isabelle Hansez
Oskar Seuntjens, Niels Tas
Tine Giellis, Koen Van den Heuvel
Petra De Sutter, Rajae Maouane
Vincent Van Quickenborne, Kjell Vander Elst

N-VA	: Nieuw-Vlaamse Alliantie
VB	: Vlaams Belang
MR	: Mouvement Réformateur
PS	: Parti Socialiste
PVDA-PTB	: Partij van de Arbeid van België – Parti du Travail de Belgique
Les Engagés	: Les Engagés
Vooruit	: Vooruit
cd&v	: Christen-Democratisch en Vlaams
Ecolo-Groen	: Ecologistes Confédérés pour l'organisation de luttes originales – Groen
Open Vld	: Open Vlaamse liberalen en democraten
DéFI	: Démocrate Fédéraliste Indépendant

Afkorting bij de nummering van de publicaties:		Abréviations dans la numérotation des publications:	
DOC 56 0000/000	Parlementair document van de 56 ^e zittingsperiode + basisnummer en volgnummer	DOC 56 0000/000	Document de la 56 ^e législature, suivi du numéro de base et numéro de suivi
QRVA	Schriftelijke Vragen en Antwoorden	QRVA	Questions et Réponses écrites
CRIV	Voorlopige versie van het Integraal Verslag	CRIV	Version provisoire du Compte Rendu Intégral
CRABV	Beknopt Verslag	CRABV	Compte Rendu Analytique
CRIV	Integraal Verslag, met links het definitieve integraal verslag en rechts het vertaalde beknopt verslag van de toezpraken (met de bijlagen)	CRIV	Compte Rendu Intégral, avec, à gauche, le compte rendu intégral et, à droite, le compte rendu analytique traduit des interventions (avec les annexes)
PLEN	Plenum	PLEN	Séance plénière
COM	Commissievergadering	COM	Réunion de commission
MOT	Moties tot besluit van interpellaties (beigekleurig papier)	MOT	Motions déposées en conclusion d'interpellations (papier beige)

DAMES EN HEREN,

Tijdens haar vergadering van 18 februari 2025 heeft uw commissie een hoorzitting georganiseerd over “De toename van de kosten van het energie-eiland Prinses Elisabeth” met:

— de heren Peter Claes, *General Manager*, Michaël Van Bossuyt, *Senior Energy & Policy Advisor*, en Andreas Tirez, *Energy expert* Febeliec;

— de heren Frédéric Dunon, *Chief Executive Officer*, Mark Berger, *Chief Infrastructure Officer*, en James Matthys-Donnadieu, *Chief Customers, Markets and System Officer*, Elia Transmission Belgium, bijgestaan door de heren Daniel Pairon, KPMG, Daniel Abbott, WSP Engineering, en Joe Manning, KPMG UK;

— de heer Koen Locquet, voorzitter van het Directiecomité, mevrouw Sigrid Jourdain, directeur Controle op de prijzen en de rekeningen, de heer Laurent Jacquet, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt, en mevrouw Ilse Tant, directeur Administratieve directie, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas, bijgestaan door de heren Cornelis A. Plet en Arjan Aalberts, consultants, DNV.

I. — INLEIDENDE UITEENZETTINGEN

Voor de inleidende uiteenzettingen van de uitgenodigde sprekers wordt verwezen naar de als bijlage bij dit verslag gevoegde *PowerPoint*presentaties.

Er wordt ook verwezen naar:

— de *position paper* van Febeliec van januari 2025 met als titel “*Cost overrun Energy Island – Analysis by Febeliec of the cost overrun of the Energy Island in the Princess Elisabeth zone in the Belgian North Sea*” (<https://www.febeliec.be/data/1737531140POSITION%20PAPER%20Cost%20Overrun%20Energy%20Island%20ENG%20final.pdf>); en,

— de niet-vertrouwelijke versie van het rapport (RA)2960 van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas van 24 januari 2025 over de budgetstijgingen van het MOG II-project (<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Reports/RA2960NL.pdf>).

MESDAMES, MESSIEURS,

Au cours de sa réunion du 18 février 2025, votre commission a procédé à une audition consacrée à “l’augmentation des coûts de l’île énergétique princesse Elisabeth” à laquelle ont participé:

— MM. Peter Claes, *General Manager*, Michaël Van Bossuyt, *Senior Energy & Policy Advisor*, et Andreas Tirez, *Energy expert* Febeliec;

— MM. Frédéric Dunon, *Chief Executive Officer*, Mark Berger, *Chief Infrastructure Officer*, et James Matthys-Donnadieu, *Chief Customers, Markets and System Officer*, Elia Transmission Belgium, assisté de MM. Daniel Pairon, KPMG, Daniel Abbott, WSP Engineering, et Joe Manning, KPMG UK;

— M. Koen Locquet, président du Comité de direction, Mme Sigrid Jourdain, directrice Contrôle des prix et des comptes, M. Laurent Jacquet, directeur Fonctionnement technique du marché de l’électricité et du marché du gaz, et Mme Ilse Tant, directrice Direction administrative, Commission de Régulation de l’Électricité et du Gaz, assistée de MM. Cornelis A. Plet et Arjan Aalberts, consultants chez DNV.

I. — EXPOSÉS INTRODUCTIFS

Pour les exposés introductifs des orateurs invités, il est renvoyé aux diaporamas *PowerPoint* annexés au présent rapport.

Il est aussi renvoyé:

— au *position paper* de Febeliec de janvier 2025 intitulé “*Cost overrun Energy Island – Analysis by Febeliec of the cost overrun of the Energy Island in the Princess Elisabeth zone in the Belgian North Sea*” (<https://www.febeliec.be/data/1737531140POSITION%20PAPER%20Cost%20Overrun%20Energy%20Island%20ENG%20final.pdf>); et,

— à la version non-confidentielle du rapport (RA)2960 de la Commission de Régulation de l’Électricité et du Gaz du 24 janvier 2025 sur les augmentations du budget du projet MOG II (<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Reports/RA2960FR.pdf>).

II. — GEDACHTEWISSELING

A. Vragen van de leden

De heer Bert Wollants (N-VA) bedankt de sprekers voor hun bijdragen en presentaties, maar merkt op dat de verschillende analyses sterk uiteenlopen, wat het de controlerende taak van het Parlement niet makkelijker maakt. Volgens de spreker is transparantie het sleutelwoord in dit dossier.

Het commissielid betreurt dat het Parlement pas informatie heeft gekregen nadat cijfers over de kostenstijging in de media waren gelekt en die forse stijging niet meer kon worden genegeerd. Hij stelt dat de toewijzing van het DC-gedeelte waarschijnlijk al was gebeurd als de kostenstijging niet publiek bekend was geworden, net zoals eerdere aanbestedingen voor het AC-gedeelte zonder noemenswaardige discussie zijn toegewezen. Hij wijst erop dat de CREG opnieuw benadrukt dat informatie traag en laattijdig doorstroomt. De late bekendmaking van de resultaten KPMG-analyse is daar opnieuw een voorbeeld van. De spreker betreurt deze gang van zaken ten zeerste.

De heer Wollants richt zich vervolgens tot Elia met een reeks vragen.

Hoe schat Elia de bijkomende kosten voor de wijziging van het *grid design*, zoals de *single-nodes* en de capaciteitsverhoging van het DC-gedeelte? KPMG spreekt van één miljard euro, terwijl de CREG dit op 1,6 miljard euro schat. Werden deze wijzigingen ook allemaal op politiek niveau goedgekeurd? Zijn ze in het voorjaar van 2024 voorgelegd aan de minister van Energie en de Ministerraad? Zijn ze ook via een ministerieel besluit bekrachtigd?

Wat is de link tussen het on hold zetten van de toewijzing van de HVDC-contracten en de bestelling van de AC-infrastructuur? Zijn er bepaalde elementen in het AC-contract die enkel nodig zijn als ook het DC-gedeelte wordt gebouwd? Zijn er verzonken kosten (*sunk costs*) indien het DC-gedeelte niet doorgaat?

Vorig jaar organiseerde Elia een publieke consultatie over de Prinses Elisabethzone (PEZ). Op 16 mei 2024 werden de resultaten voorgesteld door een daartoe opgerichte taskforce. Die lichtte de keuze voor een uitbating in *split-node* toe, terwijl nu wordt bevestigd dat het eiland in *single-node* zal worden uitgebaat. Hoe kan het dat er op investeringsvlak wordt gekozen voor

II. — ÉCHANGE DE VUES

A. Questions des membres

M. Bert Wollants (N-VA) remercie les orateurs pour leurs contributions et leurs présentations, mais observe que les différentes analyses présentent de fortes divergences, ce qui ne facilite pas la mission de contrôle du Parlement. L'intervenant estime que la transparence est le mot-clé dans ce dossier.

Le membre de la commission regrette que le Parlement n'ait été informé de l'augmentation des coûts qu'après la divulgation de chiffres y afférents dans les médias et lorsque cette forte augmentation ne pouvait plus être ignorée. L'intervenant indique que l'attribution de la partie en courant continu aurait probablement déjà eu lieu si l'augmentation des coûts n'avait pas été rendue publique, de même que les marchés publics précédents pour la partie en courant alternatif ont été attribués sans discussion notable. Il relève qu'une fois encore, la CREG souligne que les informations sont diffusées lentement et tardivement. La publication tardive des résultats de l'analyse de KPMG en est un autre exemple. L'intervenant déplore profondément cet état de fait.

M. Wollants pose ensuite une série de questions destinées à Elia.

À combien s'élèvent, selon Elia, les coûts supplémentaires dus à la modification du *Grid design*, par exemple pour la configuration "*single nodes*" et l'augmentation de la capacité de la partie en courant continu? KPMG estime ce coût à un milliard d'euros, tandis que la CREG l'estime à 1,6 milliard d'euros. Ces modifications ont-elles également été intégralement approuvées au niveau politique? Ont-elles été soumises à la ministre de l'Énergie et au Conseil des ministres au printemps 2024? Ont-elles également été confirmées par un arrêté ministériel?

Quel lien y a-t-il entre la mise sur pause de l'attribution des contrats HVDC (*high voltage direct current*) et la commande de l'infrastructure en courant alternatif? Certains éléments du contrat courant alternatif ne sont-ils nécessaires que si la partie en courant continu est également construite? La non-construction de cette partie pourrait-elle être la cause de l'existence de coûts irrécupérables (*sunk costs*)?

L'an dernier, Elia a organisé une consultation publique sur la zone Princesse Elisabeth (ZPE). Le 16 mai 2024, les résultats ont été présentés par une *task force* créée à cet effet. Cette dernière a expliqué les raisons pour lesquelles l'exploitation en *split-node* avait été choisie, mais il est maintenant confirmé que l'île sera exploitée en *single-node*. Comment est-il possible que l'on choisisse

een *single-node* terwijl op dat moment nog de intentie was om de PEZ in *split-node* uit te baten? De spreker vraagt zich af of dit mogelijk niet tot gestrande activa (*stranded assets*) zal leiden.

De heer Wollants komt vervolgens terug op het feit dat de CREG heeft aangegeven dat het moeilijk is om inzage te krijgen in alle informatie, zelfs in het bestek voor het energie-eiland. Ook van partijen die betrokken zijn bij projecten rond hoogspanningsstations op land vernam hij dat zij van Elia een geheimhoudingsovereenkomst (*NDA*) moeten ondertekenen. Waarom wordt zoveel informatie geheim gehouden, zelfs voor de regulator, de minister en het parlement? Hoe rechtvaardigt Elia dit als gereguleerde monopolist?

Daarbij aansluitend vraagt de spreker hoe Elia staat tegenover maximale transparantie over dit project, al was het maar om een vermoeden van een belangenvermenging te vermijden? Welke juridische of andere redenen verhinderen dit? Wat houdt Elia tegen om proactief te communiceren?

Verder wil het commissielid weten waarom Elia enkel varianten met twee offshore zones onderzocht? Waarom is geen variant met een derde zone met wisselspanning meegenomen in de zoektocht naar alternatieve pistes? Heeft dit te maken met de oppervlakte, vergunningen of andere factoren? Het lijkt de spreker nochtans logisch om ook die piste te onderzoeken.

Acht Elia het mogelijk dat een verlaging van de vermogensdichtheid in zones 2 en 3 de totale systeemkost verbetert? Minder capaciteit kan immers minder afschakelen betekenen en een betere *capture rate* opleveren.

Wat is de status van de vergunningen voor de hoogspanningslijnen Ventiluz en Boucle du Hainaut? Wat gebeurt er als zone 1 wordt gebouwd maar geen aansluiting krijgt op deze lijnen? Hoeveel zal dit kosten en wie vergoedt de investeerder? Dreigen deze kosten in de factuur van de eindgebruiker terecht te komen?

Uit de tabel op slide 9 van Elia's presentatie blijkt dat het uitstel of schrappen van Nautilus een grote impact heeft op de leveringszekerheid. Wat zijn de gevolgen als Nautilus er pas later of helemaal niet komt? Zullen we dit terugzien in de veilingen van het capaciteitsremuneratiemechanisme (CRM), en op welke manier?

maintenant d'investir dans le *single-node*, alors qu'à cette date, l'intention était encore d'exploiter la ZPE en *split-node*? L'intervenant se demande si cette décision ne risque pas d'être la cause de l'existence d'actifs irrécupérables (*stranded assets*).

M. Wollants revient ensuite sur les difficultés rencontrées pour pouvoir consulter l'ensemble des informations, y compris en ce qui concerne le devis relatif à l'île énergétique, dénoncées par la CREG. Certaines parties prenantes dans des projets relatifs à des stations à haute tension sur la terre ferme lui ont également expliqué qu'Elia les avait contraintes à signer une convention de confidentialité (*NDA*). Pourquoi garder tant d'informations secrètes, y compris pour le régulateur, le ministre et le Parlement? Comment Elia justifie-t-il cette pratique en sa qualité de monopoliste réglementé?

Dans le même ordre d'idées, l'intervenant demande à Elia s'il est favorable à ce que ce projet s'entoure d'une transparence maximale, ne serait-ce que pour dissiper tout soupçon de conflit d'intérêt? Quels obstacles juridiques ou autres s'y opposeraient? Qu'est-ce qui empêche Elia de communiquer de manière proactive?

En outre, le membre veut savoir pourquoi Elia n'a examiné que les variantes avec deux zones offshore. Pourquoi n'a-t-il pas inclus la piste de la variante avec une troisième zone à courant alternatif dans sa recherche d'alternatives? Est-ce dû à la superficie, aux permis ou à d'autres facteurs? Il lui semblait pourtant logique d'étudier également cette possibilité.

Elia estime-t-il qu'une réduction de la densité de puissance dans les zones 2 et 3 pourrait faire baisser le coût systémique total? En effet, une capacité moindre pourrait se traduire par une diminution du délestage et un meilleur taux de capture.

Où en sont les permis relatifs aux lignes à haute tension du projet Ventiluz et de la Boucle du Hainaut? Qu'advient-il si la zone 1 est construite mais qu'elle n'est pas raccordée à ces lignes? Quels en seront les coûts et qui indemniserait l'investisseur? Ces coûts risquent-ils de se répercuter sur la facture de l'utilisateur final?

Il ressort du tableau de la diapositive 9 de la présentation d'Elia que le report ou la suppression de Nautilus affecterait considérablement la sécurité d'approvisionnement. Quelles seront les conséquences d'un report ou d'un abandon complet de Nautilus? Cette situation aura-t-elle des répercussions sur les enchères relatives au mécanisme de rémunération de capacité (CRM) et comment?

De spreker richt zich vervolgens tot Febeliec.

Mag uit de adviezen van Febeliec worden geconcludeerd dat zij voorstander zijn van de offshore projecten en van de Nautilus-verbinding, maar dat de Nautilus-verbinding beter niet via het energie-eiland wordt aangesloten? De heer Wollants vraagt zich in dat geval af of de drie cases niet beter afzonderlijk worden doorgerekend in plaats van de voorgestelde combinaties?

Op pagina 26 van de Febeliec-studie staat een grafiek met de totale systeemkost van enkele opties op basis van een marktconforme WACC (*Weighted Average Costs of Capital*) waaruit blijkt dat een levensduurverlenging van kerncentrales zoals Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 de helft goedkoper kan zijn dan de nieuwe offshore projecten. Wat is volgens Febeliec de beste aanpak om een dergelijke levensduurverlenging te realiseren?

Tot slot richt de heer Wollants zich tot de CREG.

In het regeerakkoord staat dat de regering eind maart een beslissing zal nemen over de toekomst van het energie-eiland. Kan uit het *Executive Summary* van het CREG-rapport 2960 worden afgeleid dat optie 3 van Elia grotendeels in lijn ligt met het advies van Febeliec en dat bestellingen voor HVDC-infrastructuur dus zeker niet moeten worden geplaatst?

De CREG vraagt een grotere betrokkenheid bij de opmaak van het Federaal Ontwikkelingsplan. Hoe kan dit helpen om de transparantie en kennisasymmetrie te verbeteren? Welke flankerende maatregelen moeten er daarbij worden genomen?

In haar advies stelt de CREG dat het tariefkader kan worden aangepast via richtsnoeren in de Elektriciteitswet. De spreker vraagt welke wijzigingen Elia zouden kunnen aansporen om investeringskosten beter te bewaken. Volstaat het om richtlijnen te geven, of is een aanpassing van de tariefmethodologie noodzakelijk?

Het beroepsgeheim van de CREG en Elia tegenover marktpelers en netgebruikers is logisch, maar waarom zou het ook moeten gelden voor een gereguleerde monopolist? Kunnen zij voorbeelden geven van informatie die geheim moet blijven en waarom?

De heer Wollants stelt tot slot vast dat de CREG kritisch is over bepaalde kosten in dit dossier. Uit haar rapport moet blijken dat er bepaalde keuzes zijn gemaakt die

L'intervenant s'adresse ensuite aux représentants de Febeliec.

Peut-on conclure, à la lumière des avis de Febeliec, que la fédération est favorable aux projets *offshore* et à la liaison Nautilus, mais qu'il serait préférable de ne pas utiliser l'île énergétique comme relais pour cette interconnexion? M. Wollants se demande s'il ne serait pas préférable, dans ce cas, de facturer les trois dossiers séparément au lieu de valider les combinaisons proposées?

À la page 26 de l'étude réalisée par Febeliec, un graphique renseigne le coût systémique total de quelques options, calculé sur la base d'un coût moyen pondéré du capital (WACC – *Weighted Average Costs of Capital*) conforme au marché, qui montre que la prolongation de la durée de vie de centrales nucléaires telles que Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 pourrait être deux fois moins chère que les nouveaux projets *offshore*. Quelle est, selon Febeliec, la meilleure manière de réaliser une telle prolongation?

Enfin, M. Wollants s'adresse à la CREG.

L'accord de gouvernement indique que, d'ici la fin mars, le gouvernement statuera sur l'avenir de l'île énergétique. Peut-on déduire du résumé exécutif (*Executive summary*) du rapport de la CREG 2960 que l'option 3 d'Elia est conforme dans les grandes lignes à l'avis de Febeliec et qu'il ne faut donc surtout pas passer de commandes pour l'infrastructure HVDC?

La CREG demande à être associée plus étroitement à l'élaboration du plan de développement fédéral. Comment cela pourrait-il contribuer à améliorer la transparence et à corriger l'asymétrie des connaissances? Quelles mesures d'accompagnement faut-il prendre à cet égard?

Dans son avis, la CREG indique que le cadre tarifaire peut être modifié en intégrant des lignes directrices dans la loi électricité. L'intervenant demande quelles modifications pourrait inciter Elia à mieux contrôler les coûts d'investissement. Suffit-il de donner des directives ou faut-il également modifier la méthodologie tarifaire?

Il est logique pour la CREG et Elia d'observer un secret professionnel à l'égard des acteurs du marché et des utilisateurs du réseau mais pour quelle raison ce secret devrait-il également s'appliquer à un monopoliste réglementé? Peuvent-ils fournir des exemples d'informations qui doivent rester secrètes et en expliquer les raisons?

M. Wollants constate enfin que la CREG se montre critique à l'égard de certains coûts dans ce dossier. Son rapport tend à montrer que certains choix opérés

de kosten hebben verhoogd. Overweegt de CREG om sommige kosten niet te laten doorrekenen in de tarieven, zodat elektriciteitsafnemers er niet voor opdraaien? Op de tweede slide van de CREG-presentatie werd dit als een mogelijke maatregel genoemd. De spreker vraagt of dit een piste is die effectief wordt overwogen.

De spreker herhaalt ter afsluiting van zijn tussenkomst nogmaals dat maximale transparantie en kostenbeheersing in dit dossier essentieel zijn.

De heer Christophe Bombled (MR) vraagt de vertegenwoordigers van Febeliec vooreerst hoe *windfall profits* ten bate van leveranciers van DC-infrastructuur kunnen worden voorkomen en welke regeling er moet komen om dergelijke buitensporige winsten tegen te gaan. Hij vraagt Febeliec ook naar een vergelijking tussen de kosten per MWh voor elektriciteit geproduceerd door een kerncentrale en elektriciteit geproduceerd door offshore windturbines. Hij polst voorts naar het bestaan van een soortgelijke studie voor een kleine modulaire reactor (SMR).

Het lid wendt zich vervolgens tot de CREG om het te hebben over de haalbaarheid van de door Elia vermelde optie 3. Hij vraagt of die optie echt onrealistisch is dan wel ter goedkeuring zou kunnen voorgelegd aan OFGEM om vervolgens aan de regering te worden voorgesteld. Het verbaast hem dat de CREG alleen een waarschuwingsbrief aan de toenmalige minister heeft gestuurd. Hij vraagt waarom het Parlement niet eerder werd gewaarschuwd voor de toenemende financiële risico's van het project MOG II.

Zich wendend tot Elia wijst de heer Bombled op verschillende aspecten:

— hij vraagt de mening van Elia over het voorstel van Febeliec om het Nautilus-project niet aan te sluiten op gelijkstroom en informeert naar de technische haalbaarheid van die oplossing;

— hij vraagt meer duidelijkheid over de exacte weerslag van het project op de tarieven voor de Belgische consumenten tegen 2030-2040;

— hij vraagt Elia hoe het zit met de transparantie van de begrotingsbeslissingen en vraagt of kan worden bevestigd dat de voltallige vorige regering werd geïnformeerd over de financiële risico's vóór de goedkeuring van het project in 2023;

— hij wijst op de uitermate forse stijging van de projectkosten tussen juli 2023 en eind 2024, namelijk van 3,6 miljard tot meer dan 7 miljard euro, en vraagt

ont alourdi la facture. La CREG envisage-t-elle de ne pas répercuter une partie des coûts sur les tarifs pour éviter que les consommateurs d'électricité n'en fassent les frais? Sur la deuxième diapositive de la présentation de la CREG, cette option est considérée comme une mesure possible. L'intervenant demande si cette piste est réellement envisagée.

En conclusion de son intervention, l'intervenant répète une fois encore qu'une transparence maximale et une maîtrise des coûts sont essentielles dans ce dossier.

M. Christophe Bombled (MR) interroge tout d'abord les représentants de Febeliec sur la manière d'éviter les *windfall profits* des fournisseurs d'infrastructure en courant continu et sur le mécanisme à mettre en place qui permettrait de prévenir ces profits excessifs. Il questionne également Febeliec sur une comparaison des coûts par MWh entre l'électricité produite à partir d'une centrale nucléaire et celle produite à partir d'éolienne offshore, et s'enquiert de l'existence éventuelle d'une étude similaire pour un petit réacteur modulaire (SMR).

Le membre interroge ensuite la CREG sur la faisabilité de l'option 3 mentionnée par Elia, demandant si cette option est véritablement irréalisable ou si elle pourrait être soumise à l'approbation d'OFGEM et présentée au gouvernement. Il s'étonne que la CREG se soit limitée à un courrier d'alerte à l'ancienne ministre et questionne l'absence d'une alerte plus précoce du Parlement concernant les risques financiers croissants du projet MOG II.

S'adressant à Elia, M. Bombled soulève plusieurs points:

— il demande l'avis d'Elia sur la proposition de Febeliec de ne pas connecter le projet Nautilus en courant continu et s'enquiert de la faisabilité technique de cette solution;

— il sollicite des précisions sur l'impact tarifaire exact du projet pour les consommateurs belges à l'horizon 2030-2040;

— il questionne Elia sur la transparence des décisions budgétaires et demande confirmation que l'ensemble du gouvernement précédent a été informé des risques financiers avant la validation du projet en 2023;

— il relève l'explosion des coûts du projet entre juillet 2023 et fin 2024, passant de 3,6 milliards à plus de 7 milliards d'euros, et s'interroge sur la mise en place

zich af of er een regelmatige monitoring is gebeurd, want daarmee had de overheid toch kunnen worden gewaarschuwd voor die financiële ontsporing;

— hij vraagt waarom Elia pas vanaf december 2024 aan goedkopere alternatieven is beginnen te denken, met name door het DC-gedeelte van de infrastructuur on hold te zetten;

— hij reageert op de recente verklaringen van Elia dat over alles kan worden gepraat en dat er geen voorkeurscenario zou bestaan. Het lid benadrukt dat Elia de regering moet adviseren op basis van objectieve gegevens en niet simpelweg een neutraal standpunt mag innemen.

De heer Bombled drukt zijn bezorgdheid uit over een mogelijke budgettaire ontsporing van het energie-eilandproject. Hij geeft toe dat bepaalde extra kosten te wijten zijn aan externe factoren, zoals de inflatie, de stijging van de materiaalprijzen en de schaarste aan bedrijven gespecialiseerd in HVDC, maar benadrukt dat andere kosten niettemin het gevolg zijn van eenzijdige keuzes door Elia.

Het lid wijst op de opeenstapeling van extra kosten die elk afzonderlijk als klein worden omschreven, maar die samengeteld het totale budget fors doen toenemen. De heer Bombled vermeldt voorts de projectconsultancykosten, al erkent hij dat de betrokken deskundigen moeten worden bezoldigd.

Tot slot waarschuwt de spreker voor het risico dat het project een financiële put wordt en pleit hij voor een heroverweging van de strategische keuzes. Hij roept op tot een heroriëntatie van de inspanningen naar goedkopere oplossingen en wil gedetailleerde uitleg over de genomen beslissingen. De heer Bombled oppert het uitstel van de HVDC-overeenkomsten aan te grijpen als een kans om de Belgische energiestrategie te herzien.

Tot besluit wijst het lid andermaal op de verbintenis van de regering om tegen eind maart 2025 een definitieve beslissing over het project te nemen. Heel de zaak moet dringend worden geherdefinieerd teneinde een onevenredige financiële weerslag voor de consumenten en de Belgische industrie te voorkomen, aldus de heer Bombled.

Mevrouw Marie Meunier (PS) wil allereerst een aantal punten uit het rapport van Febeliec onder de aandacht brengen:

— in het voormelde rapport wordt aanbevolen af te stappen van gelijkstroomtechnologie en een verbinding via wisselstroomkabels te overwegen. Volgens

d'un monitoring régulier qui aurait permis d'alerter les autorités sur cette dérive financière;

— il demande pourquoi Elia n'a envisagé des alternatives plus économiques qu'à partir de décembre 2024, notamment en mettant en attente la partie en courant continu de l'infrastructure;

— il réagit aux déclarations récentes d'Elia selon lesquelles "tout est discutable" et qu'il "n'existe pas de scénario préféré", soulignant qu'Elia doit conseiller le gouvernement sur base de données objectives et non se contenter d'adopter une position neutre.

M. Bombled exprime ses préoccupations quant à une potentielle dérive budgétaire du projet de l'île énergétique. Il reconnaît que certains surcoûts sont dus à des facteurs externes, tels que l'inflation, la hausse des prix des matériaux et la rareté des entreprises spécialisées en HVDC. Cependant, il souligne que d'autres coûts résultent de choix unilatéraux d'Elia.

Il insiste sur l'accumulation de coûts supplémentaires, qualifiés de "mineurs", qui, additionnés, entraînent une explosion du budget global. Il évoque également les frais de consultance du projet, tout en reconnaissant la nécessité de rémunérer les experts impliqués.

Enfin, il met en garde contre le risque que le projet ne devienne un gouffre financier et plaide pour une réévaluation des choix stratégiques. Il appelle à une réorientation des efforts vers des solutions plus économiques et exige des explications détaillées sur les décisions prises. Il suggère que le report des contrats HVDC soit perçu comme une opportunité pour revoir la stratégie énergétique belge.

Le député conclut en rappelant l'engagement du gouvernement de prendre une décision définitive sur le projet d'ici la fin mars 2025 et insiste sur l'urgence de redéfinir ce dernier pour éviter un impact financier disproportionné sur les consommateurs et l'industrie belge.

Mme Marie Meunier (PS) souligne tout d'abord plusieurs points soulevés dans le rapport de Febeliec:

— ce rapport recommande d'abandonner la technologie en courant continu et d'envisager une connexion via des câbles en courant alternatif. Selon Febeliec, le coût

Febeliec zou de totale kostprijs van een systeem met op gelijkstroom aangesloten offshore windparken tussen 205 en 215 euro per MWh bedragen. Het lid vraagt de gastsprekers naar de weerslag van de technische keuze op de transmissietarieven;

— mevrouw Meunier wijst erop dat de Belgische industrie nu al kampt met een energiehandicap en benadrukt dat de elektriciteitstransmissietarieven sinds 1 januari 2025 nagenoeg zijn verdubbeld. Volgens haar is het zaak te anticiperen op de financiële weerslag van het project op die kosten, aangezien ze de toekomst van de Belgische industrie zouden kunnen beïnvloeden;

— Febeliec raadt aan de Nautilusverbinding *point-to-point* aan te leggen, zonder via het energie-eiland te gaan. Mevrouw Meunier vraagt de verschillende sprekers naar hun standpunt ter zake.

Wat de door Elia verstrekte informatie betreft, wijst de spreekster erop dat Elia al herhaaldelijk voor het Parlement is verschenen, zonder echter uitvoerig te antwoorden op de gestelde vragen. Zij uit de volgende bezorgdheden:

— het lid wil uitleg over de technische keuze van Elia. Het bedrijf heeft immers geen rekening gehouden met de waarschuwingen van de CREG, in het bijzonder wat de kosten-batenanalyse betreft;

— mevrouw Meunier benadrukt dat de regering sterke regulatoren nodig heeft, evenals competente overheidsdiensten die in staat zijn heel complexe dossiers te behandelen die doorslaggevend zijn voor de energietoekomst van België;

— tot slot stipt zij aan dat Elia heeft besloten de laatste fase van het project uit te stellen. Zij wil graag weten welke gevolgen dat heeft voor de vergunningen voor het project, voor het algemene tijdpad en voor de bevoorradingszekerheid.

Met betrekking tot de *executive summary* van het CREG-rapport vraagt mevrouw Meunier verduidelijking over meerdere punten:

— zij plaatst vraagtekens bij de technische keuzes die Elia na 2021 eenzijdig heeft gemaakt, zonder de overheden te raadplegen of de impact ervan op de factuur van de elektriciteitsconsument te evalueren. Zij wil graag begrijpen hoe dergelijke beslissingen konden worden genomen, terwijl zij extra kosten ten belope van 1,57 miljard euro met zich brengen;

— het lid merkt op dat de CREG meerdere aanbevelingen doet om een dergelijke situatie in de toekomst

total d'un système de parcs éoliens en mer connectés en courant continu s'élèverait entre 205 et 215 euros par MWh. Elle interroge les intervenants sur l'impact du choix technique retenu sur les tarifs de transport;

— rappelant que l'industrie belge est déjà confrontée à des difficultés énergétiques, elle insiste sur le fait que les tarifs de transport d'électricité ont pratiquement doublé depuis le 1^{er} janvier 2025. Elle souligne l'importance d'anticiper l'impact financier du projet sur ces coûts, qui pourraient influencer l'avenir de l'industrie belge;

— concernant la connexion Nautilus, Febeliec recommande de la construire en point à point, sans passer par l'île énergétique. Mme Meunier interroge les différents intervenants sur leur position à ce sujet.

Concernant les éléments fournis par Elia, l'intervenante rappelle qu'Elia est déjà intervenu à de nombreuses reprises devant le Parlement, mais sans répondre de manière exhaustive aux questions posées. Elle exprime les préoccupations suivantes:

— elle souhaite obtenir des explications sur le choix technologique d'Elia, qui n'a pas tenu compte des mises en garde de la CREG, notamment en matière d'analyses coûts-bénéfices;

— elle insiste sur la nécessité, pour le gouvernement, de disposer de régulateurs forts et d'une administration compétente, capable de gérer des dossiers aussi complexes qu'essentiels pour l'avenir énergétique du pays;

— elle relève enfin qu'Elia a décidé de reporter la dernière phase du projet et souhaite connaître les conséquences de ce report sur les permis liés au projet, le calendrier général et la sécurité d'approvisionnement.

Concernant le résumé exécutif du rapport de la CREG, Mme Meunier demande des précisions sur plusieurs éléments:

— elle s'interroge sur les choix techniques effectués unilatéralement par Elia après 2021, sans concertation avec les autorités et sans évaluation de leur impact sur la facture des consommateurs d'électricité. Elle souhaite comprendre comment de telles décisions ont pu être prises, alors qu'elles engendrent un surcoût de 1,57 milliard d'euros;

— elle relève que la CREG émet plusieurs recommandations pour éviter qu'une telle situation ne se

te voorkomen. De huidige regelgeving beperkt immers de bevoegdheden van de CREG inzake de opmaak, de goedkeuring en de herziening van het ontwikkelingsplan voor het transmissienetwerk, alsook inzake de follow-up van de infrastructuurprojecten;

— tot slot benadrukt mevrouw Meunier de noodzaak om de transparantie en de kwaliteit van de onafhankelijke analyses te verhogen, teneinde de overheid in staat te stellen goed geïnformeerd beslissingen te nemen. Zij vraagt de CREG naar de overwogen wetswijzigingen, met name inzake de procedures voor de ontwikkeling van de netplannen en de budgettaire follow-up van de investeringsprojecten.

De heer Marc Lejeune (Les Engagés) merkt op dat, ondanks urenlange hoorzittingen sinds oktober 2024, het dossier moeilijk te vatten blijft, zowel wat de uiteindelijke kosten betreft als aangaande het besluitvormingstraject dat tot de huidige situatie heeft geleid. Hij herinnert eraan dat zijn fractie de energietransitie steunt en off-shore windenergie als een belangrijk onderdeel van die transitie beschouwt.

Transparantie

De spreker benadrukt vooreerst de moeizame toegang tot informatie in dit dossier, waarvan het onvolledige rapport van de CREG een symptoom is. Hij erkent dat het bedrijfsgeheim tot voorzichtigheid dwingt, maar acht totale transparantie niettemin onontbeerlijk. Die eis is des te belangrijker daar de kosten van het project zijn gestegen van 2 miljard euro naar minstens 8 miljard euro, een bedrag dat onvermijdelijk door de belastingbetalers en de bedrijven zal moeten worden opgehoest.

De heer Lejeune herinnert eraan dat de regering ingrijpende maatregelen heeft genomen om de overheidsuitgaven terug te dringen, waarbij elke sector wordt gevraagd bij te dragen aan een begrotingsinspanning van 23 miljard euro. In die context lijkt het hem onaanvaardbaar dat 8 miljard euro wordt geïnvesteerd zonder nadere uitleg, zonder robuuste argumenten en zonder bekrachtiging door onafhankelijke organen en het Parlement.

De spreker formuleert een aantal vragen om bepaalde aspecten van het dossier te verhelderen:

— KPMG-rapport. Op basis van een door KPMG uitgevoerde studie beweert Elia de juiste keuzes te hebben gemaakt. Wat was precies het mandaat van KPMG? Wanneer werden de bevindingen voorgesteld aan het directiecomité en de raad van bestuur van Elia? Waarom wordt dat rapport uitgebracht met meerdere maanden vertraging?

reproduise à l'avenir. La réglementation actuelle limite en effet les pouvoirs de la CREG en matière d'élaboration, d'approbation et de révision du plan de développement du réseau de transport, ainsi que dans le suivi des projets d'infrastructure;

— enfin, elle insiste sur la nécessité de renforcer la transparence et la qualité des analyses indépendantes, afin que les autorités publiques puissent prendre des décisions éclairées. Elle interroge la CREG sur les modifications législatives envisagées, notamment en ce qui concerne les procédures de développement des plans de réseau et le suivi budgétaire des projets d'investissement.

M. Marc Lejeune (Les Engagés) constate que, malgré de nombreuses heures d'auditions depuis octobre 2024, le dossier reste complexe à analyser, tant du point de vue du coût final que du processus décisionnel qui a conduit à la situation actuelle. Il rappelle que son groupe soutient la transition énergétique et considère l'éolien en mer comme un élément important de cette transition.

Transparence

L'intervenant souligne tout d'abord les difficultés d'accès à l'information dans ce dossier, illustrées par le rapport incomplet de la CREG. Tout en reconnaissant l'existence de contraintes liées au secret commercial, il insiste sur la nécessité d'une transparence totale. Cette exigence est d'autant plus importante que le coût du projet est passé de 2 milliards d'euros à un minimum de 8 milliards d'euros, un montant qui sera inévitablement supporté par les contribuables et les entreprises.

Il rappelle que le gouvernement a pris des mesures importantes de réduction des dépenses publiques, demandant à chaque secteur d'apporter sa contribution à l'effort budgétaire de 23 milliards d'euros. Dans ce contexte, il lui semble inacceptable que 8 milliards d'euros soient investis sans explications détaillées, sans argumentation solide, et sans validation par des organismes indépendants et le Parlement.

Il formule plusieurs questions visant à éclaircir certains aspects du dossier:

— Rapport KPMG: Elia affirme, sur la base d'une étude réalisée par KPMG, avoir fait les bons choix. Quel était le mandat exact de KPMG? Quand les conclusions ont-elles été présentées au comité de direction et au conseil d'administration d'Elia? Pourquoi ce rapport est-il publié avec plusieurs mois de retard?

— Verslag van de CREG. De CREG trok andere conclusies dan KPMG. Hoe kunnen die verschillen worden verklaard? Zijn ze te wijten aan ongelijke hypothesen of gegevens?

— Kosten van het project. Elia heeft het over een initieel budget van 3,6 miljard euro, maar de oorspronkelijke schatting bedroeg 2,2 miljard euro. Hoe kan het verschil tussen die twee bedragen precies worden verklaard? Hoe luidde de kosten-batenanalyse op het moment dat de beslissing werd genomen op basis van 2,2 miljard euro?

— Mededeling aan de Ministerraad. Welke informatie werd aan de regering bezorgd toen het budget werd verhoogd tot 3,6 miljard euro? Werden de technische keuzes toegelicht? Werd een gedetailleerde kosten-batenanalyse voorgelegd?

— Technische keuzes van Elia. De ontwerpkeuzes van Elia brengen 1,6 miljard euro bijkomende kosten met zich. Op basis waarvan werden die keuzes gemaakt en waarom werden ze zo laat meegedeeld?

— Stand van zaken aangaande het energie-eiland-project. Wat is de huidige stand van het project? Zijn er vertragingen? Moet men verdere meerkosten verwachten, aangezien de werken nog niet zijn begonnen en de kosten meestal stijgen naarmate het project vordert?

— Financiering van het project. Welke financieringsbronnen overweegt Elia? Wat zijn de daaraan verbonden voorwaarden?

— Winstgevendheid. Elia beweert dat het project winstgevend blijft, ondanks de budgetstijging tot 8 miljard euro. Hoe werd de winstgevendheid ingeschat in 2021 en 2023? Indien het project ondanks de verviervoudiging van de kosten, vandaag nog steeds winstgevend is, betekent dat dat de rentabiliteit destijds uitzonderlijk hoog moet zijn geweest. Wat denkt de CREG van die analyse?

— Impact op de factuur van de consumenten. Wat zal de concrete impact zijn voor de huishoudens en de bedrijven? Een toename tot 8 miljard euro komt neer op ongeveer 1500 euro per huishouden in België, exploitatie- en onderhoudskosten niet inbegrepen.

— Totale kosten van het federale ontwikkelingsplan van Elia. Werden de kosten van andere projecten, zoals de *Boucle du Hainaut* of Ventiluz, meegenomen in de analyse? Mochten die kosten ook nog eens verviervoudigen, dan wordt de situatie onhoudbaar voor de consument en moet de overheid ingrijpen.

— Consumentgerichtheid. Heeft het project voldoende rekening gehouden met de belangen van de consument,

— Rapport de la CREG: La CREG a tiré des conclusions différentes de celles du rapport KPMG. Comment expliquer ces écarts? Sont-ils liés à des hypothèses divergentes ou à des données différentes?

— Coût du projet: Elia mentionne un budget initial de 3,6 milliards d'euros, mais l'estimation de départ était de 2,2 milliards d'euros. Quelles sont les différences exactes entre ces deux montants? Quelle était l'analyse coûts-bénéfices à l'époque où la décision a été prise sur la base de 2,2 milliards d'euros?

— Communication au Conseil des ministres: Lors de l'augmentation du budget à 3,6 milliards, quelles informations ont été transmises au gouvernement? Une explication des choix techniques et une analyse coûts-bénéfices détaillée ont-elles été présentées?

— Choix techniques d'Elia: les choix de conception d'Elia entraînent un surcoût de 1,6 milliard d'euros. Pourquoi ces choix ont-ils été faits et pourquoi ont-ils été communiqués aussi tardivement?

— Situation du projet de l'île énergétique: Où en est ce projet actuellement? Y a-t-il des retards? Peut-on s'attendre à de nouveaux surcoûts, sachant que les travaux n'ont pas encore commencé et que, généralement, les coûts augmentent en cours de chantier?

— Financement du projet: Quelles sont les sources de financement envisagées par Elia? Quelles en sont les conditions?

— Rentabilité: Elia affirme que, malgré un budget porté à 8 milliards d'euros, le projet reste rentable. Quelle était l'évaluation de la rentabilité en 2021 et en 2023? Si, malgré un coût quadruplé, le projet est encore rentable aujourd'hui, cela signifie qu'à l'époque, la rentabilité devait être exceptionnellement élevée. Que pense la CREG de cette analyse?

— Impact sur la facture des consommateurs: Quel sera l'impact concret sur les ménages et les entreprises? Une augmentation de 8 milliards d'euros représente environ 1500 euros par ménage en Belgique, sans compter les coûts d'exploitation et de maintenance.

— Coût global du plan de développement fédéral d'Elia: Les coûts dérivés des autres projets, comme la Boucle du Hainaut ou Ventiluz, sont-ils intégrés dans l'analyse? Si leur coût est également multiplié par quatre, cela deviendra insoutenable pour les consommateurs, nécessitant une intervention de l'État.

— Prise en compte des consommateurs: Le projet a-t-il suffisamment tenu compte des intérêts des

die toch al economische tegenwind ondervindt? Is het beschermen van de consument een prioriteit geweest?

Alternatieven

De spreker attendeert erop dat van bij aanvang drie alternatieven werden overwogen. De CREG en het Rekenhof hebben al vroeg te kennen gegeven dat ze betwijfelden dat die alternatieven afdoende waren onderzocht. De feiten lijken hun nu gelijk te geven.

Aangaande het energie-eiland is de spreker van mening dat het debat is afgerond en dat het nu aan het Parlement staat om een diepgaand onderzoek in te stellen, opdat de bedrijven en consumenten naar behoren kunnen worden ingelicht.

Hij acht het essentieel dat voortaan alle stakeholders (Elia, de CREG, de minister van Energie en de commissie) erop toezien dat steeds de best mogelijke beslissing wordt genomen.

De spreker wijst op een paradox: terwijl in Doel een op lange termijn rendabele kerncentrale dichtging, werd een project van 8 miljard euro op poten gezet waarvan de winstgevendheid onzeker is. Die kromme logica knaagt aan de geloofwaardigheid van de Staat; vandaar de noodzaak om in te zetten op totale transparantie en een onbeperkte toegang tot de gegevens.

De zaak ontlokt de spreker enkele vragen:

— Garanties voor de beoordeling van de alternatieven. Hoe garandeert Elia dat deze keer alle opties serieus werden onderzocht? Meent de CREG dat aan alle voorwaarden voor een diepgaande analyse is voldaan?

— Kostprijs van het uitstel van het HVDC-gedeelte. Elia heeft meermaals aangegeven dat uitstel veel zou kosten. Nu dat uitstel er komt, rijst dus de vraag hoeveel de meerkosten juist bedragen?

— Relevante risicofactoren. Houdt het onderzoek van de alternatieven rekening met het inflatierisico en met eventuele andere risico's?

Governance

De heer Lejeune wijst erop dat de CREG en het Rekenhof herhaaldelijk hebben gewaarschuwd voor het uitblijven van diepgaande analyses van de alternatieven en voor het gebrek aan voldoende kwaliteitsgegevens.

Hij betreurt dat zowel de toenmalige minister als het Parlement die waarschuwingen veelal naast zich hebben

consommateurs, qui font déjà face à des difficultés économiques? Leur protection a-t-elle été une priorité?

Alternatives

L'intervenant rappelle que, dès le départ, trois alternatives avaient été envisagées. La CREG et la Cour des comptes ont rapidement exprimé des doutes sur le fait que ces alternatives aient été suffisamment étudiées. Les faits actuels semblent leur donner raison.

Concernant le choix de l'île énergétique, il estime que le débat est clos et qu'il appartiendra au Parlement de mener une enquête approfondie afin d'informer les entreprises et les consommateurs.

Pour les décisions à venir, il considère qu'il est impératif que toutes les parties prenantes (Elia, la CREG, le ministre de l'Énergie et la commission) veillent à ce que les meilleures décisions possibles soient prises.

Il souligne un paradoxe: alors qu'une centrale nucléaire rentable à long terme a été fermée à Doel, un projet à 8 milliards d'euros dont la rentabilité est incertaine est engagé. Ce manque de cohérence nuit à la crédibilité de l'État, d'où la nécessité d'une transparence totale et d'un accès complet aux données.

Il pose plusieurs questions à ce sujet:

— Garanties sur l'évaluation des alternatives: Cette fois-ci, comment Elia garantit-il que toutes les options ont été sérieusement examinées? La CREG estime-t-elle que les conditions sont réunies pour une analyse approfondie?

— Coût du report de l'attribution de la partie HVDC: Elia a indiqué à plusieurs reprises qu'un report coûterait cher. Ce report étant désormais acté, quel en est le coût réel?

— Facteurs de risque pris en compte: L'étude des alternatives intègre-t-elle les risques liés à l'inflation et d'autres risques éventuels?

Gouvernance

M. Lejeune rappelle que la CREG et la Cour des comptes ont émis plusieurs avertissements sur l'absence d'analyses approfondies des alternatives et le manque de données quantitatives suffisantes.

Il regrette que ni l'ancienne ministre ni le Parlement n'aient pris suffisamment en compte ces avertissements.

neergelegd. Volgens de spreker dringt een grondige doorlichting van de governance van de energiesector zich dan ook op.

Hij vindt dat de aanpak van de vorige regering voor de goedkeuring van het ontwikkelingsplan van Elia moet worden onderzocht, in samenspraak met alle betrokken actoren (Elia, de CREG, de FOD Economie, Fluxys enzovoort). Het komt erop aan een energiegovernance op te zetten die volstrekt transparant is en die het algemeen belang echt dient. Tot slot stelt de spreker dat hij er vertrouwen in heeft dat de nieuwe regering die opdracht ter harte zal nemen, in het belang van de burgers.

De heer Steven Coenegrachts (Open Vld) sluit zich aan bij veel van de vragen die reeds werden gesteld. Verder vraagt hij aan Elia duidelijkheid over de manier waarop intern aan kostenbeheersing wordt gedaan. Werden daar procedures voor uitgewerkt? De spreker drukt de hoop uit dat die niet vallen onder de vaak genoemde geheimhoudingsplicht. Hij heeft de indruk dat kostenbeheersing niet tot de bedrijfscultuur van Elia behoort, omdat de kosten van een project uiteindelijk toch worden doorgerekend aan de eindafnemer. Dat zou een kwalijke redenering zijn.

Ten tweede vraagt hij aan de CREG en Elia om hun reactie op het interessante voorstel van Febeliec om de densiteit van de offshore parken aan te passen om zo de operationele kosten te beperken.

De heer Jeroen Soete (Vooruit) geeft te kennen dat hij zich stoort aan de reactie van Elia in haar presentatie ten aanzien van Febeliec, waarbij Elia stelt dat zij niet gedreven worden door de *asset base* (activabasis), omdat de relatieve return hetzelfde blijft. Hij betwist deze redenering en wijst erop dat de waardering van het bedrijf vaak gebeurt op basis van een *multiple* van de *Regulatory Asset Base* (RAB). Dit impliceert dat de waarde van het bedrijf toeneemt naarmate de activabasis groter wordt.

Hij benadrukt dat er hierdoor wel degelijk een incentive bestaat, zonder daarbij te insinueren dat deze werd misbruikt. Niettemin acht hij het belangrijk om deze realiteit te erkennen, aangezien ze ook een impact heeft op de kapitaalvergoeding van aandeelhouders, die mede afhankelijk is van de omvang van de activabasis. Hij waarschuwt ervoor om dit aspect niet te licht op te nemen.

Verder sluit de heer Soete zich aan bij opmerkingen van de heer Wollants en andere commissieleden, met name over het gebrek aan transparantie in dit dossier. Hij vermoedt dat, mocht er geen lek naar de media zijn geweest en er niet aan de noodrem zijn getrokken, het

Selon lui, cette situation impose une remise en question profonde de la gouvernance du secteur énergétique.

Il estime que la validation du plan de développement d'Elia par le précédent gouvernement doit être analysée avec l'ensemble des acteurs concernés (Elia, la CREG, le SPF Économie, Fluxys, etc.). L'objectif est de mettre en place une gouvernance garantissant la transparence et servant réellement l'intérêt général. Enfin, il exprime sa confiance dans le nouveau gouvernement pour mener ce travail dans l'intérêt des citoyens.

M. Steven Coenegrachts (Open Vld) fait siennes les nombreuses questions déjà posées. Il demande aussi à Elia de fournir des précisions quant à la manière dont la maîtrise des coûts est assurée en interne. Des procédures ont-elles été élaborées à cet égard? L'intervenant espère que cette demande ne tombera pas sous le coup de l'obligation de secret souvent invoquée. Il a l'impression que la maîtrise des coûts ne fait pas partie de la culture d'entreprise d'Elia, le coût global d'un projet étant répercuté malgré tout sur le client final au bout du compte. Il serait dommageable de raisonner ainsi.

Deuxièmement, le membre demande à la CREG et à Elia de réagir à la proposition intéressante de Febeliec d'adapter la densité des parcs *offshore* de manière à limiter les coûts opérationnels.

M. Jeroen Soete (Vooruit) se dit irrité par la réaction qu'Elia a formulée dans sa présentation à l'attention de Febeliec en indiquant que la base d'actifs ne constitue pas une motivation, car le rendement relatif reste identique. L'intervenant conteste ce raisonnement et souligne que la valorisation d'une entreprise repose souvent sur un multiple de la base d'actifs régulés (BAR), ce qui implique que sa valeur augmente à mesure que sa base d'actifs s'élargit.

Le membre souligne qu'il existe donc bien un incitant, sans pour autant insinuer qu'Elia en ait abusé. Il juge néanmoins important de reconnaître cette réalité, étant donné qu'elle a aussi une incidence sur la rémunération du capital des actionnaires, qui dépend notamment de la taille de la base d'actifs. Il insiste sur le fait que cet aspect ne doit pas être pris à la légère.

M. Soete se joint par ailleurs aux observations formulées par M. Wollants et d'autres membres de la commission, notamment concernant le manque de transparence dans ce dossier. Il suppose que si aucune fuite n'avait eu lieu dans les médias et que la sonnette

project wellicht op dezelfde manier was verdergezet zonder tijdige communicatie over de significante kostenstijging. Hij vraagt aan Elia op welk moment zij zich bewust werden van de aanzienlijke toename van de kosten en waarom deze informatie niet in de eerste plaats door Elia zelf werd bekendgemaakt. Hij benadrukt dat de kosten van het energie-eiland binnen anderhalf jaar zijn verdubbeld en dat deze informatie pas op het einde van die periode publiek bekend werd.

Daarnaast onderstreept de spreker het belang van een sterke regulator en een kritische tegenpartij, een *red team*. Hij erkent het belang van het werk dat Elia levert voor de duurzame energietoekomst van België en betaalbare energie, maar wijst op de cruciale rol die een regulator zoals de CREG daarin speelt. Hij vindt het noodzakelijk dat er een deskundig orgaan is dat alle assumpties en scenario's kritisch en adequaat kan verifiëren. Hij ziet die versterking van de rol van de regulator als een opdracht voor de commissie, waarbij Elia zelf geen schuld treft.

Tot slot stelt de heer Soete drie concrete vragen aan Elia. Ten eerste vraagt hij of Elia kan bevestigen dat de huidige kostenramingen niet boven de acht miljard euro uitkomen. Hij verwijst hierbij naar de vertrouwelijkheid die vaak wordt ingeroepen en vraagt daarom naar de meest actuele gegevens over zowel de wisselstroom- als de gelijkstroomopties. Hij merkt op dat eerdere schattingen van december 2024 uitgingen van een kostprijs tussen de zeven en acht miljard euro en wil weten wat de meest accurate inschatting op dit moment is.

Zijn tweede vraag betreft de audit die Elia bij KPMG heeft besteld. Hij wil verduidelijkt zien of deze audit werd besteld door de Raad van Bestuur of door het management. De heer Soete wijst op het verschil in rollen binnen een onderneming tussen het management en de Raad van Bestuur en vraagt zich af waarom de personen die de audit bestelden, niet aanwezig zijn bij de hoorzitting.

Zijn laatste vraag gaat over de verschillende alternatieve scenario's die werden onderzocht voor het energie-eiland. Hij informeert naar welke variant momenteel de voorkeur geniet binnen Elia.

B. Antwoorden van de genodigden

De heer Frédéric Dunon, Chief Executive Officer Elia Transmission Belgium, behandelt eerst de vraag of Elia een voorkeur heeft voor een van de varianten.

d'alarme n'avait pas été tirée, ce projet aurait sans doute suivi son cours, sans communication en temps utile sur l'explosion de son coût. Il demande à Elia de préciser à quel moment l'entreprise a pris conscience de cette augmentation considérable du coût et pourquoi elle n'a pas communiqué elle-même cette information en premier lieu. Il souligne que le coût de l'île énergétique a doublé en un an et demi, et que cette information n'a été rendue publique qu'à la fin de cette période.

Le membre souligne ensuite l'importance de disposer d'un régulateur solide et d'un interlocuteur critique, à savoir une équipe rouge (*red team*). Il reconnaît l'importance du travail fourni par Elia pour garantir un avenir énergétique pérenne à la Belgique et l'accessibilité financière des énergies, mais il souligne le rôle crucial joué à cet égard par un régulateur comme la CREG. Il considère qu'il est nécessaire de disposer d'un organe spécialisé capable d'examiner adéquatement et avec esprit critique toutes les hypothèses et tous les scénarios. Il considère cependant que ce renforcement du rôle du régulateur ressortit à la commission et échappe à la responsabilité d'Elia.

M. Soete conclut son intervention en posant trois questions concrètes à Elia. Il demande d'abord si Elia peut confirmer que l'estimation actuelle du coût du projet ne dépasse pas les huit milliards d'euros. Il renvoie à cet égard à la confidentialité qui est souvent invoquée, mais demande néanmoins les données les plus récentes concernant à la fois les options liées au courant alternatif (AC) et celles liées au courant direct (DC). Il fait observer que des estimations précédentes, datant de décembre 2024, se fondaient sur un coût compris entre sept et huit milliards d'euros, et il demande quelle est l'estimation la plus précise à l'heure actuelle.

Sa deuxième question concerne l'audit commandé par Elia à KPMG. Il souhaiterait savoir si cet audit a été commandé par le conseil d'administration ou par le management. M. Soete souligne la différence existant, dans une entreprise, entre le rôle du management et celui du conseil d'administration, et il se demande pourquoi les personnes qui ont commandé cet audit ne sont pas présentes à l'audition.

Sa dernière question porte sur les différents scénarios alternatifs qui ont été explorés pour l'île énergétique. Il demande quelle est aujourd'hui la variante privilégiée par Elia.

B. Réponses des invités

M. Frédéric Dunon, Chief Executive Officer Elia Transmission Belgium, commence par examiner la question de savoir si Elia privilégie l'une des variantes.

Het betreft een ingewikkelde beslissing, aangezien het een vergelijking inhoudt van projecten met een verschillende staat van maturiteit. Vandaag is het referentiescenario inderdaad dubbel zo duur dan oorspronkelijk voorzien, maar het is volledig “gederiskeerd”. Er is namelijk een akkoord met een regulator, er is een commerciële partner, en de contracten liggen ook op tafel. Daartegenover staat een variant (alternatief 3). Enerzijds is die variant duidelijk minder duur. De *Net Present Value* (NPV) is vandaag positiever dan de referentie, wat niet het geval was in 2021. Anderzijds zijn er meer risico's aan verbonden. Er is hierover namelijk nog geen akkoord met een regulator, noch is er een commerciële partner, evenmin liggen er contracten op tafel. We vergelijken – bij wijze van spreken – twee “beesten” die toch zeer verschillend zijn.

Volgens de heer Dunon betreft het een politieke afweging. Elia zal de informatie en expertise ter beschikking stellen om die varianten te vergelijken, waarbij talrijke varianten mogelijk zijn naargelang de tijd en scope. Elia kan hierbij geen voorkeur uitspreken. Het is ook niet de rol van Elia om over de energiemix van België te beslissen.

Ten tweede verduidelijkt de spreker wie de leiding heeft over de KPMG-analyse. Dat is het auditcomité, en niet het management.

Ten derde, wat betreft de totale kostprijs, zijn er twee invalshoeken mogelijk naargelang het risiconiveau. Afhankelijk van de probabiliteit (P50 of P80) van een evolutie van de prijsindexen, heb je een ander antwoord. Dat is ook de reden waarom veel cijfers circuleren. Er zijn middelen om ons te beschermen tegen die onzekerheid, zoals *hedging*. Dat laat toe om de risico's van een investering af te dekken via een andere investering. Dat brengt een kost met zich mee, die samen met de CREG moet worden besproken. Nu de cijfers erop plakken, is dus niet mogelijk. Overigens is de vraag naar de totale kostprijs intussen minder relevant dan een paar weken geleden, aangezien de pauzeknop werd ingedrukt.

Ten vierde is de heer Dunon het er niet mee eens dat zonder de lekken het DC-contract al zou ondertekend zijn. De raad van bestuur heeft in maart 2024 de vraag gesteld of er met de gegeven kostenstijging nog politieke steun was voor dit project. In de loop van vorig jaar werd dat bekeken samen met de overheden en de regulator. Uiteindelijk werd beslist om op de pauzeknop te duwen. Het was zeker geen optimaal proces, dat misschien te lang heeft geduurd in het begin. De spreker erkent dat vanuit Elia misschien te veel tijd werd genomen om de zaak verder te analyseren, beter te begrijpen, en met

Il s'agit d'une décision compliquée, puisqu'elle implique de comparer des projets qui ont atteint des degrés de maturité différents. Aujourd'hui, le scénario de référence est effectivement deux fois plus cher qu'initialement, mais il est complètement “dériské”. En effet, il y a un accord avec un régulateur, un partenaire commercial a été trouvé, et les contrats sont sur la table. Face à ce scénario figure une variante (l'alternative 3) qui, d'une part, est clairement moins chère, sa valeur actuelle nette (VAN) étant aujourd'hui plus positive que celle du scénario de référence (ce qui n'était pas le cas en 2021), mais qui, d'autre part, présente plus de risques. En effet, elle ne fait pas encore l'objet d'un accord avec un régulateur, et il n'y a ni partenaire commercial ni contrat sur la table. On pourrait donc dire que cela revient à comparer des pommes et des poires.

Selon M. Dunon, il s'agit d'un arbitrage politique. Elia mettra à disposition les informations et l'expertise nécessaires pour comparer ces variantes, nombre d'entre elles étant envisageables selon le calendrier et l'ampleur du projet. Elia ne peut pas exprimer de préférence à cet égard. Ce n'est pas non plus son rôle de décider du mix énergétique de la Belgique.

Deuxièmement, l'orateur précise que c'est le comité d'audit, et non le management, qui dirige l'analyse de KPMG.

Troisièmement, en ce qui concerne le coût total du projet, deux angles d'analyse sont envisageables en fonction du niveau de risque retenu. En effet, la réponse à cette question sera totalement différente selon la probabilité (P50 ou P80) d'une évolution des indices de prix. C'est aussi pourquoi de nombreux chiffres circulent. Il existe des outils pour nous prémunir contre cette incertitude, par exemple la couverture (*hedging*) qui permet de couvrir les risques liés à un investissement au moyen d'un autre investissement. Cela implique toutefois un coût qui devra être examiné conjointement avec la CREG. Il n'est donc pas possible de chiffrer aujourd'hui le coût du projet. Par ailleurs, cette question relative au coût total est moins pertinente qu'il y a quelques semaines, puisque le projet a été suspendu.

Quatrièmement, M. Dunon conteste qu'en l'absence de fuites dans la presse, le contrat relatif au courant continu aurait déjà été signé. En effet, en mars 2024, le conseil d'administration a demandé si ce projet bénéficiait encore d'un soutien politique, compte tenu de l'augmentation de son coût. Cette question a été examinée avec les autorités publiques et le régulateur au cours de l'année dernière, et il a finalement été décidé de suspendre le projet. Il est vrai que le processus était loin d'être optimal et qu'il a peut-être pris trop de temps au début. Elia fait son *mea culpa* et reconnaît que l'entreprise a peut-être

duidelijk en betrouwbare informatie te komen. Zo werden mogelijks een paar maanden verloren.

Ten vijfde werd de evolutie van het budget naar 3,6 miljard euro meegedeeld aan de bevoegde overheden, zowel aan de minister van de Noordzee als aan de minister van Energie. Er is vandaag geen goedkeuringsprocedure voorzien. Dat budget van 3,6 miljard euro werd ter informatie meegedeeld bij de besluitvorming in juli 2023 over het *Grid Design*.

Ten zesde, wat betreft de transparantie, wijst de heer Dunon op de wetgeving over gevoelige commerciële informatie. De contracten in het kader van een aanbestedingsprocedure zijn bijvoorbeeld vertrouwelijk. Daarentegen is het wel al mogelijk gebleken bij een eerdere gelegenheid in dit parlement om informatie in zijn totaliteit te delen, desgevallend via bepaalde procedures.

In dat verband is Elia het ook eens met de aanbeveling van de CREG om de transparantie te versterken bij de uitwerking van het federaal ontwikkelingsplan. De vraag is aan wie precies meer informatie kan worden meegedeeld over de kosten. Die pertinente vraag stelt zich ook bij de operationele opvolging van grote projecten. Enerzijds moet iedereen zijn rol kunnen spelen, zowel de gereguleerde als de regulator. Anderzijds kunnen complexe projecten van dag tot dag veranderen. Er moet dus een evenwicht zijn tussen de nodige transparantie en voortgang van de projecten.

Tot slot werd ook gepeild naar Elia's mening over de vermindering van de capaciteit in de offshore parken. Hierbij herhaalt de heer Dunon dat het niet de rol is van Elia om over de energiemix van België te beslissen. Elia moet ervoor zorgen dat de infrastructuur beschikbaar is.

De heer James Matthys-Donnadieu, Chief Customers, Markets and System Officer Elia Transmission Belgium, duidt verder wat het uitstel van Nautilus betekent voor de bevoorradingsveiligheid van het land. Nautilus zou 800 megawatt bijdragen aan de bevoorradingsveiligheid vanaf 2030 à 2031. Het uitstel van Nautilus verlaagt niet de noden van het Belgische systeem. Hieruit volgt – *ceteris paribus* – dat 800 megawatt moet worden gevonden in het capaciteitsremuneratiemechanisme (CRM). Hierover zal de *adequacy & flexibility study* duidelijkheid brengen, die Elia eind juni 2025 zal publiceren. Dat kadert in de wettelijke verplichting om tweejaarlijks een studie uit te voeren over de bevoorradingsveiligheid

pris trop de temps pour analyser et mieux comprendre certains éléments, et pour fournir des informations claires et fiables, ce qui a potentiellement fait perdre plusieurs mois.

Cinquièmement, l'évolution du budget, qui est passé à 3,6 milliards d'euros, a été communiquée aux autorités compétentes, à savoir les ministres de la mer du Nord et de l'Énergie. Aucune procédure d'approbation n'est prévue à l'heure actuelle. Ce budget de 3,6 milliards d'euros a été communiqué pour information au moment où a été prise la décision sur le *Grid design*, en juillet 2023.

Sixièmement, en ce qui concerne la transparence, M. Dunon renvoie à la législation relative aux informations commerciales sensibles. Par exemple, les contrats passés dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres sont confidentiels. En revanche, des informations ont déjà pu être partagées dans leur intégralité au sein de ce Parlement, le cas échéant en recourant à certaines procédures.

Dans ce contexte, Elia est d'accord avec la recommandation de la CREG visant à renforcer la transparence en ce qui concerne l'élaboration du plan de développement fédéral. La question est de savoir à qui les informations supplémentaires sur les coûts pourront être communiquées. Cette question pertinente se pose également dans le cadre du suivi opérationnel des grands projets. D'une part, chacun doit pouvoir jouer son rôle, tant le régulé que le régulateur. D'autre part, les projets complexes peuvent connaître des modifications d'un jour à l'autre. Il faut donc trouver un équilibre entre la nécessaire transparence et l'avancement des projets.

Enfin, Elia a été invité à donner son point de vue sur la réduction de la capacité des parcs offshore. M. Dunon rappelle à ce propos qu'il n'appartient pas à Elia de prendre des décisions concernant le bouquet énergétique de la Belgique. Le rôle d'Elia est de s'assurer que l'infrastructure est disponible.

M. James Matthys-Donnadieu, Chief Customers, Markets and System Officer Elia Transmission Belgium, revient sur les conséquences du report de Nautilus pour la sécurité d'approvisionnement du pays. Nautilus était appelé à contribuer à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 800 mégawatts à partir de 2030 ou 2031. Le report de Nautilus ne diminue pas pour autant les besoins du système belge. Il s'ensuit que, toutes choses étant égales par ailleurs, 800 MW devront être trouvés au sein du mécanisme de rémunération de capacité (MRC). Ceci fera l'objet de précisions dans l'étude intitulée *adequacy & flexibility study*, qui sera publiée par Elia d'ici la fin du mois de juin 2025. Celle-ci répond

en flexibiliteitsnoden. Voor die studie werd intussen alle input geconsulteerd en wordt binnenkort berekend wat de precieze impact is doorheen de tijd.

Daarnaast past het te benadrukken dat het federaal ontwikkelingsplan altijd uitvoerig wordt geconsulteerd door Elia. Het voortraject kent meer succes bij sommige edities dan bij andere. Dat doet geen afbreuk aan het transparante verloop, waarbij veel interactie plaatsvindt met de stakeholders. Dat zal des te meer het geval zijn in 2025, aangezien het traject wordt opgestart richting het volgende federaal ontwikkelingsplan voor de periode 2028-2038. Hierbij zal een *Task Force* zich bezighouden met de mogelijke scenario's. In 2027 moet het volgende federale ontwikkelingsplan worden goedgekeurd. Wetende dat de grote infrastructuurwerken tot en met 2035 al min of meer vastliggen, bepaalt dit plan de infrastructuur voor dit land na 2035. Er zullen dus fundamentele keuzes moeten gemaakt worden, zoals bijvoorbeeld over het productieniveau en het aantal interconnecties. Wat niet in het plan staat, kan niet worden gerealiseerd. Wat erin staat – en dat kan duur zijn in sommige omstandigheden, kan wel. De spreker nodigt tot slot iedereen uit om deel te nemen aan het voortraject, zodat het plan de oriëntaties weerspiegelt die de maatschappij wenst.

De heer Mark Berger, Chief Infrastructure Officer Elia Transmission Belgium, duidt dat de reeds gemaakte kosten betrekking hebben op het AC-gedeelte. Een deel van de kosten betreffen *Free Issue Materials* (FIM). Dat zijn materialen die afgeroepen worden op raamcontracten die Elia heeft gesloten. Wanneer de scope van het project verandert, zowel wat betreft het AC- als in het DC-gedeelte, zijn dat kosten die uiteraard niet zullen plaatsvinden. De spreker kan hierbij niet garanderen dat er geen enkele *sunk costs* zullen zijn. Dat hangt af van (i) hoe die contracten waar we effectief engagementen hebben, veranderd zijn, en (ii) hoe de contractant daar tegenover gaat reageren.

In dat verband legt de spreker uit dat het in principe mogelijk is om alles te realiseren in AC, maar dat hierbij rekening moet worden gehouden met de fysieke beperkingen. Zoals uiteengezet door de consultants van DNV, bepaalt de gebruikte technologie (wisselstroom (AC), of gelijkstroom (DC)) de plaats die nodig is voor de infrastructuur op zee (resp. meer of minder plaats). Wanneer alles in AC zou worden gerealiseerd, is er niet voldoende plaats beschikbaar op basis van het huidige maritiem ruimtelijk plan (MRP). Bij de contacten over het volgende MRP wordt aan Elia gevraagd om de bestaande corridors waar kabels liggen, te verkleinen. Er is dus nog

à l'obligation légale de réaliser une étude bisannuelle sur la sécurité d'approvisionnement et les besoins en flexibilité. Toutes les contributions à cette étude ont entre-temps été consultées et l'impact exact dans le temps sera prochainement calculé.

Il convient également de souligner qu'Elia consulte toujours en détail le plan de développement fédéral. La phase préliminaire a plus de succès dans certaines éditions que dans d'autres. Cela n'enlève rien à la transparence du processus, qui implique de nombreuses interactions avec les parties prenantes. Ce sera d'autant plus vrai en 2025, qui marquera le lancement de la phase menant au prochain plan de développement fédéral pour la période 2028-2038. Ce faisant, une *task force* se penchera sur les scénarios possibles. Le prochain plan de développement fédéral devra être approuvé en 2027. Sachant que les principaux travaux d'infrastructure jusqu'en 2035 inclus sont déjà plus ou moins fixés, ce plan définira l'infrastructure de notre pays après 2035. Des choix fondamentaux devront donc être faits, notamment en ce qui concerne le niveau de production et le nombre d'interconnexions. Ce qui ne figurera pas dans le plan ne pourra pas être réalisé. Ce qui s'y trouvera – et qui risque de se révéler onéreux dans certaines circonstances – pourra être mis en œuvre. L'orateur conclut en invitant chacun à participer à la phase préliminaire pour que le plan reflète les orientations souhaitées par la société.

M. Mark Berger, Chief Infrastructure Officer Elia Transmission Belgium, indique que les coûts déjà engagés concernent la partie AC (*alternative current*). Une partie des coûts est liée aux *Free Issue Materials* (FIM). Il s'agit de matériaux mentionnés dans les contrats-cadres conclus par Elia. Il va de soi que ces coûts ne seront pas engagés si la portée du projet évolue, tant en ce qui concerne la partie AC que la partie DC (*direct current*). L'orateur ne peut pas garantir qu'il n'y aura pas de coûts irrécupérables (*sunk costs*) en la matière. Cela dépendra (i) des changements que connaîtront les contrats pour lesquels nous avons effectivement des engagements, et (ii) de la réaction du cocontractant.

À cet égard, l'orateur explique qu'en principe, il est possible de tout réaliser en courant alternatif (AC), mais qu'il faut tenir compte des limitations physiques. Comme l'ont expliqué les consultants de DNV, la technologie utilisée (AC ou DC) détermine l'espace requis pour l'infrastructure offshore (respectivement, plus ou moins d'espace). Si tout devait être réalisé en AC, l'actuel plan d'aménagement des espaces marins ne permettrait pas de disposer de l'espace suffisant. Lors des contacts préalables au prochain plan d'aménagement, il sera demandé à Elia de réduire les corridors existants qui abritent actuellement les câbles. Il reste donc nécessaire

een debat nodig om te bekijken of het effectief mogelijk is om alles in AC te realiseren.

Vervolgens behandelt de spreker de vraag over de *split-node*. Hierbij weerlegt hij een verkeerde interpretatie van het persbericht dat Elia vandaag publiceerde. Dat persbericht betreft de opdracht die is gegeven aan KPMG. Het betekent niet dat Elia wenst terug te komen op haar beslissing. Bij de huidige scope van het project wordt in een eerste fase sowieso uitgebaat in *split-node*. Trouwens, de kosten voor *single-node* zijn tot nu toe optioneel in het contract, en maken dus geen deel uit van de kosten waar op dit moment mee rekening wordt houden.

Verder behandelt de spreker de vragen die verband houden met het Ventilus-project. Wanneer Ventilus niet kan worden gerealiseerd, dan is er geen ontwikkeling van de offshore capaciteit in België. Het Ventilus-project is dus een *must*. De voortgangstatus van het Ventilus- en het *Boucle du Hainaut*-project bepaalt het aantal concessies dat kan worden aangesloten. Met het Ventilus-project alleen zou slechts de eerste concessie van 700 megawatt kunnen worden aangesloten. Om de twee andere concessies – zoals vandaag voorzien – te kunnen aansluiten, moet het *Boucle du Hainaut*-project absoluut worden gerealiseerd. Overigens lijken de bevoegde instanties de gunning van de concessies te koppelen aan de status van de vergunningen voor beide projecten.

Tijdens een vorige hoorzitting kwam al de vraag aan bod over de evolutie van 3,6 miljard euro naar 7,2 miljard euro eind 2024. Waarom werd die evolutie zo laat gecommuniceerd? De eerste offertes voor het DC-gedeelte werden ontvangen eind 2023. Bij het onderzoek van de offertes werd duidelijk dat het geschatte budget aanzienlijk werd overschreden.

Hierbij wordt geopperd dat die budgetoverschrijding zou te wijten zijn aan Elia, die – als het ware – zou gekozen hebben voor oplossingen van het type “Rolls-Royce”. De spreker wijst erop dat de twee investeringen, zowel onshore als offshore, op dit moment 3,5 gigawatt betreffen. Dat is in feite meer dan 30 % van de gemiddelde consumptie in België. Wanneer Elia bij de elektrische backbone niet de nodige redundantie zou voorzien, zou ze tekortkomen aan haar missie als netbeheerder.

Overigens was er recent een offshore defect bij een van de eerste aansluitingen. Het betrof een vermogen dat tien keer kleiner is dan hetgeen we nu willen installeren. Dankzij de voorziene redundantie konden de kosten van het *curtailment* (40 miljoen euro) worden vermeden. Elia

d'examiner s'il est effectivement possible de réaliser l'ensemble en courant alternatif (AC).

L'orateur répond ensuite à la question qui concerne le *split-node*. Ce faisant, il souligne que le communiqué de presse publié ce jour par Elia n'a pas été interprété correctement. Ce communiqué de presse a trait à la mission confiée à KPMG. Il ne signifie pas qu'Elia souhaite revenir sur sa décision. Il résulte de la portée actuelle du projet que la première phase sera de toute façon exploitée en *split-node*. Par ailleurs, les coûts liés au *single-node* sont jusqu'à présent mentionnés par le contrat comme étant facultatifs et ne sont donc pas inclus dans les coûts actuellement pris en compte.

L'orateur répond ensuite aux questions relatives au projet Ventilus. Si Ventilus ne peut être réalisé, il n'y aura pas de développement de la capacité offshore en Belgique. Le projet Ventilus est donc indispensable. L'état d'avancement des projets Ventilus et Boucle du Hainaut détermine le nombre de concessions qui peuvent être raccordées. À lui seul, le projet Ventilus pourrait uniquement permettre le raccordement de la première concession de 700 mégawatts. La réalisation du projet Boucle du Hainaut est absolument nécessaire au raccordement des deux autres concessions prévu actuellement. Par ailleurs, les autorités compétentes semblent lier l'attribution des concessions au statut des permis relatifs aux deux projets.

Lors d'une audition précédente, la question du passage de 3,6 milliards d'euros à 7,2 milliards d'euros pour la fin 2024 a déjà été abordée. Pourquoi cette augmentation a-t-elle été communiquée si tard? Les premiers appels d'offres pour la partie DC ont été reçus fin 2023. Lors de l'analyse des offres, il est apparu que le budget estimé avait été largement dépassé.

Le dépassement budgétaire serait imputable à Elia, qui aurait vraisemblablement opté pour des solutions haut de gamme, façon Rolls-Royce. L'orateur souligne que les deux investissements, *onshore* comme *offshore*, concernent actuellement 3,5 gigawatts, soit plus de 30 % de la consommation moyenne en Belgique. Si Elia ne prévoit pas la redondance nécessaire pour la colonne vertébrale du réseau électrique, elle faillira à sa mission de gestionnaire de réseau.

Par ailleurs, une panne offshore s'est récemment produite pendant l'une des premières connexions. Elle concernait une capacité dix fois inférieure à celle dont l'installation est aujourd'hui prévue. Grâce à la redondance prévue, les frais liés à la réduction de production

staat open voor het debat om de redundantie te herzien, maar benadrukt de mogelijke gevolgen hiervan.

Tot slot heeft de heer Dunon al aangegeven hoeveel het uitstel van het DC-gedeelte kost. Het is een vraag die moeilijk is te beantwoorden, gelet op de afhankelijkheid van het gekozen risiconiveau.

De heer Frédéric Dunon, Chief Executive Officer Elia Transmission Belgium, kadert verder de impact op de kosten voor de bedrijven en huishoudens. De specifieke keuzes moeten worden bekeken binnen het gehele systeem. Het gaat niet enkel over offshore, maar over de energiemix van België. Dat vormt het voorwerp van het volgende federaal ontwikkelingsplan.

Wat betreft het uitstel van het DC-gedeelte, vult de heer Dunon aan dat de geschatte impact ongeveer drie jaar bedraagt – indien zou worden beslist om het te realiseren.

Verder garandeert de heer Dunon dat Elia kostenbewust handelt. Er zijn bepaalde procedures om de kosten te beheersen. Dat geldt voor het hele investeringsportfolio. Daarnaast evolueert de markt naar een *supplier market*, waar meer kosten en prijsindexen ten laste komen van de aankoper. In dat verband versterkt Elia haar aankoopdienst om die evolutie op te volgen.

Tot slot, wat betreft de vraag over het gereguleerd actief (*Regulatory Asset Base*; RAB), is er geen *incentive* bij Elia om bijkomende investeringen te voorzien. Ten eerste is er geen impact op de *return on equity*. Ten tweede is de maatschappelijke reputatie cruciaal; er mag geen misbruik zijn van het monopolie. Ten derde is het vandaag nog meer een uitdaging om alle projecten te financieren.

De heer Andreas Tirez, Energy Expert Febeliec, geeft aan dat de industrie klimaatneutraal moet worden. Er is dus onder meer nood aan offshore windenergie, maar dan wel tegen de laagste systeemkost. Aangezien de contracten zijn getekend, moet worden verdergegaan met de aansluiting via AC. De DC-converter is daarentegen veel te duur.

Zoals weergegeven in de *back up-slides* van de presentatie, heeft Febeliec een analyse gemaakt van de kosten die zijn verbonden aan de verschillende technologieën. Daarvoor werd het model van Elia gebruikt, met de inputdata die Elia consulterde voor haar *blueprint study* uit 2024 (*“Belgian Electricity System*

d'énergie (40 millions d'euros) ont pu être évités. Elia est ouvert au débat sur la révision de la redondance, tout en soulignant qu'il peut y avoir des conséquences.

Enfin, M. Dunon a déjà indiqué combien coûterait le report de la partie DC. Il s'agit d'une question complexe, car la réponse dépend du niveau de risque que l'on choisit d'assumer.

M. Frédéric Dunon, Chief Executive Officer d'Elia Transmission Belgium, évoque ensuite l'impact financier pour les entreprises et les ménages. Les choix spécifiques doivent être analysés dans le cadre du système énergétique dans son ensemble. Il ne s'agit pas seulement de l'offshore, mais du mix énergétique de la Belgique. Cette question fera l'objet du prochain plan de développement fédéral.

S'agissant du report de la partie DC, M. Dunon précise que si cette décision est prise, l'impact est estimé à trois ans.

En outre, M. Dunon garantit qu'Elia agit en tenant compte des coûts. Certaines procédures permettent de les contrôler. Celles-ci s'appliquent à l'ensemble du portefeuille d'investissement. Le marché évolue d'ailleurs vers un marché de fournisseurs (*supplier market*), où davantage de coûts et d'indices de prix sont supportés par les acheteurs. Elia renforce donc son service achats afin de suivre cette évolution.

Enfin, concernant la question de l'actif régulé (*Regulatory Asset Base*, RAB), Elia n'a aucun intérêt à effectuer des investissements supplémentaires. Premièrement, ces investissements n'ont aucune incidence sur le rendement sur fonds propres (*return on equity*). Deuxièmement, la réputation sociétale est essentielle, et tout abus de monopole doit être évité. Troisièmement, il est aujourd'hui encore plus difficile de financer l'ensemble des projets.

M. Andreas Tirez, Energy expert Febeliec, indique que l'industrie doit devenir climatiquement neutre. Il est donc essentiel de recourir notamment à l'énergie éolienne offshore, à condition d'en minimiser le coût systémique. Les contrats ayant été signés, la connexion en courant alternatif (AC) doit se poursuivre. En revanche, le convertisseur DC reste bien trop coûteux.

Comme l'illustrent les *back up-slides*, Febeliec a réalisé une analyse des coûts associés aux différentes technologies. Pour ce faire, elle s'est appuyée sur le modèle d'Elia ainsi que sur les données d'entrée utilisées par l'entreprise dans le cadre de son étude *Blueprint 2024* (*“Belgian Electricity System Blueprint 2035-2050”*).

Blueprint 2035-2050”). Hierbij werden enkele inputdata gewijzigd, bijvoorbeeld wat betreft de brandstofkost bij nucleaire energie. Daarnaast werd het model berekend vanuit (i) een investeerdersperspectief, met een WACC (*Weighted average cost of capital*) van 7 %, en (ii) vanuit een maatschappelijk perspectief, met een SDR (*Social discount rate*) van 3,5 %.

Uit die kostenanalyse blijkt dat de verlenging van de kerncentrales geldt als de goedkoopste optie, als je de kerncentrales veilig kan verlengen. Het betreft minder dan 60 euro/MWh. Dat is minder dan de helft dan de kostenberekening voor offshore windenergie. Om de kerncentrales te verlengen heeft de vorige regering gekozen voor een onderhandeling met Engie. Daarnaast is het ook een optie om, zoals gebeurd is voor de strategische reserve, wettelijk te bepalen dat bepaalde installaties moeten blijven in het systeem voor de bevoorradingszekerheid.

Daarnaast is de vraag gerezen hoe de *windfall profits* kunnen worden vermeden. Zoals al vaak aangehaald, is er meer transparantie nodig. Er is ook een cap nodig bij de connectie van windparken, zoals dat reeds het geval is bij het bouwen van windparken. Verder moet de CREG sterkere bevoegdheden krijgen betreffende de investeringen van Elia. Bij het federaal ontwikkelingsplan is er bijvoorbeeld enkel een niet-bindend advies vereist van de CREG. Dat zou een goedkeuringstoezicht moeten worden.

De voormelde kostenanalyse omvat ook de SMR-technologie (*Small modular reactor*). Het betreft een kostenschatting voor kleine modulaire reactoren, die nog moeten gebouwd worden. Hierbij werd gerekend met: (i) een CAPEX van 9000 euro/kW voor een SMR (in plaats van 7500 euro/kW voor grote nucleaire installaties), en (ii) met een bouwtijd van tien jaar. Hierbij is er opnieuw een verschillend resultaat naargelang het investeerders- of maatschappelijk perspectief (resp. 144 en 83 euro/MWh).

De heer Michaël Van Bossuyt, Senior Energy & Policy Advisor Febeliec, duidt de impact van de hoge energieprijzen. Hij verwijst naar de cijfers van de CREG die de impact weergeven van de *Modular Offshore Grid* (MOG II); die cijfers omvatten niet de kosten van de windparken en/of offshore interconnecties die op MOG II zullen worden aangesloten. De prijs per MWh is voor de bedrijven bijna verdubbeld. Bovendien worden de totale kosten ten laste van de gebruikers begroot op 800 miljoen euro per jaar,

Certaines de ces données ont été ajustées, notamment en ce qui concerne le coût du combustible pour l'énergie nucléaire. De plus, le modèle a été calculé à partir (i) du point de vue de l'investisseur, sur la base d'un WACC (*Weighted average cost of capital* – coût moyen pondéré du capital) de 7 %, et (ii) du point de vue sociétal, sur la base d'un SDR (*Social discount rate* – taux d'actualisation social) de 3,5 %.

L'analyse des coûts révèle que la prolongation des centrales nucléaires constitue l'option la moins onéreuse, à condition que cette prolongation soit réalisée en toute sécurité. Elle coûterait ainsi moins de 60 euros/MWh, soit moins de la moitié du coût estimé pour l'éolien offshore. Afin de réaliser cette prolongation, le gouvernement précédent a opté pour une négociation avec Engie. Par ailleurs, il est également possible, comme cela a été fait pour la réserve stratégique, d'introduire par voie législative l'obligation de maintenir certaines installations dans le système pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

La volonté d'éviter les profits exceptionnels (*windfall profits*) a également été soulevée. Comme cela a déjà souvent été souligné, une plus grande transparence est nécessaire. Il est également essentiel d'instaurer un plafonnement pour la connexion des parcs éoliens, à l'instar de ce qui est déjà en place pour leur construction. De plus, la CREG devrait disposer de compétences renforcées en ce qui concerne les investissements d'Elia. Dans le cadre du plan de développement fédéral, par exemple, seul un avis non contraignant de la CREG est requis. Cet avis devrait être remplacé par un contrôle d'approbation.

L'analyse des coûts mentionnée porte également sur la technologie SMR (*Small modular reactor*). Il s'agit d'une estimation des coûts associés aux petits réacteurs modulaires qui doivent encore être construits. Les calculs ont été effectués sur la base (i) d'un CAPEX de 9000 euros/kW pour un SMR (contre 7500 euros/kW pour les grandes installations nucléaires) et (ii) d'un délai de construction de dix ans. Une fois de plus, le résultat varie selon que l'on se place du point de vue de l'investisseur ou du point de vue de la société (avec des valeurs respectives de 144 et 83 euros/MWh).

M. Michaël Van Bossuyt, Senior Energy & Policy Advisor Febeliec, commente l'impact des prix élevés de l'énergie. Il renvoie aux chiffres de la CREG qui reflètent l'impact du *Modular Offshore Grid* (MOG). Ces chiffres n'incluent pas les coûts des parcs éoliens et/ou des interconnexions *offshore* qui seront raccordés au MOG II. Le prix par MWh a pratiquement doublé pour les entreprises. En outre, les coûts totaux à charge des utilisateurs sont estimés à 800 millions d'euros par

wat tot enkele jaren het gehele budget van Elia betrof. Dat plaatst de zaken in perspectief.

Kortom, het is belangrijk om onnodige kosten te vermijden om de competitiviteit van de industrie te vrijwaren. Febeliec is niet tegen investeringen in het netwerk. Integendeel, Febeliec is beducht voor een explosie van de kosten.

De heer Koen Locquet, voorzitter van het Directiecomité CREG, haalt de noodzaak aan om het tariefkader aan te passen door middel van de tarifaire methodologie. De CREG stelt voor om een tarifaire richtlijn in de wet op te nemen, wat volgens de spreker meer moreel gewicht zou toevoegen aan de louter tarifaire bevoegdheid van de CREG zelf. Deze richtlijn zou van toepassing zijn op alle TSO's en zou moeten voorzien dat, wanneer nader te bepalen grenzen worden overschreden, dit impact heeft op de vergoeding van de TSO.

De spreker verwijst naar de timing van het finale KPMG-rapport en naar het feit dat deze een stijging van de kosten met 1 miljard euro aangeeft, hoewel de CREG een hoger bedrag heeft berekend. Hij legt ook uit dat de CREG haar initiële bevindingen in 2024, inzake de enorme stijging van de kosten aan de minister heeft gericht, omdat dit de beslissingsinstantie is in het dossier.

Inzake de controlebevoegdheden van de CREG, geeft de heer Locquet aan dat de CREG reeds in haar memorandum van 2019 en 2020 melding heeft gemaakt van de problematiek van haar te beperkte bevoegdheden in het kader van de totstandkoming van het ontwikkelingsplan (en de impact op de kosten).

Wat de impact op de factuur voor residentiële klanten betreft, bedraagt dit 9,8 euro/MWh, wat neerkomt op ongeveer 34,4 euro per jaar. Voor grote industriële klanten bedraagt dit 4,45 euro/MWh.

De heer Locquet benadrukt dat de CREG niet tegen de energietransitie is en de *security of supply* niet in vraag stelt. Hij bespreekt variant 3 zoals voorgesteld door Elia als een mogelijke oplossing, rekening houdend met de kosten voor de consument en een aantal randvoorwaarden die nog moeten worden vervuld. Hij concludeert dat de informatie in het rapport nuttig kan zijn voor de beleidsmakers om weloverwogen keuzes te maken.

Tot slot verwijst de spreker naar de vergadering van de raad van bestuur van Elia van maart 2024, waarbij het management werd gevraagd contact op te nemen met de regulator. Hij preciseert dat het management niet is ingegaan op dat verzoek.

an. Ce montant représentait le budget total d'Elia il y a quelques années, ce qui remet les choses en perspective.

En résumé, il importe d'éviter les coûts inutiles afin de préserver la compétitivité de l'industrie. Febeliec ne s'oppose pas aux investissements dans le réseau, au contraire. Febeliec craint en revanche une explosion des coûts.

M. Koen Locquet, président du Comité de direction de la CREG, évoque la nécessité d'adapter le cadre tarifaire en appliquant la méthodologie tarifaire. La CREG propose d'inscrire une directive tarifaire dans la loi. Selon l'orateur, cela ajouterait un poids moral supplémentaire à la simple compétence tarifaire de la CREG elle-même. Cette directive s'appliquerait à l'ensemble des GRT et devrait prévoir que, si certaines limites restant à préciser sont dépassées, cela impactera la rémunération du GRT.

L'intervenant renvoie au timing du rapport final de KPMG et au fait que celui-ci mentionne une hausse des coûts d'un milliard d'euros, bien que la CREG ait calculé un montant plus élevé. Il explique également que la CREG a transmis ses constatations initiales en 2024, concernant l'augmentation considérable des coûts au ministre, car c'est l'organe de décision dans ce dossier.

En ce qui concerne les pouvoirs de contrôle de la CREG, M. Locquet indique que la CREG avait déjà mentionné, dans son memorandum en 2019 et en 2020, la problématique des limites de ses compétences dans le cadre de l'élaboration du plan de développement (et l'impact sur les coûts).

En ce qui concerne l'impact tarifaire pour les clients résidentiels, il s'élève à 9,8 euros/MWh, ce qui revient à environ 34,4 euros par an. Pour les gros clients industriels, cet impact s'élève à 4,45 euros/MWh.

M. Locquet souligne que la CREG n'est pas opposée à la transition énergétique et ne remet pas la sécurité d'approvisionnement en question. Il évoque la variante 3 proposée par Elia comme une solution possible, compte tenu des coûts pour le consommateur et de plusieurs conditions préalables qui doivent encore être remplies. Il conclut en indiquant que les informations figurant dans le rapport peuvent aider les décideurs politiques à faire des choix éclairés.

Enfin, l'orateur renvoie à la réunion du conseil d'administration d'Elia de mars 2024 au cours de laquelle le management a été invité à contacter le régulateur. Il précise que le management n'a pas donné suite à cette demande.

De heer Cornelis A. Plet, consultant DNV, gaat in op de noodzaak van redundantie in *offshore* transmissietoepassingen. Hij legt uit dat netwerken op land vaak worden ontworpen met N-1 of N-2 redundantie. Dit betekent dat respectievelijk één of twee hoofdcomponenten, zoals een lijn of transformator, uit operatie kunnen zijn zonder de continue stroomtoevoer te beïnvloeden. Dit is mogelijk bij storingen of tijdens onderhoudswerkzaamheden. *Offshore* is apparatuur echter significant duurder, waardoor men streeft naar zo min mogelijk apparatuur.

De spreker benadrukt dat in *offshore* windtoepassingen een analyse wordt uitgevoerd om de kosten van extra apparatuur die nodig is voor redundantie af te wegen tegen de voordelen die daaruit voortvloeien. Extra kosten kunnen bijvoorbeeld een extra parallelle kabel zijn die doorgaans niet wordt gebruikt, maar bij een storing kan worden ingezet om de continuïteit van de stroomtoevoer te waarborgen. Een andere mogelijkheid is het aanleggen van extra verbindingen tussen exportkabels *offshore*, zoals de 220 kV *busbars* die in het huidige ontwerp zijn geïnstalleerd en de verbindingen daartussen om een *single AC node* te creëren.

De voordelen van redundantie worden vaak uitgedrukt in termen van *expected energy not transmitted*. Dit houdt in dat men berekent hoeveel energie gemiddeld per jaar niet kan worden getransporteerd door een gemiddelde storing. Hierbij wordt gekeken naar de waarschijnlijkheid van storingen, de faalkansen van verschillende componenten, de gemiddelde duur van storingen en de tijd die nodig is om een kabel te repareren. Daarnaast wordt de redundante capaciteit van het systeem tijdens een storing geanalyseerd, evenals de verwachte windenergieproductie tijdens storingsperiodes.

De heer Plet preciseert dat *offshore* vrijwel nooit extra exportcapaciteit wordt toegepast vanwege de hoge kosten van een extra kabel of van een dikkere kabel. In plaats daarvan worden vaak verbindingen gelegd tussen parallelle exportkabels om bij een storing de vermogensstromen via een andere kabel naar land te kunnen leiden. Dit kan de beschikbaarheid verbeteren bij lagere windsnelheden, waarbij de capaciteit van de gezonde kabels niet wordt overschreden.

De spreker verduidelijkt vervolgens de keuze tussen *normally open*- en *normally closed*-verbindingen. *Normally open*-verbindingen worden pas geactiveerd na een storing, terwijl *normally closed*-verbindingen altijd

M. Cornelis A. Plet, consultant DNV, aborde la question de la nécessité de redondance dans les applications *offshore*. Il explique que les réseaux terrestres sont souvent conçus avec une redondance N-1 ou N-2. Cela signifie que, selon le cas, un composant essentiel ou deux composants essentiels, tels qu'une ligne ou un transformateur, peuvent être hors service sans influencer l'alimentation continue en électricité, ce qui peut arriver en cas de perturbations ou durant des travaux de maintenance. L'équipement en mer étant toutefois nettement plus cher, l'objectif est de le réduire autant que possible.

L'orateur souligne que, pour les applications éoliennes en mer, une analyse est réalisée afin de mettre en balance les coûts de l'équipement supplémentaire et les avantages qu'ils présentent. Des coûts supplémentaires peuvent, par exemple, résulter du placement d'un câble parallèle supplémentaire généralement non utilisé, mais qui peut être mis en service en cas de perturbation afin de garantir la continuité de l'alimentation électrique. Une autre possibilité consiste à installer des connexions supplémentaires entre des câbles d'exportation en mer, telles que les jeux de barres de 220 kV installés dans le projet actuel, et leurs interconnexions afin de créer un nœud AC unique.

Les avantages de la redondance sont souvent exprimés en volume prévu d'énergie non transmise (*expected energy not transmitted*). Cette unité exprime le volume moyen d'énergie qui ne peut pas être transportée annuellement en raison d'une perturbation moyenne. Ce calcul tient compte de la probabilité des perturbations, des risques de défaillance de différents composants, de la durée moyenne des perturbations et du temps nécessaire pour réparer un câble. En outre, la capacité redondante du système durant une perturbation est analysée, ainsi que la production d'énergie éolienne prévue au cours des périodes de perturbation.

M. Plet précise qu'aucune capacité d'exportation supplémentaire n'est pratiquement jamais prévue pour les installations en mer en raison des coûts élevés qu'entraînerait le placement d'un câble supplémentaire ou d'un câble plus gros. À la place, des connexions sont souvent installées entre les câbles d'exportation parallèles afin de pouvoir acheminer les flux d'électricité à terre à l'aide d'un autre câble en cas de perturbation. Cette méthode permet d'améliorer la disponibilité, si les vitesses du vent sont faibles, sans dépasser la capacité des câbles sains.

L'orateur précise ensuite le choix entre des connexions normalement ouvertes (*normally open*) et normalement fermées (*normally closed*). Les connexions normalement ouvertes ne sont activées qu'après une perturbation,

operationeel zijn, maar een grotere kans op storingen creëren. Hij illustreert dit aan de hand van het huidige ontwerp, waar de *offshore* windmolenparken telkens in blokken van drie maal 350 MW op één *busbar* zijn verbonden. Bij een kortsluiting in deze *busbar* kan bijgevolg een gigawatt aan vermogen verloren gaan. Het is daarom belangrijk om beveiligingssystemen goed te testen en af te stemmen om selectieve afschakeling te garanderen.

De spreker concludeert dat een beschikbaarheidsstudie nodig is om de juiste balans te vinden tussen kosten en redundantie. In *offshore* toepassingen wordt vaak een lichte mate van redundantie ingebouwd door enkelvoudige *busbars* met schakelaars te gebruiken, zodat de kans op uitval tijdens normaal bedrijf zo klein mogelijk is. Hij wijst erop dat deze aanpak ook door andere Europese netwerkbedrijven voor *offshore* toepassingen wordt toegepast.

Mevrouw Sigrid Jourdain, directeur Controle op de prijzen en de rekeningen CREG, geeft aan de introductie van een tarifaire richtlijn voldoende motivatie zou moeten bieden aan Elia om de tarifaire methodologie te verbeteren, beter te budgetteren en actief te communiceren over de geïdentificeerde kosten.

Wat betreft het mogelijks verwerpen van een aantal kosten, merkt de spreekster op dat de huidige fondsen van de transmissienetbeheerder lager zijn dan de meerkosten die in het kader van de MOC II werden geïdentificeerd. Om de continuïteit van de activiteiten van Elia te garanderen, moet de CREG proactief de evolutie van het budget in de gaten houden en tijdig alarm slaan bij stijgende prijzen.

Gezien de beperkte bevoegdheden van de CREG bij de goedkeuring van het ontwikkelingsplan, worden de investeringsprojecten van Elia momenteel door de CREG hoofdzakelijk opgevolgd vanuit haar tarifaire bevoegdheden. De CREG keurt de budgetten van Elia *ex ante* goed. Indien Elia niet communiceert in geval van kostenoverschrijdingen, bestaat momenteel het risico dat de problemen pas *ex post* worden geconstateerd, op het moment dus dat de kosten al werden gemaakt. De CREG heeft daarom opnieuw aanbevelingen gedaan om dit in de toekomst te voorkomen.

Een nieuwe tariefmethodologie, die de rentabiliteit definieert, wordt ontwikkeld voor de periode 2028-2031. De werkzaamheden hiervoor zullen nog dit jaar beginnen.

tandis que les connexions normalement fermées sont toujours opérationnelles, mais présentent un risque plus élevé de perturbations. L'orateur illustre son propos en évoquant le projet actuel, dans lequel les parcs éoliens en mer sont chaque fois reliés en blocs de trois fois 350 MW sur un jeu de barres. En cas de court-circuit dans ce jeu de barres, un gigawatt peut donc être perdu. C'est pourquoi il importe de bien tester et d'harmoniser correctement les systèmes de sécurisation afin de garantir une déconnexion sélective.

L'orateur conclut en indiquant qu'une étude de disponibilité est nécessaire pour trouver le bon équilibre entre les coûts et la redondance. Dans les applications en mer, une petite marge de redondance est souvent incorporée en utilisant des jeux de barres simples équipés d'interrupteurs afin que le risque de défaillance durant un fonctionnement normal soit réduit le plus possible. Il souligne que cette approche est également appliquée, pour les installations en mer, par d'autres entreprises européennes actives dans le domaine des réseaux.

Mme Sigrid Jourdain, directrice Contrôle des prix et des comptes de la CREG, indique que l'introduction d'une ligne directrice tarifaire devrait être un motif suffisant pour inciter Elia à améliorer sa méthodologie tarifaire et sa budgétisation et à communiquer activement sur les coûts identifiés.

Concernant le rejet possible de certains coûts, l'oratrice relève que les fonds actuels du gestionnaire de réseau de transport sont inférieurs aux surcoûts identifiés dans le cadre du MOG II. Pour garantir la pérennité des activités d'Elia, la CREG n'a d'autre choix que de contrôler de manière proactive l'évolution du budget et de tirer la sonnette d'alarme à temps en cas de hausse des prix.

Eu égard à ses compétences limitées en matière d'approbation du plan de développement, c'est principalement dans le cadre de ses compétences tarifaires que la CREG suit aujourd'hui les projets d'investissement d'Elia. La CREG approuve les budgets d'Elia *ex ante*. Dans la situation actuelle, si Elia ne signale pas les dépassements de coûts éventuels, les problèmes risquent de n'être détectés qu'*ex post*, c'est-à-dire lorsque les dépenses auront déjà été effectuées. La CREG a donc formulé de nouvelles recommandations afin d'éviter que cela se produise.

Une nouvelle méthodologie tarifaire visant à définir la rentabilité sera développée pour la période 2028-2031. Les travaux y afférents débiteront dès cette année.

Tot slot bemerkt mevrouw Jourdain dat uit de analyse die met de consultant werd uitgevoerd, blijkt dat er een grote redundantie is op het niveau van het *onshore* station van Ventilus, vergelijkbaar met die op het niveau van het MOG II.

De heer Laurent Jacquet, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt CREG, preciseert dat, wat de transparantie van de informatie die Elia verstrekt betreft, er twee periodes kunnen worden onderscheiden. Tot oktober 2024 was de situatie moeilijk, met beperkte en partiële informatie. Na oktober is er echter een duidelijke verandering zichtbaar, waarbij Elia veel meer toegang tot informatie biedt, soms zelfs een zondvloed aan informatie.

De heer Jacquet verwijst naar het KPMG-rapport, waarvan de voorlopige conclusies eind november werden verwacht, maar waarvan de definitieve bevindingen slechts de dag voor deze commissievergadering werden ontvangen. Hij uit zijn bezorgdheid over het feit dat de CREG niet de kans heeft gehad om het rapport in detail te analyseren. De CREG was ook verrast door het feit dat drie kranten de meerkosten ten belope van 800 miljoen euro toeschrijven aan de designkeuzes van Elia. De spreker benadrukt dat er dus nog veel werk is op het gebied van communicatie en transparantie, ondanks de verbeteringen die sinds oktober 2024 worden waargenomen.

Wat de designkeuzes van Elia betreft, zoals de verandering van 1,4 GW naar 2 GW en de keuze voor een *single-node* configuratie, moet onderzocht worden of de federale regering hiermee effectief heeft ingestemd. Het is belangrijk om te weten of in het dossier dat aan de Ministerraad werd voorgelegd, de keuze voor het technisch ontwerp duidelijk werd gedetailleerd en of dit dossier door gekwalificeerde experts werd geanalyseerd om eventuele aanbevelingen te formuleren. De spreker stelt dat overheden een diepgaande kennis moeten hebben van ontwerpwijzigingen en met volle kennis van zaken, hetzij via hun eigen diensten, hetzij via gespecialiseerde consultants, beslissingen moeten kunnen nemen.

Tot slot geeft de heer Jacquet nog mee dat, wat de dichtheid van de windparken in de Princesse Elisabeth-zone betreft, de CREG al lang van mening is dat 3,5 GW te veel is en geen evenwicht biedt tussen investeringen en rendement. Dit standpunt wordt ook bijgetreden door een in *offshore* windmolens gespecialiseerde consultant.

Mevrouw Ilse Tant, directeur Administratieve directie CREG, benadrukt de beperkingen waarmee de CREG

En guise de conclusion, Mme Jourdain indique que l'analyse menée avec le consultant révèle une redondance significative au niveau de la station *onshore* de Ventilus, similaire à celle observée pour le MOG II.

M. Laurent Jacquet, directeur Fonctionnement technique du marché de l'électricité et du marché du gaz à la CREG, précise qu'en ce qui concerne la transparence des informations communiquées par Elia, on peut distinguer deux périodes. Jusqu'en octobre 2024, la situation était en effet compliquée en raison du nombre limité d'informations fournies par Elia. Toutefois, après le mois d'octobre, la situation a fortement évolué, car Elia a commencé à communiquer bien plus d'informations, parfois même massivement.

M. Jacquet se réfère ensuite au rapport de KPMG. Les conclusions préliminaires de ce rapport étaient en effet attendues pour fin novembre, mais les constatations définitives n'ont été reçues que la veille de la réunion de la commission. L'orateur estime qu'il est préoccupant que la CREG n'ait pas eu l'occasion d'analyser le rapport en détail. De plus, la CREG a été surprise de constater que trois quotidiens imputent le surcoût de 800 millions d'euros aux choix d'Elia en matière de *design*. L'orateur estime qu'il reste donc beaucoup à faire en termes de communication et de transparence, malgré les améliorations constatées depuis octobre 2024.

S'agissant des choix faits par Elia en matière de design, comme le fait de passer de 1,4 à 2 GW et d'opter pour une configuration *single node*, il reste à déterminer si le gouvernement fédéral a effectivement approuvé ces changements. Il est important de savoir si, dans le dossier soumis au Conseil des ministres, le choix du *design* technique était clairement détaillé et si ce dossier a été analysé par des experts qualifiés pour formuler d'éventuelles recommandations. Selon l'orateur, il est crucial que les autorités aient une connaissance approfondie des changements de *design* et qu'elles puissent prendre des décisions en parfaite connaissance de cause, que ce soit en s'appuyant sur leurs propres services ou sur des consultants spécialisés.

Enfin, M. Jacquet indique que, concernant la densité des parcs éoliens de la zone Princesse Elisabeth, la CREG est convaincue depuis longtemps que la densité de 3,5 GW est trop élevée et qu'elle ne permet pas d'obtenir le meilleur rapport investissement-rentabilité. Ce constat est en outre confirmé par un consultant spécialisé en matière d'éoliennes *offshore*.

Mme Ilse Tant, directrice de la Direction administrative de la CREG, insiste sur les limites auxquelles se heurte

te maken heeft bij het *ex post* tarifair ingrijpen, omdat de netbeheerder altijd over voldoende middelen moet beschikken om zijn taken uit te voeren. Ze legt uit dat de kosten voor investeringen die eenmaal zijn goedgekeurd, niet meer kunnen worden verworpen door de CREG, wat de controle op de kosten beperkt.

De spreekster merkt echter op dat bij de herziening van de tariefmethodologie de criteria voor de redelijkheid van kosten en de winstmarge wel opnieuw kunnen worden bekeken. Ze bespreekt verder de noodzaak van een proactieve benadering (*ex ante*) in plaats van een reactieve (*ex post*), waarbij de CREG vanaf het begin formeel betrokken moet zijn bij het federale ontwikkelingsplan. Dit zou de CREG in staat stellen om scenario's en varianten beter te kunnen volgen en te analyseren, inclusief duidelijke cijfermatige onderbouwingen.

Mevrouw Tant pleit voor een versterking van de adviesbevoegdheid van de CREG, zowel rond scenario's als het ontwerp van het ontwikkelingsplan. Momenteel geeft de CREG niet-bindende adviezen, maar de spreekster stelt voor om deze rol te versterken en een duidelijke monitoring en rapportering te implementeren, vooral voor de belangrijkste projecten in het kader van de energietransitie en de bevoorradingszekerheid.

Een regelmatige rapportering over timing, budget en scopewijzigingen van projecten zijn ook belangrijk. Ze stelt voor dat de netbeheerder de CREG en de administraties proactief informeert over belangrijke wijzigingen, zodat er indien nodig voorstellen kunnen worden gedaan om het ontwikkelingsplan aan te passen.

Daarnaast bespreekt mevrouw Tant de beperkte deelname aan de consultatie over het ontwikkelingsplan, dat momenteel alleen door de minister wordt goedgekeurd, zonder parlementair debat. Ze pleit voor meer participatie van de regering, het Parlement en de gewesten in dit proces. Ze benadrukt ook dat het belangrijk is om meer rechtvaardigheid te geven aan het proces dat leidt tot de goedkeuring van het ontwikkelingsplan, zodat er meer participatie is van alle betrokken partijen.

De spreekster gaat ook in op de asymmetrie in kennis rond infrastructuurwerken, zoals eerder aangehaald door haar collega, mevrouw Jourdain. Ze benadrukt dat het niet efficiënt is om constant met externe consultants te werken en pleit voor een vroegere betrokkenheid van de CREG bij de opmaak van het ontwikkelingsplan om de nodige expertise te kunnen opbouwen. Dit betekent echter wel dat er extra middelen nodig zullen zijn om deze rol effectief te kunnen vervullen.

la Commission de régulation en cas d'intervention tarifaire *ex post*, parce que le gestionnaire de réseau doit toujours disposer de moyens suffisants pour accomplir ses missions. Elle explique qu'une fois qu'ils ont été approuvés, les coûts d'investissement ne peuvent plus être rejetés par la CREG, ce qui restreint leur contrôle.

L'oratrice fait toutefois observer que les critères du caractère raisonnable des coûts et de la marge bénéficiaire peuvent bel et bien être réexaminés en cas de révision de la méthodologie tarifaire. Elle évoque également la nécessité d'adopter une approche proactive (*ex ante*) plutôt que réactive (*ex post*) en veillant, dès le départ, à associer formellement la CREG au plan de développement fédéral. La CREG serait ainsi mieux à même de suivre et d'analyser les scénarios et les variantes, en disposant notamment de justifications claires et chiffrées.

Mme Tant préconise de renforcer la compétence consultative de la CREG, tant en ce qui concerne les scénarios que la conception du plan de développement. Actuellement, la CREG émet des avis non contraignants. L'oratrice propose toutefois de renforcer ce rôle et de mettre en place un suivi et un rapportage clairs, en particulier pour les projets les plus importants en matière de transition énergétique et de sécurité d'approvisionnement.

Il est également important d'organiser un rapportage régulier en ce qui concerne le calendrier, le budget et les modifications de la portée des projets. Elle propose que le gestionnaire de réseau informe la CREG et les administrations de manière proactive sur les principales modifications afin que des propositions puissent, au besoin, être formulées pour ajuster le plan de développement.

Mme Tant évoque ensuite la participation limitée à la consultation relative au plan de développement, que seul le ministre a approuvé pour l'instant, sans débat parlementaire. Elle prône une participation accrue du gouvernement, du Parlement et des Régions à ce processus et insiste sur l'importance de mieux faire connaître le processus menant à l'approbation du plan de développement afin de renforcer la participation de toutes les parties concernées.

L'oratrice aborde également l'asymétrie des connaissances en matière de travaux d'infrastructure, déjà évoquée par sa collègue, Mme Jourdain. Elle souligne qu'il n'est pas efficace de recourir sans cesse à des consultants externes et préconise une implication plus précoce de la CREG dans la rédaction du plan de développement afin de pouvoir développer l'expertise requise. Il n'est toutefois pas nécessaire de dégager des moyens supplémentaires pour remplir ce rôle efficacement.

Tot slot geeft mevrouw Tant aan dat de wettelijke bepalingen rond het beroepsgeheim moeten worden gerespecteerd. Ze erkent dat bepaalde informatie, zoals aanbestedingsprocedures en marktgevoelige gegevens, vertrouwelijk moet blijven. Ze stelt echter voor om een opening te creëren zodat dergelijke gegevens, mits de nodige garanties van vertrouwelijkheid, kunnen worden gecommuniceerd aan het Parlement en de minister. Het is belangrijk om een balans te vinden tussen transparantie en het beschermen van gevoelige informatie.

C. Replieken en aanvullende antwoorden

De heer Bert Wollants (N-VA) gaat in op de argumentatie dat het verwerpen van bepaalde kosten problematisch zou zijn voor Elia. Hij merkt op dat de teneur van het discours erop lijkt neer te komen dat kosten niet verworpen kunnen worden omdat dit Elia in moeilijkheden zou brengen. Dit wordt volgens hem als reden aangehaald om dergelijke kosten toch te aanvaarden.

De spreker erkent dat het project deel uitmaakt van het Federaal Ontwikkelingsplan, maar stelt vragen bij de impact van wijzigingen aan het *grid design*. De spreker verwijst daarbij naar de oorspronkelijke beschrijving van het project in het Federaal Ontwikkelingsplan en merkt op dat daar sprake was van een HVDC-station van 1,4 gigawatt. Hij vraagt zich af of de uitvoering van een HVDC-onderstation van 2 gigawatt door Elia overeenstemt met wat oorspronkelijk was voorzien. Hij acht het vreemd dat kosten die voortvloeien uit dergelijke wijzigingen zonder meer zouden worden aanvaard, zeker nu de CREG aangeeft dat juist deze aanpassing een van de verklaringen is voor de kostenstijging. Daarnaast wijst hij erop dat ook in het ministerieel besluit van 7 september 2023 over het *grid design* sprake is van een aansluiting van 1,4 gigawatt via een HVDC-station en niet van 2 gigawatt.

Op basis daarvan begrijpt het commissielid niet goed op welke grond de CREG die bijkomende kosten dan zou moeten aanvaarden. Hij waarschuwt voor de implicaties van een dergelijke werkwijze: indien wijzigingen aan het project zomaar zonder bijkomende goedkeuring worden aanvaard, dreigt een situatie waarin de kosten van elk ontwerp telkens kunnen stijgen zonder dat daar grenzen aan worden gesteld, uit vrees om de netbeheerder in moeilijkheden te brengen. Hij spreekt in dit verband over een vorm van machtsasymmetrie en vindt dit een problematische manier van werken waar de commissie op een later moment verder op terug zou moeten komen.

Daarnaast herhaalt de spreker zijn vraag over de goedkeuring van de wijzigingen aan het *grid design*. Hij merkt op dat Elia antwoordde dat het *grid design* werd goedgekeurd via het voornoemde ministerieel besluit

Enfin, Mme Tant indique que les dispositions légales relatives au secret professionnel doivent être respectées. Si elle reconnaît que certaines informations, telles que les procédures d'appel d'offres et les informations de marché sensibles, doivent rester confidentielles, elle propose toutefois d'ouvrir une brèche afin que ce type de données puisse être communiqué au Parlement et au ministre, moyennant les garanties requises en termes de confidentialité. Il importe de trouver un équilibre entre la transparence et la protection des informations sensibles.

C. Répliques et réponses complémentaires

M. Bert Wollants (N-VA) revient sur l'argument selon lequel le rejet de certains coûts serait problématique pour Elia. Il fait observer que la teneur du discours semble se résumer à l'idée qu'il n'est pas possible de rejeter les coûts parce que cela mettrait Elia en difficulté. Un argument utilisé, selon lui, pour les faire accepter quand même.

S'il reconnaît que le projet fait partie du plan de développement fédéral, l'intervenant s'interroge sur l'impact des modifications apportées au dossier *grid design*. À cet égard, il se réfère à la description du projet figurant initialement dans le plan de développement fédéral, lequel évoquait une station HVDC de 1,4 gigawatt. Il se demande si la mise en œuvre d'une sous-station HVDC de 2 gigawatts par Elia correspond à ce qui était initialement prévu. Il trouve étrange que les coûts découlant de tels changements soient acceptés sans autre formalité, *a fortiori* à l'heure où la CREG indique que cette modification est précisément l'un des points expliquant l'augmentation des coûts. En outre, il souligne à propos du *grid design* que l'arrêté ministériel du 7 septembre 2023 fait état d'un raccordement, fourni via une station HVDC, de 1,4 gigawatt, et non de 2.

En conséquence, le membre ne voit pas très bien sur quels éléments la CREG devrait baser sa décision d'accepter ces coûts supplémentaires. Il met en garde contre les implications d'une telle méthode: si des modifications du projet sont acceptées sans autre approbation, on risque d'arriver à une situation où les coûts de chaque projet pourraient augmenter sans limite, par crainte de mettre le gestionnaire de réseau en difficulté. Dans ce contexte, il évoque une forme d'asymétrie de pouvoir et considère qu'il s'agit d'une façon de travailler problématique sur laquelle la commission devrait revenir ultérieurement.

Par ailleurs, l'intervenant réitère sa question sur l'approbation des modifications apportées au *grid design*. Il relève qu'Elia a répondu que le *grid design* avait été approuvé par le biais de l'arrêté ministériel précité

van 7 september 2023. Tegelijk stelt hij vast dat de CREG in haar presentatie op slide 16 expliciet spreekt over aanpassingen ten opzichte van het oorspronkelijke *grid design*. Hij verwijst ook naar de tekst van het ministerieel besluit, waarin wordt gesproken over de aansluiting van maximaal 3,5 gigawatt offshore windenergie via een artificieel eiland, met een verdeling van 2,1 gigawatt via drie AC-onderstations en 1,4 gigawatt via een HVDC-station.

De heer Wollants wijst erop dat deze verdeling overeenkomt met variant 2, zoals beschreven in de documenten van Elia en ondertekend door de toenmalige ministers Tinne Van der Straeten en Vincent Van Quickenborne. Hij vraagt dan ook expliciet of de wijziging van 1,4 gigawatt naar 2 gigawatt werd goedgekeurd door de minister van Energie of de Ministerraad, of dat dit een eenzijdige beslissing was van Elia. Toen de spreker deze vraag eerder in de hoorzitting heeft gesteld, verwees Elia naar het ministerieel besluit dat echter werd genomen vóór de beslissing om het onderstation op te waarderen naar 2 gigawatt. Hij dringt daarom aan op een duidelijk antwoord: is Elia met dit gewijzigde ontwerp naar de minister gegaan en heeft zij dit goedgekeurd?

Indien dit het geval is, vraagt hij waarom er dan geen aanvullend ministerieel besluit werd genomen. Indien dit niet zo is, vraagt hij of Elia deze beslissing op eigen initiatief heeft genomen, zonder voorafgaande consultatie met de bevoegde instanties.

De heer Frédéric Dunon, Chief Executive Officer van Elia Transmission Belgium, stelt dat hij die vraag zijns inziens al gedeeltelijk heeft beantwoord. Naast het federaal ontwikkelingsplan bestaat er thans eigenlijk geen goedkeuringsprocedure. De bevoegde ministers werden geïnformeerd vóór de goedkeuring in de Ministerraad, in juli 2023. Ze waren dus op de hoogte van de aanpassingen aan de scope en het daaruit voortvloeiende projectbudget (*final investment decision*), dat uitgaat van 2 GW. Het voorliggende budget dekt de scopewijzigingen die ter informatie werden besproken met de bevoegde ministers. De heer Dunon geeft voorts mee dat er ook een kosten-batenanalyse is geweest. Bij een verhoging van 1,4 GW naar 2 GW zorgt een markteffect ervoor dat de opbrengsten hoger zijn dan de meerkosten van het project. Dat is ook uitgelegd tijdens de infosessie.

De heer Marc Lejeune (*Les Engagés*) stelt dat het interessant zou zijn om over het volledige CREG-rapport te beschikken. Volgens hem resten na deze hoorzitting toch nog wat onduidelijkheden, meer bepaald over de informatie die de minister heeft gekregen en over de daaropvolgende beslissingen. De spreker maant aan

du 7 septembre 2023. Dans le même temps, il constate que la CREG fait, à la diapositive 16 de sa présentation, explicitement référence aux modifications apportées au *grid design* original. Il renvoie également au texte de l'arrêté ministériel, qui envisage le raccordement d'un maximum de 3,5 gigawatts d'énergie éolienne offshore provenant de la Zone Princesse Elisabeth, à prévoir via une île artificielle, avec un raccordement de 2,1 gigawatts fournis via trois sous-stations AC et un raccordement de 1,4 gigawatt fourni via une sous-station HVDC.

M. Wollants souligne que cette répartition correspond à la variante 2, telle que décrite dans les documents d'Elia et signée par les ministres de l'époque, Mme Tinne Van der Straeten et M. Vincent Van Quickenborne. Il demande dès lors explicitement si la modification de 1,4 à 2 gigawatts a été approuvée par la ministre de l'Énergie ou par le Conseil des ministres, ou s'il s'agit d'une décision unilatérale d'Elia. Lorsque l'intervenant a posé cette question précédemment en commission, Elia a fait référence à l'arrêté ministériel, qui a toutefois été pris avant la décision de relever la production de la sous-station à 2 gigawatts. Il insiste donc pour obtenir une réponse claire: Elia a-t-il présenté ce projet modifié à la ministre et cette dernière a-t-elle donné son accord?

Dans l'affirmative, il demande pourquoi aucun arrêté ministériel complémentaire n'a été pris. Dans la négative, il demande si Elia a pris cette décision de sa propre initiative, sans avoir consulté préalablement les autorités compétentes.

M. Frédéric Dunon, Chief Executive Officer Elia Transmission Belgium, estime, pour sa part, avoir déjà en partie répondu à cette question. Aujourd'hui, en dehors du plan de développement fédéral, il n'existe pas de procédure d'approbation en tant que telle. Il y a eu une information des ministres compétents avant approbation au niveau du Conseil des ministres en juillet 2023. Il y a donc eu une information sur les évolutions du périmètre, qui amène au budget du projet (*final investment decision*) dans lequel on retrouve les 2 GW. Le budget tel que prévu est celui qui permet de couvrir les évolutions de périmètre qui ont été discutées, pour information, avec les ministres en charge. L'orateur ajoute qu'il y a aussi eu une analyse coûts-bénéfices. Dans le scénario de 1,4 à 2 GW, il y a un effet marché qui, en termes de bénéfices, dépasse les coûts additionnels du projet. Cela a aussi été expliqué au moment de l'information.

M. Marc Lejeune (*Les Engagés*) rappelle, quant à lui, qu'il serait intéressant de disposer du rapport complet de la CREG. Sur la base des informations reçues au cours de cette audition, il demeure des zones d'ombre, notamment sur les informations qui ont été communiquées à la ministre et sur les décisions qui ont suivi. L'intervenant

om de parlementaire werkzaamheden voort te zetten, teneinde duidelijkheid te scheppen en te voorkomen dat in de toekomst dezelfde fouten worden gemaakt. De kosten-batenanalyses die sinds 2021 zijn gemaakt, zijn toch vrij vaag. Op basis van welke gegevens heeft men beslist? Zijn de technische keuzes en de financiële weerslag ervan duidelijk meegedeeld aan de Ministerraad?

De rapporteur,

Bert Wollants

De voorzitter,

Jeroen Soete

Bijlagen:

- Presentatie van Febeliec;
- Presentatie van Elia Transmission Belgium;
- Presentatie van de CREG; en,
- Presentatie van DNV.

appelle à poursuivre les travaux du Parlement pour clarifier les événements et éviter de répéter les mêmes erreurs à l'avenir. Les analyses de coûts-bénéfices depuis 2021 ne semblent pas si claires que ça. Sur la base de quelles données les décisions ont-elles été prises? Est-ce que les choix techniques et leurs impacts financiers ont bien été clairement communiqués au Conseil des ministres?

Le rapporteur,

Bert Wollants

Le président,

Jeroen Soete

Annexes:

- Présentation de Febeliec;
- Présentation d'Elia Transmission Belgium;
- Présentation de la CREG; et,
- Présentation de DNV.



Dépassement des coûts de l'Île Énergétique

Commission de l'Énergie, de
l'Environnement et du Climat

18 février 2025



TRANSPARENCE

CONTEXTE

3

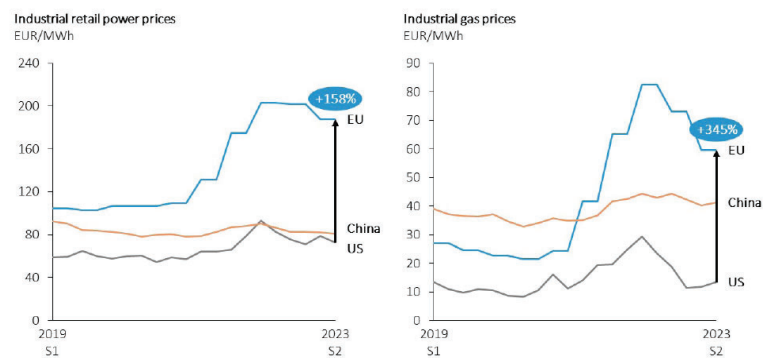
Compétitivité de l'industrie

Rapport Draghi

L'industrie européenne (énergivore) évolue dans un environnement mondial et concurrentiel

Mais est confrontée à des prix de l'énergie beaucoup plus élevés

FIGURE 1
Gas and retail price gap for industry



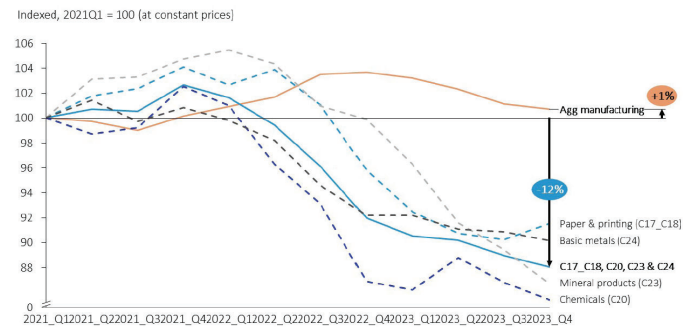
Source: European Commission, 2024. Based on Eurostat (EU), EIA (US) and CEIC (China), 2024.

4

Rapport Draghi

L'industrie européenne (énergivore) traverse une période très difficile

FIGURE 5
EU production in energy-intensive industries



5

Belgische industrie krimpt derde jaar op rij



Busbouwer Van Hool uit Koningshooikt ging failliet. ©Photo News

WOUTER VERVENNE

Vandaag om 05:30

De industriële bedrijven in België hebben in 2024 voor het derde jaar

6



Coût de l'île énergétique et son impact sur l'industrie belge

Coût île énergétique: de 2,2 à 7,5* milliards d'euros, payés par les utilisateurs du réseau via les tarifs Elia

Les tarifs d'Elia ont déjà presque doublés au 1er janvier 2025

Seuls 2,7 de 7,5 milliards d'euros ont été inclus dans cette augmentation tarifaire
→ la plupart interviendra après 2027

La norme énergétique n'est toujours pas mise en oeuvre → l'industrie belge paierait l'intégralité de l'augmentation, et paie déjà des tarifs beaucoup plus élevés qu'en France et Allemagne

7



PROJET ACTUEL

8

Deux technologies pour connecter les parcs éoliens offshore

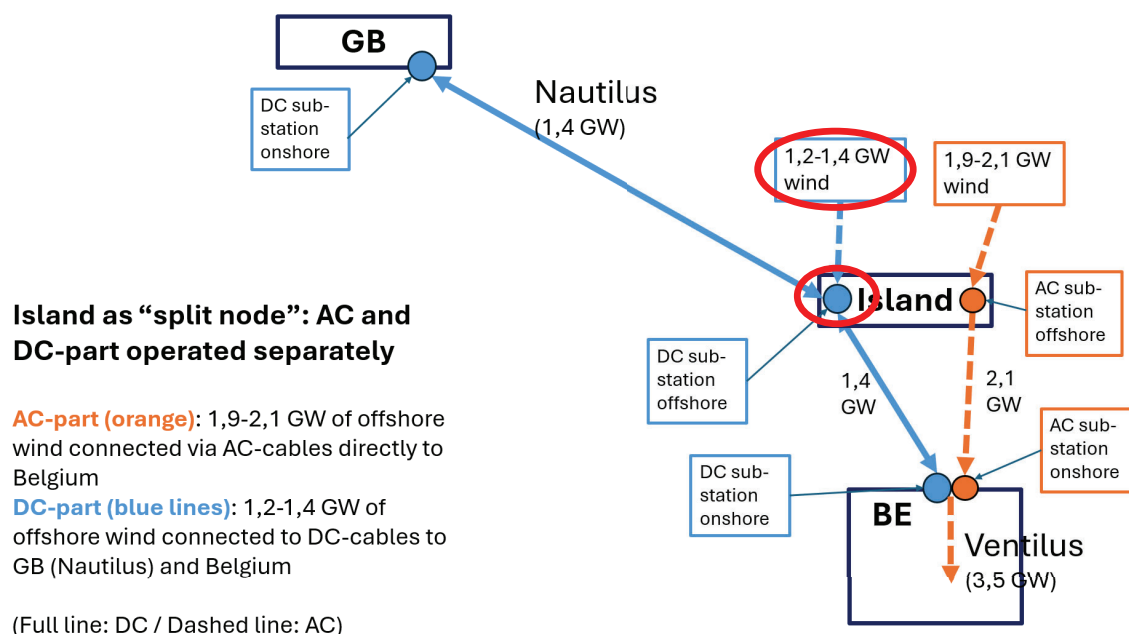
Deux technologies pour connecter les parcs éoliens offshore

AC (*alternating current*): courant alternatif, moins cher, distance max ~100 km

DC (*direct current*): courant continu, plus cher, pour distance >~100 km

9

Projet actuel de l'île énergétique - partie DC de l'île



10

Single node – split node

Communiqué de presse d'Elia du 18 février 2025 : l'île en tant que « single node » : nouvelles informations

- Décisions Ofgem (regulateur GB) :
 - Première décision : pas clair si l'île est en « single » ou en « split node »
 - deuxième décision (12/11/2024) : île en « split node » (info BE), parc DC dans une « offshore bidding zone » (OBZ), câble de 1,4 GW île-BE
- ➔ Pourquoi avoir changé en « single node » ?
- ➔ Ofgem informé ? Impact ?
- ➔ Parc AC en “BE market” et parc DC en OBZ ?

11

Projet actuel île énergétique

Projet actuel de l'île énergétique: connexion de 3,1 à 3,5 GW des parcs éoliens offshore:

- Île: à ~50km de la côte belge: déjà contracté
- 2,1 GW partie AC: déjà contracté
- 1,4 GW partie DC: tender suspendu

Discussion actuelle porte sur la **partie DC** de ~4 milliards d'euros

Pas besoin technique de connecter un parc éolien offshore via DC à une distance inférieure à 100 km

12

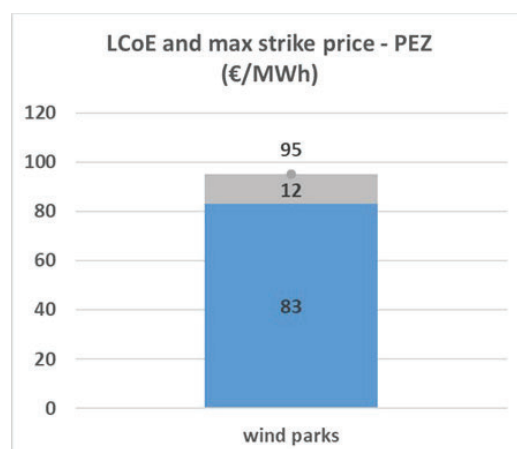
AUGMENTATION DES COÛTS

13

Société veut éviter les 'windfall profits'

Coût parc éolien à PEZ est estimé à ~83 €/MWh

- Pour éviter les 'windfall profits', le gouvernement a fixé une limite de 95 €/MWh sur le prix de l'offre
- Risque des 'windfall profits' très limité



14

Île Énergétique: 'Windfall profits' élevés

Princess Elisabeth Island: majority of total cost increase is due to market effect

Elia: "Effets de marché" responsables de la moitié des coûts totaux

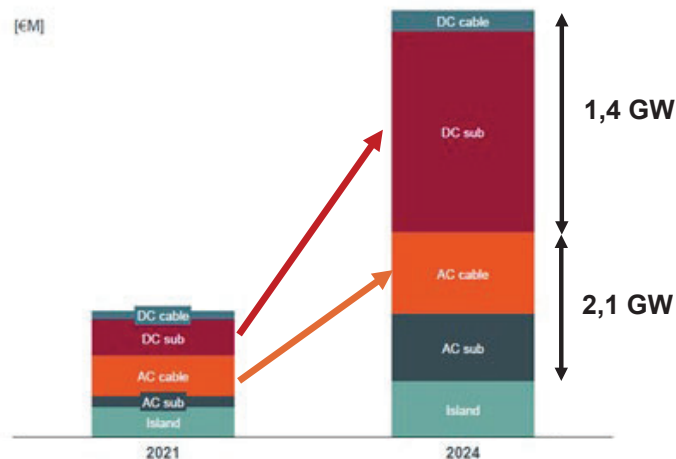
- Limite stricte (95 €/MWh) sur le prix de l'offre pour la construction de parcs éoliens
- Aucune limite sur le prix de l'offre pour connecter les parcs éoliens



15

Répartition des coûts de l'Île Énergétique par Elia

Cost increases per package (order of magnitude): most important increases are related to (AC and DC) substations, not to the island



Note: General costs (project management, contingency) allocated across respective packages

16

Répartition de l'augmentation des coûts

Répartition de l'augmentation des coûts: 4 raisons

1. Inflation
2. Rareté du marché : pouvoir de marché pour le fournisseur → « windfall profits » pour le fournisseur pouvant s'élever à plusieurs milliards d'euros
3. **Projet atypique** de l'île : la sous-station sur l'île est différente de celle de la plateforme → « first-of-a-kind » → coûts de projet supplémentaires + risques
4. CREG: choix unilatéraux d'Elia ont encore augmenté les coûts

17

Répartition de l'augmentation des coûts

Le **choix atypique** du projet d'une **île** apparait d'avoir un impact direct sur l'augmentation des coûts

DC-convertoir: ~25.000 tonnes

Elia, sur l'île: 1 convertisseur, construit en plusieurs pièces, transporté sur l'île, assemblé et testé sur l'île. *First-of-a-kind*. Que se passe-t-il si un test est négatif ? => plus complexes, plus de risques, qui ne sont pas partagés (pas d'autres îles qui se construisent)

TenneT (NL), sur plateforme: 11 convertisseurs, construits en 1 pièce, testés onshore, puis placés sur plateforme. En cas d'échec d'un test onshore, vous réparez onshore et ajustez votre design pour les 10 pièces suivantes => plus simple, risques partagés

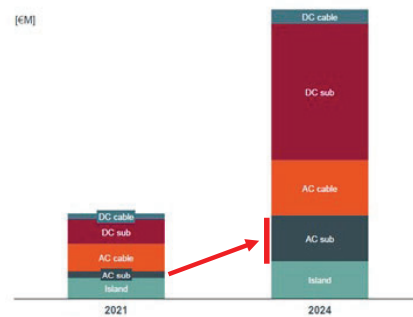
18

Répartition de l'augmentation des coûts – partie AC

Répartition de
l'augmentation des coûts :
partie AC : ~1,7 milliard
d'euros de surcoût

- Coût par six (~6x) de la sous-station AC (~1 milliard d'euros supplémentaires)
- Contracté en juin 2024 par Elia, sans débat public

Cost increases per package (order of magnitude): most important increases are related to (AC and DC) substations, not to the island



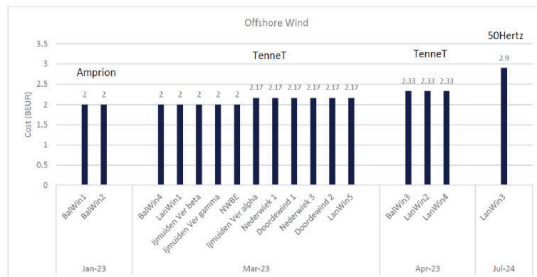
Note: General costs (project management, contingency) allocated across respective packages

12

CALCUL DES COÛTS DE LA TECHNOLOGIE DC (en €/MWh – part CAPEX)

Calcul des coûts (LCoE) de la technologie DC

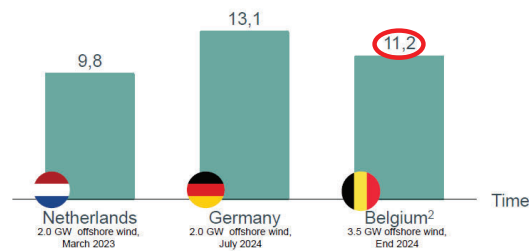
Estimations for DC substations are in line with latest benchmark while our DC system offers better opportunities (hybrid interconnection)



Notes:

- The information in this chart does not take into account costs related to:
Project management, risk contingencies, insurances, ...
Inflation and material indexation
Based on public information and aggregate numbers. Numbers can vary
±100ME

Like-for-like grid connection cost¹ per MWh offshore wind energy produced over 30 years wind farm lifetime [€/MWh]



Key take-aways:

- Compared to recent orders (e.g., LanWin 3), PEI is more cost-efficient
- The Netherlands' lower price point was lower thanks to (1) earlier contract orders (before further price increases), and (2) volume-effect benefits as TenneT procured 10x2GW
- PEI has an additional advantage of installing a hybrid connector, creating more value for society and is a strategic position to interconnect to Nordics generation capacity

1. Includes both substation and foundation (island or jacket respectively) capex 2. Excluding project management, insurance, etc. to have a like-for-like comparison
Source: DNV GL benchmark

13

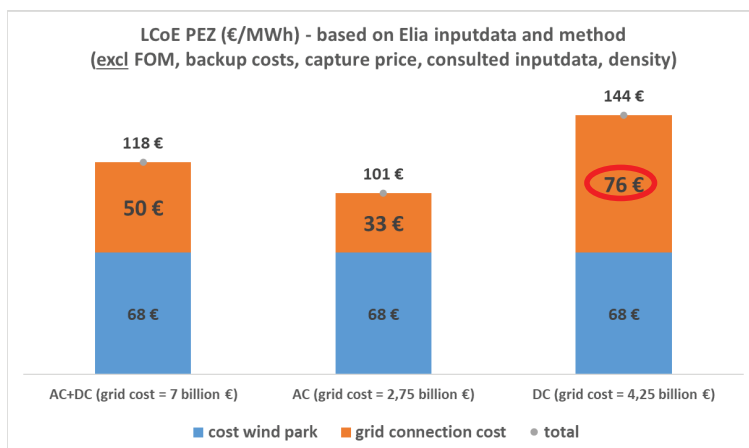
21

Calcul des coûts (LCoE) par technologie

- Lors de l'audition parlementaire (12/11/2024), Elia a comparé le coût de raccordement de l'Île Énergétique avec ce que paient NL et AL (en €/MWh)
- Elia compare l'AC+DC de l'Île Énergétique avec le DC de TenneT (NL)
- Elia a partagé son calcul des coûts avec Febeliec (1 feuille Excel), afin que Febeliec puisse calculer elle-même le coût estimé de la connexion DC séparément

Calcul des coûts (LCoE) par technologie

- Sur base de feuille Excel d'Elia et avec les coûts suivants:
 - 4,25 milliards pour DC
 - 2,75 milliards pour AC
 - Total de 7 milliards d'euros
- Le coût de la connexion DC est de 76 €/MWh et non de 11 €/MWh
- **La connexion DC est plus chère que le parc éolien lui-même**



23

COÛT DE L'ÉOLIEN OFFSHORE PAR RAPPORT À D'AUTRES TECHNOLOGIES

24

Calcul des coûts (LCoE) par technologie par Elia

Integrating 3,5 GW domestic offshore RES is a competitive option to generate 13TWh decarbonized electricity

A. PEZ offshore wind ~3,5 GW	B. Thermal generation: CCGT-CCS or CCGT-H2	C. New nuclear generation	D. Existing nuclear and CCGT-CCS
LCOE ~120 €/MWh (incl. wind turbines, island & connection cost; excl. backup capacity) IEA 2023 ¹ : ~100 €/MWh (incl. PEI) IEA 2030 ¹ : ~75 €/MWh (incl. PEI) Total cost : ~1,65 €/year (incl. fixed costs of backup capacity)	LCOE ~180 €/MWh (CCS) LCOE ~220 €/MWh (H2) IEA 2023 ¹ : ~175-205 €/MWh IEA 2030 ¹ : ~185-260 €/MWh Total cost : ~2,35 (CCS) to ~2,80 (H2) €/year No possibility of hybrid IC: +1,6 €/B ²	LCOE ~170 €/MWh IEA 2023 ¹ : ~170 €/MWh IEA 2030 ¹ : ~135-140 €/MWh Total cost : ~2,15 €/year No possibility of hybrid IC: +1,6 €/B ²	LCOE ~75-90 €/MWh (T1 extension) LCOE ~180 €/MWh (CCS) LCOE based on Federaal Planbureau cost estimate for extension Doel 4 Total cost : ~1,55-1,65 €/year up until the end of the lifetime of existing nuclear plants No possibility of hybrid IC: +1,6 €/B ²
	Risks: - CCS technology not ready at large scale; no CO2 network nor storage available - CCS unable to capture all carbon - Insufficient green H2 supply - Neither CO2 nor H2 transportation costs taken into account	Risks: - SMR installation lead time = 10 years → not to be expected before 2035 if everything goes well. - High permitting risk. - Back-up solution to foresee for at least 5 years (not considered in the above-mentioned cost)	Risks: - Feasibility of the extension of one extra nuclear unit is not guaranteed. - Extra waste management not considered - Only a temporary solution until ~2040-45 - High risk of delay. - Similar risks as in scenario B for the CCGT-CCS.

Rounded figures. 1. IEA World Energy Outlook 2024 numbers for 2023 and 2030 LCOE of different technologies 2. Without PEI, Nautilus no longer benefits from an offshore HVDC connection point => additional infrastructure needed to connect Nautilus to the Elia network (50km offshore cable, 100km onshore cable, 1 onshore converter station). Source: Complementary note on economic methods - Follow up CREG Workshop on MOG2 Cost evolution (Elia, Oct 2024); International Energy Agency; Federaal Planbureau

25

Febeliec critique les calculs de coûts d'Elia

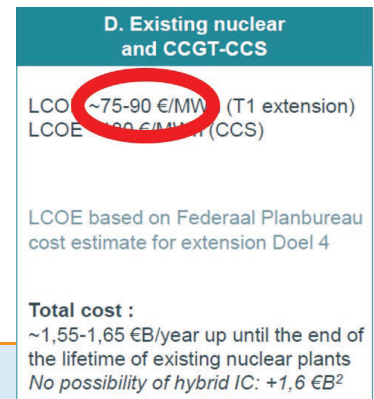
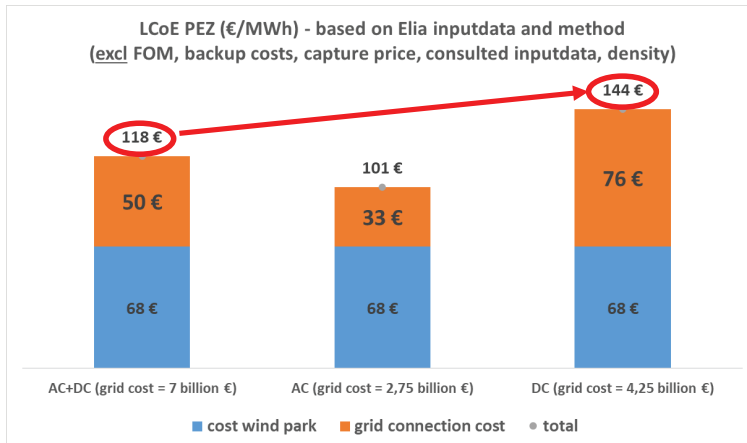
- 3 principaux points de critique à l'encontre des calculs de coûts d'Elia
 - Elia compare AC+DC, tandis que l'accent devrait être mis sur la **partie DC**
 - Elia omet les coûts importants du **système** en termes de coût par MWh (*backup, capture rate, densité*)
 - Elia utilise un WACC de 7 % pour informer les décideurs politiques, tandis qu'un **taux d'actualisation social** (3-4 %) devrait être utilisé

[également un impact important sur les résultats de l'étude BluePrint d'Elia (2024)]

26

Febeliec critique les calculs de coûts d'Elia

1. Focus sur le parc éolien DC → Tihange 1 (7 TWh) fournit plus d'énergie à ~ la moitié du coût, par rapport au parc éolien connecté en DC (<5 TWh)



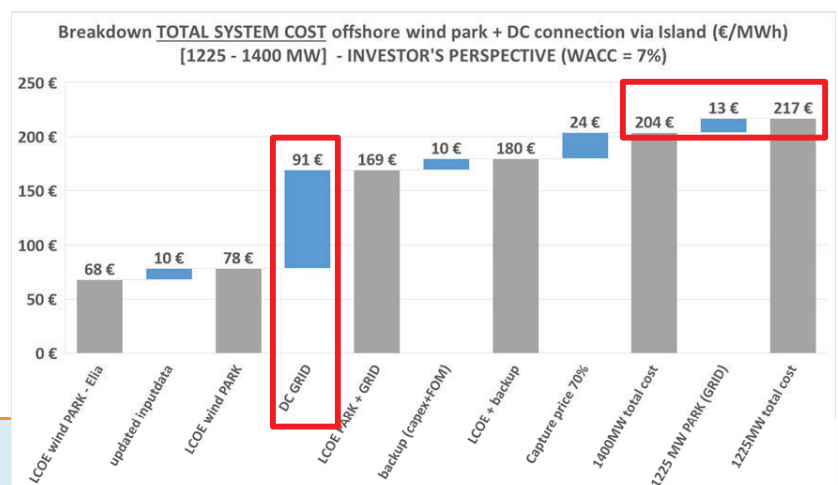
27

Febeliec critique les calculs de coûts d'Elia

2. Elia utilise le LCoE pour informer les décideurs, mais omet quelques coûts importants du système (*backup, capture rate, densité*)

Partage des coûts d'un parc éolien connecté en DC de 1,2 à 1,4 GW:

- le coût total du système est supérieur à 200 €/MWh
- Le coût de connexion est supérieur au coût du parc

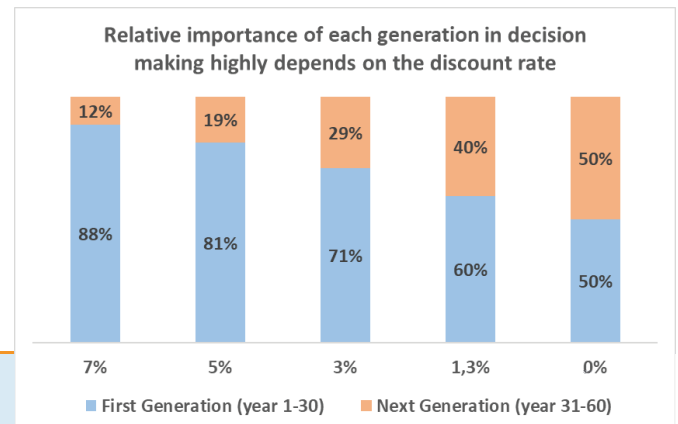


Febeliec critique les calculs de coûts d'Elia

3. Elia utilise un WACC de 7 % pour informer les décideurs politiques, tandis que le **taux d'actualisation social** (3-4 %) devrait être utilisé pour mieux prendre en compte les prochaines générations

Taux d'actualisation utilisés :

- Elia: 7%
- ACER, EnstoE: 4%
- Ofgem: 3,5%
- EnergyVille: 3%

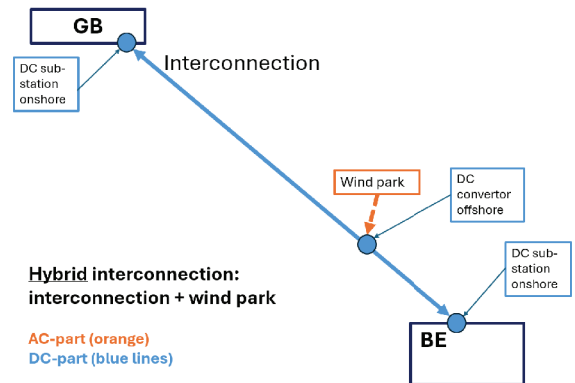


NAUTILUS

Nautilus en tant qu'interconnexion hybride

Interconnexion hybride :
interconnexion avec un parc éolien

- ➔ Interconnexion en DC
- ➔ convertisseur DC offshore
nécessaire pour connecter le parc
éolien (AC) à l'interconnexion (DC)

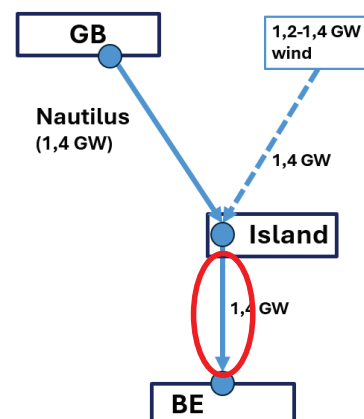


31

Projet actuel de l'île d'énergétique : Nautilus en hybride ➔ bottleneck

Interconnexion hybride :
interconnexion avec le parc éolien

- ➔ 2 « autoroutes » de 1,4 GW
chacune (Nautilus + parc éolien) qui
converge sur 1 « autoroute » de 1,4
GW (câble entre l'île et BE)
- ➔ **Surcharge**



32

Nautilus en tant qu'interconnexion hybride

Interconnexion hybride:

- Nautilus: 1,4 GW
- Parc éolien: 1,2-1,4 GW
- Câble de l'île à BE: 1,4 GW

DC-connected BE offshore park - simulated generation - OFGEM				
	capacity factor	2030	2040	2050
OFGEM	Scenario 1 (Leading the Way)	31%	24%	29%
	Scenario 2 (Consumer Transformation)	31%	23%	19%
	Scenario 3 (Falling Short)	39%	26%	27%
	Elia assumption	42%		

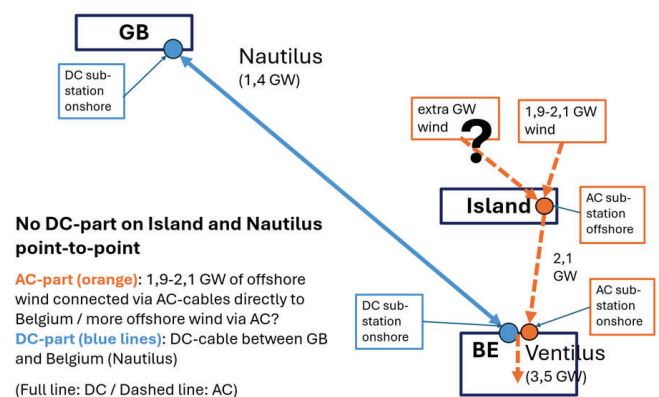
- Si Nautilus et le parc éolien veulent exporter autant que possible vers la Belgique → bottleneck → l'un des deux doit être arrêté (ou les deux partiellement)
- Les simulations d'Ofgem (GB) montrent que les parcs éoliens DC belges sont souvent arrêtés : 25 à 50 % par rapport aux parcs éoliens AC
- Pas 42 % comme facteur de capacité (Elia), mais 20-30 %

33

Solution alternative : Nautilus en direct

Nautilus comme lien **direct**:

- Point-to-point (comme NemoLink)
- Deux alternatives pour le 3ème parc éolien (ou combinaison)
 - Le parc éolien DC devient un parc éolien AC : bottleneck passe à Ventilus : 4,9 GW sur 3,5 GW
 - 2,1 GW de parcs éoliens en AC, mais avec densité plus faible => plus d'énergie par MW, coût inférieur par MWh



34

Densité en PEZ

Densité en PEZ

- Projet actuel PEZ: 12 MW/km²
- Borssele: 6 MW/km²
- Qu'en est-il des « lits de gravier »?
- Elia "Going like the wind": 1 - 3 MW/km²
- Densité plus faible => rendement énergétique plus élevé par MW, coût par MWh plus faible
- Appel d'offres allemand : plafond de 62 €/MWh ⇔ BE PEZ : 95 €/MWh → coût en hausse de ~425 M€/an pour 3,5 GW



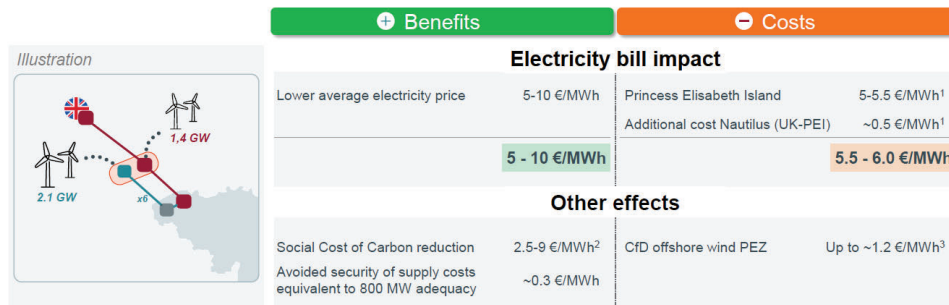
35

IMPACT SUR LES PRIX

36

Impact prix de 3,5 GW AC+DC + Nautilus

However, from a consumer's perspective the benefits of Princess Elisabeth Island are expected to still outweigh costs, while providing access to low-carbon electricity



1. Industry impact will be lower than the indicated range, because of tariff methodology and timing impact; 2. Based on ENTSO-E handbook climate avoidance costs, indicating a central/high range of €269-498/t CO₂ avoided, represents benefits from PEI only; 3. Assuming 50% share of Nautilus infra between PEI and UK attributed to Elia; Assuming €682M max support for first 700MW concession equally available for remainder of the 3.5GW (€3.4B total support), with worst case assumption that support is fully utilized over the 20 years CfD period, distributed over expected electricity demand evolution between 2030 and 2050 (CfD duration)

19

37

Impact prix de 3,5 GW AC+DC + Nautilus

Plusieurs commentaires de Febeliec :

- Manque de transparence
 - Ces simulations sont très sensibles aux hypothèses et au modèle
 - Elia n'a publié que les résultats : black box
- Le champ d'application ne doit être que de la partie DC
 - La discussion actuelle porte sur la part de CD de ~4 milliards d'euros
 - Elia prend la partie AC, la partie DC et Nautilus ensemble
- Normalement analyse du bien-être, pas seulement les prix

38

Impact sur le prix de la partie DC de 1,4 GW

Elia : baisse de prix de 5 à 10 € MWh pour l'ensemble du projet (AC+DC+Nautilus)

→ Febeliec : si les résultats d'Elia étaient acceptés

- estimation de l'impact sur les prix du parc éolien DC: 1-2 €/MWh
- estimation des coûts du parc DC > 4 €/MWh
- sans parc éolien DC : baisse de prix de 4 à 8 €/MWh

39

CONCLUSION

40

Étapes suivantes

Afin d'évoluer vers le coût le plus bas, Febeliec propose les **étapes suivantes** :

- Arrêt de la partie DC (1,4 GW), économie de ~4 milliards d'euros
- Continuer avec la partie AC, déjà contractée (2,1 GW)
- Réduire la densité de la zone → augmenter l'efficacité et réduire les coûts
- Envisager de connecter plus des éoliennes offshore via AC que ce qui est actuellement prévu
- Nautilus: interconnexion directe
- Prolonger la durée de vie d'un plus grand nombre de réacteurs nucléaires
- Explorer de nouvelles capacités nucléaires

41

Focus on efficiency

We don't know whether an efficient energy transition will be affordable

We do know that an inefficient transition will not be affordable

Focus on efficiency. Go for the lowest total system cost

42

BACK-UP SLIDES

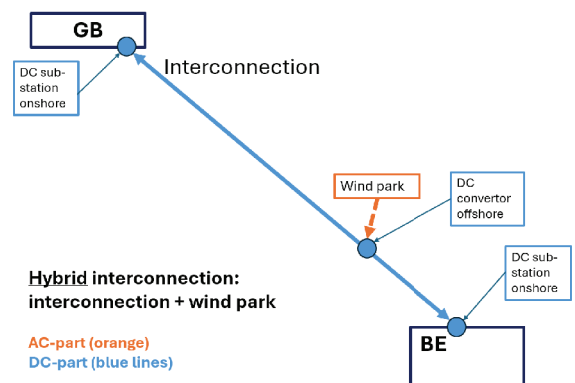
43

Nautilus - interconnexion hybride

Interconnexion hybride :
interconnexion avec un parc éolien

Pourquoi hybride ? → Utiliser le câble plus efficacement

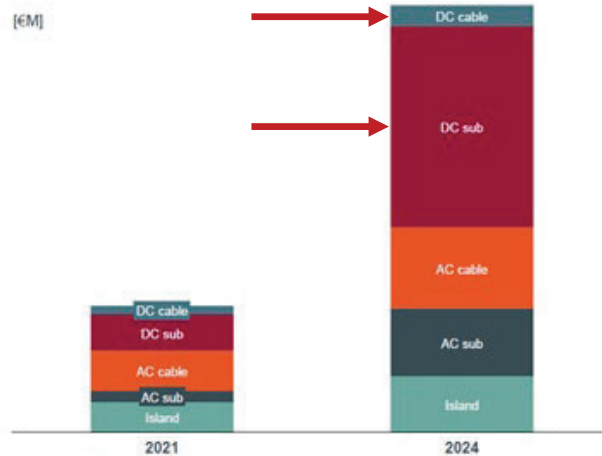
Elia: “Les interconnexions hybrides sont donc plus efficaces. Là où une liaison radiale classique (entre un parc éolien offshore et la terre ferme) est utilisée 40 à 50% du temps (en effet, le vent ne souffle pas toujours), le taux d'utilisation d'une interconnexion hybride représente quant à lui 65 à 85%”



44

Nautilus - interconnexion hybride

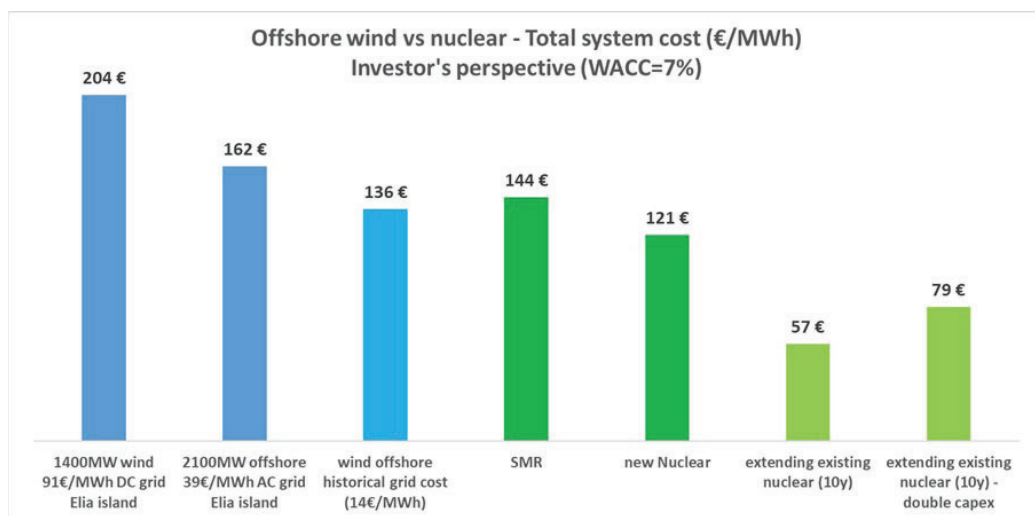
Cost increases per package (order of magnitude): most important increases are related to (AC and DC) substations, not to the island



Note: General costs (project management, contingency) allocated across respective packages

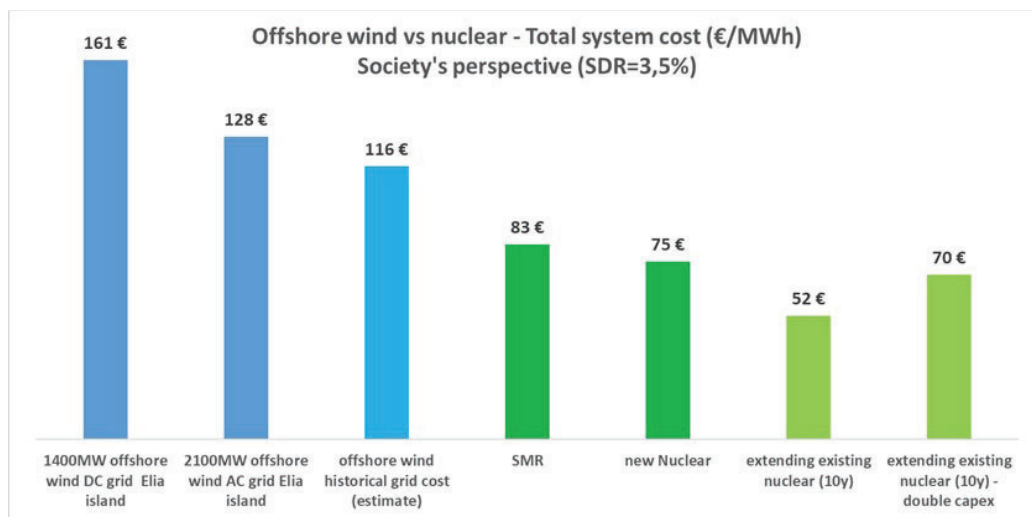
45

Total system costs different technologies - WACC



46

Total system costs different technologies – Social Discount Rate (SDR)





Parliamentary session Elia Princess Elisabeth Island

18th of February 2025



Disclaimer



- **Media indicates budget evolution** for the realisation of the Princess Elisabeth Island project (also known as MOG2)
- **Elia Transmission Belgium is currently in tender process** for the attribution of important packages supporting the realisation of this project.
- **In this context, Elia won't publicly confirm any budget adaptation**
- Though we are operating in a market context in which important price evolutions are observed
- It is a concern of public authorities, recognized several times in particular at EU level
- In the following of this presentation, and in the context described above, **we will assume the reference of [7-8] billion euros indicated in certain media**, without however recognising that this range constitutes our updated estimate

Facts



- 1 Decision for the Princess Elisabeth Island and the technical choices **were not unilaterally made by Elia** but shared with authorities and budgeted.
- 2 After the decision of the Council of Ministers on the MD Grid Design (July 2023), **the doubling of costs comes in their vast majority from unpredictable external factors** (price indices, inflation and market effects).
- 3 **The technical choices are based** on the methods used and followed by the **standards of the sector**
- 4 **Contract signature of the DC packages was delayed**, only the island + AC packages are contracted

| 3



Elia press release 4th of February

- Elia announced officially the **postponement of the HVDC contracts signature** this 4th of February 2025
- Elia wishes to **keep all options open** with the postponement
- **Government bodies** involved have **more time to make a final decision** and possibly take additional measures

Alternative designs have been analyzed, to be discussed with authorities. Elia is committed to contributing fully to this discussion with the authorities and the regulator, and to the implementation of the resulting action plan, with complete openness and the expertise of our teams

| 4



Princess Elisabeth Island

Cost Review - Summary

KPMG Scope and Key Objectives

1. Contract and Commercial Focus

KPMG evaluated the effectiveness of the contract types used in the project and assess whether the terms and risk apportionment are contributing to price increases.

2. Total Costs and Contingency

KPMG determined if the EPC contract costs can be benchmarked for the assets delivered and assess the overall cost and contingency allowance compared to similar project types.

3. Cost Estimate Approach

KPMG assessed the robustness of the initial cost estimate and approach, assessing the maturity of the underlying data and design information, and the extent to which key assumptions were tested and validated.

4. Reporting

KPMG produced a summary report, followed by a draft detailed report. We will report to key stakeholders and decision makers, and update to a final validated version, taking into account feedback.



© 2024 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 6

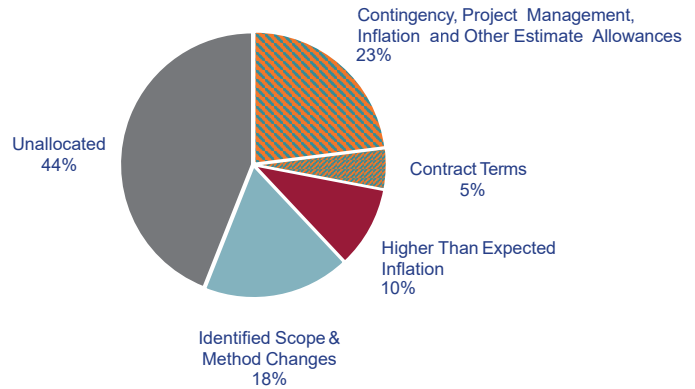
Draft

Key Cost Drivers

Five primary cost drivers have been identified to explain the cost growth between the original cost estimate and current budget

Cost Comparison	
Item	€m
Grid Design Cost Comparison	2,126
Elia Budget (Q4 2024)	7,000 to 8,000

Key Cost Drivers €m



© 2024 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 7

Draft

Summary of Key Cost Drivers

Item	Allocation	Description
Estimating allowances for Contingency, Project Management and Inflation	23%	- This analysis calculates the difference between the provisions included in the Elia Grid Design and KPMG's recommended allowances for those same provisions. The provisions in question include Insurance; Other works & studies; Project management; Contingency and Inflation. - The analysis focuses on the variance between the budgeted provisions and KPMG's view of good practice allowances, with a particular emphasis on the significant variances in contingency and inflation provisions.
Higher Than Expected Inflation	10%	- Macroeconomic and construction-specific factors have led to significant global and local inflation. Higher than expected inflation refers to the additional inflation beyond what has already been accounted for above, in the Cost Estimate Delta. - The calculation method captures the cumulative changes in published market price indices between the Grid Design (2021) and the Budget (2024) at the time of the review. This serves as a proxy for how global macro and Belgium construction market-specific changes have impacted the underlying cost structure of each project contract.
Identified Scope and Method Changes	18%	- Four identified changes in scope or methodology that have contributed to an increase in capital costs. These changes can be categorised as follows: - Change in early assumptions : Some changes resulted from assumptions made at Grid Design stage that were not subsequently validated with the supply chain. This led to underestimation of costs in the original evaluation. - Additional network benefits: Other changes were implemented to provide additional benefits to the network, leading to increased costs. - It's important to note that these changes are not necessarily negative. While they have resulted in higher capital costs, they may also bring significant value to the project in the form of improved functionality, efficiency, or network benefits
Contract Terms	5%	This refers to the potential increase in EPC contractor prices due to contract clauses that are perceived as more risky or onerous than standard EPC clauses. The calculation assumes a 5% adjustment against EPC costs, representing the midpoint of a range between 2.5% and 7.5%.
		After accounting for the cost impact associated with the above categories, there remains an unallocated amount of ~44%.
Unallocated	44%	
Total	100%	



© 2024 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 8

Draft



Princess Elisabeth Island

Scope Alignment Technical Review

Elia

12 February 12, 2025 – Final Report

Disclaimer

This report is prepared in accordance with the Elia Group Request for Proposal for the Scope Alignment and Independent Forecast Review for Princess Elisabeth Island, based on the Elia Group General Purchasing Conditions, Short Version, Jul-21, the KPMG proposal dated 06 December 2024 and the signed KPMG Engagement Letter addendum dated 19 December 2024.

This report is made by KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. Please note that this Report is confidential. It is submitted solely to enable Elia Group to consider the matters in connection with this report. This Report should therefore not be copied, referred to or disclosed, in whole or in part, to any other person or party, save for Elia Group's own internal purposes or to its advisers in connection with consideration of this Report. Any wider disclosure of this Report will prejudice substantially this firm's commercial interests.

© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

The KPMG name and logo are registered trademarks or trademarks of KPMG International.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 10 Draft

Contents

Background	12
Context	13
Legally Permitted Rights	14
Comparison of Design	17
Employers Requirements	22
Cost Impacts	27



Background

The objective of the technical review is to address four questions posed by Elia:

1. Obtain and review the **legally permitted rights** of the project and comment on the extent to which these rights were addressed in the Grid design scope and methodology.
2. Compare the **current design scope**, with the scope defined at Grid design and comment on any differences. Where possible seek to establish the cost impact of any material differences
3. Compare Elia's **employer requirements** with the typical industry standards that we would expect for this project. Focus on those areas with the largest unexplained cost variance (i.e HVDC and AC substations).
4. Where possible seek to **quantify the cost impact** of any material variance between the employers' requirements and 'industry standard' specification

In addition to the Part 1 conclusions, technical documentation was provided and engineers from WSP spoke with Elia to determine discuss the project development and technical requirements. Discussions with Elia representatives were conducted on 8th and 14th January 2025.



Context

Earlier work completed by KPMG went a long way towards explaining the change in estimated capital costs. However, the estimated cost of high voltage substations has increased very significantly and could not be easily explained. For this reason, the technical review performed by WSP UK Ltd has focussed on these elements.

Conceptual designs for Phase 2 of the Modular Offshore Grid have been in development since 2019. Initially, this had been to connect 2.1GW via AC substations only. The conceptual designs were further developed and a Variant making use of both AC and DC transmission and an artificial island was recommended to Ministerial departments in October 2021. This received approval and became the design basis for permits and consents.

The project has since been sub-divided into five work packages which have been individually procured from suppliers. The current design for the AC and DC substations is best described in the tender designs for each work package.

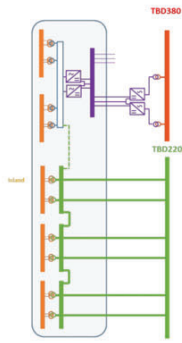
Grid Design Note (2021)

The illustration shows Variant 2 (Grid Design Note, Figure 6). This is a hybrid system combining both AC and DC electricity transmission.

- The HVDC system has a single circuit with a bipole topology that has been rated at 1400MW.
- The HVAC system makes use of five substations to export a total of 3500MW arranged in blocks of 700MW.

A combined transmission capacity of 3.5GW can be achieved with all HV substations housed on a single artificial island.

Further integration with offshore interconnectors is considered in this design.



Current Design (2025)

HVDC Substation

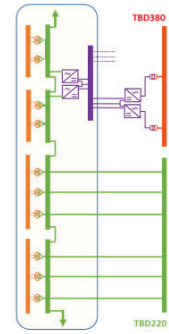
Preferred Bidder have provided a tender design for a single circuit with a bipole topology that has been rated at 2000MW.

Further integration with Nautilus and connection to future interconnector projects is considered with inclusion of a DC switching station.

HVAC Substation

An EPCI contract for the HVAC substations has been awarded to *HSI consortium**. This includes two AC substation modules rated for 700MW and two rated for 1050MW.

A combined transmission capacity of 3.5GW can be achieved with all HV substations housed on a single artificial island, with a single node 220 kV double busbar AC substation



*Iemants NV (BE) / HSM Offshore Energy BV (NL) / Iv-Offshore & Energy b.v. (NL)



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 13

Draft

Legally Permitted Rights vs Grid Design - Key Headlines

Task 1 Obtain and review the legally permitted rights of the project and comment on the extent to which these rights were addressed in the Grid design scope and methodology.

Headlines

- **Permits Status:** 5 employer permits identified*, with only onshore permits (provided by the Ventilus Project**) outstanding at the time of writing.
- **Permits obtained:** Where permits have been obtained, Elia have included overarching obligations within the EPCI contracts to ensure the responsibility for compliance is passed to each contractor. This is a typical approach taken in similar EPCI contracts for energy infrastructure.
- **Permits not yet obtained:** Where permits are not yet obtained, Elia have included assumptions for the EPCI Contractors to adopt*.
- **Scope variations:** There is the potential for variation requests from contractors if new permit conditions result in changes to the assumptions that Elia provided. We understand that Elia has a provision in the risk register for this item.
- **Compliance:** To the best of our knowledge following reviews to date, none of the permit requirements have been breached or contradicted.

* Identified permits: Environmental Impact Report | Environmental permit | Natura 2000-authorization | Domain concession | MRCC permit for exceptionnel marine activités

** The Ventilus project is providing onshore reinforcement of the transmission network to support MOG2



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 14

Draft

Legally Permitted Rights vs Grid Design

Task 1 Obtain and review the legally permitted rights of the project and comment on the extent to which these rights were addressed in the Grid design scope and methodology.

Background

Not all project permits have been obtained to allow the full and complete construction of the MOG2 project (pending progress of the Ventilus project). Elia have taken the following approach to ensure that all project permits are complied with:

In instances where permits have been obtained	In instances where permits have <u>not</u> yet been obtained
Elia have included contract requirements that oblige each Contractor to comply with the Employer's Permits. "The Contractor shall, in the performance of the Works and other obligations under this Contract, comply in all respects with the applicable Laws and Permits. Any Permits obtained by the Employer shall be communicated promptly by the Employer to the Contractor so that the Contractor can promptly organize for complying with such Permits." (Draft EPCI Contract, Cl. 9.2.1 Contractor's Obligations) Details of the Employer's Permits are then provided in Contract Schedule 1	Elia have included a list of assumptions which each Tenderer shall adopt in the procurement process. This ensures that any cost or time implications arising from the conditions of actual Employer Permits can be mitigated. References: MOG2-ELI-SDZ-PER-SPE-0002_02_3.A.6-01 Annex 1 - Permit conditions Offshore.pdf MOG2-ELI-SDZ-PER-SPE-0005_01_3.A.6-04 Annex 4 - Assumptions Log of Permit Conditions Onshore.pdf

Applicable Employer's Permits

The five permits required for the scope of the project are described below.

Type	Permit Description
Project Permits	Environmental Impact Report <i>Milieueffectenrapport – Rapport sur les incidences environnementales</i>
	Environmental permit <i>Vergunning met betrekking tot activiteiten in zeegebieden (milieuvergunning) – Permis relatif aux activités dans les espaces marins (permis d'environnement)</i>
	Natura 2000-authorization <i>Natura 2000 toelating – Autorisation Natura 2000</i>
	Domain concession <i>Domeinconcessie - Concession de domaine</i>
Construction Permits	MRCC permits for exceptional marine activities <i>MRCC vergunningen voor uitzonderlijke maritieme activiteiten – Permis de la MRCC pour activités maritimes exceptionnelles</i>



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Legally Permitted Rights vs Grid Design

Task 1 Obtain and review the legally permitted rights of the project and comment on the extent to which these rights were addressed in the Grid design scope and methodology.

Summary of Observations

It is difficult to ensure that each of the conditions arising from Project and Construction Permits can be fully integrated within the Employer's Requirements. Elia have included overarching obligations within their EPCI Contracts to ensure the responsibility for compliance is passed to each contractor. This is a typical approach taken in similar EPCI contracts for energy infrastructure.

In other projects, other Client Organisation have sought to transpose specific conditions directly into the technical requirements. This is fraught with difficulty as the context and detail of the original permit is lost and it is difficult to ensure compliance.

Conclusion

It is anticipated that the specific requirements of final permits will diverge or add detail to the assumptions given during the tender stage. Therefore, it is expected that the project may hold contingency to cover the cost of future Contract Variations.

Throughout the construction phase, it is recommended that Elia monitor compliance against these conditions rather than rely solely on the contractual obligations they have in place. In our experience, Contractor's often fail to understand the importance of conditions arising from permits and it is helpful if the Employer manages liaison with the permitting authorities.

The project team have confirmed there will be dedicated roles in the organisation with responsibility to monitor and manage this.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Technical Assessment: Changes to Design – Key Headlines

Task 2

Compare the current design scope with the scope defined at 2021 Grid design and comment on any differences.

Following a review of design changes, we found that the number of material design changes were limited to three specific areas:

- **DC System Rating:** The latest design includes changes in power rating from 1400MW to 2000MW. Based upon information provided we observe that this change was agreed in 2023 because that the global HVDC supply chain offers a design standard of 2000MW, 525kV. We are informed that Elia had estimated the cost increase would be €67 million (2022 real). WSP believe that the costs could be in the region of €100-140 million (2024 real) since a relatively small number of components are impacted by this increase in rating (converter transformer, reactors, DC valve and associated cooling). Since the voltage has remained 525kV, the majority of the design will be unchanged. WSP have recent experience that demonstrates that the project capex does not directly correlate with an increased power rating and this is supported by examining the price schedules which are available. We are of the opinion that this change provides a net benefit to the project.
- **AC Substation Design:** The design of the AC substation was modified in two regards:
 - The earlier design envisaged five 700MW substations. Soon after the Grid Design Note in 2021, this was consolidated into two 1050MW substations and two 700MW substations. This optimisation is likely to have reduced the project costs.
 - The project took the decision to proceed with a "single-node" topology to enhance operational flexibility and maintain the same secure of supply standards for the offshore network as those found onshore. This necessitated the construction of a consolidated 220kV substation which will have increased project costs. A cost increase of €389 million (2024 real) has been attributed to this design change.
- **Offshore Module Design Platform:** At the Grid design stage, it was assumed that offshore structures and buildings would have cost 60% more than the onshore assets. However, a design was confirmed in 2023 following a cost benefit assessment to require offshore modules similar to an offshore platform which is much more expensive. Elia are of the opinion the additional cost (comparing the cost of an offshore "stick built" design and "offshore modules" is €285 million. We have not been able to validate this estimate but, based upon the tender return prices, the cost of offshore modules appears to be at least €300 million more than traditional on-site construction methods. As one would expect, most of the additional cost lies in the off-site fabrication.

Overall Conclusion: The three highlighted design changes have resulted in a cost increase of approximately €800 million. When other minor changes are also considered, the total cost increase due to design updates may be as much as €1 billion. In our opinion, these changes are similar in both number and magnitude to those seen in other offshore transmission projects during their development phase. Elia evaluated the benefits of each change before deciding to implement the design modification.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 17

Draft

Current Design Scope vs Grid Design (1 of 3)

The following table summarises the scope elements within "Modular Offshore Grid - Phase 2: Offshore transmission grid expansion project" (dated 15th October 2021) referred to as the 'Grid Design Note' compared with the current design which is represent by the successful or preferred tender design in each of the five contract procurement events.

Contract	2021 Grid Design Note	Current Design	Commentary
AC Substation	Offshore: • 66kV Switchgear • 220kV Switchgear • 220/66/66kV transformers • Shunt reactors • Low-voltage protective devices • All general infrastructure for an AC substation, including general systems (HVAC, fire-fighting equipment, SCADA, communications, telecoms, CCTV, etc)	Offshore: • All AC equipment, including 66kV and 220kV switchgear, • Transformers, • Shunt reactors • Low voltage protective devices • All general infrastructure for an AC substation, including general systems (HVAC, fire-fighting equipment, SCADA, communications, telecoms, CCTV, etc)	The offshore substations are arranged around 350MW capacity blocks, a configuration familiar to Elia from other projects in the region. Existing designs and specifications support this design. In broad terms, the scope and design are not significantly different between the two designs. There is some adjustment in quantities owing to the decision to consolidate the generation across four primary bus sections (rather than five). We observe some adjustments to the topology. Elia explained their selection of a "single node" design, prior to the FID and tender process, to provide additional resilience and operational flexibility. This is a double busbar (main and reserve) configuration in line with onshore transmission standards and maintaining a high security of supply. Consistent with the original concept, each 400MVA transformer is supported by 90MVA shunt reactors to provide voltage compensation. This is sized to maintain acceptable performance in the event that the DC substation is unavailable. Finally, Elia confirmed that they considered SF6-free insulating gases, which would reduce the project's environmental impact. However, this was deemed unproven technology, and the concept remains unchanged.
	Onshore: AC high-voltage and low voltage equipment for grid connection		Based on the information provided, we found no observable differences in the design. We noted, however, that the scope associated with onshore AC cables and equipment for the grid connection has been moved to the Ventilius project*.

*The Ventilius project is providing onshore reinforcement of the transmission network to support MOG2



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 18

Draft

Current Design Scope vs Grid Design (2 of 3)

Contract	2021 Grid Design Note	Current Design	Commentary
DC Substation	- One offshore 1400MW, 525kV bipole converter station (all inclusive) - One onshore 1400MW, 525kV bipole converter station (all inclusive)	- One offshore 2000MW, 525kV bipole converter station. - One onshore 2000MW, 525kV bipole converter station. Offshore DC switching station to provide the - connection towards the mainland - to provide connection points for a first hybrid interconnector such as Nautilus - to provide a connection to an extension of the DC switching stations for future HVDC interconnectors (excluded from MOG2 costs)	While the DC system voltage remains unchanged at 525kV, the system rating has increased from 1400MW to 2000MW. This conforms to what is recognised as a global HVDC design standard of 2000MW, 525kV. This initiative was prompted by the German state-funded TenneT '2GW Program' and a prior state-funded research and development programme to support the pre-qualification of 525kV XLPE DC cable systems. We are informed that Elia had forecast the associated cost increase to be €67 million (2022 real). WSP is of the opinion that the costs could be approximately €100-140 million (2024 real, REF: Task 4) since a relatively small number of components are impacted by this increase in rating. As the voltage has remained at 525kV, the majority of the design will be unchanged. In relation to high-voltage equipment, only the continuous current rating of components will increase, with a consequential effect on fault levels and transient voltages. This means that wound components (such as transformers and reactors) will need to increase in rating, and the DC valve will need some additional power modules. However, other than cooling, all secondary and auxiliary systems will be unchanged. Crucially, because the voltage does not change, the offshore structures will not need to be any larger to increase electrical air clearance. WSP has recent experience of a 320kV VSC HVDC project where it was possible to introduce a requirement to operate with a 40% overload for two hours each day. Using the same principles described, this was agreed during the procurement event without any material increase to the project capital expenditure. The design of the DC substation always envisaged future multi-terminal expansion to include Nautilus and Triton multi-purpose interconnectors. Although the equipment necessary to achieve this is outside the MOG2 scope, the project specifications anticipate future expansion. We understand that Elia has not agreed an optional scope to progress the multi-terminal design within this contract (a cost saving in the region of €12 million). A DC switching station (described as a 'DC substation' or 'DC Plug' within Elia documents) is necessary to facilitate future multi-terminal expansion. The Technical Note (Version 2.0, 17 January 2023) describes this in general terms. From the design documents provided we confirm that this has been procured to facilitate the Nautilus project and a single future interconnector. Any equipment (or allocation of space) for future expansion or DC circuit breakers has not been included.
DC Cable System	525kV HVDC cable system comprising of three conductors (2 x HV, 1 x Metallic Return Conductor) rated for 1400MW	525kV HVDC cable system comprising of three conductors (2 x HV, 1 x Metallic Return Conductor) rated for 2000MW	Elia confirms that the decision to proceed with a 'true' bipole topology was made earlier than the Grid Design Note. A cost-benefit assessment considered the possibility of a rigid bipole, which does not utilise a metallic return conductor, but this was ruled out for reasons of security of supply. We note that the current design makes good use of the redundancy that this bipole system provides. Additional operating modes are specified in the event that either the HV power cable or the MRC fails. There is no significant difference in the design of the DC cable system.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 19

Draft

Current Design Scope vs Grid Design (3 of 4)

Contract	2021 Grid Design Note	Current Design	Commentary
AC Export Cables	220kV AC offshore cables 220kV AC onshore cables to the connection point - Onshore excavation & installation	Six 220kV offshore circuits, includes cables between AC modules (excludes onshore 220kV cables)	Given that earlier work by KPMG had largely explained the increase in the cost of the AC export cables, we did not perform a detailed technical review of these designs or the associated technical requirements. We note that the work associated with onshore AC cables and equipment for the grid connection have been moved into the Ventilius project.
Artificial Island	Complete construction of an artificial island, including: - Dredging works - Compaction works - Erosion protection - Seawalls - Quay wall - Basic port infrastructure	- Reclamation and construction work for the island - Basic infrastructure, such as a small crew transfer vessel (CTV) harbour with jetty - Navigation aids - A quay wall with mooring equipment	Given that earlier work by KPMG had largely explained the increase in the cost for the Artificial Island, we did not perform a detailed technical review of these designs or the associated technical requirements. We note that it has been necessary to clarify whether the cost of suitable equipment and structural foundations are included within individual contract packages as these will not be provided as part of the Artificial Island Contract.

Key Reference Docs	Description
Elia Project Design Documents	i. Modular Offshore Grid - Phase 2: Offshore transmission grid expansion project" (dated 15th October 2021) ii. Technical Note (Version 2.0, 17 January 2023)
HVDC Contract Price Schedules	i. D5_1-Price Sheet MOG2 HVDC Substations.xlsx ii. HVDC Substations [PREFERRED BIDDER] Nov 18 2024 – Analysis.xlsx
Project Single Line Diagrams	i. [PREFERRED BIDDER] HVDC SLD.pdf ii. SLD_MOG2_Island_ACDC.pdf
HVDC Design Documents	i. Main Circuit Parameters Report ii. Valve design and configuration iii. General Arrangement and Elevation drawings iv. Control Strategy Report



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 20

Draft

DC Substation

The project costs in 2021 were assessed based upon a budget estimate for the DC substation which did not give an explicit reference to several high voltage components. While each of these components may not have a significant cost individually, collectively they could have contributed to the overall increase in project costs if they had been omitted.

2021 Grid Design

The costs that informed the Grid Design Note and project approvals were high-level budget estimates provided by a single manufacturer. This is not unusual, but we feel it is important to highlight several components that were not explicitly listed in the budget estimate provided. These are:

- Dynamic Braking System (DBS)
- Wall bushing and measurement devices
- Infrastructure foundations
- Harmonic Filters (either onshore or offshore)

From this, we suggest that the estimate provided may have been somewhat generic and potentially an underestimate of the actual project costs. Each of these components is required and now included within the project costs.

Current Design

The Preferred Bidder for the DC substation contract and their tender design and pricing includes both an offshore modular concept and topside concept for consideration. The final choice will be made as part of the procurement process, together with the contractors. Pricing referred to throughout this report is based upon the offshore modular concept.

The following HV equipment are proposed in the Preferred Bidder's HVDC Main Circuit Design Report. It is assumed that they are included in the current design cost.

- a) **50MVAR, 400kV AC filter** is assumed for the onshore converter station. It is unclear whether this will be required offshore but, given that VSC MMC HVDC technology emits relatively low levels of high-frequency noise, we assume any filters could be situated onshore only and tuned to higher frequencies. A specific cost contingency is taken into account to cover this risk.
- b) **Six single-phase 3-windings transformers** with tap-changer plus one spare transformer for onshore converter station. Four three-phase 2-windings transformers without tap-changer for offshore converter station. This is a common approach which had not been specified by Elia but is consistent with almost all other projects of a similar nature.
- c) **DBS blocks** are included for the onshore converter station.

And, for future expansion (excluded from MOG2 costs) **studies to inform the operation of MOG2-Nautilus MTDC** with four HVDC terminals

Although these elements of the design were not changed, we highlight that a part or all of the cost associated with these components may not have been included budget estimates provided by the supply chain in 2021. Whereas we can confirm that these components are now included in the current design costs.

Therefore, we think it is possible that the earlier cost forecasts may have been underestimated by up to €200 million.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 21

Draft

Technical Assessment : Review of Requirements

Task 3

Compare Elia's employer requirements (i.e. the technical specifications requested by Elia) with the typical industry standards that we would expect for this project. Focus on those areas with the largest unexplained cost variance with a focus on HVDC substations as the primary area.

Headlines

Following a review of the Employer's Requirements, we draw the following conclusions:

- We find the **Technical Requirements** are functional requirements with clear performance criteria. This affords the contractors a degree of flexibility which is especially important for the manufacturers of HVDC Converter Equipment who wish to standardise their design solutions. However, we highlight that this could potentially lead to integration challenges with other project components. Although the cost of these items is likely to be small it introduces the possibility of delays. WSP observe that other transmission system operators often include onerous requirements associated with small wiring, equipment labels or peripheral systems which are not found in these requirements. We also find these requirements relatively progressive allowing the manufacturers to bring forward innovations rather than specifying out-dated technology.
- We also note that Elia have not heavily dictated the **Construction Methodology**. Whilst the material and fabrication requirements are stated this does not prohibit the manufacturers from presenting their own methodology and programme. The specification makes good use of relevant industry standards from DNV which will be familiar to the entire supply chain.
- **Volume of Data:** The volumes of Employer supplied data and Rely Upon Data are consistent with good industry practice and should allow the Contractor to substantially derisk the project delivery.

Conclusion: The technical requirements follow a typical industry approach. They specify system and equipment functions rather than the use of specific technology. This approach is centred around achieving performance requirements and is frequently employed by developers of offshore wind farms and other generation assets. From our experience, large-scale utilities traditionally include a more detailed set of technical requirements.

We believe that the approach taken by Elia will have suppressed the project costs both i) directly (by allowing manufacturers to offer technology which they are already deploying elsewhere) and ii) indirectly (by increasingly competitive tension through the procurement process). For reference, the benefit of a competitive BAFO stage was a cost reduction in excess of €200 million for the DC substation works alone.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 22

Draft

Employer's Requirements vs Industry Standards

Task 3

Compare Elia's employer requirements (i.e. the technical specifications requested by Elia) with the typical industry standards that we would expect for this project. Focus on those areas with the largest unexplained cost variance with a focus on HVDC substations as the primary area.

Introduction

WSP UK have more than 15 years direct experience supporting client organisations to develop specifications and requirements for HVDC VSC projects. These services have been delivered for a variety of Clients both domestically and internationally.

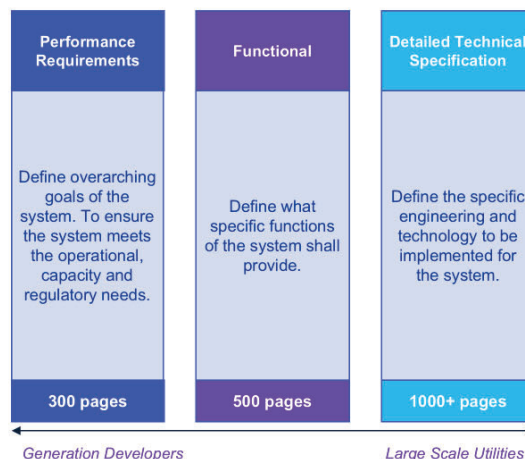
They also have a close working relationship with many equipment manufacturers.

As such, they are well placed to understand and comment upon the Employer's Requirements for the MOG 2 HVDC substation

Context

The figure to the right illustrates that clients include varying degrees of detail within their project requirements and specifications. Typically, assets that need to integrate with many other similar assets will benefit from a highly detailed specification. Whereas, if an asset is unique or highly bespoke, a performance or functional specification is likely to be sufficient. This also informs the contracting approach and implies that most (or all) of the design risk will lie with the contractor.

In the context of HVDC technology, there is currently enormous demand for equipment from a limited supply chain. Therefore, manufacturers appreciate circumstances where they can re-use designs from a previous project, and this will be reflected in the contract price.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential

23

Draft

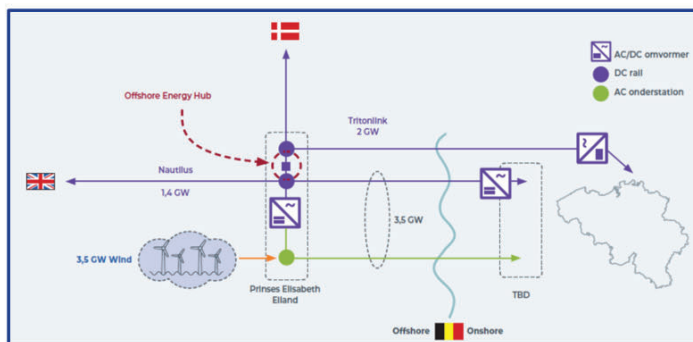
Employer's Requirements vs Industry Standards

Employer's Requirement

The Employer's Requirements define the technical requirement for the design, testing, installation, construction and operation of the HVDC system, to ensure the system meets the project's objectives, operate reliable and complies with industry standards.

The structure of the Employer's Requirements is as follows:

Book 0	Project Management, Interface, Quality, HSE and Organisational Requirements
Book 1	System and Performance Requirements
Book 2	Equipment Specifications
Book 3	Civil, Structural and Construction Requirements
Book 4	Service and Maintenance Specifications



MOG 2 Future Expansion

The HVDC system is specified in a manner that envisages future expansion with two multi-purpose interconnectors (shown in the figure above). We wish to highlight that we have not reviewed the requirements to determine whether they are adequate for this purpose. It is likely that any future expansion will necessitate modifications to the HVDC control system, additional simulations and on-site testing.

We note that the purchase of a control system replica will support this and the specification prohibits any outages required to implement these changes.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential

24

Draft

Employer's Requirements vs Industry Standards

The main technical requirement for the HVDC system design are defined in Book 1 and Book 2, summarised as below.

Book 1: 3.B.1 Converter Design Basis	This document defines the general requirements for the following - HV equipment as minimum that required for the main circuit design - General requirement for the main HV equipment. - Insulation coordination requirement - Layout arrangement	Book 1: 3.B.3 Functional and Dynamical Performances	System design requirements and main control functions are specified in this document, including: - AC system conditions - DC system requirement - P&Q requirement - Dynamic performance - Main control functions	Book 2: 3.C.1 Primary Systems and Electrical Works	Technical specifications are provided for the main HV equipment of the converter station.
Book 1: 3.B.2 Operational Performances	Requirements for the system performance are defined in this document, including: - Audible Noise - High frequency interference - Electromagnetic field - Losses - Availability and Reliability - AC and DC harmonics	Book 1: 3.B.4. Detailed Design and Engineering	Requirement for system models and various studies are given in this document.	Book 2: 3.c.2 Secondary Systems and Electrical Works	Technical specifications are provided for the auxiliary system equipment of the converter station.
		Book 1: 3.B.5 Testing, Commissioning and Trial Operation	Performance criteria for various testing, commissioning and trial operation are given in this document.		

■ indicates these are mostly Performance Requirements

■ indicates these are mostly Functional Requirements



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 25 Draft

Employer's Requirements: Summary

Elia's Employer Requirement Book 1 and Book 2 provide comprehensive functional requirements for the design, testing, and commissioning of the HVDC system. Although some observations and comments are highlighted in this discussion, Elia's Employer Requirements are not unreasonably detailed and cite the relevant industry standards rather than including additional non-standard requirements.

1. Main Circuit Design Requirement

By convention, Elia use 380 kV and 400kV interchangeably. Although it is referring to the same voltage level, 400 kV nominal.

We observe that 2000MW active power as measured at the PCC-DC when operating as an inverter is not align with the industry practice. It is important to emphasise this with the Contractor as it will alter the design of the HVDC Control system.

2. System Performance Requirement

Relevant standards specified for the system performance in the table to the right are aligned with the current industry standards.

3. Functional and Dynamic Requirement

Whilst control and protection functions are specified, we were unable to find any requirements for the monitoring system.

We note that grid forming capability is not specified. This is likely to have suppressed the project costs at it is essentially new technology which HVDC manufacturers are finding difficult to implement.

The control system functional requirements align with our experience and industry standards.

4. System Studies and Model Requirement

Whilst functional, we find the modelling requirements to more onerous than many other HVDC projects. However, we understand that Elia will have a need to perform future modelling and studies with these models. In addition, future interaction studies will need to be undertaken to coordinate with generators and the other multi-purpose interconnectors. However, we do not believe that this has a material impact upon project costs.

Performance	Industry Standards
Audible Noise	Local environmental regulation (i.e. VLAREM II)
Electromagnetic Fields	Local regulations and in particular: - The ministry of Interior decree (2004) for standards based on long-term effects of magnetic fields - RGIE/AREI - European Council Recommendation 1999/519/EC - European Directive 2013/35/EU - ICNIRP
Electromagnetic Interference	European Directive 2014/30/EU, CIGRE 391
Losses	IEC 62751 for the valves, IEC 61803 for the other equipment
Reliability and Availability	CIGRE TB590 definitions



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 26 Draft

Technical Assessment: Cost Impact Analysis - Key Headlines

Task 4 To quantify the cost impact of any material variance between the employers' requirements and 'industry standard' specification.

DC Substation

- It is the view of WSP that the Employer's Requirements are not dissimilar to any other 'industry standard' specification. As such, this is unlikely to have contributed towards the increased project costs. That is not to suggest that cost will have been suppressed either but Elia can expect to have received a fair market price to comply with the MOG 2 specification.
- The quoted cost of offshore "Modules Detailed Design and Engineering (DDE)" exceeds half a billion euro and is higher than expected based upon observations from WSP. Based upon a limited sample, the cost per m² appears at least 15% higher than similar quotations (2021 onwards). If this has not already received scrutiny then it may merit further investigation. WSP are of the opinion that this cost would not have been impacted by the decision to increase power rating from 1400MW to 2000MW. Elia are of the opinion the additional cost (comparing the cost of an offshore "stick built" design and "offshore modules" is €285 million. We have not been able to validate this estimate but, based upon the tender return prices, the cost of offshore modules appears to be at least €300 million more than traditional on-site construction methods. As one would expect, most of the additional cost lies in the off-site fabrication and logistics.
- When making comparisons to other benchmarking information, WSP estimate that the equivalent equipment costs rated for 1400MW could be in the range of €100 million to €140 million less expensive than equipment rated for 2000MW.

AC Substation

- It is currently unclear by how much the selection of a 'single node' 220kV substation will have impacted the project costs. Elia have stated that their assessment was €389 million (real 2024) based upon cost data which is available to them from other project works. We would require further details of the AC substation costs and more time to estimate the cost of this change.

Overall Conclusion: The Employer's Requirements are not dissimilar to any other 'industry standard' specification. As such, this is unlikely to have contributed towards the increased project costs.
However, by revisiting design changes discussed in Task 2 we can rationalise approximately €1 billion of cost increases, but this is considerably less than the €2.2 billion increase in the DC substation contract alone.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

Document Classification: KPMG Confidential | 27

Draft

Cost Impact Analysis

Item	Supplier Quoted Cost on 18th Nov 2024" mEUR	WSP Benchmark (2024 real) mEUR	Commentary
DC System Rating (1400 -> 2000MW)			
Converter Valves (offshore)		111	As earlier presented, increasing the power rating from 1400MW to 2000MW will mainly impact on this equipment. Based upon comparable benchmarks for a 1400MW DC system, WSP estimate the cost for this equipment would be approximately in the range of €279m to €328m (2024 real). Benchmarking data taken from a sample of 12 similar projects of comparable specification from 2018 onwards
Converter Valves (onshore)		111	
Valves cooling (offshore)		9	
Valve cooling (onshore)		9	
Converter transformer (offshore)		41	
Converter transformer (onshore)		53	
Subtotal		334	WSP estimate the additional capex to be €100 – 140 million
DC Switching Station:			
DCSS (offshore)	Not included		DCSS cost is not provided according to the Preferred Bidder's latest cost sheet. Employer's Requirement doesn't specify the relevant requirement for DCSS. However, it is noted that Preferred Bidder's SLD has proposed a DCSS design by utilising the DC disconnectors. WSP's estimated price for the proposed DCSS design is circa € including equipment, design, T&I and offshore works, based on Preferred Bidder's offshore converter quotation. Based upon the pricing quoted by suppliers WSP estimate the cost of the DCSS at million
Offshore Modules:			
Modules DDE		47	The quoted cost of offshore "Modules Detailed Design and Engineering (DDE)" appears higher than expected based upon observations from WSP. If this has not already received scrutiny then it may merit further investigation. The cost of offshore modules appears to be at least €300 million more than traditional on-site construction methods. As one would expect, most of the additional cost lies in the off-site fabrication. Benchmarking data taken from a limited sample of 3 similar projects from 2021 onwards (Caution: Limited data available for benchmarking, high standard deviation applied). We note that the other Tenderer for this contract returned a price of million EUR for the offshore modules.
Modules Fabrication		482	
Offshore Transportation & Installation modules		46	
Offshore works		92	
Subtotal		667	These costs are higher than WSP would have expected.



© 2025 KPMG Advisory, a Belgian BV/ SRL and a member firm of the KPMG global organisation of independent firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity. All rights reserved.

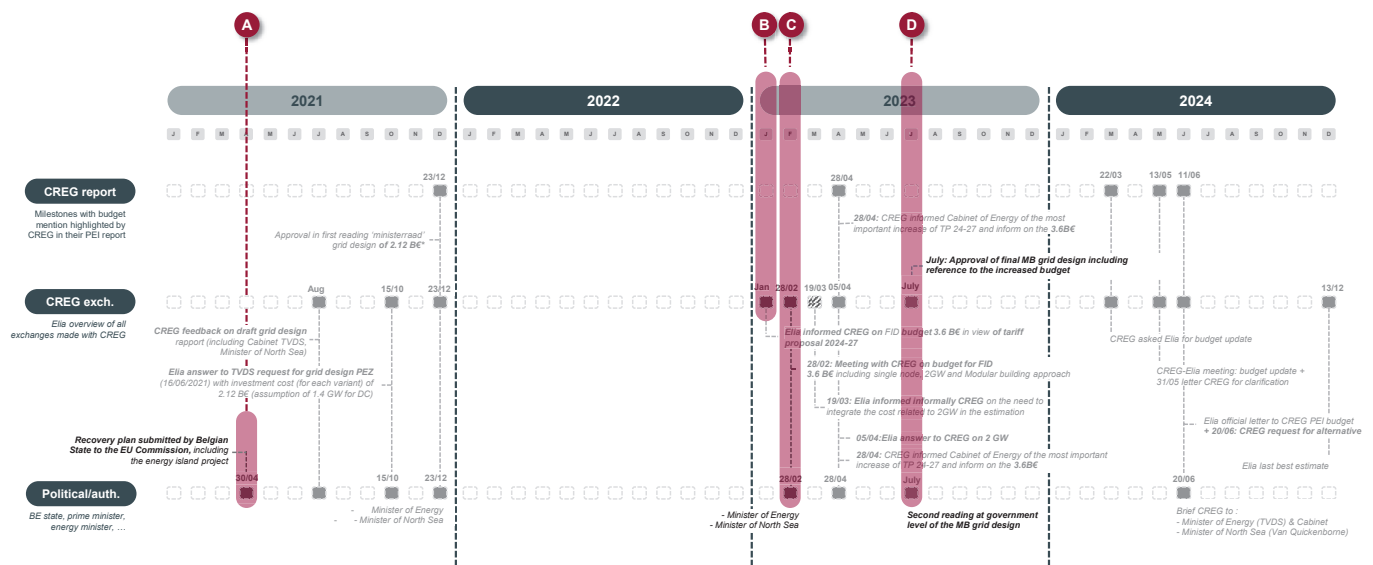
Document Classification: KPMG Confidential | 28

Draft

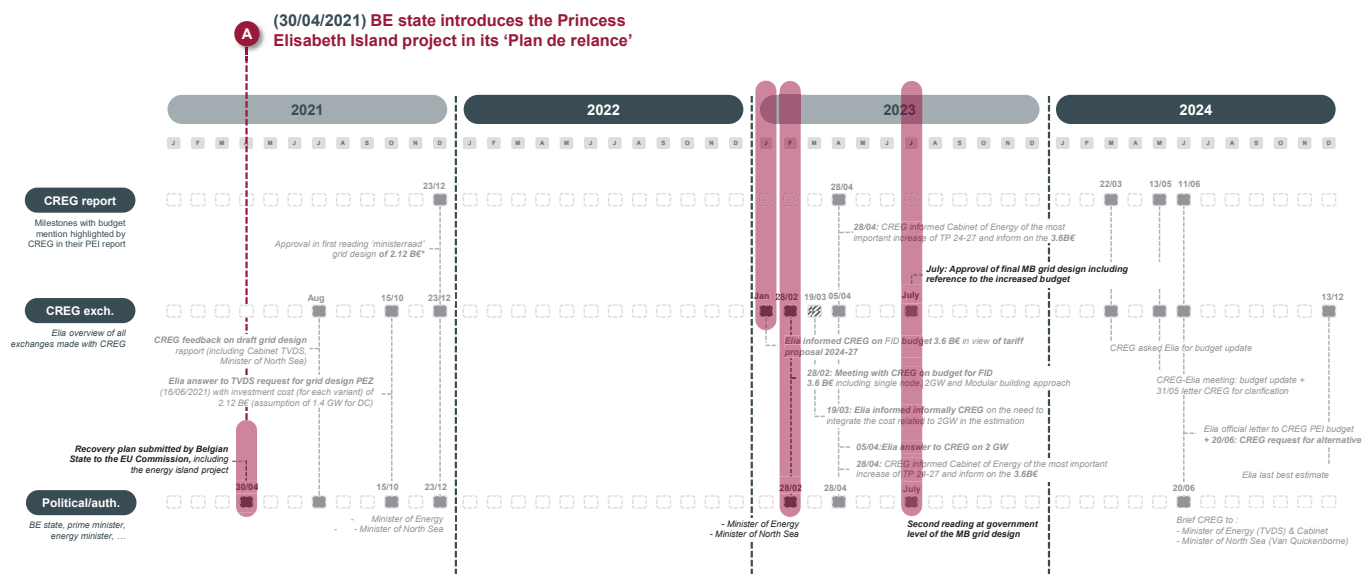


Thank you

Timeline | Decision about the PEI and the technical choices were not unilaterally taken by Elia. The Grid Design decision was taken knowing the budget estimation, and the underlying technical choices

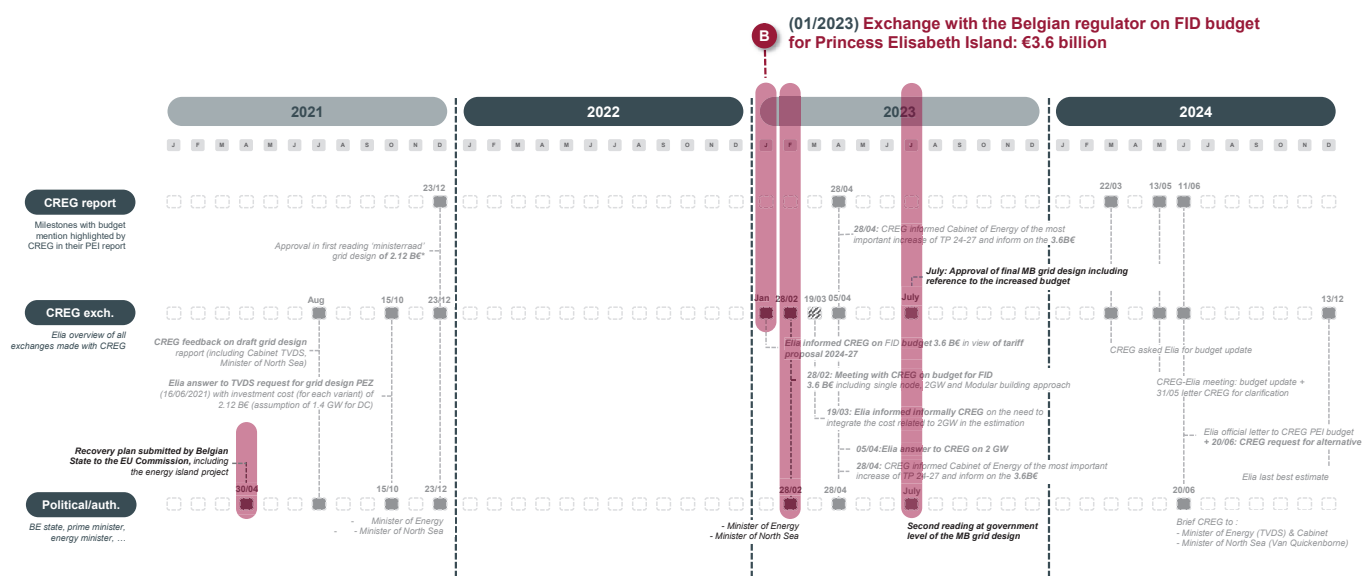


Timeline | Decision about the PEI and the technical choices were not unilaterally taken by Elia. The Grid Design decision was taken knowing the budget estimation, and the underlying technical choices



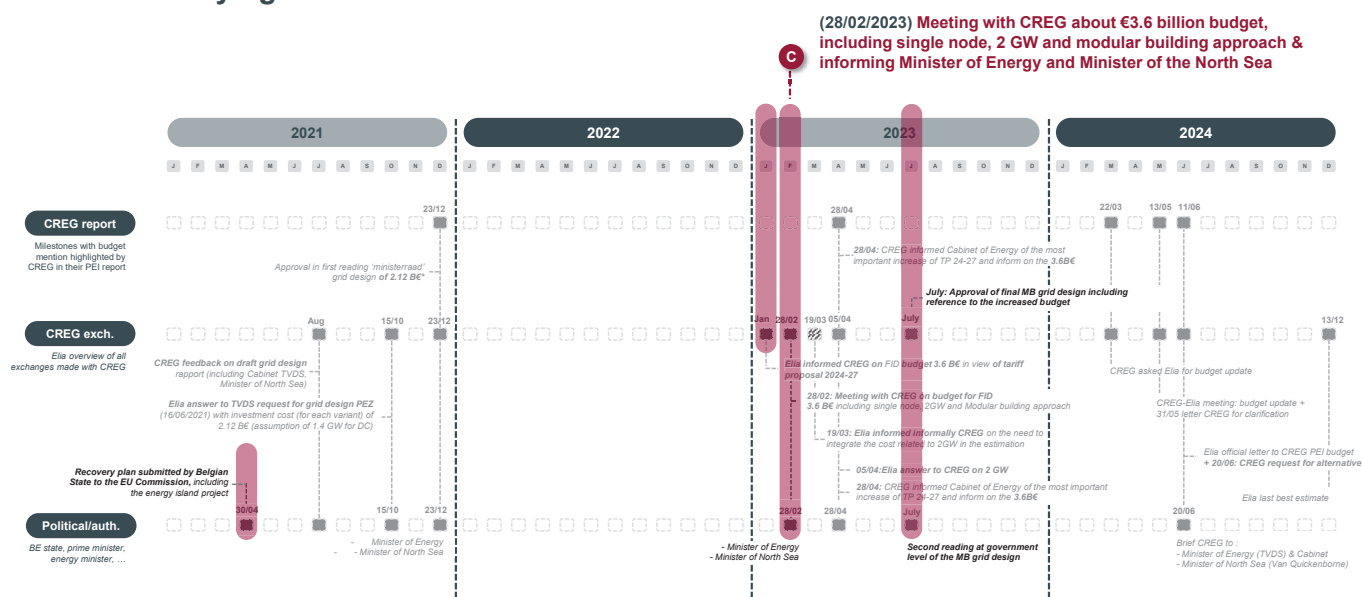
31

Timeline | Decision about the PEI and the technical choices were not unilaterally taken by Elia. The Grid Design decision was taken knowing the budget estimation, and the underlying technical choices



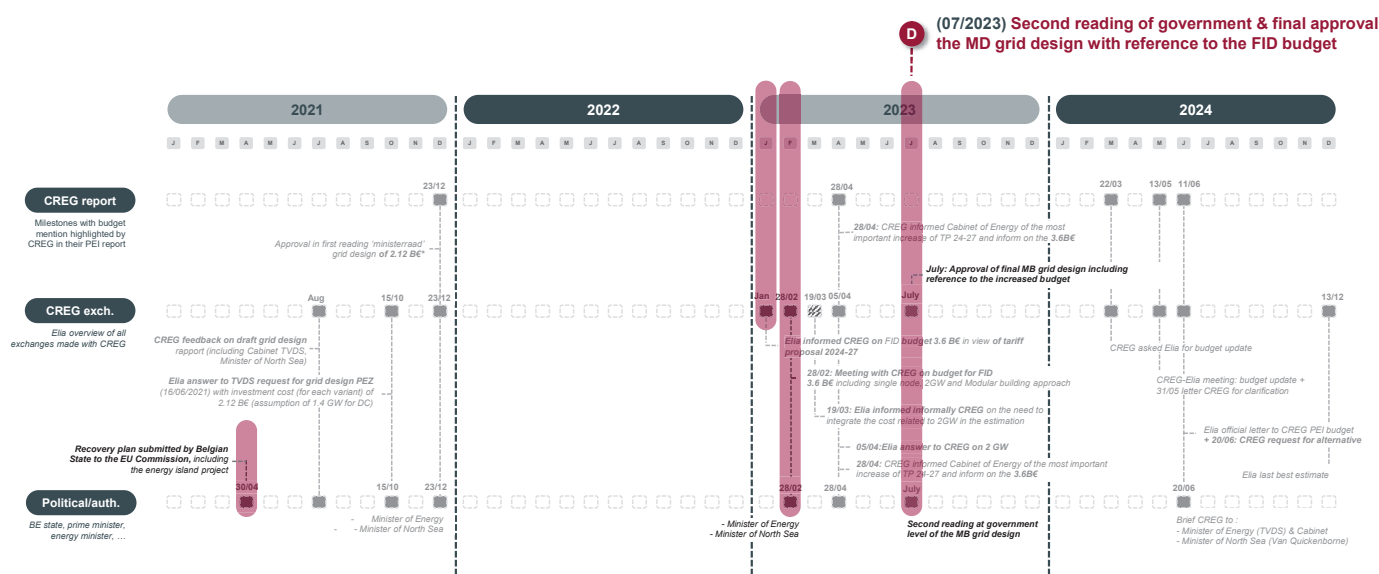
32

Timeline | Decision about the PEI and the technical choices were not unilaterally taken by Elia. The Grid Design decision was taken knowing the budget estimation, and the underlying technical choices



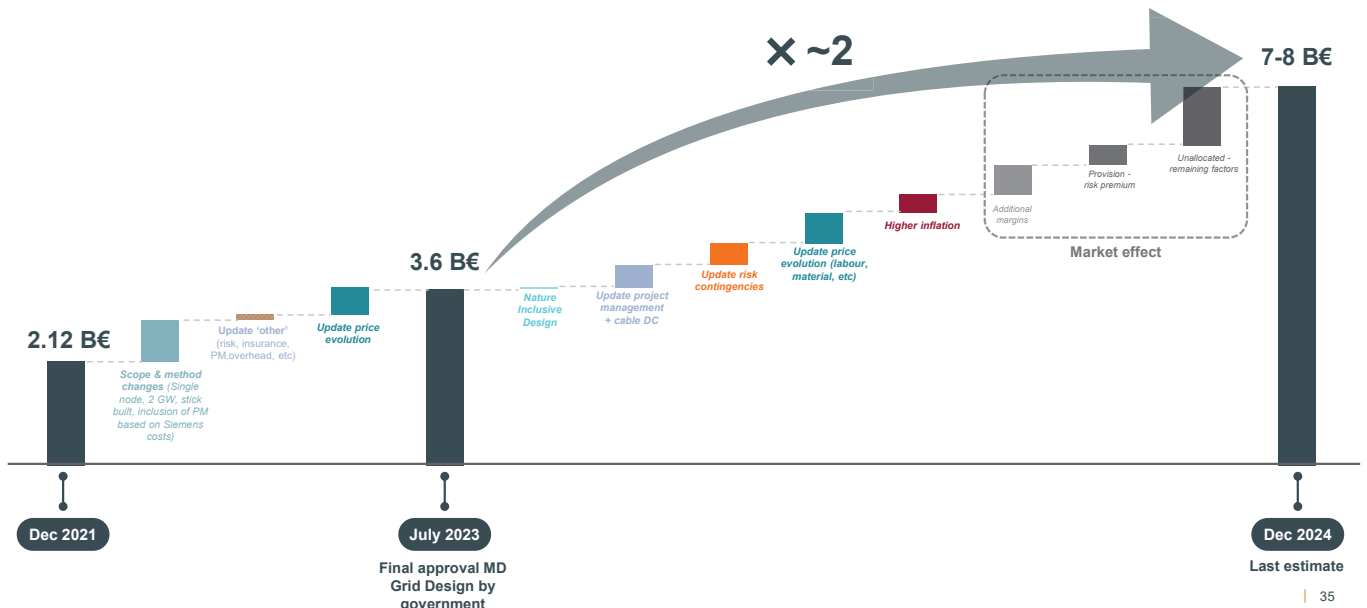
33

Timeline | Decision about the PEI and the technical choices were not unilaterally taken by Elia. The Grid Design decision was taken knowing the budget estimation, and the underlying technical choices



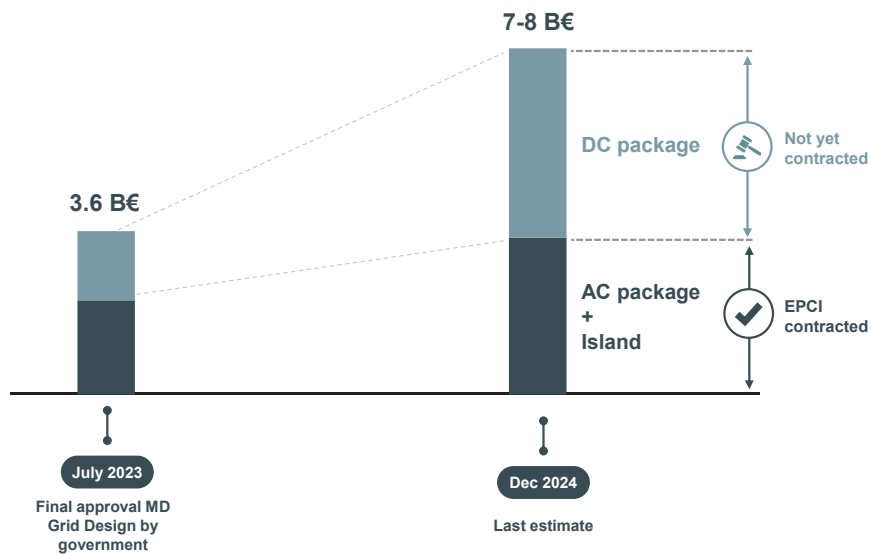
34

Cost evolution | Following the decision of the Council of Ministers and the MD Grid Design in July 2023, the doubling in costs was almost exclusively caused by unpredictable external factors



35

Cost evolution | The artificial island and AC packages are the only elements that have been contracted to date



36

Technical choices | The technical choices are based on the methods used and followed by the standards of the sector



Technical Assessment: Changes to Design – Key Headlines

Task 2 Compare the current design scope with the scope defined at 2021 Grid design and comment on any differences.

Following a review of design changes, we found that the number of material design changes were limited to three specific areas:

- DC System Rating:** The latest design includes changes to power rating from 1400MW to 2000MW. Based upon information provided we observe that this change was agreed in 2023 because that the global HVDC supply chain offers a design standard of 2000MW, 525kV. We are informed that Elia had estimated the cost increase would be €457 million (2022) real. WSP believe that the costs could be in the region of €100-140 million (2024) real since a relatively small number of components are impacted by this increase in rating (converter transformer, reactors, DC valve and associated cooling). Since the voltage has remained 525kV, the majority of the design will be unchanged. WSP have recent experience that demonstrates that the project capex does not directly correlate with an increased power rating and this is supported by examining the price schedules which are available. We are of the opinion that this change provides a net benefit to the project.
- AC Substation Design:** The design of the AC substation was modified in two regards:
 - The earlier design envisaged five 700MW substations. Soon after the Grid Design Note in 2021, this was consolidated into two 1000MW substations and two 700MW substations. This optimisation is likely to have reduced the project costs.
 - The project took the decision to proceed with a 'single-node' topology to enhance operational flexibility and maintain the same secure of supply standards for the offshore network as those found onshore. This necessitated the construction of a consolidated 220kV substation which will have increased project costs. A cost increase of €309 million (2024) real has been attributed to this design change.
- Offshore Module Design Platform:** At the Grid design stage, it was assumed that offshore structures and buildings would have cost 60% more than the onshore assets. However, a design was confirmed in 2023 following a cost benefit assessment to require offshore modules similar to an offshore platform which is much more expensive. Elia are of the opinion the additional cost (comparing the cost of an offshore 'stick built' design and 'offshore modular') is €205 million. We have not been able to validate this estimate but, based upon the tender return prices, the cost of offshore modules appears to be at least €300 million more than traditional on-site construction methods. As one would expect, most of the additional cost lies in the off-site fabrication.

Overall Conclusion: The three highlighted design changes have resulted in a cost increase of approximately €800 million. When other minor changes are also considered, the total cost increase due to design updates may be as much as €1 billion. In our opinion, these changes are similar in both number and magnitude to those seen in other offshore transmission projects during their development phase. Elia evaluated the benefits of each change before deciding to implement the design modification.

Technical Assessment: Cost Impact Analysis - Key Headlines

Task 4 To quantify the cost impact of any material variance between the employers' requirements and 'industry standard' specification.

DC Substation

- It is the view of WSP that the Employer's Requirements are not dissimilar to any other 'industry standard' specification. As such, this is unlikely to have contributed towards the increased project costs. That is not to suggest that cost will have been suppressed either, but Elia can expect to have received a fair market price to comply with the MOD 2 specification.
- The quoted cost of offshore 'Modules Detailed Design and Engineering (DDC)' exceeds half a billion euro and is higher than expected based upon observations from WSP. Based upon a limited sample, the cost per m² appears at least 15% higher than similar quotations (2021 onwards). If this has not already received scrutiny then it may merit further investigation. WSP are of the opinion that this cost would not have been impacted by the decision to increase power rating from 1400MW to 2000MW. Elia are of the opinion the additional cost (comparing the cost of an offshore 'stick built' design and 'offshore modular') is €205 million. We have not been able to validate this estimate but, based upon the tender return prices, the cost of offshore modules appears to be at least €300 million more than traditional on-site construction methods. As one would expect, most of the additional cost lies in the off-site fabrication and logistics.
- When making comparisons to other benchmarking information, WSP estimate that the equivalent equipment costs rated for 1400MW could be in the range of €100 million to €140 million less expensive than equipment rated for 2000MW.

AC Substation

- It is currently unclear by how much the selection of a 'single node' 220kV substation will have impacted the project costs. Elia have stated that their assessment was €309 million (real 2024) based upon cost data which is available to them from other project works. We would require further details of the AC substation costs and more time to estimate the cost of this change.

Overall Conclusion: The Employer's Requirements are not dissimilar to any other 'industry standard' specification. As such, this is unlikely to have contributed towards the increased project costs. However, by including design changes discussed in Task 1 we can rationalise approximately €1 billion of cost increases, but this is considerably less than the €2.2 billion increase in the DC substation cost alone.

Technical Assessment : Review of Requirements

Task 3 Compare Elia's employer requirements (i.e. the technical specifications requested by Elia) with the typical industry standards that we would expect for this project. Focus on those areas with the largest unexplained cost variance with a focus on HVDC substations as the primary area.

Headlines

Following a review of the Employer's Requirements, we draw the following conclusions:

- We find the **Technical Requirements** are functional requirements with clear performance criteria. This affords the contractors a degree of flexibility which is especially important for the manufacturers of HVDC Converter Equipment who wish to disseminate their design solutions. However, we highlight that this could potentially lead to integration challenges with other project components. Although the cost of these items is likely to be small it introduces the possibility of delays. WSP observe that other transmission system operators often include consensus requirements associated with small wiring, equipment labels or peripheral systems which are not found in these requirements. We also find these requirements relatively progressive allowing the manufacturers to bring forward innovations rather than specifying out-dated technology.
- We also note that Elia have not heavily dictated the **Construction Methodology**. Whilst the material and fabrication requirements are stated this does not prohibit the manufacturers from presenting their own methodology and programme. The specification makes good use of relevant industry standards from DNV which will be familiar to the entire supply chain.
- Value of Data:** The volumes of Employer supplied data and Rely Upon Data are consistent with good industry practice and should allow the Contractor to substantially de-risk the project delivery.

Conclusion: The technical requirements follow a typical industry approach. They specify system and equipment functions rather than the use of specific technology. This approach is centred around achieving performance requirements and is frequently employed by developers of offshore wind farms and other generation assets. From our experience, large-scale assets traditionally include a more detailed set of technical requirements. We believe that the approach taken by Elia will have suppressed the project costs both directly (by allowing manufacturers to offer technology which they are already deploying elsewhere) and indirectly (by increasing competitive tension through the procurement process). For reference, the benefit of a competitive BMD stage was a cost reduction in excess of €200 million for the DC substation works alone.

► HVDC sizing for Princess Elisabeth Island

► Redundancy

► Modular approach used vs stick-built

► Single node

- The technical choices are based on the methods used and followed by the standards of the sector and investment supported with benefits analysed

- All these technical choices were communicated to authorities along with the budget estimation, before the Grid Design decision was taken

| 37

Alternative | Given the cost increases, potential alternatives need to be considered

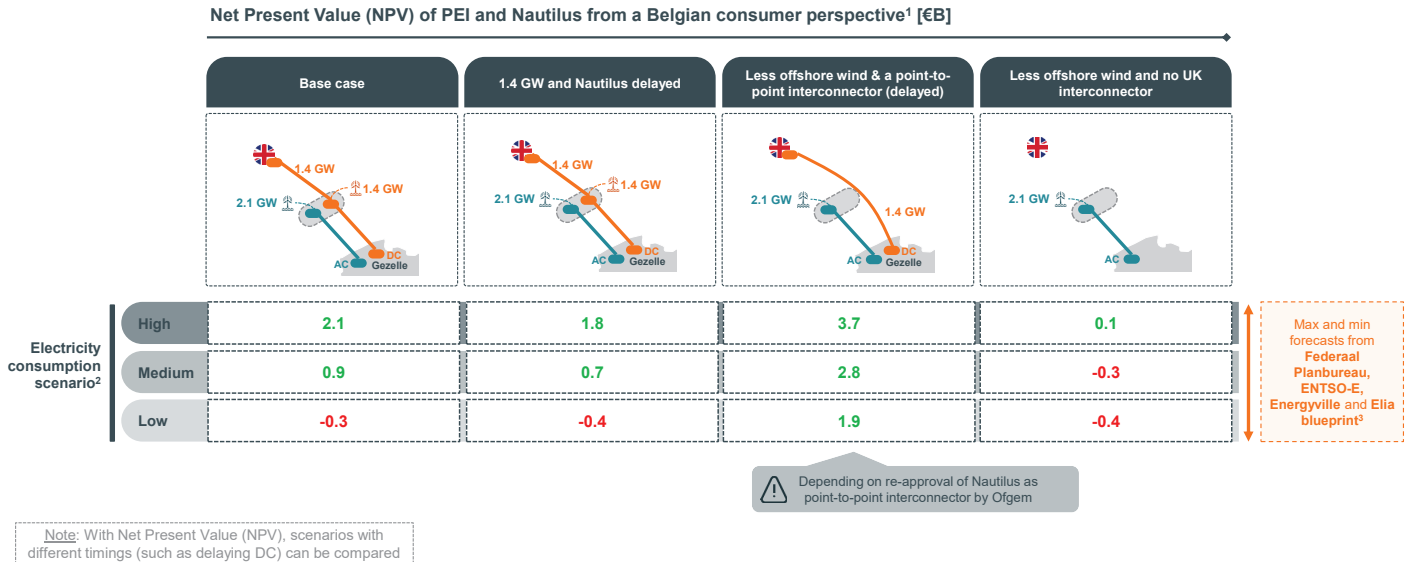


	Base case	1.4 GW and Nautilus delayed	Less offshore wind & a point-to-point interconnector (delayed)	Less offshore wind and no UK interconnector
	PEZ offshore wind capacity	3.5 GW	3.5 GW	2.1 GW
	UK Nautilus	Hybrid interconnector under current Ofgem green light ²	Try to maintain rights for delayed Hybrid, or re-secure rights	Try to maintain rights to switch to a point-to-point, or re-secure rights
	In line with Ministerial Decrees?	Yes	Yes	No
	Access to low-carbon electricity ¹	16-18 TWh as from 2032-2037 (13 TWh offshore wind & 3-5 TWh Nautilus)	16-18 TWh as from 2036-2037 (13 TWh offshore wind & 3-5 TWh Nautilus)	14-17 TWh as from 2036-2037 (8 TWh offshore wind & 6-8 TWh Nautilus)
	Benefit by 2040	€7-7.5/MWh 800MW adequacy contribution as from 2032	€7-7.5/MWh 800MW adequacy contribution as from 2036	€6-7/MWh 700MW adequacy contribution as from 2036
	Cost by 2040	~€4.9/MWh (~€7.7/MWh at the peak)	~€5.1/MWh (~€7.8/MWh at the peak)	€-3.5/MWh (~€4.7/MWh at the peak)
	Reputation risk towards partners	Some, due to tariff increase	Some, to suppliers and UK	Some, to suppliers and UK
	Biggest risk compared to base case	Some, to suppliers and UK	High, to suppliers and UK	Negative bill impact consumers
		CAPEX uncertainty DC	Depending on Ofgem approval	Negative bill impact consumers

1. Interconnector might also import non-low carbon electricity 2. Reconfirmation Nautilus by NGV would cost increase 3. AC = Alternating Current 4. DC = Direct Current
2. Assuming price of DC packages remains constant when delaying, being analyzed at the moment;

| 38

Business case | Alternatives entail other risks, NPV and expense profiles. Depending on the chosen design/approach, legislative changes, technical optimisations and feasibility analyses will have to be carried out, including with our English partners.



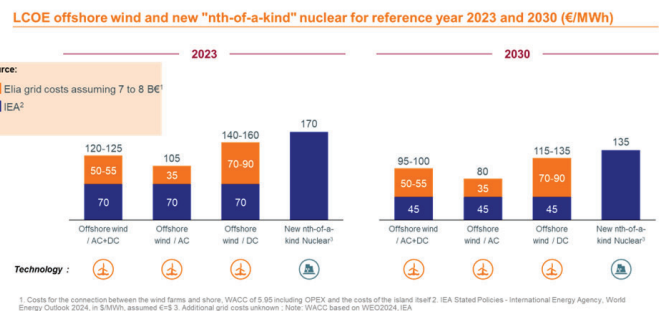
1. Discounted at societal WACC of 4% (as per ENTSO-E guidelines) to reference year 2023 2. Net impact beyond 2032 flat and based on continued electricity consumption of in respective scenario 3. Elia "Blueprint 2024" (Global Ambition, Distributed Energy, and Higher Electrification scenarios), Energyville "Paths 2050" (Central, Clean Molecules, and 2040d Electrification scenarios), Federaal Planbureau "Energievooruitzichten tegen 2050", and ENTSO-E "TYNDP2024" (Distributed Energy, Global Ambition, and National Trends scenarios). Fixed inputs for 2036 & 2050, extrapolated in between

While we value Febeliec's input, we have important concerns about some of the calculations and methods used (1/2)



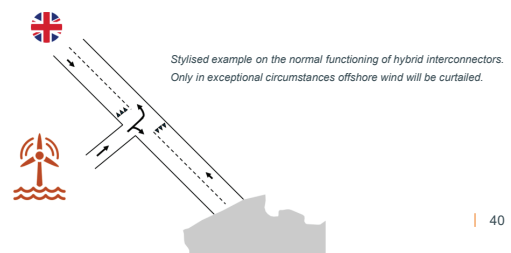
1 LCOE calculations presentation could be misleading

- When using LCOE, it is important to ensure a like-for-like comparison between different technologies and their associated maturity levels:
 - theoretical values versus concrete projects
 - nth-of-a-kind versus first-of-a-kind for new technologies
 - using same data sets when comparing technologies
- Febeliec introduces double counting in the way they compensate for adequacy and capture rate
- Pancaking additional costs into the LCOE (back-up, capture rates...) and naming the results as "total system costs" is an omission of a whole host of complexities



2 There seems to be a misunderstanding about how hybrid interconnectors work

- Hybrid interconnectors naturally prioritise offshore wind generation
- The technical functioning of the Nautilus hybrid interconnector was extensively discussed with stakeholders (and Febeliec) in the framework of the Princess Elisabeth Task Force. At the time, Febeliec explicitly supported the hybrid design of Nautilus.

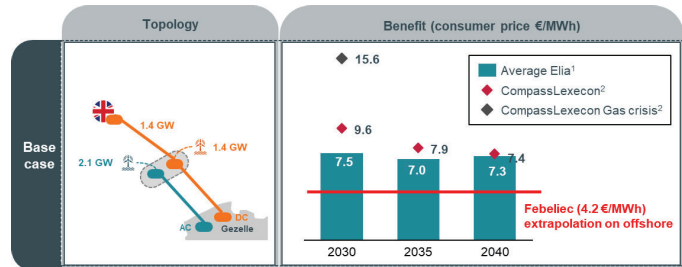


While we value Febeliec's input, we have important concerns about some of the calculations and methods used (2/2)



3 Febeliec's estimations of the impact on consumer prices cuts many corners and are not in line with state-of-the-art EU methodologies

- **Short-term observations** in futures prices **cannot be extrapolated** due to the dynamic nature of the energy sector (e.g. using forward prices a few years ahead for projects which last for decades)
- **Calculations by Elia follow EU methodologies** for cost-benefit analysis and span over several decades. Those were presented and discussed with the CREG.
- **CompassLexecon** has **independently validated these calculations** with their own tools; the results were shared with the CREG.



4 Febeliec claims that Elia has a CAPEX-bias

- As a regulated entity, **Elia operates within a strict oversight** framework that is designed to align its decisions with societal benefits.
- **Whether Elia invests more or less, the relative return on investment stays the same.**

5 Additional remarks

- **OPEX data** in the Blueprint was **published once it had been requested** by stakeholders.
- **Elia used an 'apples to apples' comparison** for the costs of the grid infrastructure in Belgium and abroad (omitting on purpose financing, insurance, project management and contingency costs).
- ...

¹ Elia simulated 19 scenarios for this topology. Only the average is given. Ranges over the simulations (€/MWh) : 5.5-9.5 in 2030, 6-8 in 2035, 7-7.5 in 2040.

² CompassLexecon simulated the TYNDP2024 NT scenario for 2030 & 2040 and DE for 2040.



In conclusion



- 1 Elia has not made any unilateral technical choices
- 2 Following the decision of the Council of Ministers and the MD Grid Design, **the doubling in costs comes was largely caused by unpredictable external factors** (price indices, inflation and market effects)
- 3 **The technical choices made are reasoned and in line with industry standards**
- 4 **The signing of the DC contract has been postponed in order to allow a serene political decision** to be taken in light of energy policy ambitions and considering the market conditions of current electrical equipment manufacturers
- 5 **Alternative designs have been analysed**; these need to be discussed with the authorities. By offering up the expertise of its teams, **Elia is committed** to fully and openly contributing to this discussion with the **authorities** and the **regulator**, and is committed to the implementation of the joint action plan that will be drawn up as a result of this discussion.



Thank you

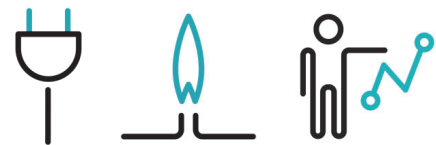


Rapport (RA)2960 over de budgetstijgingen van het MOG II project

COMMISSIE VOOR ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT

Directiecomité CREG

18 februari 2025



— CREG —

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

Inhoud

1. Inleiding
2. Wettelijk kader: bevoegdheden van de CREG
3. Historiek van het MOG II project
4. Impact van MOG II op de elektriciteitsfactuur
5. Detailanalyse investering MOG II
6. Vergelijking kosten en baten van de mogelijke varianten
7. Europese context
8. Algemene conclusies
9. Aanbevelingen van de CREG

— CREG —

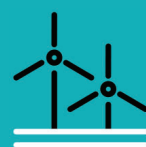
1. Elementen om de tussenkomst van de CREG te kaderen

- Scope van de tussenkomst van de CREG: vaststellingen van het rapport van de CREG - voorlopige niet-vertrouwelijke versie, goedgekeurd door het directiecomité op 18 februari 2025
 - Focus van de CREG: kostenaspecten op basis van de informatie die beschikbaar was toen het rapport werd opgesteld
- De CREG is onderworpen aan de beperkingen van het beroepsgeheim
- Vertrouwelijkheid: vertrouwelijke informatie bepaald door Elia
- Initiatief van de CREG: samenwerken met de FSMA om toe te zien op de naleving van de geldende wettelijke bepalingen

— CREG —

3

2. Wettelijk kader: bevoegdheden van de CREG



— CREG —

2. Wettelijke bevoegdheden van de CREG m.b.t. de investeringen

VOOR de goedkeuring door de minister:

- **Eensluidend, niet-bindend advies:** als gunstig beschouwd indien het niet binnen 40 dagen werd verleend (art. 13 elektriciteitswet + KB 12 mei 2024)
- **Aanbevelingen:** als het FOP niet in overeenstemming is met het TYNDP (art. 23, § 2, 10° elektriciteitswet)
- **Eensluidend, niet-bindend advies** i.h.k.v. de uitbreiding van MOG II (artikel 6/4, § 2 elektriciteitswet)

NA goedkeuring door de minister:

- **Kennisgeving aan de minister:** na raadpleging van de TNB in geval van onvoldoende investeringen om effectief aan de capaciteitsbehoeften te voldoen en aanbevelingen formuleren (art. 13 elektriciteitswet)
- **Controle op de uitvoering van het FOP** door de TNB (art. 23, § 2, 2e lid, 10° elektriciteitswet)
- **Tariefmethodologie:** de CREG moet rekening houden met het FOP bij de uitwerking van de tariefmethodologie (art. 12, §5, 4° elektriciteitswet)
- **Aanvaarding van investeringskosten van in FOP goedgekeurde projecten:** de CREG kan de als onredelijk beschouwde investeringskosten alleen maar verwerpen
- **Onmogelijk om het FOP op eigen initiatief te wijzigen**

De CREG heeft slechts beperkte bevoegdheden m.b.t. de investeringen voor en na de goedkeuring door de minister

— CREG —

5

3. Historiek

GRID DESIGN MOG II

STIJGING VAN DE GERAAMDE KOSTEN



— CREG —

3. Historiek

- Toegelicht tijdens de hoorzitting van 12 november 2024
- *Grid design* MOG II: nieuw
 - brief Elia d.d. 10 januari 2025
 - mogelijke vertraging bij de bouw van het eiland
 - mijlpaal RRF-subsidie (€100 miljoen) halen?
- Stijging van de geraamde kosten: nieuw
 - bespreking Elia d.d. 13 december 2024
 - laatste budgetinschatting MOG II: € [vertrouwelijk] miljard

— CREG —

7

4. Impact van MOG II op de elektriciteitsfactuur



— CREG —

4. Impact MOG II op de transmissietarieven

- Financierings- en afschrijvingskosten:
692,5 M€/jaar in 2034 (betere raming beschikbaar bij de afronding van het rapport)
- Ontmantelingsprovisie: 25 M€/jaar
- OPEX: tussen 74 en 97 M€/jaar
- Totale kosten = ongeveer 800 M€/jaar in 2034 ten laste van de gebruikers van het Belgische transmissienet
 - = 9,8 €/MWh (hetzij ongeveer 34,4 €/jaar) voor een huishoudelijke verbruiker
 - = 4,45 €/MWh voor een grote industriële verbruiker die rechtstreeks is aangesloten op het transmissienet van Elia

De totale kost zal geleidelijk dalen over een periode van 60 jaar
(= afschrijvingsduur van het eiland)

- !! Deze kosten zijn specifiek voor MOG II: ze omvatten niet de kosten van windparken en/of offshore interconnecties die op MOG II zullen worden aangesloten

— **CREG** —

9

5. Detailanalyse investering MOG II



— **CREG** —

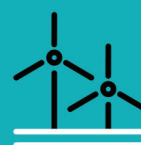
Externe onafhankelijke audit

- **Opdracht toegewezen aan DNV Netherlands BV**
Internationaal team van experts
- **Aanpak DNV**
 - ☐ Review van documenten
 - Systeemvereisten
(Federaal Ontwikkelingsplan, MB *grid design*)
 - Concept ontwikkelingsstudies en –documenten
(evolutie in design en budgetinschattingen)
 - Systeemspecificaties en functionaliteitsvereisten van Elia
 - Aanbestedingsstrategie
 - Analyse van biedingen
(technische voorstellen en budgetten)
 - Documentatie Elia / CREG
 - ☐ Interviews met Elia personeel
 - ☐ Benchmark van het *grid design*
 - ☐ Benchmark kosten van HVDC-systeem
 - ☐ ...

— CREG —

11

Tussenkomst DNV



— CREG —

Oorzaken van de budgetstijgingen ⁽¹⁾

- **De marktontwikkelingen voor HVDC- en AC-infrastructuur in de periode 2022-2024**
 - Wereldwijde krapte in de toeleveringsketen en in het bijzonder voor offshore toepassingen.
 - ↳ Beperkt aanbod, met hogere offertes, minder flexibiliteit en een verhoogd risico voor Elia.
 - De toekomstige ontwikkelingen in de HVDC-markt zijn onzeker. Een uitstel van het DC-gedeelte zal geen significante verlaging van de kosten opleveren.

— CREG —

13

Oorzaken van de budgetstijgingen ⁽²⁾

- **De focus door Elia op het verzekeren van een *grid design* met hoge beschikbaarheid en operationele flexibiliteit**
 - ↳ Veronderstellingen en ontwerpkeuzes die de kostenbasis verhoogden in vergelijking met typische offshore transmissieontwerpen
 - Voorbeelden:
 - *Single AC node*, met een extra bijkomende kost
 - De hogere capaciteit van de HVDC-verbinding (1,4 → 2 GW)
 - De opname van hoge redundantie

— CREG —

Oorzaken van de budgetstijgingen ⁽³⁾

- **Het vasthouden aan een strikte timing voor oplevering waardoor niet-geverifieerde aannames hebben geleid tot voorbarige design-keuzes**
 - Voorbeelden:
 - De aanname dat de offshore HVDC- en AC-onderstations via onshore technieken (*stick-built* methode) op het eiland konden worden gebouwd
 - De technische en regulatoire haalbaarheid van het gebruik van een single AC node
- **De ontwikkeling van een infrastructuur "*first of a kind*", gesteund door een beslissing van de regering in het kader van het Europese herstelplan waarvan de subsidie momenteel nog onzeker en het bedrag beperkt is**

— CREG —

15

Oorzaken van de budgetstijgingen ⁽⁴⁾

Op basis van de uitgevoerde detailanalyse door de CREG en DNV worden voor een **bedrag van minstens € 1,5 miljard** aan kostenverhogende effecten geïdentificeerd die rechtstreeks kunnen worden gelinkt aan **specifieke (technische) keuzes door Elia**

- HVDC-systeem
 - assumptie onshore bouwtechnieken
 - capaciteitsverhoging 1,4 GW naar 2 GW
 - *preferred bidder*
 - HVAC-systeem
 - *single AC node*
- Totale budgetstijging t.o.v. *grid design*: > € 1.570 miljoen

— CREG —

Oorzaken van de budgetstijgingen ⁽⁵⁾

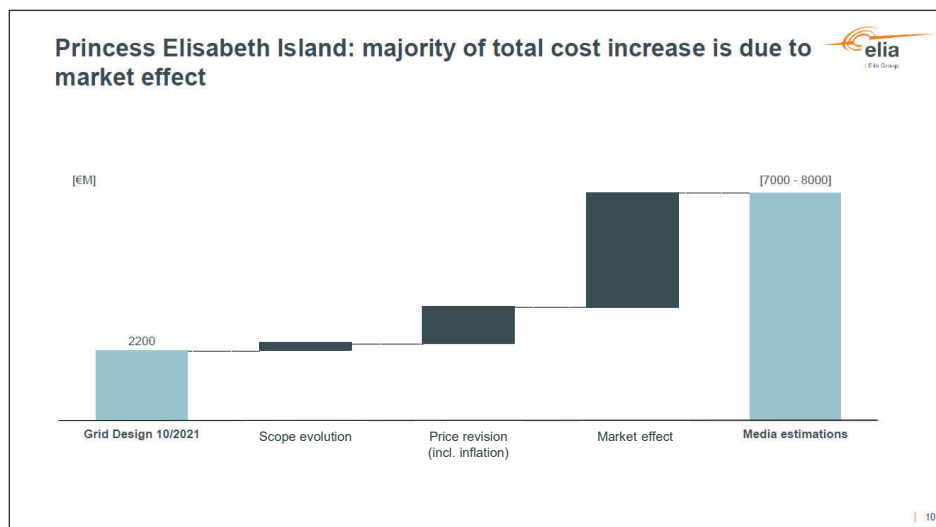
- Een aantal mogelijk bijkomende budgetstijgingen werden geïdentificeerd waardoor **het voormelde bedrag nog (significant) kan stijgen**

HVDC system
Toekomstige budgetstijgingen – extra kosten uitvoeringsfase project
HVAC system
Assumptie toepassing onshore technieken op een energie-eiland
Spare parts en spare infrastructure
Oppervlakte eiland (Spare space)
Toekomstige budgetstijgingen – price revision reserve voldoende?

— CREG —

17

Elia wijst budgetstijgingen bijna uitsluitend toe aan markteffecten

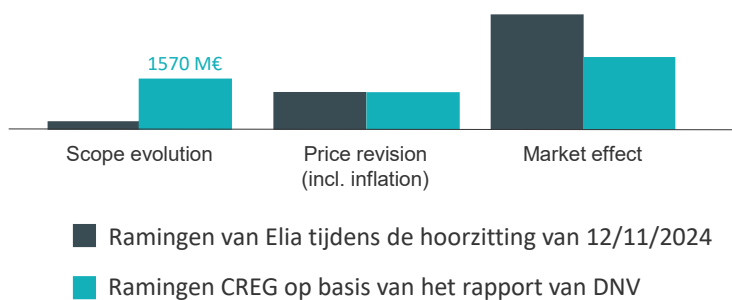


Bron: presentatie Elia in de hoorzitting van 12/11/2024

— CREG —

De CREG denkt dat technische keuzes een belangrijke rol hebben gespeeld

- DNV en de CREG erkennen dat markteffecten een aanzienlijke impact op het project hebben gehad.
- Een aantal technische keuzes heeft echter ook een grote impact gehad op de kosten.



— CREG —

19

6. Vergelijking kosten en baten van de mogelijke varianten



— CREG —

6. Vergelijking kosten en baten van de mogelijke varianten

Context : Vraag van de minister en de Commissie Energie, Leefmilieu en Klimaat

Kosten-batenanalyses voor infrastructuurwerken :

- Geen kosten-batenanalyse voor MOG II op moment van goedkeuring Federaal Ontwikkelingsplan

Hierna bespreking van de informatie verstrekt vanaf 13/12/2024 i.k.v. de kosten-batenanalyse van de varianten

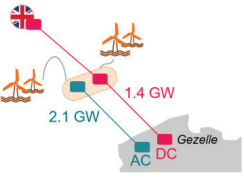
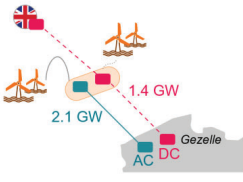
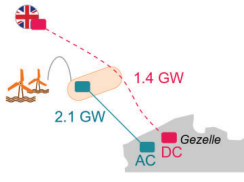
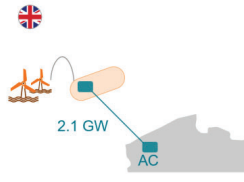
Resultaten inzake welvaartscreatie volgen uit simulaties :

- gebaseerd op een model
- gebaseerd op aannames en hypothesen
- geen toekomstvoorspellingen
- moeten worden geïnterpreteerd in het licht van de gebruikte hypothesen

— CREG —

21

Vergelijking kosten en baten van de mogelijke varianten (slide Elia)

	Alternative to the base case in which the DC package is delayed		Fallback in case Nautilus P2P is not approved by Ofgem	
	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4
	Base case	1.4GW wind and Nautilus delayed	Less offshore wind and a point-to-point interconnector (delayed)	Less offshore wind and no UK interconnector
PEZ offshore wind capacity	3.5GW	2.1GW + 1.4GW (later)	2.1GW	2.1GW
Nautilus	Hybrid interconnector under current Ofgem green light ²	Try to maintain rights for delayed Hybrid, or re-secure rights	Try to maintain rights to switch to a point-to-point, or re-secure rights	No interconnector with the UK
Access to low-carbon electricity ¹	16-18 TWh as from 2032-2033 (13 TWh offshore wind & 3-5 TWh Nautilus)	16-18 TWh as from 2036-2037 (13 TWh offshore wind & 3-5 TWh Nautilus)	14-17 TWh as from 2036-2037 (8 TWh offshore wind & 6-9 TWh Nautilus)	8 TWh as from 2032-2033
Schematic representation				
Legend: — On time vs. base case AC³ substation DC⁴ substation Princess Elizabeth Island ----- Delayed vs. base case				

1. Interconnector might also import non-low carbon electricity 2. Reconfirmation Nautilus by NGV due to cost increase 3. AC = Alternating Current 4. DC = Direct Current

— CREG —

Vergelijking kosten en baten van de mogelijke varianten (tabel van Elia)

Evaluatie van de 4 opties door Elia : optie 1 (basis design) geniet de voorkeur van Elia op 13/12/2024

	Option 1 Base case	Option 2 1.4GW wind and Nautilus delayed	Option 3 Less offshore wind and a point-to-point interconnector (delayed)	Option 4 Less offshore wind and no UK interconnector
Low-carbon supply?	16-18 TWh as of '32-'33 (75% domestic)	16-18 TWh as of '36-'37 (75% domestic)	14-17 TWh as of '36-'37 (50% domestic)	8 TWh as of '32-'33 (100% domestic)
In line with Ministerial Decree	Yes	Yes	No	No
Benefits by 2040?	€7-7.5/MWh 800MW adequacy contribution as from 2032	€7-7.5/MWh 800MW adequacy contribution as from 2036	€6-7/MWh 700MW adequacy contribution as from 2036	€3-4/MWh 800MW adequacy contribution as from 2036
Cost by 2040?	~€4.9/MWh (~€7.7/MWh at the peak)	~€5.1/MWh ¹ (~€7.8/MWh at the peak)	~€3.5/MWh (~€4.7/MWh at the peak)	~€2.9/MWh (~€3.5/MWh at the peak)
Reputation risk towards partners?	Some, due to tariff increase	Some, to suppliers and UK	Some, to suppliers and UK	High, to suppliers and UK
Biggest risk?	Project Execution	CAPEX uncertainty DC ²	Depending on Ofgem approval	Negative bill impact consumers

Opmerkingen CREG :

- mogelijke overschatting koolstofarme elektriciteit
- kosten- en batenvergelijking voor één bepaald jaar (2040) : geen objectieve vergelijking mogelijk
- reputatierisico: heel subjectief
- suggestieve kleuren

— CREG —

23

Vergelijking kosten en baten van de mogelijke varianten (tabel van Elia)

Vergelijking NPV vanuit standpunt Belgische eindconsument van de 4 opties door Elia

NPV of PEI and Nautilus from a Belgian consumer perspective¹ [€B]

	Option 1 Base case	Option 2 1.4GW wind and Nautilus delayed	Option 3 Less offshore wind and point-to-point interconnector (delayed)	Option 4 Less offshore wind and no UK interconnector
Electricity consumption scenario ²				
High	2.1	1.8	3.7	0.1
Medium	0.9	0.7	2.8	-0.3
Low	-0.3	-0.4	1.9	-0.7

Max and min forecasts from Federaal Planbureau, ENTSO-E, Energyville and Elia blueprint³

¹ Depending on re-approval of Nautilus as point-to-point interconnector by Ofgem

De realiteit riskeert minder gunstig te zijn aangezien de kosten (Opex) mogelijk onderschat en de baten (congestierentes en elektriciteitsprijsimpact) mogelijk overschat zijn.

— CREG —

Vergelijking kosten en baten van de mogelijke varianten

Hogere elektriciteitsvraag verhoogt de baten en vermindert de kost per MWh, en vice versa

→ voorzichtigheidshalve beter met een lage evolutie van de elektriciteitsvraag rekening houden

Worst Case NPV (Mia €)	optie 1	optie 2	optie 3	optie 4
High demand	0,3	0,4	2,4	-0,7
Medium demand	-0,7	-0,6	1,6	-1,1
Low demand	-1,8	-1,7	0,8	-1,4

Bij minder gunstige evolutie van kostenparameters dan deze die Elia heeft voorzien, levert enkel optie 3 nog steeds een positieve NPV op

— CREG —

25

7. Europese context



— CREG —

Europese context ⁽¹⁾

Belang van een Europese vergelijking?

- aanvullend instrument voor de objectivering van de kosten (identificatie specifieke factoren per land) en identificatie van de beste praktijken (mogelijke inspiratiebron om de efficiëntie van de investeringen in netinfrastructuur te bevorderen)

CREG-initiatieven op korte vs. middellange termijn

- korte termijn: bilaterale uitwisselingen en vragenlijst voor Europese regulatoren
- middellange termijn: oprichting van een werkgroep binnen de CEER

Indicatieve resultaten op basis van de antwoorden van 10 regulatoren

- Budgettaire toename ook waar te nemen in andere Europese landen, van verschillende grootteordes (kostenvermenigvuldigingsfactor tussen 1,03 en 2)
- Grootteordes moeten echter worden gezien in de context van specifieke nationale omstandigheden
- Verschillende verklaringen, met als belangrijkste: toeleveringsketen onder druk, inflatie en stijging van de grondstofprijzen
- In sommige gevallen: budgetstijging ook ondersteund door aanvankelijke onderschattingen van investeringskosten

— CREG —

27

Europese context ⁽²⁾

Beperkende maatregelen die men overweegt in de geraadpleegde landen

- Bijwerken van de onderliggende analyses van de investeringsprojecten
- Herbeoordeling van investeringsbehoeften
- Prioritering van investeringen
- Uitstel, of zelfs verwerping, van investeringsprojecten
- Beroep doen op congestierentes om bij te dragen aan de financiering
- Analyse van de financiering van netinfrastructuur, met concrete beleidsopties die bijdragen aan de concurrentiepositie en de financieringscapaciteit van het land

— CREG —

Europese context ⁽³⁾

Enkele suggesties van geraadpleegde landen

- Openbare terbeschikkingstelling, door de TNB, van zoveel mogelijk relevante en betrouwbare informatie (ramingen, risico's, onderlinge afhankelijkheid en mogelijke gevolgen van investeringsprojecten)
- Versterking van de rol en bevoegdheden van de regulator
- Open en transparante communicatie, tussen alle administraties die betrokken zijn bij de energietransitie, van informatie m.b.t. de economische analyse die aan de grondslag ligt van grote projecten en van politieke keuzes
- Transparante en regelmatige uitwisseling van relevante informatie over elke kostenstijging (verder dan de oorspronkelijke analyses) om te zorgen voor voortdurende kennis (naarmate die zich voordoet) en de mogelijke gevolgen ervan
- Bereidheid om de problematiek binnen de CEER op te volgen, in lijn met de uitdagingen rond competitiviteit

— CREG —

29

8. Algemene conclusies



— CREG —

Algemene conclusies ⁽¹⁾

- De bevoegdheden van de CREG zijn te beperkt, ondanks haar multidisciplinaire expertise
- De CREG werd geconfronteerd met tal van moeilijkheden i.h.k.v. de controle van de evolutie van de kosten m.b.t. het MOG II dossier, waaronder:
 - in het algemeen, een **gebrek aan transparantie** van de TNB m.b.t. de nuttige informatie;
 - een **gebrek aan kwantitatieve en kwalitatieve analyses**;
 - de **weigering van de TNB om alternatieve opties voor het ontwerp van MOG II te analyseren**, na een verzoek van de CREG in juni 2024 waaraan geen positief gevolg werd gegeven tot december 2024;
- Continue stijging van het MOG II budget
- In dit stadium geschatte impact op de tarieven:
 - **9,8 €/MWh** (hetzij ongeveer € 34,4/jaar) voor een **huishoudelijke gebruiker**
 - **4,45 €/MWh voor een grote industriële gebruiker** die rechtstreeks is aangesloten op het 380/220/150 kV transmissienet van Elia.

— CREG —

31

Algemene conclusies ⁽²⁾

Verklarende factoren:

- **Ontwikkeling van een infrastructuur "first of a kind"** door de TNB, waarvoor een subsidie zou kunnen worden toegekend in het kader van het Europese herstelplan: momenteel nog onzeker en voor een beperkt bedrag
- **Elia heeft de focus gelegd op het ontwerp van een net met hoge beschikbaarheid en operationele flexibiliteit**, wat heeft geleid tot veronderstellingen en ontwerpkeuzes die de kostenbasis in vergelijking met **typische ontwerpen** voor offshore netinfrastructuur hebben verhoogd
- Evoluties van de markt van de DC- en AC-infrastructuur in de periode 2022-2024: **wereldwijde toeleveringsketen onder druk** met als gevolg beperkte en duurdere offertes, minder flexibiliteit en een groter risico voor de elektriciteitsverbruiker
- Behoud van een **strikte timing voor oplevering** wat heeft geleid tot **voorbarige ontwerpkeuzes omwille van niet-geverifieerde veronderstellingen**

— CREG —

Algemene conclusies ⁽³⁾

- Geïdentificeerde kostenstijging van minstens € 1,570 miljard rechtstreeks toe te schrijven aan eenzijdige (technische) keuzes van Elia

- Uit de door Elia verstrekte informatie blijkt:

Optie 2 (uitstel van het DC-gedeelte):

- geen enkele zekerheid over de daling van de DC-kost
- onder voorbehoud van de goedkeuring van OFGEM wat de timing betreft

Optie 3 (Nautilus *point to point*, 2,1 GW offshore):

- in principe gunstiger vanuit het oogpunt van de Belgische consument
- onder voorbehoud van de goedkeuring van OFGEM van het ontwerp en de werkhypothesen die werden gekozen i.h.k.v. de modellering en daaropvolgende analyses

— CREG —

33

9. Aanbevelingen van de CREG



— CREG —

Aanbevelingen voor objectieve investeringskeuzes in netinfrastructuur

1. **Aanpassing** van de elektriciteitswet m.b.t de geldende **procedure** voor de opstelling, goedkeuring en opvolging van **netontwikkelingsplannen** door er het volgende in te voorzien:
 - een **versterking van de rol van de overheidsinstanties**, waaronder de CREG;
 - **ramingen van het budget**;
 - **waarschuwings- en controlemechanismen** in geval van een overschrijding van het budget, overschrijding van de deadlines en belangrijke wijzigingen van de scope met een verzoek om motivering en corrigerende maatregelen
2. **Aanpassing van de elektriciteitswet inzake het tariefkader**, door de invoeging van een **nieuwe tarifaire richtlijn** om een echte stimulans te bieden voor een strikte budgetopvolging
3. **Aanpassing van de elektriciteitswet m.b.t. de beperkingen van het beroepsgeheim die momenteel op de CREG wegen** om uitwisselingen met het parlement en de minister mogelijk te maken.
4. Noodzaak om **de verschillende stakeholders nauwer te betrekken**
5. Vereiste van openheid en **transparantie van de TNB** tegenover de CREG

— CREG —

35

CREG



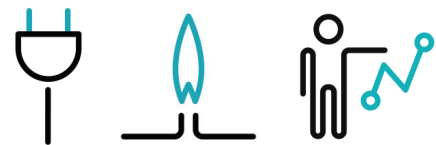
Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

Rapport (RA)2960 sur les augmentations du budget du projet MOG II

COMMISSION ENERGIE, ENVIRONNEMENT ET CLIMAT

Comité de direction de la CREG

18 février 2025



— CREG —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Contenu

1. Introduction
2. Cadre légal : compétences de la CREG
3. Historique du projet MOG II
4. Impact du MOG II sur la facture d'électricité
5. Analyse de détail de l'investissement MOG II
6. Comparaison des coûts et des bénéfices des variantes possibles
7. Contexte européen
8. Conclusions générales
9. Recommandations de la CREG

— CREG —

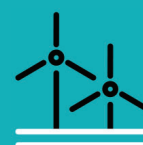
1. Éléments de cadrage de l'intervention de la CREG

- Scope de l'intervention CREG : constats du rapport CREG - version non-confidentielle provisoire, approuvée par le Comité de Direction le 18 février 2025
 - Focus CREG : aspects coûts sur base des informations disponibles lors de la rédaction du rapport
- La CREG est soumise aux restrictions liées au secret professionnel
- Confidentialité : informations confidentielles déterminées par Elia
- Initiative CREG : collaboration avec la FSMA pour veiller au respect des dispositions légales en vigueur

— CREG —

3

2. Cadre légal : compétences de la CREG



— CREG —

2. Compétences légales de la CREG concernant les investissements

AVANT l'approbation par le ministre:

- **Avis simple, non contraignant** : réputé favorable si non rendu dans les 40 jours (art. 13 loi électricité + AR 12 mai 2024)
- **Recommandations** : si le PDF est incohérent avec le TYNDP (art. 23, § 2, alinéa 2, 10° loi électricité)
- **Avis simple, non contraignant** dans le cadre de l'extension du MOG II (article 6/4, § 2 loi électricité)

APRÈS l'approbation par le ministre:

- **Notification au ministre** : après consultation du GRT en cas d'investissements insuffisants pour rencontrer les besoins en capacité de manière efficace et formuler des recommandations (art. 13 loi électricité)
- **Contrôle de l'exécution du PDF** par le GRT (art. 23, § 2, alinéa 2, 10° loi électricité)
- **Méthodologie tarifaire** : la CREG doit tenir compte du PDF lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire (art. 12, §5, 4° loi électricité)
- **Acceptation des coûts d'investissement des projets approuvés dans le PDF** : la CREG ne peut que rejeter les coûts d'investissement considérés comme déraisonnables
- **Impossibilité de modifier le PDF de sa propre initiative**

La CREG ne dispose que de compétences limitées concernant les investissements avant et après approbation par le ministre

— CREG —

5

3. Historique

GRID DESIGN MOG II

AUGMENTATION DES COÛTS ESTIMÉS



— CREG —

3. Historique

- Exposé lors de l'audition du 12 novembre 2024
- *Grid design* MOG II : nouveau
 - lettre Elia du 10 janvier 2025
 - retard possible dans la construction de l'île
 - atteindre le seuil de subvention du FRR (100 millions €) ?
- Augmentation des coûts estimés : nouveau
 - discussion Elia du 13 décembre 2024
 - dernière estimation budgétaire MOG II : [confidentiel] milliards €

— CREG —

7

4. Impact du MOG II sur la facture d'électricité



— CREG —

4. Impact MOG II sur les tarifs de transport

- Charges de financement et d'amortissement:
692,5 M€/an en 2034 (meilleure estimation disponible à la clôture du rapport)
- Provision pour le démantèlement: 25 M€/an
- OPEX: entre 74 en 97 M€/an
- Coût total = environ 800 M€/an en 2034 à charge des utilisateurs du réseau de transport belge
 - = 9,8 €/MWh (soit environ 34,4 €/an) pour un consommateur résidentiel
 - = 4,45 €/MWh pour un grand consommateur industriel directement raccordé au réseau de transport d'Elia

Ce coût total diminuera progressivement sur une période de 60 années
(= durée d'amortissement de l'île)

!! Ces coûts sont ceux spécifiques au MOG II: ils ne concernent pas les coûts des parcs éoliens et/ou des interconnexions offshore qui seront raccordées au MOG II

— CREG —

9

5. Analyse détaillée de l'investissement MOG II



— CREG —

Audit externe indépendant

- **Mission confiée à DNV Netherlands BV**
Équipe internationale d'experts
- **Approche de DNV**
 - ☐ Examen des documents
 - Exigences du système
(plan de développement fédéral, AM *grid design*)
 - Documents et études de développement de la conception
(évolution de la conception et des estimations budgétaires)
 - Spécifications du système et exigences en matière de fonctionnalités d'Elia
 - Stratégie d'appel d'offres
 - Analyse des offres
(propositions techniques et budgets)
 - Documentation Elia/ CREG
 - ☐ Entretiens avec le personnel d'Elia
 - ☐ Benchmark du *grid design*
 - ☐ Benchmark des coûts du système HVDC
 - ☐ ...

— CREG —

11

Intervention DNV



— CREG —

Causes des augmentations budgétaires ⁽¹⁾

- **Évolution du marché des infrastructures HVDC et AC sur la période 2022-2024**
 - Situation tendue de la chaîne d'approvisionnement à l'échelle mondiale, en particulier pour les applications offshore.
 - ↳ Offre limitée, avec des propositions financières plus élevées, moins de flexibilité et un risque accru pour Elia.
 - Evolution future du marché HVDC incertaine. Un report de la partie DC ne réduira pas les coûts de manière significative.

— CREG —

13

Causes des augmentations budgétaires ⁽²⁾

- **Elia met l'accent sur la conception d'un réseau à haute disponibilité et flexibilité opérationnelle**
 - ↳ Hypothèses et choix de conception qui ont augmenté les coûts par rapport aux conceptions typiques de transport offshore
 - Exemples :
 - *Single AC node*, avec un coût supplémentaire
 - Capacité plus grande de la connexion HVDC (1,4 → 2 GW)
 - L'inclusion d'une redondance élevée

— CREG —

Causes des augmentations budgétaires ⁽³⁾

- **Le maintien d'un calendrier de livraison strict qui a conduit à des hypothèses non vérifiées et à des choix de conception prématurés**
 - Exemples :
 - L'hypothèse selon laquelle les sous-stations HVDC et AC offshore pouvaient être construites sur l'île à l'aide de techniques onshore (méthode « *stick-built* »)
 - La faisabilité technique et réglementaire de l'utilisation d'un single AC node
- **Le développement d'une infrastructure « *first of a kind* », soutenue par une décision du gouvernement dans le cadre du plan de relance européen, dont la subvention est à l'heure actuelle encore incertaine et dont le montant est limité**

— CREG —

15

Causes des augmentations budgétaires ⁽⁴⁾

L'analyse de détail réalisée par la CREG et DNV a permis d'identifier **un montant d'au moins 1,5 milliard d'euros** d'effets d'augmentation des coûts, qui peuvent être directement liés à des **choix (techniques) spécifiques d'Elia**

- Système HVDC
 - hypothèses techniques de construction onshore
 - augmentation de capacité de 1,4 GW à 2 GW
 - *preferred bidder*
 - Système HVAC
 - *single AC node*
- Augmentation de budget totale par rapport au *grid design* :
> 1.570 millions €

— CREG —

Causes des augmentations budgétaires ⁽⁵⁾

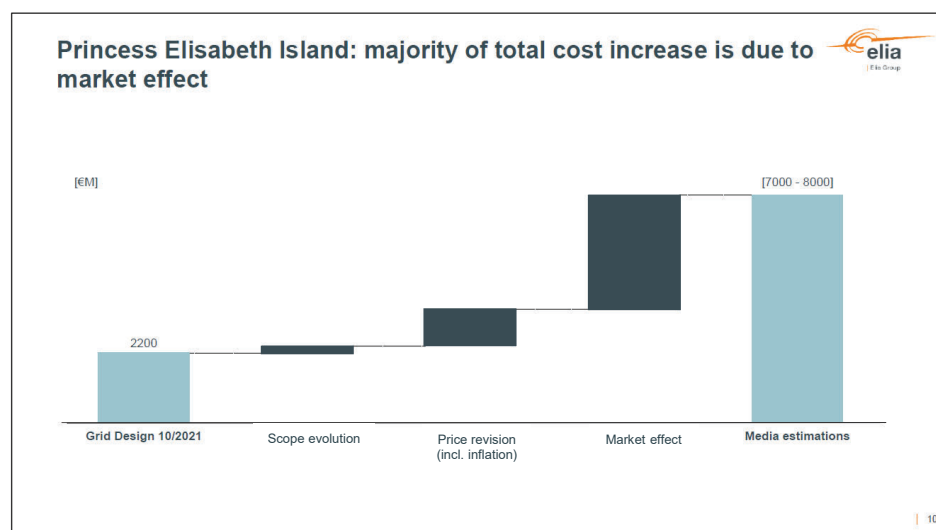
- D'autres augmentations budgétaires possibles ont été identifiées, qui **pourraient encore faire augmenter (de manière significative) le montant susmentionné**

Système HVDC
Augmentations budgétaires futures - coûts supplémentaires phase de mise en œuvre du projet
Système HVAC
Hypothèse d'application des techniques onshore sur une île énergétique
Spare parts et spare infrastructure
Surperficie île (spare space)
Augmentations budgétaires futures - <i>price revision reserve</i> suffisante ?

— **CREG** —

17

Elia attribue les augmentations budgétaires presque exclusivement aux effets du marché

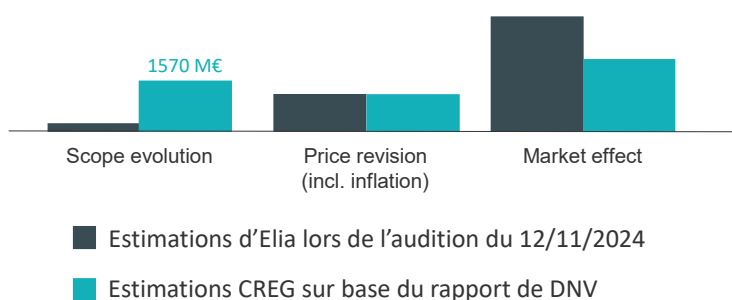


Source : présentation d'Elia lors de l'audition du 12/11/2024

— **CREG** —

La CREG estime que les choix techniques ont joué un rôle important

- DNV et la CREG reconnaissent que les effets de marché ont eu un impact important sur le projet.
- Cependant, un certain nombre de choix techniques ont également fortement influencé les coûts.



— CREG —

19

6. Comparaison des coûts et des bénéfices des variantes possibles



— CREG —

6. Comparaison des coûts et des bénéfices des variantes possibles

Contexte : Question de la ministre et de la Commission Énergie, Environnement et Climat

Analyses coûts-bénéfices pour les travaux d'infrastructure :

- Pas d'analyse coûts-bénéfices pour le MOG II au moment de l'approbation du Plan de développement fédéral

Les informations fournies à partir du 13/12/2024 dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices des variantes sont analysées ci-dessous

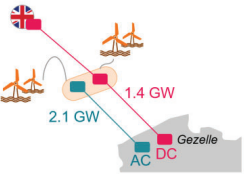
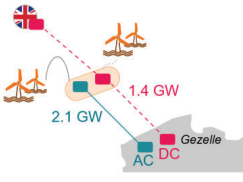
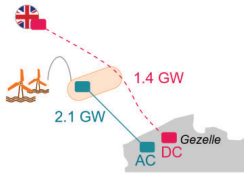
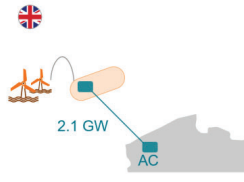
Les résultats en termes de création de richesse sont issus de simulations :

- sur la base d'un modèle
- sur la base de suppositions et d'hypothèses
- pas de prévisions pour l'avenir
- doivent être interprétés à la lumière des hypothèses retenues

— CREG —

21

Comparaison des coûts et bénéfices des variantes possibles (slide Elia)

	Alternative to the base case in which the DC package is delayed		Fallback in case Nautilus P2P is not approved by Ofgem	
	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4
	Base case	1.4GW wind and Nautilus delayed	Less offshore wind and a point-to-point interconnector (delayed)	Less offshore wind and no UK interconnector
PEZ offshore wind capacity	3.5GW	2.1GW + 1.4GW (later)	2.1GW	2.1GW
Nautilus	Hybrid interconnector under current Ofgem green light ²	Try to maintain rights for delayed Hybrid, or re-secure rights	Try to maintain rights to switch to a point-to-point, or re-secure rights	No interconnector with the UK
Access to low-carbon electricity ¹	16-18 TWh as from 2032-2033 (13 TWh offshore wind & 3-5 TWh Nautilus)	16-18 TWh as from 2036-2037 (13 TWh offshore wind & 3-5 TWh Nautilus)	14-17 TWh as from 2036-2037 (8 TWh offshore wind & 6-9 TWh Nautilus)	8 TWh as from 2032-2033
Schematic representation				
Legend: — On time vs. base case — Delayed vs. base case AC³ substation DC⁴ substation Princess Elizabeth Island				

1. Interconnector might also import non-low carbon electricity 2. Reconfirmation Nautilus by NGV due to cost increase 3. AC = Alternating Current 4. DC = Direct Current

— CREG —

Comparaison des coûts et bénéfices des variantes possibles (tableau d'Elia)

Evaluation des 4 options par Elia : option 1 (conception de base) préférée par Elia le 13/12/2024

	Option 1 Base case	Option 2 1.4GW wind and Nautilus delayed	Option 3 Less offshore wind and a point-to-point interconnector (delayed)	Option 4 Less offshore wind and no UK interconnector
Low-carbon supply?	16-18 TWh as of '32-'33 (75% domestic)	16-18 TWh as of '36-'37 (75% domestic)	14-17 TWh as of '36-'37 (50% domestic)	8 TWh as of '32-'33 (100% domestic)
In line with Ministerial Decree	Yes	Yes	No	No
Benefits by 2040?	€7-7.5/MWh 800MW adequacy contribution as from 2032	€7-7.5/MWh 800MW adequacy contribution as from 2036	€6-7/MWh 700MW adequacy contribution as from 2036	€3-4/MWh 800MW adequacy contribution as from 2036
Cost by 2040?	~€4.9/MWh (~€7.7/MWh at the peak)	~€5.1/MWh ¹ (~€7.8/MWh at the peak)	~€3.5/MWh (~€4.7/MWh at the peak)	~€2.9/MWh (~€3.5/MWh at the peak)
Reputation risk towards partners?	Some, due to tariff increase	Some, to suppliers and UK	Some, to suppliers and UK	High, to suppliers and UK
Biggest risk?	Project Execution	CAPEX uncertainty DC ²	Depending on Ofgem approval	Negative bill impact consumers

Remarques CREG :

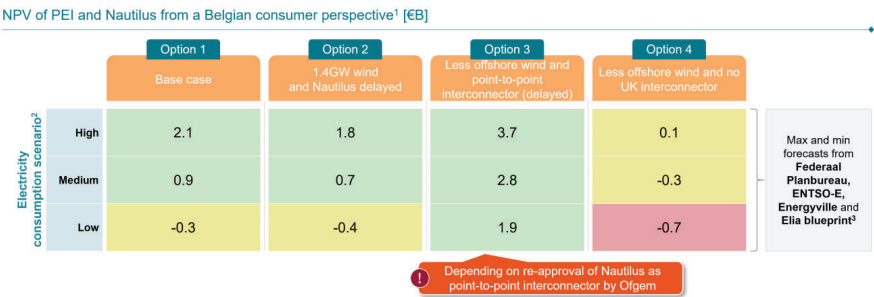
- surestimation possible de l'électricité à faible teneur en carbone
- comparaison coûts-bénéfices pour une année donnée (2040) : pas de comparaison objective possible
- risque de réputation : très subjectif
- couleurs suggestives

— CREG —

23

Comparaison des coûts et bénéfices des variantes possibles (tableau d'Elia)

Comparaison NPV du point de vue du consommateur final belge pour les 4 options d'Elia



La réalité risque d'être moins favorable car les coûts (Opex) peuvent être sous-estimés et les bénéfices (rentes de congestion et impact sur le prix de l'électricité) peuvent être surestimés

— CREG —

Comparaison des coûts et des bénéfices des variantes possibles

Une demande d'électricité plus élevée augmente les bénéfices et réduit le coût par MWh, et vice versa

→ il est prudent de tenir compte d'une faible évolution de la demande d'électricité

Worst Case NPV (Mia €)	optie 1	optie 2	optie 3	optie 4
High demand	0,3	0,4	2,4	-0,7
Medium demand	-0,7	-0,6	1,6	-1,1
Low demand	-1,8	-1,7	0,8	-1,4

Avec une évolution des paramètres de coûts moins favorable que celle prévue par Elia, seule l'option 3 donne encore une NPV positive

— CREG —

25

7. Contexte européen



— CREG —

Contexte européen ⁽¹⁾

Intérêt d'une comparaison européenne?

- outil complémentaire d'objectivation des coûts (identification des facteurs à la fois et spécifiques aux pays) et identification de meilleures pratiques (source d'inspiration potentielle pour promouvoir l'efficacité et l'efficience des investissements dans les infrastructures de réseaux)

Initiatives CREG à court versus moyen termes

- CT : échanges bilatéraux et questionnaire dédié à l'attention de régulateurs européens
- MT: mise sur pied d'un groupe de travail dédié au sein du CEER

Résultats indicatifs basés sur les réponses reçues de 10 régulateurs

- Hausse budgétaire observable également dans d'autres pays européens, avec des ordres de grandeur variés (facteur de multiplication des coûts compris entre 1.03 et 2 maximum)
- Ordres de grandeur à toutefois contextualiser au regard des spécificités nationales
- Plusieurs facteurs explicatifs, dont les principaux : chaîne d'approvisionnement sous tension, inflation et renchérissement du prix des matières premières
- Dans certains cas : hausse budgétaire également soutenue par des sous-estimations initiales des coûts d'investissement

— CREG —

27

Contexte européen ⁽²⁾

Mesures d'atténuation envisagées dans les pays consultés

- Actualisation des analyses sous-jacentes aux projets d'investissements
- Réévaluation des besoins d'investissements
- Priorisation des investissements
- Report, voire rejet, de projets d'investissements
- Recours aux rentes de congestion pour contribuer au financement
- Analyse sur le financement des infrastructures de réseaux, avec des options politiques concrètes qui contribuent à la position concurrentielle et à la capacité de financement du pays

— CREG —

Contexte européen ⁽³⁾

Quelques suggestions de certains pays consultés

- Mise à disposition publique, par le GRT, d'un maximum d'informations pertinentes et fiables (estimations, risques, interdépendances et conséquences potentielles des projets d'investissement)
- Renforcement du rôle et des compétences du régulateur
- Communication ouverte et transparente, entre toutes les administrations impliquées dans la transition énergétique, des informations liées à l'analyse économique qui sous-tend les grands projets et les choix politiques
- Partage transparent et régulier des informations pertinentes liées à toute augmentation des coûts (au-delà des analyses initiales) pour en assurer une connaissance permanente (au fur et à mesure qu'elle se produit), de même que de ses impacts potentiels
- Volonté de suivre la problématique au sein du CEER, en lien avec les enjeux de compétitivité

— **CREG** —

29

8. Conclusions générales



— **CREG** —

Conclusions générales ⁽¹⁾

- **Compétences légales trop limitées de la CREG, et ce malgré son expertise multidisciplinaire**
- **Nombreuses difficultés rencontrées par la CREG dans le cadre du contrôle de l'évolution des coûts relatifs au dossier MOG II, dont notamment :**
 - en général, un **déficit de transparence** du GRT concernant les informations utiles ;
 - un **déficit d'analyses quantitatives et qualitatives** ;
 - le **refus du GRT d'analyser**, à la demande de la CREG exprimée **en juin 2024**, et restée sans suite positive jusqu'en décembre 2024, **des options alternatives au design du MOG II** ;
- **Hausse continue du budget MOG II**
- **Impacts tarifaires estimés à ce stade :**
 - **9,8 €/MWh** (soit environ 34,4 €/an) pour un **consommateur résidentiel**
 - **4,45 €/MWh pour un grand consommateur industriel** directement raccordé au réseau de transport 380/220/150 kV d'Elia.

— CREG —

31

Conclusions générales ⁽²⁾

Facteurs explicatifs :

- **Développement par le GRT d'une infrastructure « *first of a kind* », sujet à l'octroi d'une subvention dans le cadre du plan de relance européen, qui reste à l'heure actuelle encore incertaine et dont le montant est limité**
- **Accent mis par Elia sur la conception d'un réseau à haute disponibilité et flexibilité opérationnelle, ayant conduit à des hypothèses et des choix de design qui ont augmenté la base des coûts par rapport aux conceptions types d'infrastructures de réseaux offshore**
- **Evolutions du marché des infrastructures DC et AC sur la période 2022-2024 : chaîne d'approvisionnement sous tension au niveau mondial, avec pour conséquence des offres limitées et plus onéreuses, moins de flexibilité et un risque accru pour le consommateur d'électricité**
- **Maintien d'un calendrier de livraison strict, ayant conduit à des choix de design prématurés en raison d'hypothèses non vérifiées**

— CREG —

Conclusions générales ⁽³⁾

- Au moins 1,570 milliard d'€ d'augmentation des coûts identifiés sont directement imputables à des choix (techniques) unilatéraux d'Elia
- Sur base des informations transmises par Elia, il ressort que :

Option 2 (report de la partie DC) :

- aucune certitude quant à la baisse du coût DC
- sous réserve de l'approbation d'OFGEM par rapport au timing

Option 3 (Nautilus point to point, 2.1 GW offshore) :

- à priori plus favorable du point de vue du consommateur belge
- sous réserve de l'approbation d'OFGEM par rapport au design et des hypothèses de travail retenues dans le cadre de la modélisation et d'analyses ultérieures

— CREG —

33

9. Recommandations de la CREG



— CREG —

Recommandations pour objectiver les choix d'investissements dans les infrastructures de réseaux

1. **Adaptation de la loi électricité sur la procédure** en vigueur relative à l'élaboration, à l'approbation et au suivi **des plans de développement de réseaux**, en y prévoyant particulièrement
 - un **renforcement du rôle des autorités publiques**, dont celui de la CREG,
 - prévoir des **estimations budgétaires**
 - prévoir des **mécanismes d'alertes et de contrôle** en cas de dépassement budgétaire, dépassement des délais et changement importants de scope avec demande de justifications et actions correctrices
2. **Adaptation de la loi électricité sur le cadre tarifaire**, via l'insertion d'une **nouvelle ligne directrice tarifaire** visant à fournir un réel incitant pour un suivi budgétaire rigoureux
3. **Adaptation de la loi électricité sur les restrictions au secret professionnel qui pèsent actuellement sur la CREG** en vue de permettre les échanges avec le parlement et le ministre.
4. Nécessité de **mieux impliquer les différents stakeholders**
5. Exigence d'ouverture et de **transparence du GRT vis-à-vis de la CREG**

— CREG —

35

CREG



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas



WHEN TRUST MATTERS

Technical and economic evaluation of MOGII electrical infrastructure

Presentation for Belgian Parliament - Tuesday 18th of February 2025

Cornelis Plet, Arjan Aalberts

18 February 2025

Important Notice and Disclaimer

1. This document is intended for the sole use of the Customer as detailed on the next page of this document to whom the document is addressed and who has entered into a written agreement with the DNV entity issuing this document ("DNV"). To the extent permitted by law, neither DNV nor any group company (the "Group") assumes any responsibility whether in contract, tort including without limitation negligence, or otherwise howsoever, to third parties (being persons other than the Customer), and no company in the Group other than DNV shall be liable for any loss or damage whatsoever suffered by virtue of any act, omission or default (whether arising by negligence or otherwise) by DNV, the Group or any of its or their servants, subcontractors or agents. This document must be read in its entirety and is subject to any assumptions and qualifications expressed therein as well as in any other relevant communications in connection with it. This document may contain detailed technical data which is intended for use only by persons possessing requisite expertise in its subject matter.
2. This document is protected by copyright and may only be reproduced and circulated in accordance with the Document Classification and associated conditions stipulated or referred to in this document and/or in DNV's written agreement with the Customer. No part of this document may be disclosed in any public offering memorandum, prospectus or stock exchange listing, circular or announcement without the express and prior written consent of DNV. A Document Classification permitting the Customer to redistribute this document shall not thereby imply that DNV has any liability to any recipient other than the Customer.
3. This document has been produced from information relating to dates and periods referred to in this document. This document does not imply that any information is not subject to change. Except and to the extent that checking or verification of information or data is expressly agreed within the written scope of its services, DNV shall not be responsible in any way in connection with erroneous information or data provided to it by the Customer or any third party, or for the effects of any such erroneous information or data whether or not contained or referred to in this document.
4. Any estimates or predictions are subject to factors not all of which are within the scope of the probability and uncertainties contained or referred to in this document and nothing in this document guarantees any particular performance or output.

Copyright © DNV 2022. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) No third party may rely on its contents; and (iii) DNV undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited. DNV and the Horizon Graphic are trademarks of DNV AS.



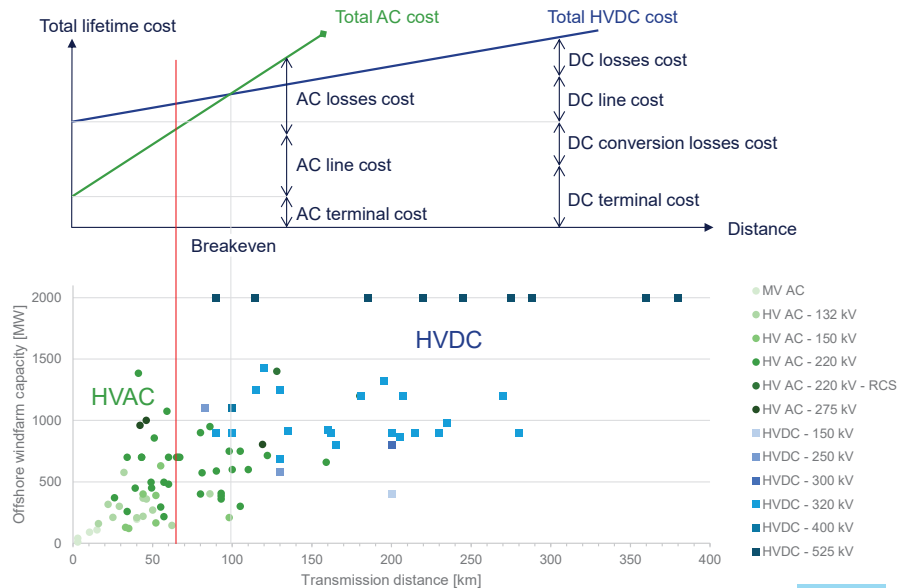
Overview

- Introduction
- Main power system design
- Reasons for cost increases in HVDC system
- Reasons for cost increases in AC substations
- Conclusions

Introduction

Choosing a transmission technology for offshore wind

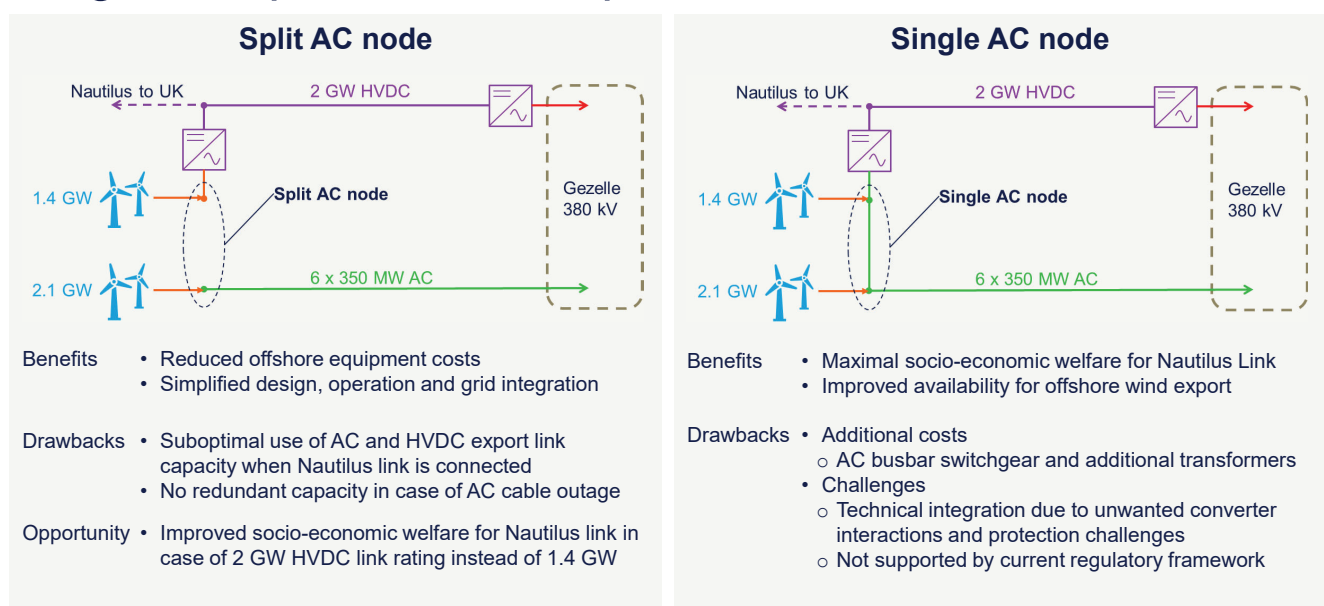
- Access to offtake & capacity
 - Distance from shore
 - Distance from market
- Achieve lowest total cost of ownership
 - CAPEX / OPEX
 - Availability
 - Losses
- Enable expandability
 - E.g. Nautilus link
- Minimize number of cables
- Smooth onshore grid integration



7 DNV © 18 FEBRUARY 2025

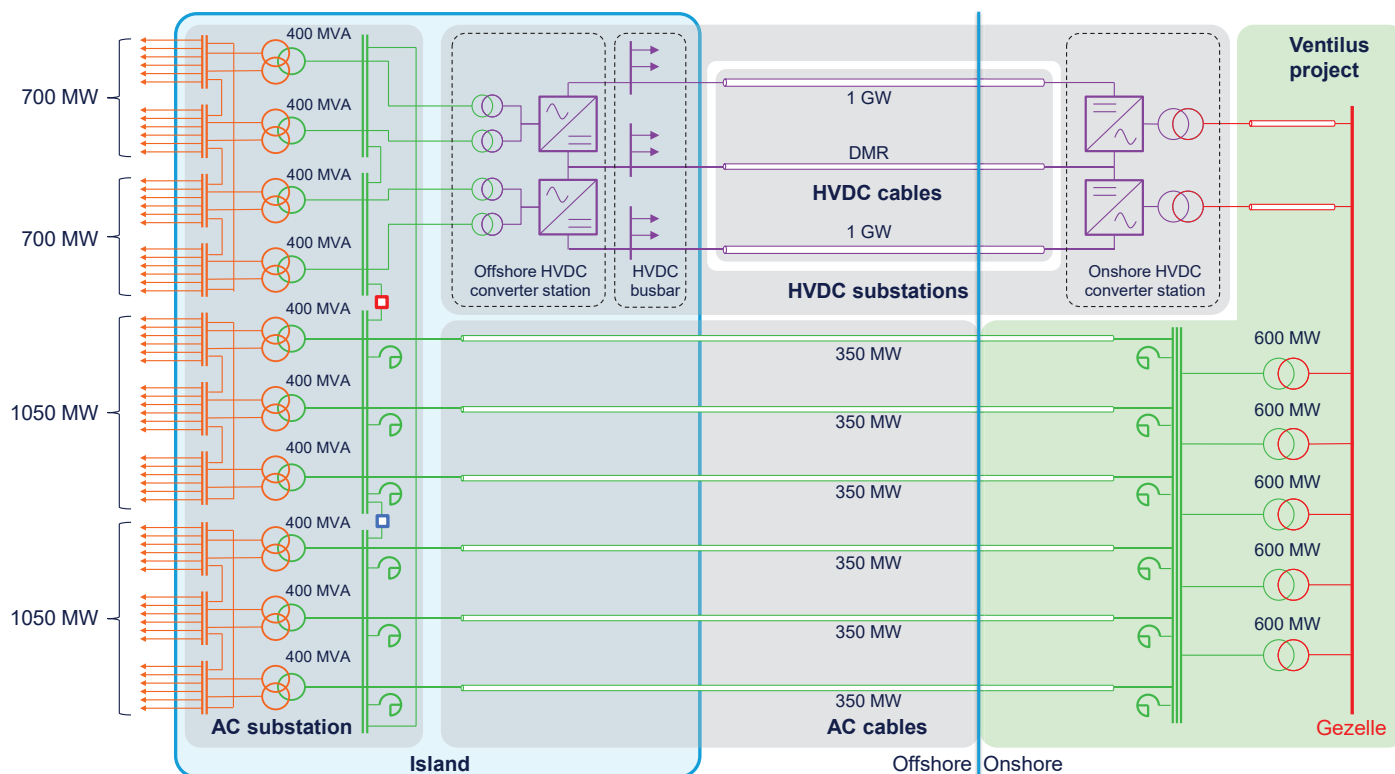
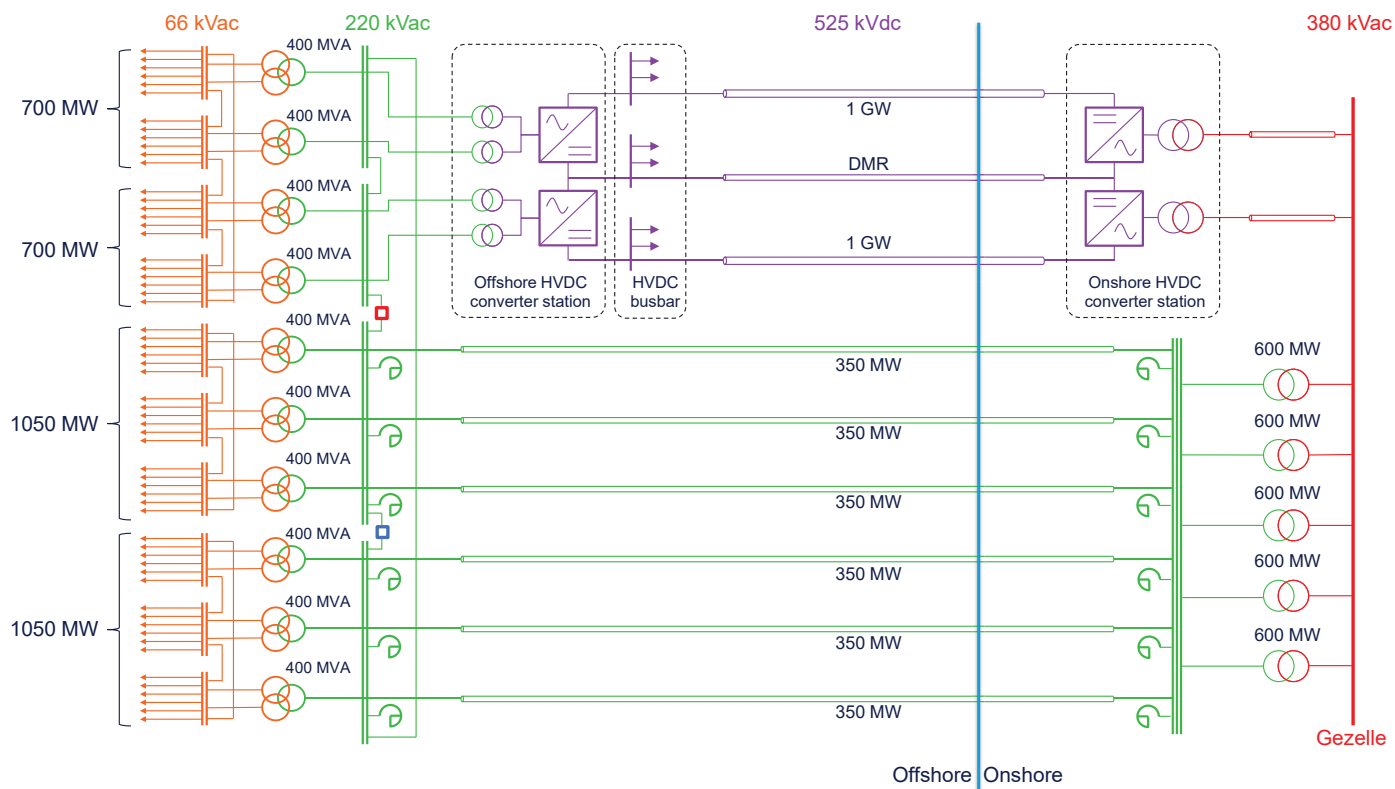
DNV

Single vs split AC node operation



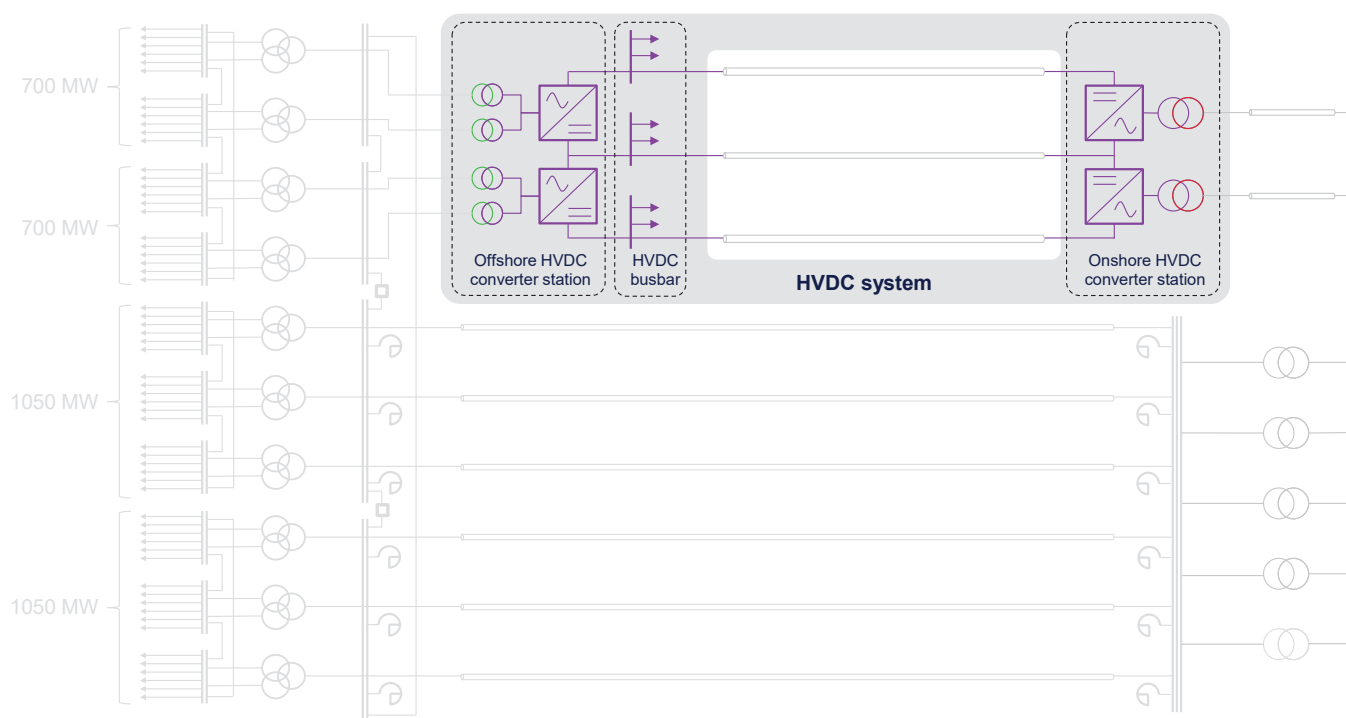
8 DNV © 18 FEBRUARY 2025

DNV

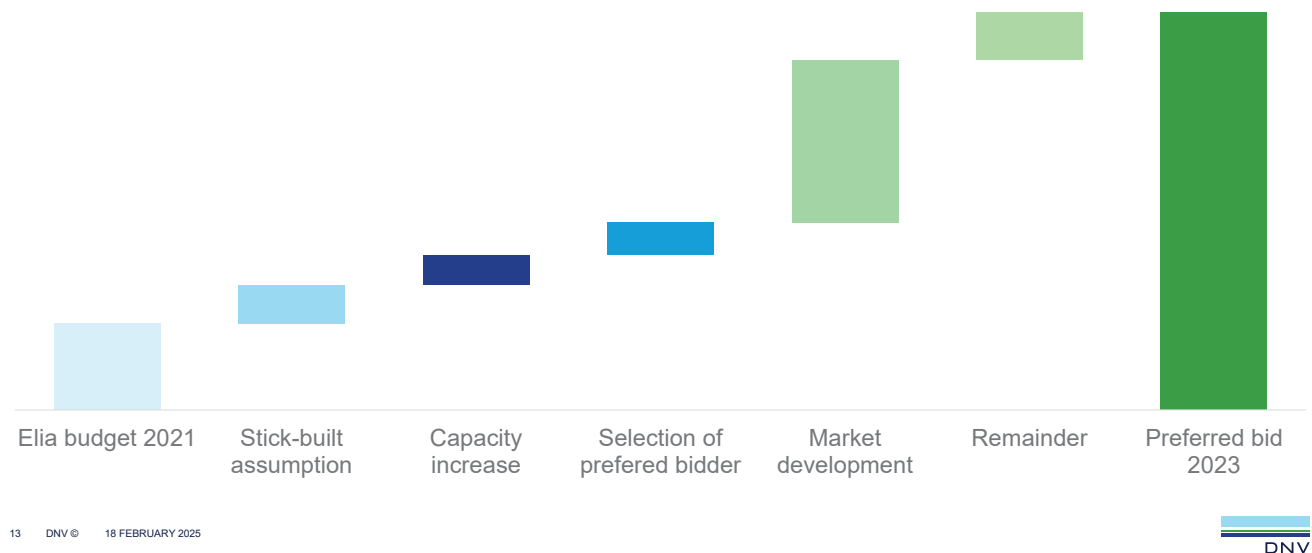


Reasons for cost increase in HVDC system

11 DNV © 18 FEBRUARY 2025



Reasons for 5x cost increase in HVDC system



Reasons for cost increase in HVDC system:

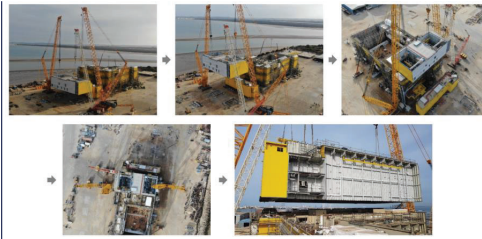
‘Stick-built’ or ‘onshore’ assumption

Stick-built vs modules vs topside



Stick-built

A building is constructed after which the high voltage equipment is installed inside component by component. The components and parts are transported to the island using regular supply vessels using dimensions and weights determined by road transport limitations. After installation and commissioning tests are performed to validate the correct installation before taking the converter into service



Modular approach

In both the module and the topside approaches, maritized steel enclosures are fabricated in yards onshore and the equipment is installed inside and partially tested and commissioned.

In a topside approach, all equipment is placed into one large enclosure, similar to regular offshore HVDC platforms. This approach requires a minimal amount of work offshore, but requires specialized T&I vessels.

In a modules approach, equipment is split over multiple modules and heavy items such as transformers are placed outside. Hence this method requires less specialized T&I vessels.

Upon completion, the modules or topside are shipped to the island and installed using specialized vessels and installation techniques. In both cases, the installation technique (lift over by crane, or slide over by SPMT, etc.) determines the dimensioning forces on the structure and can have a large impact on the required module/topside mechanical design and associated cost.



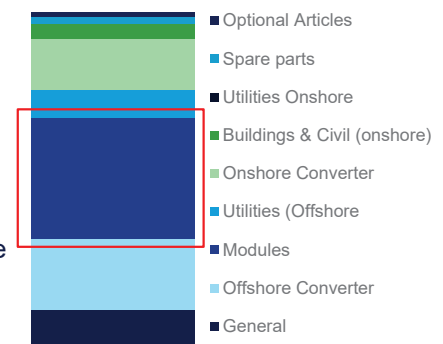
Topside approach

15 DNV © 18 FEBRUARY 2025



HVDC system cost increase: Stick-built assumption

- An artificial island as support structure was chosen:
 - It was assumed that onshore building techniques (stick-built) could be used for the converter construction on the island
 - Scaled onshore converter building costs were assumed for the offshore converter in the October 2021 grid design document
- The 'stick-built' approach was abandoned due to constructability, timing and cost risks, based on market feedback and a March 2022 consultant report
- An offshore approach was adopted in which all (topside) or a part (modules) of the high-voltage equipment is placed inside maritized steel enclosures, fabricated and partly commissioned onshore, and then transported offshore
- The offshore approach has significantly higher cost



16 DNV © 18 FEBRUARY 2025



Reasons for cost increase in HVDC system:

Capacity increase

17 DNV © 18 FEBRUARY 2025



HVDC system cost increase: Capacity increase

- Elia was tasked with building an HVDC link:
 - capable of transmitting 1.4 GW of offshore wind power
 - compatible with future interconnectors such as Nautilus
 - Bipole with metallic return converter configuration
 - Nominal voltage rating of 525 kV
- Based on high-level market intel, it was assumed that only 2 GW solutions are available in this voltage class. No inquiries were made if 1.4 GW is available and could realize a cost saving
- In DNV's opinion, a 600 MW overrating certainly will lead to significant additional cost, and that requesting feasibility and cost information for a 1.4 GW is a typical and reasonable step
- The capacity increase can have a benefit:
 - In split AC node operation, it can substantially increase the socio-economic welfare of the Nautilus link
 - In single AC node operation, it can improve availability by providing redundant capacity

1.4 GW → 2 GW

18 DNV © 18 FEBRUARY 2025



Reasons for cost increase in HVDC system:

Selection of preferred bidder

19 DNV © 18 FEBRUARY 2025



HVDC system cost increase: Selection of bidder

- CONFIDENTIAL was selected as preferred bidder
 - Despite:
 - being more expensive by CONFIDENTIAL EUR
 - having significant technical risk
- No assessment of the expected monetary value (EMV) of the impact of risks and/or associated mitigation measures was seen by DNV, or used in the comparison

20 DNV © 18 FEBRUARY 2025



Reasons for cost increase in HVDC system:

Market developments

21 DNV © 18 FEBRUARY 2025



HVDC system cost increase: Market development

The market development has rocketed, as a result of several coinciding events:



Market prices for HVDC converters have doubled between 2021 and 2023

22 DNV © 18 FEBRUARY 2025



Reasons for cost increase in HVDC system:

Remainder

23 DNV © 18 FEBRUARY 2025



HVDC system cost increase: Remainder

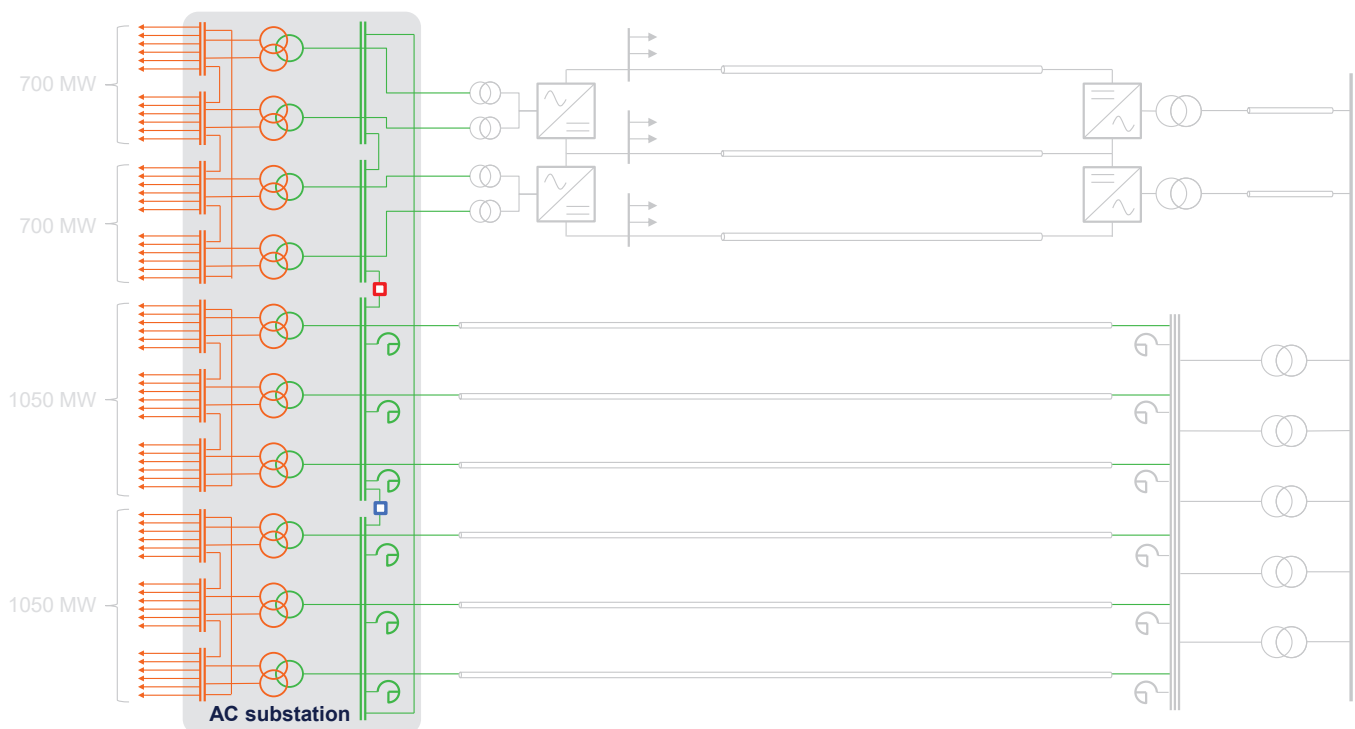
- DNV database looks backwards (lower prices) whereas suppliers look forwards (higher prices)
- DNV database is based on publicly available information of past award announcements. Offshore 2 GW 525 kV bipole systems are new (none are in operation yet), and DNV believes that the recent increase in prices in subsequent tenders for these systems reflect an **industry return of experience** as early projects' engineering matures and a better view is obtained of the true costs
- OEMs may have a **'first-of-a-kind' risk premium** associated with the novelty of artificial island installations

24 DNV © 18 FEBRUARY 2025

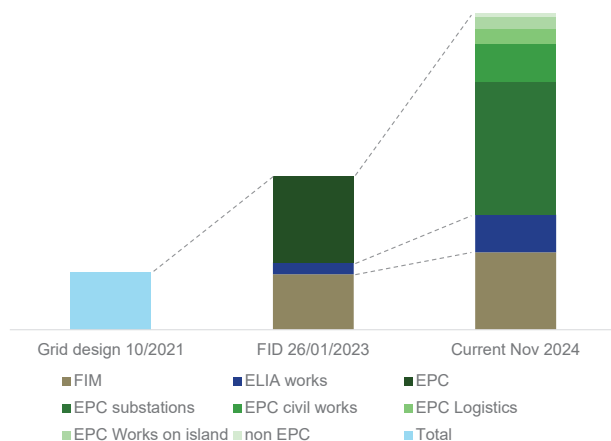


Reasons for cost increase in offshore AC substation

25 DNV © 18 FEBRUARY 2025



Offshore AC substation costs



- **Single AC node:** The original budget did not include the additional equipment associated with the realization of the 'single AC node' configuration
- **Stick-built:** The original budget assumed onshore building technique costs for the AC substations too. These had to be adjusted upwards to account for the increased cost of offshore implementation.
- **Market development:** The costs of AC high-voltage equipment has seen a significant increase due to supply chain strains

Conclusions

Conclusions

- The cost increases of the MOGII system can be attributed to:

Extreme market developments for high voltage transmission equipment and systems in the period 2022-2024.

A focus on ensuring a **power system design with high availability and operational flexibility** led to assumptions and design choices which increased the cost base compared to typical offshore transmission designs.

A push to **adhering to the delivery schedule**, causing unverified assumptions to lead to premature design choices.

Thank you for your attention

Any questions?

Cornelis A. Plet

www.dnv.com