

BELGISCHE KAMER VAN
VOLKSVERTEGENWOORDIGERS

CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS
DE BELGIQUE

3 december 2024

3 décembre 2024

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

**L'AUGMENTATION DES COUTS
DE L'ILE ÉNERGETIQUE
PRINCESSE ELISABETH**

Gedachtewisseling en hoorzitting

Échange de vues et audition

**Digitaal verslag van de vergaderingen
van de commissie voor Energie,
Leefmilieu en Klimaat
(art. 32 Rgt. *juncto* art. 178*bis* Rgt.)**

**Compte rendu numérique des réunions
de la commission de l'Énergie,
de l'Environnement et du Climat
(art. 32 Rgt. *juncto* art. 178*bis* Rgt.)**

**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: Oskar Seuntjens

A. — Vaste leden / Titulaires:

N-VA	Maaïke De Vreese, Lotte Peeters, Bert Wollants
VB	Kurt Ravyts, Sam Van Rooy
MR	Mathieu Bihet, Charlotte Deborsu
PS	Marie Meunier, Patrick Prévot
PVDA-PTB	Roberto D'Amico, Julien Ribaud
Les Engagés	Luc Frank, Ismaël Nuino
Vooruit	Oskar Seuntjens
cd&v	Tine Gielis
Ecolo-Groen	Tinne Van der Straeten
Open Vld	Steven Coenegrachts

B. — Plaatsvervangers / Suppléants:

Dorien Cuylaerts, Wouter Raskin, Anneleen Van Bossuyt, Kristien Van Vaerenbergh
Dieter Keuten, Alexander Van Hoecke, Reccino Van Lommel
Michel De Maegd, Anthony Dufrane, Gilles Foret
Caroline Désir, Ludvine Dedonder, Éric Thiébaud
Greet Daems, Natalie Eggermont, Farah Jacquet
Jean-Luc Crucke, Xavier Dubois, Isabelle Hansez
Jeroen Soete, Frank Vandenbroucke
Leentje Grillaert, 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

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

Tijdens haar vergadering van 27 november 2024 heeft de commissie voor Energie, Leefmilieu en Klimaat over “De toename van de kosten van het energie-eiland Prinses Elisabeth” een gedachtewisseling en een hoorzitting gehouden met:

— de minister van Energie;

— de heer Frédéric Dunon, CEO; mevrouw Pascale Fonck, *Chief Public & Regulatory Affairs & External Relations Officer*; en de heer Markus Berger, *Chief Infrastructure Officer* van *Elia Transmission Belgium*;

— de heer Koen Locquet, voorzitter van het Directiecomité; mevrouw Sigrid Jourdain, directeur Controle op de prijzen en de rekeningen; en de heer Laurent Jacquet, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt, van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas.

De volgende commissieleden hebben het woord genomen: de heer Bert Wollants (N-VA), de heer Kurt Ravyts, de heer Mathieu Bihet (MR), de heer Roberto D’Amico (PVDA-PTB), de heer Jean-Luc Crucke (Les Engagés), de heer Ismaël Nuino (Les Engagés), de heer Stefaan Van Hecke (Ecolo-Groen) en de heer Jeroen Soete (Vooruit).

Het digitaal verslag (art. 32 Rgt. *juncto* art. 178bis Rgt.) van deze hoorzitting kan worden geraadpleegd op de website van de Kamer:

<https://media.dekamer.be/media/index.html?language=fr&sid=56U0162>

Bijlagen:

— Presentatie van *Elia Transmission Belgium*;

— Presentatie van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas.

Lors de sa réunion du 27 novembre 2024, la commission de l’Énergie, de l’Environnement et du Climat a tenu un échange de vues et une audition sur “L’augmentation des coûts de l’île énergétique Princesse Elisabeth” avec:

— la ministre de l’Énergie;

— M. Frédéric Dunon, CEO; Mme Pascale Fonck, *Chief Public & Regulatory Affairs & External Relations Officer*; et M. Markus Berger, *Chief Infrastructure Officer*, d’*Elia Transmission Belgium*;

— M. Koen Locquet, président du Comité de direction; Mme Sigrid Jourdain, directrice Contrôle des prix et des comptes; et M. Laurent Jacquet, directeur Fonctionnement technique du marché de l’électricité et du marché du gaz, de la Commission de Régulation de l’Electricité et du Gaz.

Les membres suivants de la commission ont pris la parole: M. Bert Wollants (N-VA), M. Kurt Ravyts (VB), M. Mathieu Bihet (MR), M. Roberto D’Amico (PVDA-PTB), M. Ismaël Nuino (Les Engagés), M. Jean-Luc Crucke (Les Engagés), M. Stefaan Van Hecke (Ecolo-Groen) et de M. Jeroen Soete (Vooruit).

Le compte-rendu numérique (art. 32 Rgt. *juncto* art. 178bis Rgt.) de cet échange de vues et de cette audition peut être consulté sur le site web de la Chambre:

<https://media.lachambre.be/media/index.html?language=nl&sid=56U0162>

Annexes:

— Présentation d’*Elia Transmission Belgium*;

— Présentation de la Commission de Régulation de l’Electricité et du Gaz.

**PRESENTATIE VAN ELIA TRANSMISSION BELGIUM
PRÉSENTATION D'ELIA TRANSMISSION BELGIUM**



Princess Elisabeth Island (MOG II) - Update

2^{ème} Audition – 2nd Hoorzitting

Commission Energie, Environnement et Climat
Commissie Energie Leefmilieu, Klimaat

27/11/2024 | Frédéric Dunon, Markus Berger, Pascale Fonck



The project has been divided into 5 asset packages



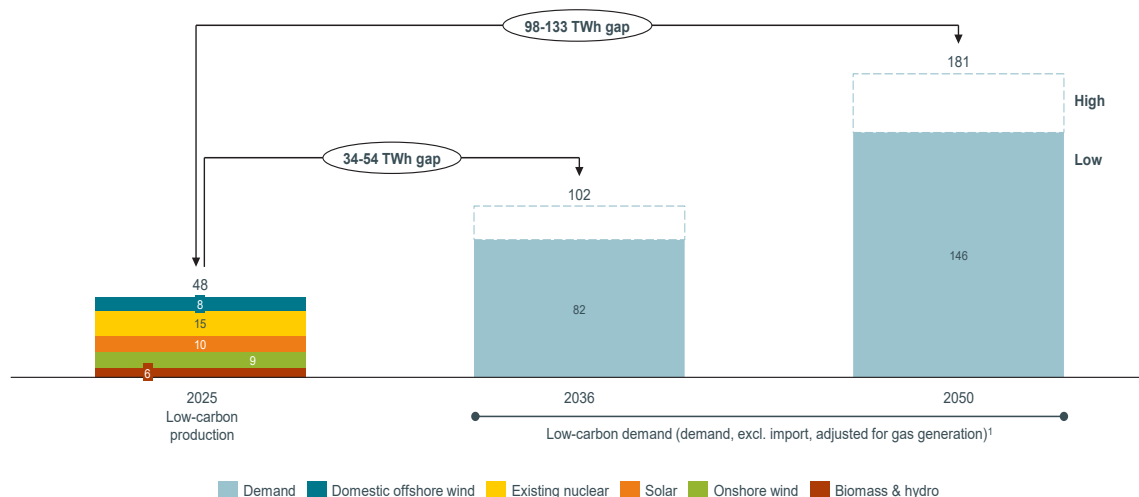
1. Island package
2. AC substation package
3. AC cable package
4. HVDC substation package
5. HVDC cable package

Already attributed

A low-carbon generation gap of 34-54 TWh by 2036 and 98-133 TWh by 2050 must be addressed



Low-carbon generation gap¹ [TWh]



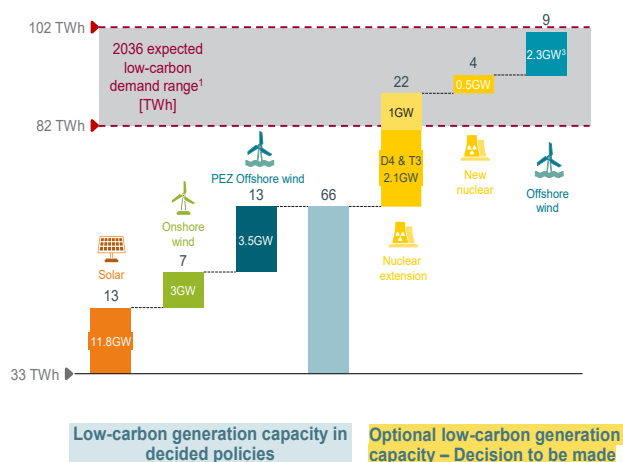
1. Based on Elia "Blueprint 2024 study", Energyville "Paths 2050" central scenario, Federaal Planbureau "Energievooruitzichten tegen 2050" & ENTSO-E "TYNDP2024" scenarios, assuming 10% imports, 25TWh gas generation in 2036 and unabated gas generation for 2050 and linear interpolation between periods

3

PEZ offshore wind contribution will be needed to close the low-carbon electricity gap in a cost-efficient way by 2036

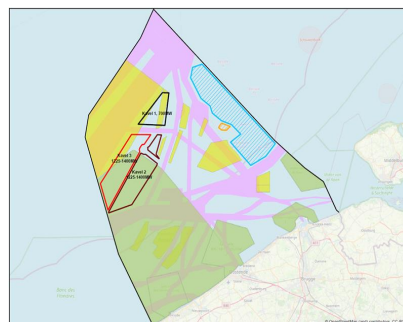


Domestic low-carbon generation potential, 2036 [TWh]²



Princess Elisabeth Zone

- Concession 1 : 700 MW
- Concession 2 : +1400 MW
- Concession 3 : +1400 MW



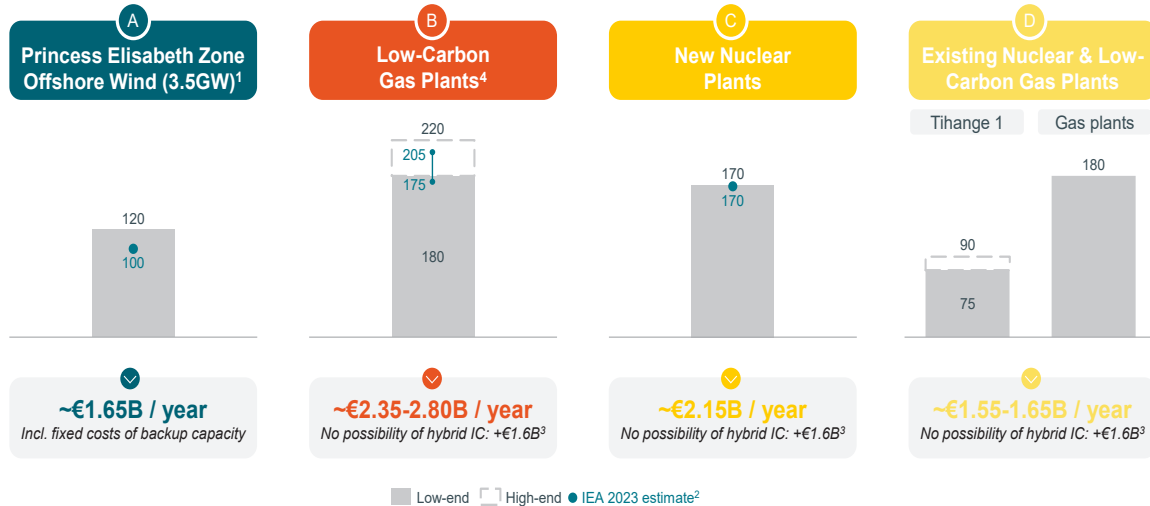
1. Based on Elia "Blueprint 2024 study", Energyville "Paths 2050" central scenario, Federaal Planbureau "Energievooruitzichten tegen 2050" & ENTSO-E "TYNDP2024" scenarios, assuming 10% imports, 25TWh gas generation in 2036 and unabated gas generation for 2050 and linear interpolation between periods; 2. Based on blueprint 2024 study, central scenario of domestic RES; 3. Additional offshore wind capacity beyond currently installed 2.3GW and PEI 3.5GW to achieve 8GW ambition; 4. Currently available low-carbon generation expected to be available in 2036 as well, excl. 15 TWh from D4 & T3 as current extension only runs until 2035

4

Integrating 3.5 GW domestic offshore wind is a competitive option to generate 13 TWh decarbonized electricity



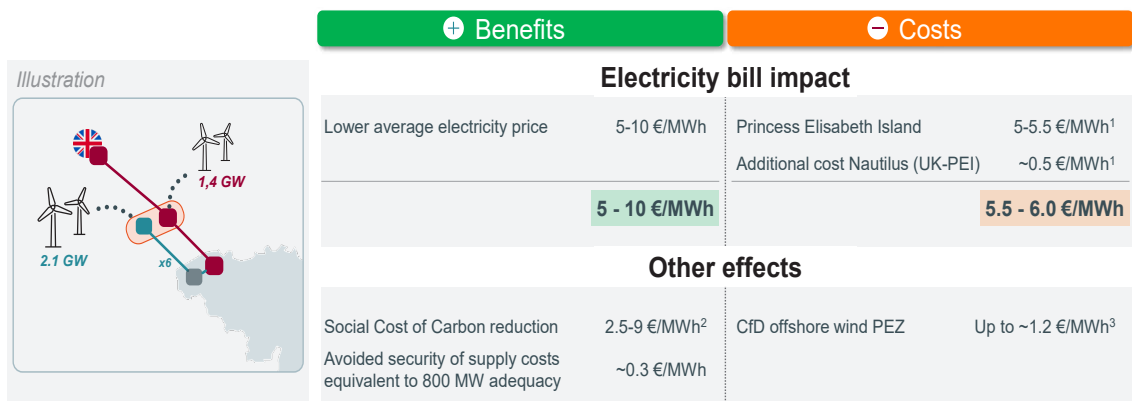
Levelized cost of electricity (LCOE) for different low-carbon options (€/MWh)



Note: Rounded figures; 1. Weighted for AC-connected (~105 €/MWh) and DC-connected (~145 €/MWh) wind capacity and assuming full DC cost is allocated to offshore wind vs. Nautilus; 2. IEA WEO 2024 numbers for 2023; 3. 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); 4. Low-end for CCGT-CCS, high-end for H2GT; Source: Complementary note on economic methods - Follow up CREG Workshop on MOG2 Cost evolution (Elia, Oct 2024); International Energy Agency; Federaal Planbureau

5

From a consumer's perspective the benefits of Princess Elisabeth Island are expected to 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)

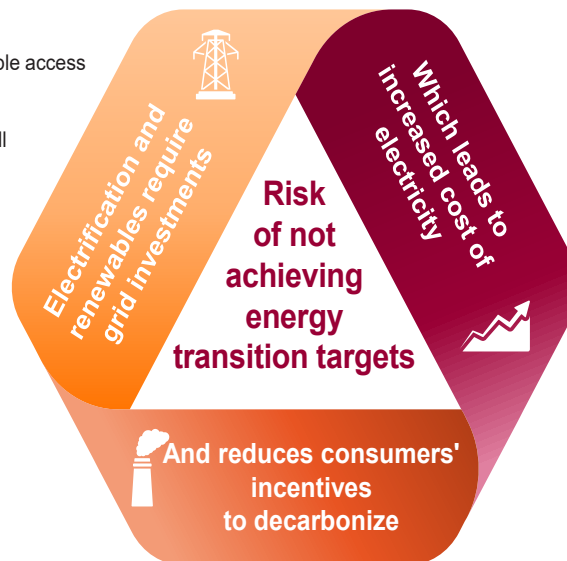
6

Action is needed to support the attractiveness of electrification, affected by the costs of the required anticipatory investments in networks



Grid expansion is essential to enable access to low-carbon electricity

European TSOs are planning to roll out large investment programs



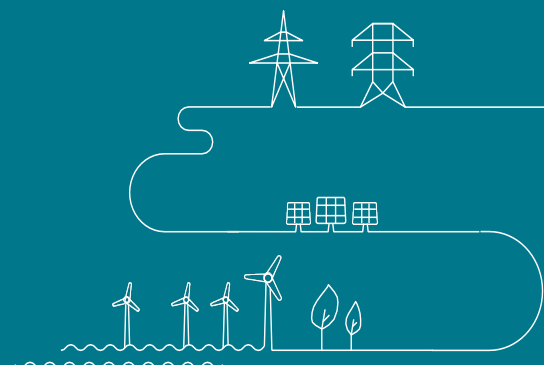
These investments increase the cost of electricity for end-users

Higher bills reduce Europe's industrial competitiveness

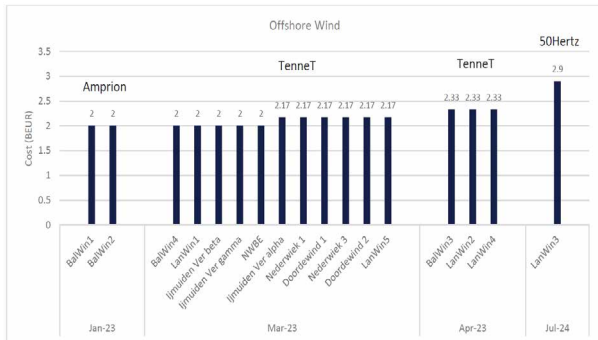
Decreasing competitiveness and higher cost of electricity disincentivizes the European industry to electrify and shift to low-carbon electricity, slowing down the overall energy transition



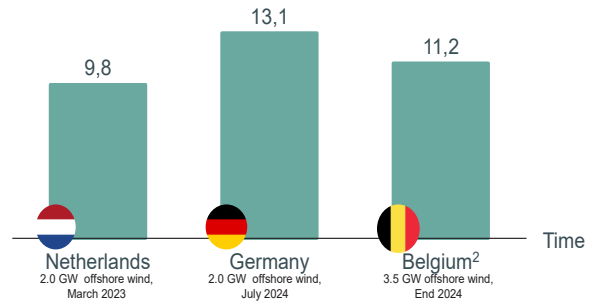
Thank you.



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



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



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 $\pm 100\text{M€}$

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

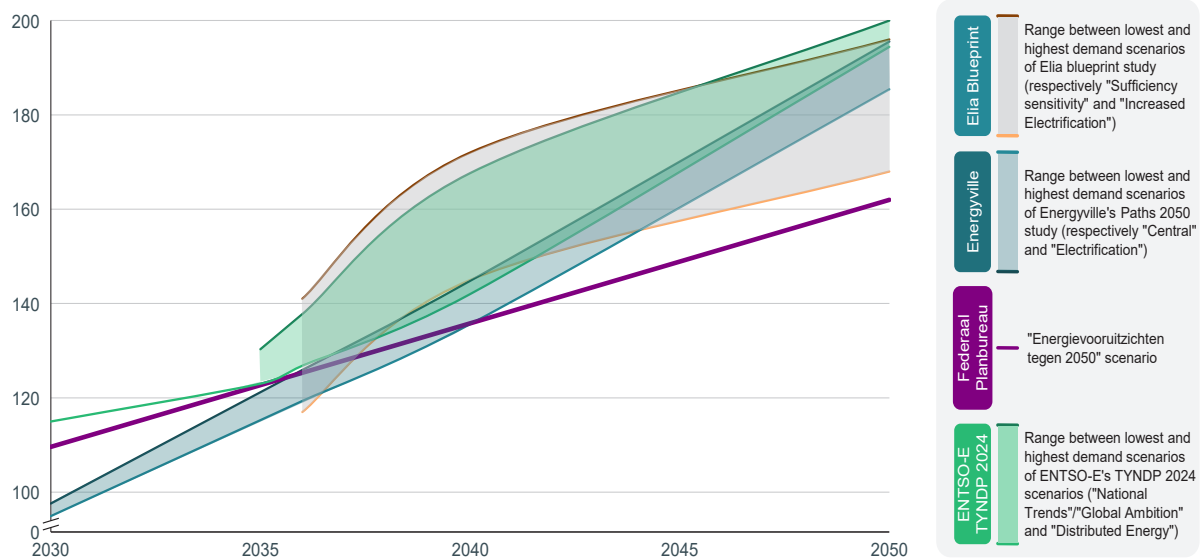
1. Includes both substation and foundation (island or jacket respectively) capex 2. Excluding project management, insurance, etc. to have a like-for-like comparison
Source: DNV GL benchmark

9

Belgian electricity demand for 2030-2050 is expected to grow well above 100 TWh p.a. by 2035 according to multiple sources



Electricity demand forecast, 2030-2050 (TWh)



Sources: Elia "Blueprint 2024 study", Energyville "Paths 2050" central scenario, Federaal Planbureau "Energievooruitzichten tegen 2050" & ENTSO-E "TYNDP 2024" scenarios; interpolation between discrete data points for 2030, 2035, 2036 and 2050

Nautilus CBA | Even with updated CAPEX, 74 of 75 NPV scenario combinations show a positive Belgian Net Present Value (revenue outweighing



NPV of Nautilus for Belgian society, €M

		2030 scenario									
		Established Policies					FitFor55				
		2035 scenario					2035 scenario				
		EP	Flex+	GI	E-pros	LRES	EP	Flex+	GI	E-pros	LRES
2040 Scenario	EP	-25 ¹	75	150	175	175	50	150	225	250	275
	Flex+	600	725	775	800	825	675	800	875	875	900
	GI	750	850	925	950	975	825	950	1,000	1,025	1,050
	E-pros	1,275	1,400	1,475	1,475	1,500	1,375	1,475	1,550	1,550	1,575
	LRES	1,450	1,550	1,625	1,650	1,650	1,525	1,625	1,700	1,725	1,750 ²
		ReEU					2035 scenario				
		EP	Flex+	GI	E-pros	LRES	EP	Flex+	GI	E-pros	LRES
		150	250	325	325	350	150	250	325	325	350
		775	875	950	975	1,000	775	875	950	975	1,000
		925	1,025	1,100	1,125	1,150	925	1,025	1,100	1,125	1,150
		1,450	1,575	1,625	1,650	1,675	1,450	1,575	1,625	1,650	1,675
		1,625	1,725	1,800	1,825	1,825	1,625	1,725	1,800	1,825	1,825

This combination of Established Policies until 2040 is outdated: critical underlying assumptions have in the meantime been superseded (e.g., EU Fit-for-55 legislation)

Discussed with CREG in July 2024

- After updating CAPEX estimates, discussion with CREG covered the extreme scenario combinations:
 - EP¹ => EP => EP
 - FitFor55 => LRES => LRES
 – A combination of NGV's² scenarios
- Other combinations were not discussed but the tool was provided to CREG

Key assumptions

CAPEX 1.9 €B

OPEX 1.3% of CAPEX³

Congestion Rent Swap 20%

Rounded to nearest 25 €M; Reference date: 01/01/2023

1. Established Policies 2. National Grid Ventures 3. OPEX estimate was kept constant in absolute numbers, relative % decreased due to increased CAPEX; Source: Joint CBA assessment National Grid Ventures – Elia, GD NPV model

| 11

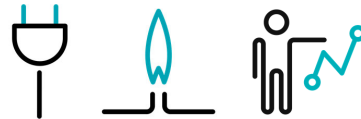
**PRESENTATIE VAN DE COMMISSIE VOOR DE REGULERING
VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS**

MOG II

COMMISSIE ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT

Directiecomité CREG

27 november 2024



— CREG —

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

Herhaling

- De CREG speelt haar rol i.h.k.v. haar wettelijke bevoegdheden en de strategische keuzes van de bevoegde instanties:
 - geen invraagstelling van de Prinses Elisabethzone
 - rol van facilitator van de energietransitie (zie CREG-memorandum 2024)
- In deze context blijft de CREG, volledig neutraal:
 - haar wettelijke taken uitvoeren en de bevoegde instanties waarschuwen
 - voldoen aan de transparantieverzoeken van het parlement

— CREG —

2

Impact van MOG II op de transmissietarieven - raming CREG vs. Elia voor het jaar 2032

- Werkhypothesen:
 - investeringen beperkt tot € 7 miljard
 - geen rekening gehouden met OPEX

	ELIA	CREG	Delta
Afschrijvings- en financieringskosten (miljoen €/jaar)	623 miljoen €/jaar	629,5 miljoen €/jaar	Verschil van 1 % toe te schrijven aan gemaakte hypothesen voor de toekomst (bv. evolutie rentevoet tegen 2032)
Tarifaire impact voor een huishoudelijke verbruiker (3,5 MWh/jaar)	€ 27/jaar (! onder de voorzichtige hypothese dat lokale productie bij DNB's overeenkomt met de verliezen op hun netten)	€ 27/jaar	Geen verschil
Tarifaire impact voor een grote industriële afnemer die rechtstreeks is aangesloten op het Elia-net ("CIL1")	3,41 €/MWh	3,46 €/MWh	Verschil van 1,5 % toe te schrijven aan hypothesen m.b.t. afschrijvings- en financieringskosten en berekeningsmethodologie

— CREG —

3

Beperkte impact van de CREG

Zoals bij elk investeringsproject: verantwoordelijkheid bij projectpromotor die:

- de bron is van de modellering, de scenario-ontwikkeling en de keuze van hypothesen m.b.t. de exploitatie, het onderhoud en de ontwikkeling van het net (= zijn kernactiviteit; elektriciteitswet)
- over alle relevante gegevens beschikt
- in overeenstemming met de wettelijke procedure belast is met het in aanmerking nemen van de feedback van de stakeholders (met inbegrip van de in het FOP gekwantificeerde analyses) in het kader van de openbare raadpleging van het federaal ontwikkelingsplan

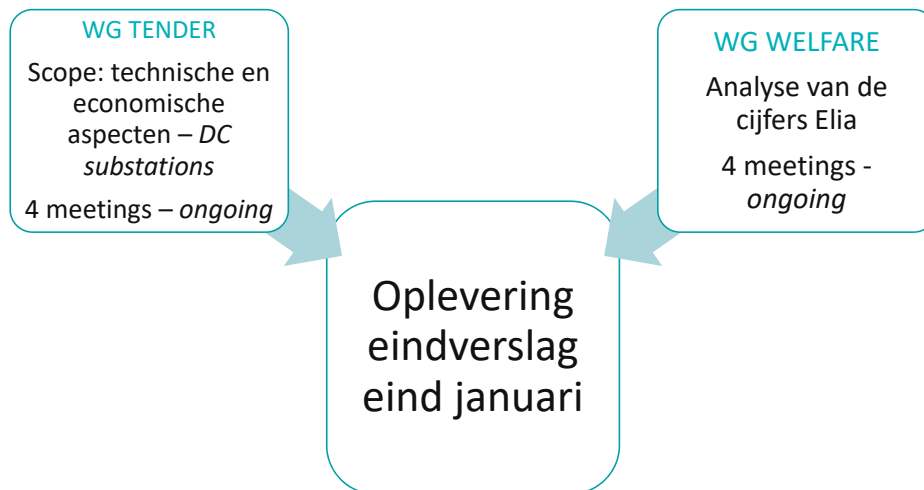


Rol van de CREG in deze context:
de analyses van Elia kritisch onderzoeken

— CREG —

4

Deliverables CREG



— CREG —

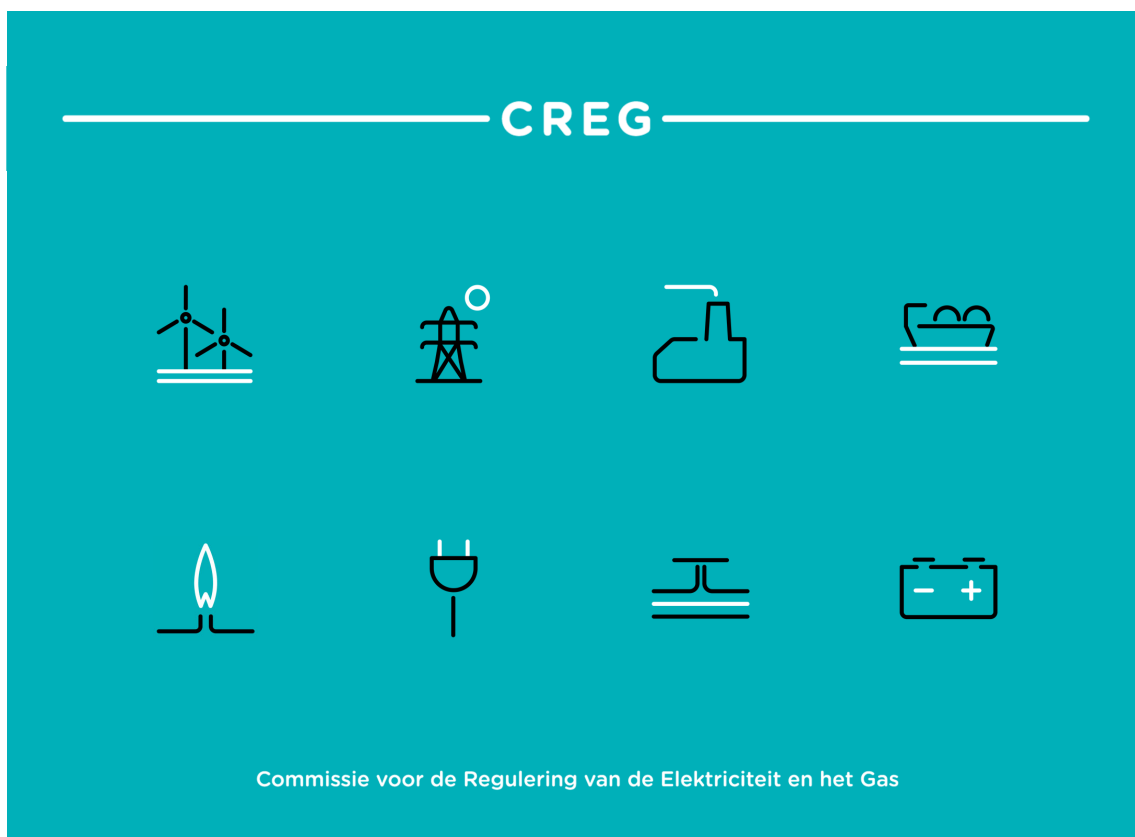
5

Herhaling

- Het *grid design* van MOG II is een beslissing van de bevoegde instanties die verankerd is in het federaal ontwikkelingsplan
- De CREG speelt haar rol i.h.k.v. haar wettelijke bevoegdheden, voornamelijk op het vlak van de monitoring van de investeringskosten en hun impact op de tarieven
- Netexploitatie, -onderhoud en -ontwikkeling = kernactiviteit van de netbeheerder:
 - uitvoering van gekwantificeerde analyses (CBA & Welfare) door de promotor van de investeringsprojecten in de netinfrastructuur
- Rol van de CREG: kwalitatieve en kwantitatieve analyses van de netbeheerder kritisch onderzoeken
- De CREG verzoekt Elia om alle kansen te grijpen die kunnen leiden tot kostenverminderingen en de bevoegde instanties, regelmatig en tijdig, te informeren

— CREG —

6



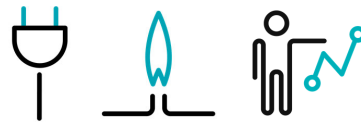
**PRÉSENTATION DE LA COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ELECTRICITÉ ET DU GAZ**

MOG II

COMMISSION DE L'ENERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DU CLIMAT

Comité de direction de la CREG

27 novembre 2024



— CREG

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Rappel

- La CREG joue son rôle dans le cadre de ses compétences légales et des choix stratégiques fixés par les autorités compétentes :
 - pas de remise en cause de la zone Princesse Elisabeth
 - rôle de facilitateur de la transition énergétique (cf. Mémoire CREG 2024)
- Dans ce contexte, la CREG continuera, en toute neutralité, à :
 - exécuter ses compétences légales et alerter les autorités compétentes
 - répondre aux demandes de transparence exprimées par le Parlement

— CREG

2

Impact MOG II sur les tarifs de transport – Estimation CREG vs Elia pour année 2032

- Hypothèses de travail :
 - investissements limités à 7 milliards d'€
 - hors prise en compte des OPEX

	ELIA	CREG	Delta
Charges amortissement et de financement (millions €/an)	623 millions €/an	629,5 millions €/an	Différence de 1% imputable aux hypothèses posées pour le futur (ex. évolution des taux d'intérêt d'ici 2032)
Impact tarifaire pour un consommateur résidentiel (3,5 MWh/an)	27 €/an (! sous hypothèse conservatrice que la production locale chez les GRDs correspond aux pertes sur leurs réseaux)	27 €/an	Pas de différence
Impact tarifaire pour un grand client industriel directement raccordé au réseau Elia ("CIL1")	3,41 €/MWh	3,46 €/MWh	Différence de 1,5% imputable aux hypothèses posées en matière de charges d'amortissement et de financement ainsi que de méthodologie de calcul

— CREG —

3

Délimitation de la contribution CREG

Comme tout projet d'investissement : responsabilité imputable au promoteur du projet qui, en effet, :

- est à la source de la modélisation, du développement des scénarios et du choix des hypothèses liés à l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau (= corps de métier; loi électricité)
- dispose de toutes les données relevantes
- est en charge, conformément à la procédure légale, de la prise en compte des retours des stakeholders (y compris pour les analyses quantifiées dans le PFD) dans le cadre de la consultation publique du plan fédéral de développement

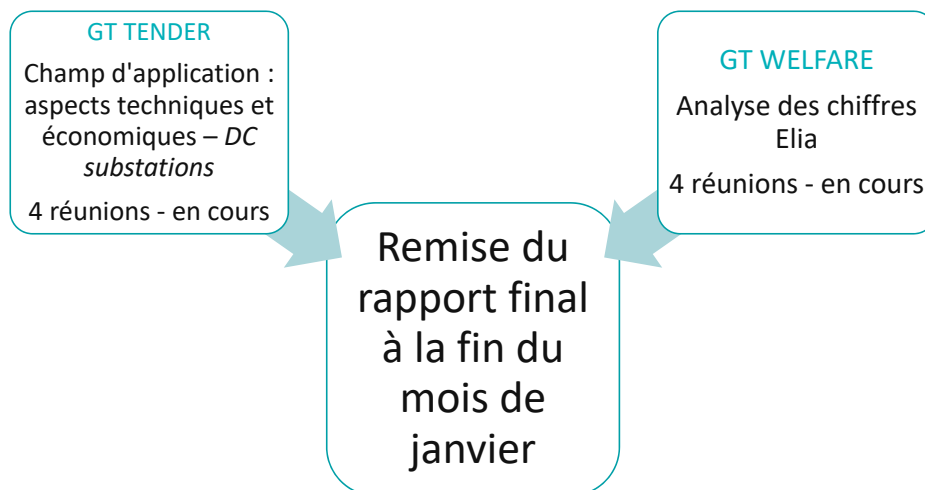


Rôle de la CREG dans ce contexte :
challenge les analyses réalisées par Elia

— CREG —

4

Livrables CREG



— CREG —

5

Rappel

- Le *grid design* du MOG II est une décision prise par les autorités compétentes, ancrée dans le plan de développement fédéral
- La CREG joue son rôle dans le cadre de ses compétences légales, principalement au niveau du suivi des coûts d'investissements et de leurs impacts tarifaires
- Exploitation, entretien et développement du réseau = corps de métier du gestionnaire de réseau :
 - exécution des analyses quantifiées (CBA & Welfare) par le promoteur des projets d'investissements dans les infrastructures de réseau
- Rôle de la CREG : challenger les analyses qualitatives et quantitatives du gestionnaire de réseau
- La CREG invite Elia à saisir toutes les possibilités qui peuvent conduire à des réductions de coûts et à informer, régulièrement et à temps, les autorités compétentes

— CREG —

6

