

BELGISCHE KAMER VAN
VOLKSVERTEGENWOORDIGERS

CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS
DE BELGIQUE

19 november 2024

19 novembre 2024

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

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

Hoorzitting

Audition

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

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

Inhoud	Blz.
Presentatie van <i>Elia Transmission Belgium</i>	4
Presentatie van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas.....	17

Sommaire	Pages
Présentation d' <i>Elia Transmission Belgium</i>	4
Présentation de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz	36

**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	Maaik 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, Ludivine 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 12 november 2024 heeft de commissie voor Energie, Leefmilieu en Klimaat over “De toename van de kosten van het energie-eiland Prinses Elisabeth” een hoorzitting gehouden met:

— 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; de heer Laurent Jacquet, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt; et mevrouw Ilse Tant, directeur Administratieve directie, 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), mevrouw Marie Meunier (PS), de heer Jean-Luc Crucke (Les Engagés), de heer Ismaël Nuino (Les Engagés), de heer Stefaan Van Hecke (Ecolo-Groen) en de heer Oskar Seuntjens (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=nl&sid=56U0121>

Bijlagen:

— presentatie van *Elia Transmission Belgium*;

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

Lors de sa réunion du 12 novembre 2024, la commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat a tenu une audition sur “L'augmentation des coûts de l'île énergétique Princesse Elisabeth” avec:

— 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; M. Laurent Jacquet, directeur Fonctionnement technique du marché de l'électricité et du marché du gaz; et Mme Ilse Tant, directrice Direction administrative, 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), Mme Marie Meunier (PS), M. Jean-Luc Crucke (Les Engagés), M. Ismaël Nuino (Les Engagés), M. Stefaan Van Hecke (Ecolo-Groen) et de M. Oskar Seuntjens (Vooruit).

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

<https://media.lachambre.be/media/index.html?language=fr&sid=56U0121>

Annexes:

— présentation d'*Elia Transmission Belgium*;

— présentation de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz.



Disclaimer

- Media indicates budget evolution for the realisation of the Princess Elisabeth Island project (also known as MOG2 project).
- 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.



Taking a step back—Three core priorities for European and Belgian energy supply



| 3

Low-carbon generation and electricity grids are crucial elements in our Belgian and European net-zero commitments



Europe's and Belgium's net-zero ambitions

Europe: 55% reduction of net GHG¹ emissions by 2030 and climate neutrality by 2050

Belgium ambition: -47% by 2030 and climate neutrality by 2050

European offshore wind commitments

Commitment of 9 European countries, including Belgium: 120GW offshore wind installed in the North Sea by 2030, 300 GW by 2050

Ambition reinforced in 2024 Ostend declaration

Critical role of electricity grids

Grids are central in Europe's decarbonization

Underscored in "The future of European competitiveness" (Draghi report)

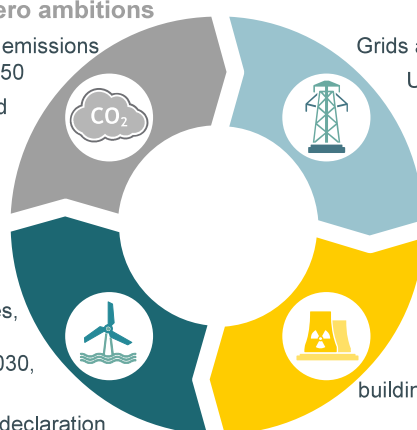
Critical requirement for a competitive European industry

European nuclear ambitions

2050 Goal: 150GW nuclear capacity

Nuclear Alliance of EU member states

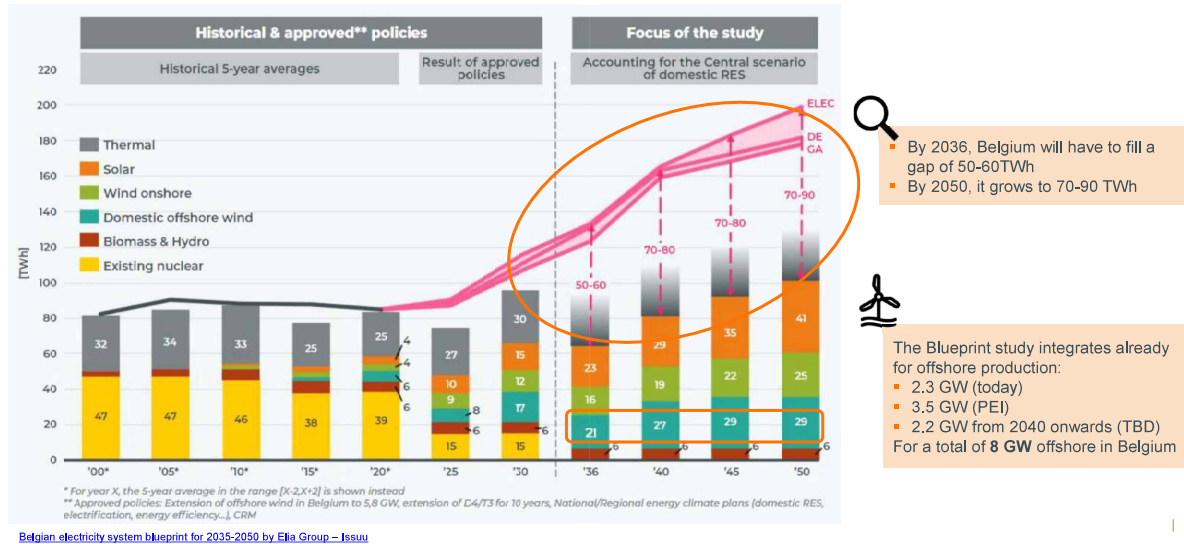
Committing on extending lifespans, building new capacity and developing SMRs²



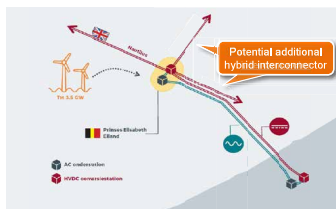
1. Greenhouse gases; 2. Small modular reactors

| 4

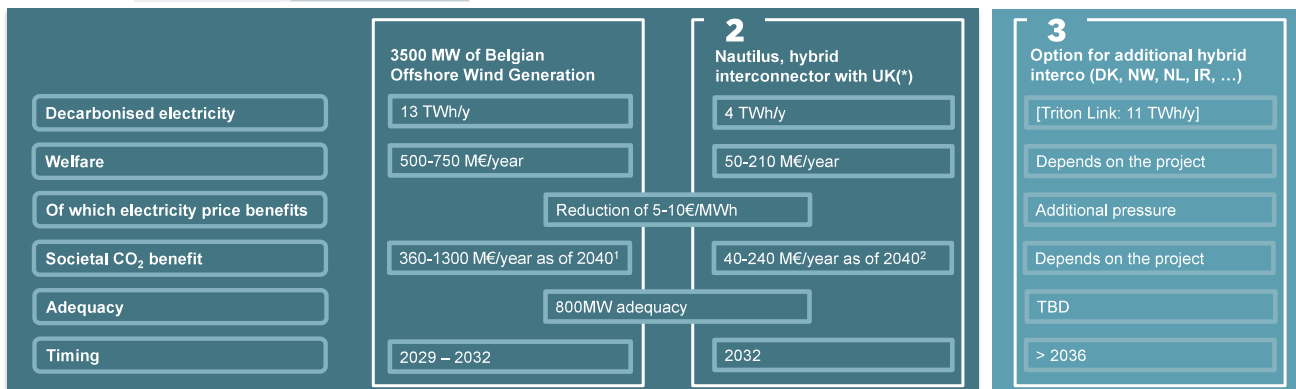
Belgian's electricity demand is expected to grow significantly, resulting in a gap of 50-60 TWh p.a. by 2036 vs. expected renewables



PEI hub offers Belgium multiple benefits as from the early 2030s: access to decarbonized electricity, welfare and adequacy

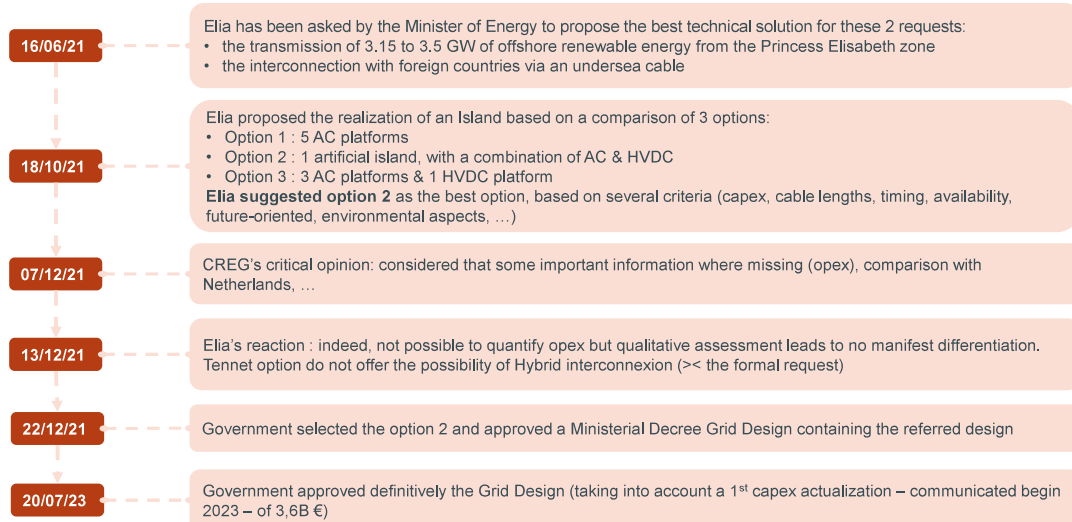


- Decarbonized electricity**
17TWh, potentially 28TWh
- Electricity price benefits**
Reduction of more than 5-10€/MWh on electricity price
- Adequacy**
Min 800MW of Belgian adequacy



1. 0-400M€/year in 2030-2040 period. 2. 0-90M€/year in 2030-2040 period. Source : Complementary note on economic methods - Follow up CREG's Workshop on MOG2 Costs' evolution (Elia - October 2024)

Back in 2021: Island option selected as the best option to connect 3.5GW offshore wind power and to realize a hybrid interconnection as requested by the Minister



| 7

Scope: Princess Elisabeth Island project (MOG2) encompasses the construction of an artificial island, several AC and DC substations and cable connections to shore

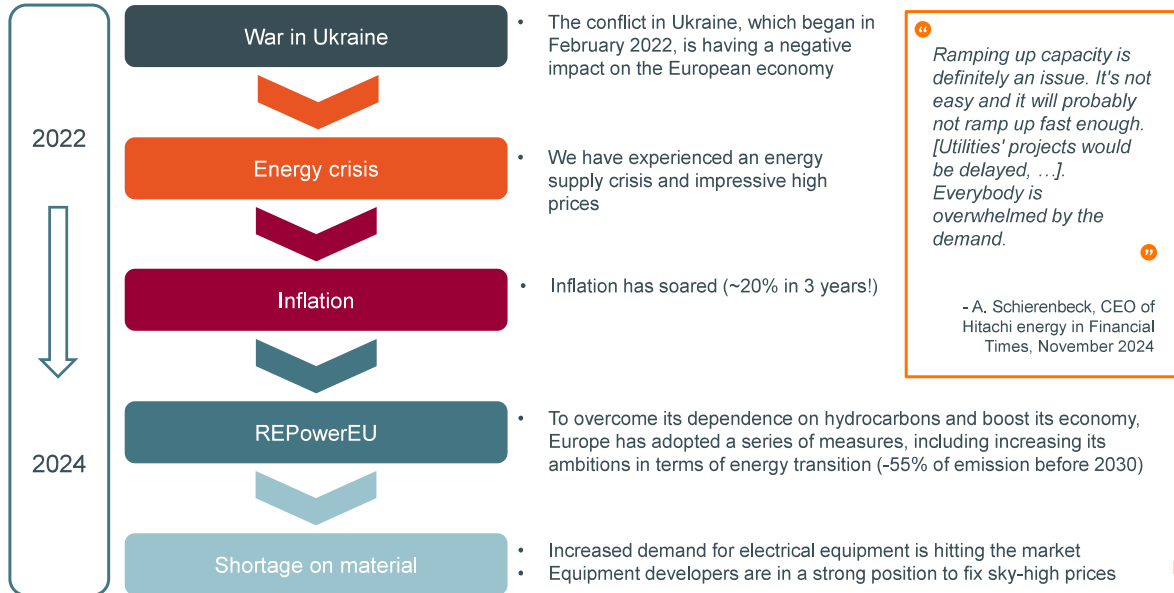


- The Princess Elisabeth Island will house the transmission infrastructure to connect up to **3.5GW of offshore wind** from the Princess Elisabeth wind zone and to provide a **connection point for interconnectors** (such as Nautilus or Triton Link) creating an energy hub. Therefore, a mix of AC (alternating current) and HVDC (high voltage direct current) is envisaged to achieve these goals.
- 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
- The project is benefiting from a subsidy by the EU Recovery and Resilience Facility (RRF).

Already
attributed

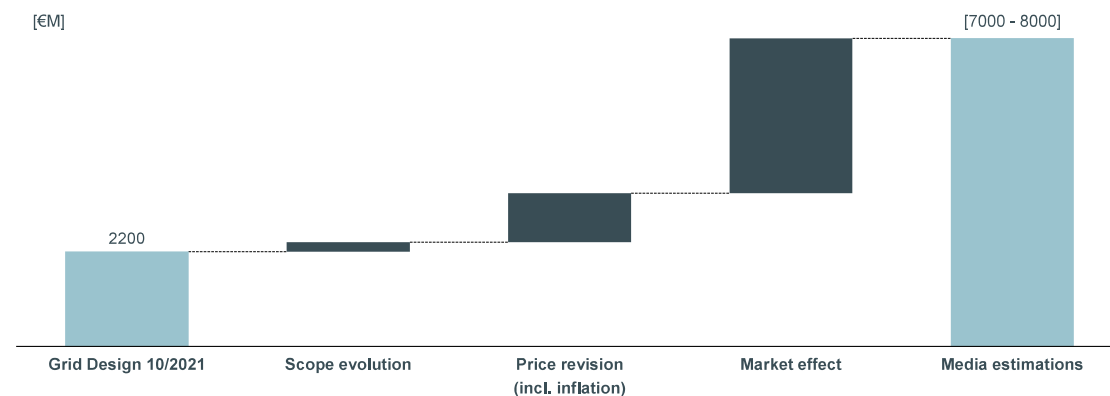
| 8

February 22: War in Ukraine induces a major snowball effect on electrical equipment prices



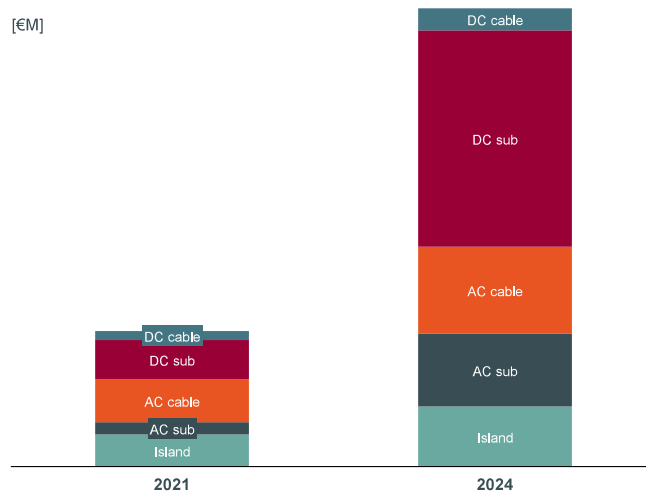
9

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



10

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



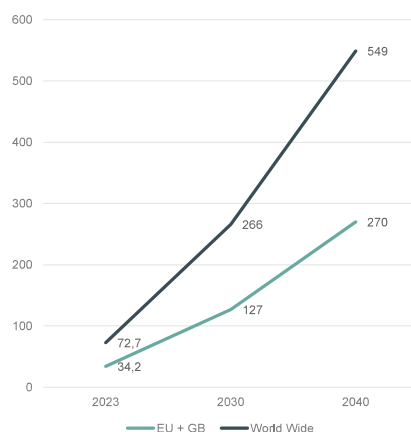
Note: General costs (project management, contingency) allocated across respective packages

| 11

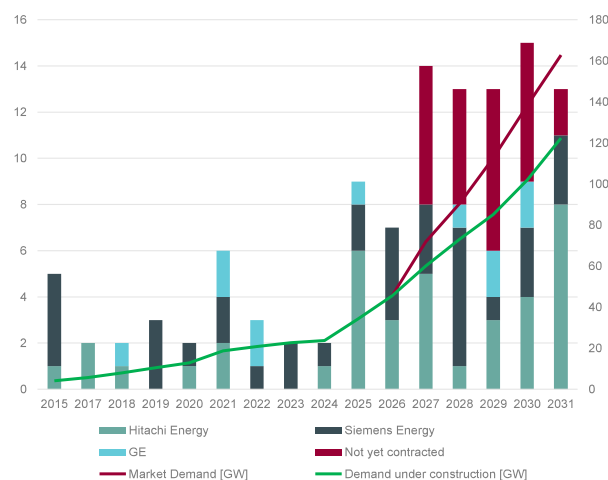
The investment pipe for HVDC substations is already full today while we are lagging behind the RES targets



Global Offshore Wind Forecasts [GW]*

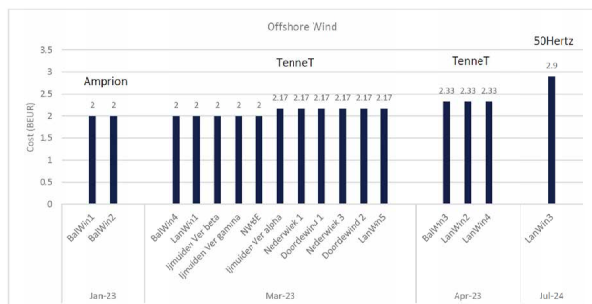


*: TGS/4C Offshore OFFSHORE TRANSMISSION & CABLES OUTLOOK: Q3 2023
[Interactive data & maps | WindEurope](#)
[Global offshore wind energy capacity 2023 | Statista](#)
 **: Worldwide ≥320kV HVDC projects, source: RTE HVDC monthly report



| 12

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

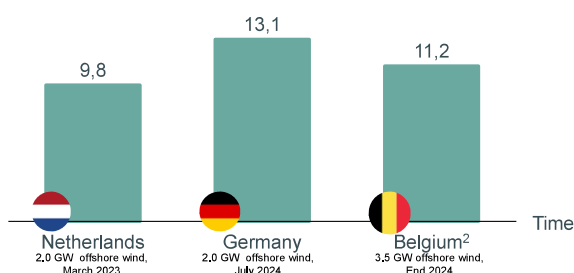


Notes:

- 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 $\pm 100\text{M€}$

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

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

| 13

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 2023¹: ~100 €/MWh (incl. PEI) IEA 2030¹: ~75 €/MWh (incl. PEI) Total cost : ~1,65 €/year (incl. fixed costs of backup capacity)	LCOE ~180 €/MWh (CCS) LCOE ~220 €/MWh (H2) IEA 2023¹: ~175-205 €/MWh IEA 2030¹: ~185-260 €/MWh Total cost : ~2,35 (CCS) to ~2,80 (H2) €/year <i>No possibility of hybrid IC: +1,6 €B²</i> 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	LCOE ~170 €/MWh IEA 2023¹: ~170 €/MWh IEA 2030¹: ~135-140 €/MWh Total cost : ~2,15 €/year <i>No possibility of hybrid IC: +1,6 €B²</i> 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)	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 <i>No possibility of hybrid IC: +1,6 €B²</i> 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.

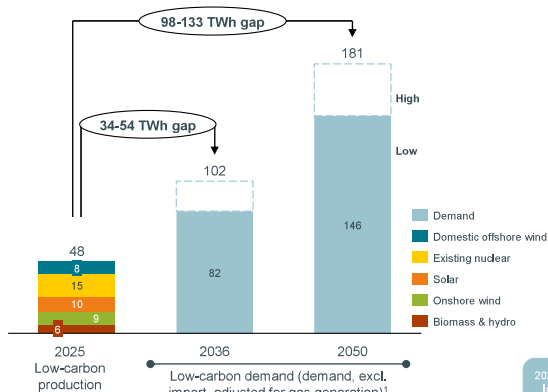
| 14

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

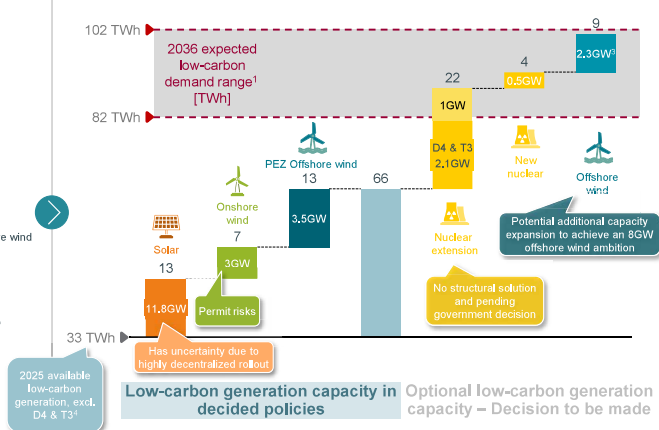
PEZ offshore wind contribution will be needed to close the low-carbon electricity gap in a cost-efficient way by 2036



Low-carbon generation gap¹ [TWh]



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



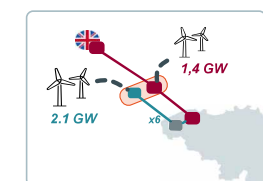
1. Based on Elia "Blueprint 2024 study", Energyville "Paths 2050" central scenario, Federaal Planbureau "Energievooruitzichten tegen 2050" & ENTSO-E "TYNDP2024" scenarios, assuming 10% imports, 25TWh gas generation in 2036 and unabated gas generation for 2050 and linear interpolation between periods;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

15

The continuation of the PEI grid design is the fastest and most reliable way to access decarbonated electricity, welfare and adequacy contribution

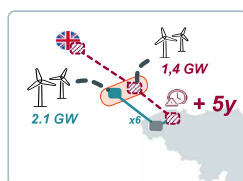


- Delaying (or replacing) HVDC comes along with missed opportunities
- Alternative design induces a postponement of these opportunities, without guarantee on prices, feasibility (permitting), or timing (market availability)



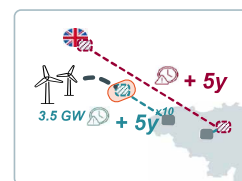
Variant 0 – Reference

- Concession 1 : 700 MW
- Concession 2 : +1400 MW
- Concession 3 : +1400 MW
- Nautilus Hybrid (2032)



Variant 1 – Delay HVDC

- Concession 1 : 700 MW
- Concession 2 : +1400 MW
- Concession 3 + 5Y? : +1400 MW
- Nautilus Hybrid + 5Y?



Variant 2 – PEI full in AC

- Concession 1 : 700 MW
- Concession 2 + >5Y? : +1400MW
- Concession 3 + >5Y? : +1400 MW
- Nautilus P2P + >5Y?

Quantified impact
1,4 GW offshore wind: 1000-1500 M€ gross welfare loss for 2030-35
Nautilus: 250-1050 M€ gross welfare loss for 2030-35
Adequacy GAP increases with ~700 MW

Quantified impact
2,8 GW offshore wind: 2000-3000 M€ gross welfare loss for 2030-35
Nautilus: 250-1050 M€ gross welfare loss for 2030-35
Adequacy GAP increases with ~800 MW

Major permits and approval risks

16

The impact of the cost increases (compare to the budget considered at the moment of the validation of the 24-27 tariffs) will result in an €2,3 to 2,9/MWh increase in transmission costs

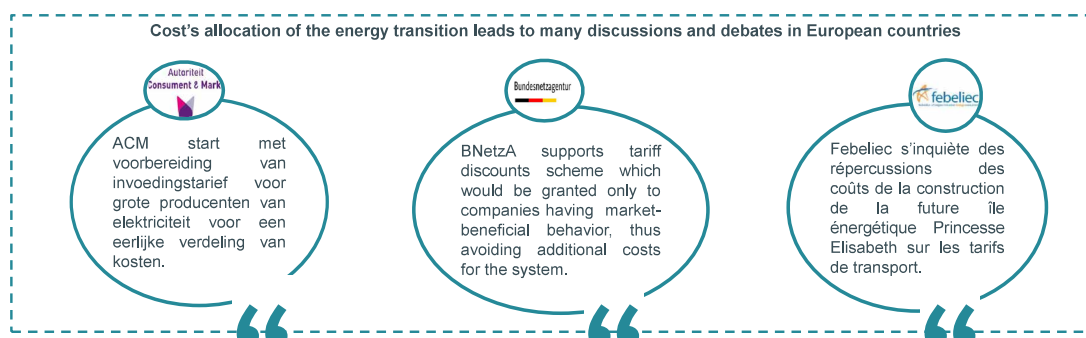
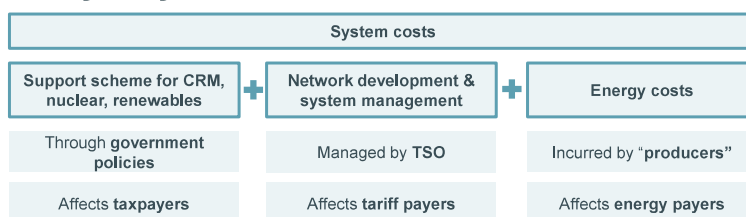


	Tariff file 24-27			Media estimations
MOGII total CAPEX [M€]:	3.800			[7.000 to 8.000]
Impact for the year(s) :	2024 – 2027 (average)	2027	2030 (peak year)	2032 (peak year)
Yearly costs to be covered by tariff [M€]:	~75	~140	~300	~620
Yearly costs (€/MWh):	0,8	1,4	2,7	5 to 5,5

- There is a **time lag** between moment of investments and the impact on the consumers: **impact appears gradually** through depreciation **over the useful life** of the asset.
- The increased investments will **result in an increase of transmission cost by 2,3 to 2,8€/MWh**.

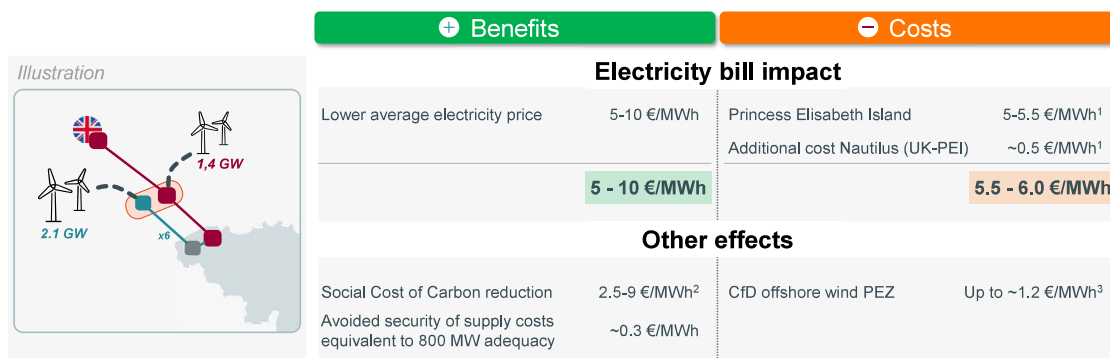
| 17

The societal interest aims to minimize total system costs, while perspective may vary as stakeholders are affected differently



| 18

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

We have already taken a series of actions to mitigate cost impact and are exploring further options to reduce the cost for consumers



Actions already taken	Further options to explore
- Developing a hybrid interconnector: an increased benefit for customers thanks to better asset utilization - Procurement and commercial model: optimization and fast move to best fit the new market context - Ongoing assessment to review budget assumptions in view of recent market developments - Secured a €650M green loan from the European Investment Bank €100M support from the European Recovery & Resilience Fund - Subsidy for PEI's nature inclusive design	- Dialogue with EIB for an additional loan - Explore further options within the European Recovery & Resilience Fund - Discuss a potential tax adjustment for Elia for investments in connecting renewable energy/ increasing security of supply - Revisit obligations on dismantling provision for offshore infrastructure ...

20



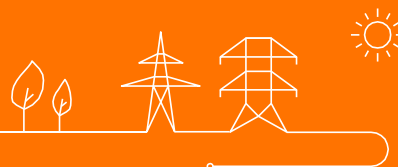
Summary

- Achieving carbon-neutral European and Belgian targets will lead to significant increase in electricity consumption.
- It will request major investments. Increasing importance of networks is broadly acknowledged (eg recent Draghi report).
- Carbon neutral production sources will also have to be developed on a massive scale both in Europe and in Belgium.
- Electrical equipment and installation prices have risen sharply as a result of the war in Ukraine and the upward revision of European ambitions.
- The Princess Elisabeth Island solution stays a necessary option on the short term to meet Belgian objectives (Security of Supply (800MW – 0,3 €/MWh), Pressure on electricity prices (5 to 10 €/MWh), Access to low-carbon generation (13 TWh), CO₂ reduction (2,5 to 9 €/MWh)) over the next decade and beyond.
- PEI leads to a progressive increase of the transmission cost, with a maximal impact of 5-5,5 €/MWh in 2032 (delta of €2,3 to 2,8/MWh following budget increases since the tariff proposal was validated)
- Tariff increase is not a Belgian phenomena but a European one which has to be addressed to preserve the competitiveness of our industries and to protect most vulnerable populations

| 21



Back-up slides



22

Backup

We have a track record of successfully delivering large offshore projects on-time and on-budget



Final Investment Decision	February 2015	April 2017
Estimated budget	660 €M ¹	392 €M
Delivered budget	630 €M	355 €M
Planned operational date	January 2019	March 2020
Actual operational date	January 2019	January 2019
Time between FID & operations	<4 years	<2,5 years
Technical characteristics	• 140 km 400kV DC cable • 1,000 MVA connection capacity	• 125 km 220kV AC cable • 1,085 MVA connection capacity

1. At final budget approval in November 2015

23

Backup

Learnings from the 70s are still valid to tackle today's challenges



What happened in the 70s...

Price and supply crisis affected energy markets and **disrupted economic growth** significantly

Policies implemented to **shift energy production away from Oil to other sources** (e.g., nuclear developments, Coo PHS for back-up capacity)

Significant investments in networks (e.g. development of 380kV network in Belgium)

Measures were introduced to **incite energy efficiency** (insulation of homes), and **reduce consumption** (car-free Sundays)



...and what we can learn from it

In a context of **market uncertainty & supply disruptions**, **Europe is steering away from fossil fuel dependence** while ensuring affordable energy and competitiveness

Measures to **shift electricity production away from carbon intensive to lower carbon generation sources** (wind, solar, nuclear, CCGT-CCS/H₂)

Strengthening grids and backbones to connect generation capacity and ensure interconnectivity with other markets, **will require sizable investments** again

Further **invest in technology** to **reduce energy demand** and **increase system efficiency**

|

Backup

The Oosterweel project in Antwerp has also recently experienced a major cost revision due to a.o. inflation and risk sharing



Estimated budget	€3.3B (2015) €6.8B (2022)
Current budget estimate	€10.1B (2024)
Main drivers	• Site pollution (PFAS) • Inflation • Revised risk sharing with contractors • Permit requirements
Planned operational date	2033
Technical characteristics	• 15km of new road infrastructure • 1.8km Scheldt tunnel

Source: De Tijd, October 2024

Kostprijs Oosterweel stijgt boven 10 miljard euro



De Oosterweelwerken, die de Antwerpse ring onder meer via de aanleg van de Scheldtunnel moeten sussen, zullen volgens een nieuwe raming liefst 10 miljard euro kosten. ©Valentin Bianchi / Hans Lucas

DAAN BLEUS
21 oktober 2024 01:00

De kostenramingen voor Oosterweel zijn in twee jaar tijd toegenomen van 6,8 miljard naar 10,1 miljard euro. 1,8 miljard euro van de extra factuur is voor de Vlaamse regering.

25

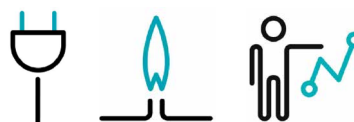
Thank you.

MOG II

COMMISSIE ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT

Directiecomité CREG

12 november 2024



— CREG —

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

Inhoud

1. Inleiding
2. Historiek
3. MOG II en transmissienettarieven
4. Lopende analyses van de CREG
5. Conclusie

— CREG —

Inleiding - Omkadering van de CREG-tussenkamst

- De CREG stelt energietransitie noch Prinses Elisabethzone in vraag
- De CREG heeft haar rol gespeeld i.k.v. haar wettelijke bevoegdheden
- Om te voldoen aan de behoefte aan transparantie, geuit door de parlementsleden tijdens de hoorzitting van 5 november jl., wordt hierna het volgende uiteengezet:
 - de acties van de CREG in het beslissingsproces rond het MOG II design
 - de feitelijke evolutie van de kostenramingen van MOG II en de acties ondernomen door de CREG
 - de lopende analyses van de CREG
- De CREG zal doorgaan met:
 - het uitvoeren van haar monitoringactiviteiten en het waarschuwen van de bevoegde instanties
 - het ter beschikking stellen van haar expertise aan de instanties

— CREG —

3

Historiek

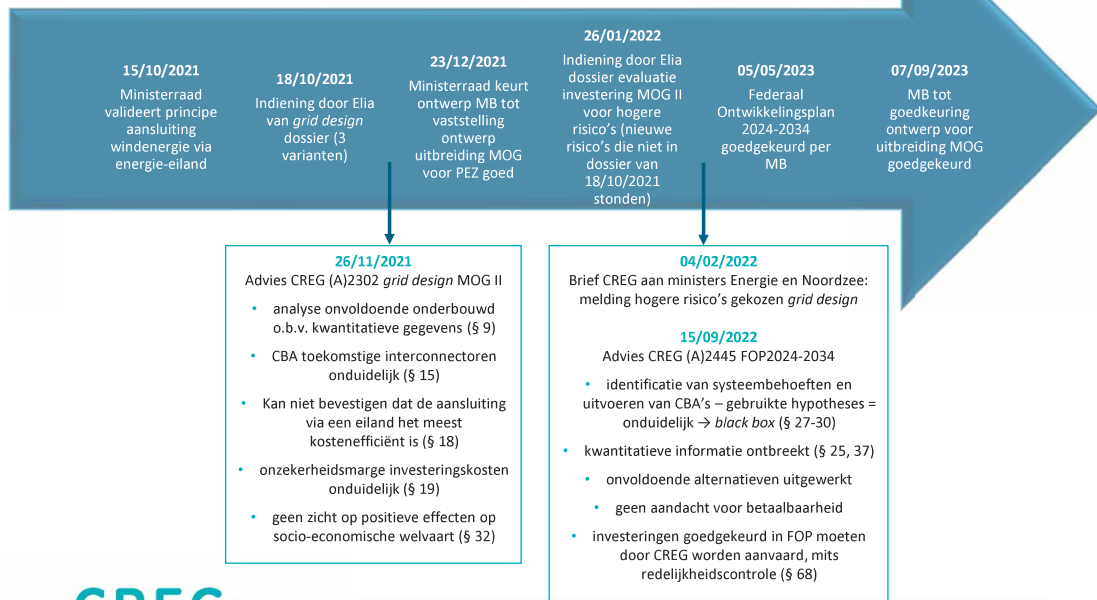
GRID DESIGN MOG II

STIJGING VAN DE GERAAMDE KOSTEN



— CREG —

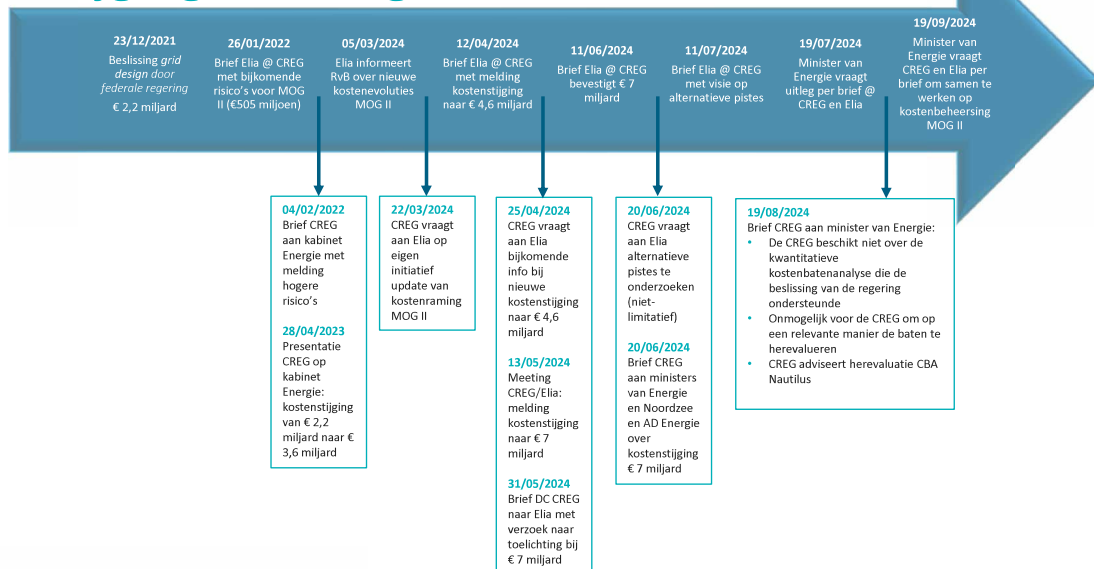
Historiek Grid design MOG II



— CREG —

5

Historiek Stijging van de geraamde kosten



— CREG —

6

MOG II en transmissienettarieven

**CREG-BEVOEGDHEDEN
TRANSMISSIENETTARIEVEN**



— CREG —

CREG-bevoegdheden - evaluatie van de kosten

- Het MOG II *design* werd bevestigd in het federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 (MB van 05/05/2023). De CREG heeft op dit vlak slechts een adviesbevoegdheid. Ze kan dit plan niet wijzigen.
- I.k.v. haar tarifaire bevoegdheden:
 - dient de CREG de financiering van de investeringen van het ontwikkelingsplan te verzekeren door de goedkeuring van de transmissienettarieven
 - mag de CREG momenteel enkel het redelijke karakter van deze investeringen controleren (naleving van de regels van aanbestedingsprocedures, gebrek aan verspilling, vergelijking met andere ondernemingen, enz.) zonder afbreuk te doen aan het besliste ontwerp



Als de investering is uitgevoerd en de bedragen zijn daadwerkelijk betaald, worden de redelijke kosten van MOG II opgenomen in de tarieven

— CREG —

Impact MOG II op de transmissienettarieven

- Tariefvoorstel 2024-2027:
 - € 2,7 miljard investering MOG II voor de periode 2024-2027 (en niet € 5 miljard zoals vermeld in sommige media)
 - beperkte impact op tarieven 2024-2027 (o.a. afschrijvingen pas opgenomen in tarieven na indienststelling van activa)
- Belangrijkste impact op de tariefperiode 2028-2031:
 - Tarifaire impact van de totale investeringskost van MOG II vanaf het jaar na de indienststelling

— CREG —

9

Lopende analyses



— CREG —

Lopende analyses van de CREG

Huidig geraamd investeringsbudget € 7 miljard - onzeker

- waarvan de grootste stijging zit op het DC gedeelte (conversiestations + kabels)
- DC componenten moeten nog aanbesteed worden (procedures lopende) en door de RvB van Elia goedgekeurd worden
- Definitief bedrag enkel bekend na bouw MOG II (verdere kostenvariaties / indexeringen / meerkosten)

Quid impact op andere investeringsprojecten (voorbeeld Triton en andere DC- interconnecties - cfr. Brief 20/06/2024 en 19/08/2024 aan de minister van Energie)

— CREG —

11

Lopende analyses van de CREG

Gedetailleerde analyse van de kosten

- De CREG onderzoekt vooraf en proactief de redelijkheid van de geraamde kosten
- Scope : DC gedeelte
- Doelstelling : op onafhankelijke manier, oorzaken van kostenstijgingen proberen te identificeren
- Voorlopig verslag: verwacht eind december 2024

→ Eindverslag: verwacht januari 2025

— CREG —

12

Lopende analyses van de CREG

Analyse van de impact op transmissienettarieven

- Onduidelijk hoe een mogelijke meerkost van meerdere miljarden € uit de tarieven kan worden gehouden
- Indien deze investeringen uitgevoerd worden en deze kosten effectief betaald worden, zijn de afschrijvingen van de investering van MOG II een niet-beheersbare kost die in de tarieven wordt opgenomen (samen met de financieringskosten die ook hoger zullen liggen ten gevolge de budgetoverschrijding)
- Huidig tariefvoorstel voorziet reeds in een maximale spreiding in de tijd
- Tarifaire impact kan enkel vermeden worden indien de meerkost wordt gedragen door een andere partij dan de consument

— CREG —

13

Lopende analyses van de CREG

Analyse van de baten

- Geen initiële kostenbatenanalyse voor het MOG II project maar enkel een kwalitatieve analyse van drie technische varianten door Elia
- De CREG maakt geen CBA's voor investeringsprojecten
- Dit is de bevoegdheid van Elia die de projecten ontwikkelt en beschikt over alle nodige informatie

— CREG —

14

Lopende CREG-analyses

Acties op Europees niveau

- Focus Europe gaat over hoogstaande analyses op Europese schaal, met projecten van gemeenschappelijk belang voor de Europese Unie
- Acties van de CREG:
 - binnen de Raad van Regulators van ACER: de nationale energieregulators pleiten voor initiatieven voor de ontwikkeling van een robuust regelgevingskader voor investeringen in verband met de energietransitie (offshore)
 - in het kader van het Belgische EU-voorzitterschap is de CREG een debat gestart over de financiering van de strategische investeringen in de netten in het kader van de energietransitie, met de deelname van experts op Europees niveau, namelijk de CREG Hackaton - *no transition without transmission* – 31/05/2024
 - De CREG voert bilaterale gesprekken met haar collega's van de Europese Unie en het Verenigd Koninkrijk over ervaringen i.v.m. de projecten

— CREG —

15

Besluit



— CREG —

Besluit

- Het MOG II *grid design* is een politieke beslissing van de ministerraad die verankerd is in het federaal ontwikkelingsplan
- De CREG speelt haar rol i.k.v. haar bevoegdheden
- Elia moet een robuuste kwantitatieve analyse uitvoeren van de projecten van de investeringsbeslissingen vooraleer ze in het federaal ontwikkelingsplan worden opgenomen, o.a. rekening houdend met:
 - een vergelijkende analyse van de CBA's van de verschillende (door Elia te bepalen) mogelijke opties met een gevoeligheidsanalyse voor de verschillende risicofactoren
 - een realistische en objectieve raming van de investeringskosten door Elia die *challengeable* is voor de CREG
 - de toegang tot en transparantie van alle relevante gegevens en analyseresultaten
 - een regelmatige rapportering, door Elia, aan de bevoegde instanties over de continue monitoring van het project en de onderliggende gegevens
 - een rapportering over de op Europees niveau toegekende financieringsbronnen
- De CREG verzoekt Elia om, bij het nemen van toekomstige beslissingen, alle kansen te grijpen die tot kostenbesparingen kunnen leiden

— CREG —

17



Bijlage Triton



— CREG —

Bijlage Triton

- Quid Tritonlink en andere DC- interconnecties? Prijsstijgingen daar ook van toepassing:
- Dit werd ook gesignaleerd door de CREG:
 - Brief dd. 18/07/2024 aan minister van Energie:

“Met dit schrijven wensen we te vernemen wat de status is van het offshore interconnectie-project tussen België en Denemarken, met name het Tritonlink-project. Dit project kadert onder meer in een MoA ondertekend door de Belgische en Deense ministers bevoegd voor energie.”
 - Brief dd. 05/09/2024 aan Elia en minister van Energie naar aanleiding van de stopzetting van Tritonlink langs Deense kant wegens te hoge kosten

— CREG —

20

Bijlage Triton

○ Brief dd. 24 september 2024 Elia:

“Elia stelt zich daarom ernstige vragen bij de twee beperkingen vermeld in uw brief, namelijk dat Elia enerzijds de gereserveerde capaciteit voor Tritonlink zou moeten vrijgeven, en anderzijds dat de CREG voorneemt om de uitgaven die Elia in verband met dit project vanaf september 2024 zou maken, niet langer als redelijk te beschouwen. ... Het is de vraag in welke mate de CREG, als regulator, eenzijdig haar keuzes inzake de ontwikkeling van het transmissienet kan opleggen zonder een beoordeling en betrokkenheid van de bevoegde overheid ter zake. Elia wenst dat de bevoegde overheden hiervan op de hoogte zijn.”

— CREG —

21

Bijlage Triton

○ Brief dd. 10 oktober 2024 minister van Energie:

“In de eerste plaats wil ik u er aan herinneren dat Tritonlink deel uitmaakt van het FOP 2024-2034 en hierin de status van “voorlopige goedkeuring” heeft gekregen. Een eventuele wijziging aan deze status dient dan ook te verlopen via de hiervoor voorziene procedures. ... Daarenboven is het belangrijk te benadrukken dat de Federale Regering expliciet heeft ingestemd met het aansluiten van offshore interconnectoren.”

— CREG —

22

Bijlage Historiek tussenkomsten CREG *grid design* MOG II



— CREG —

Historiek tussenkomsten CREG

- 15/10/2021: Ministerraad valideert het principe van aansluiting van windenergie via een energie-eiland
- 18/10/2021: ontvangst van Elia grid design dossier

Voor de aansluiting van de *offshore* windproductie in PEZ heeft Elia 3 varianten onderzocht en met elkaar vergeleken:

- variant 1: een aansluiting via vijf AC platformen van 700 MW
- variant 2: een aansluiting via AC en HVDC op een kunstmatig eiland
- variant 3: een aansluiting via drie AC platformen van 700 MW en één HVDC platform van 1.400 MW

→ CAPEX varianten 1 en 2 (met inbegrip van RFF subsidie) ≈ gelijk

— CREG —

24

Historiek tussenkomsten CREG

- 26/11/2021: advies CREG (A)2302 ^(1/4)
 - § 9 : *“Om een volledige vergelijking te maken tussen de drie varianten voor het voorgestelde concept van het offshore netwerk had de evaluatie van bepaalde criteria van de variantenanalyse meer ondersteund kunnen worden door kwantitatieve gegevens. Een kwalitatieve evaluatie van de criteria volstaat niet en laat de CREG vooral niet toe om de analyse van Elia of de conclusies van deze analyses te verifiëren. De CREG had met name graag gezien dat de beoordeling van de criteria inzake onderhoudskosten, beschikbaarheid en betrouwbaarheid en toekomstperspectieven met kwantitatieve gegevens was onderbouwd.”*
 - § 15 : *“De CREG stelt vast dat het exacte ruimtegebruik van het eiland niet volledig uitgeschreven is.[...] Ook wordt vermeld dat er de mogelijkheid is om één of meer hybride interconnectoren aan te sluiten op het eiland. [...] Bovendien is het vandaag nog onduidelijk of de kosten-batenanalyse van meer dan één bijkomende interconnector positief zou zijn.”*

— CREG —

25

Historiek tussenkomsten CREG

- 26/11/2021: advies CREG (A)2302 ^(2/4)
 - § 16 : *“De CREG stelt op basis van het ingediende dossier en de toelichtingen tijdens de Taskforce Tendering Offshore vast dat de technische opbouw, de exacte omvang en het ruimtegebruik van het eiland niet volledig duidelijk zijn. Anderzijds zou de prijs van het eiland gekend zijn, namelijk 450 miljoen €. De CREG vraagt zich bijgevolg af welke de onzekerheidsmarge is op de investeringskost van het eiland.”*
 - § 18 : *“Op basis van de kwantitatieve berekeningen in het dossier, is de CREG niet in staat om de uitspraak van Elia te onderschrijven dat de aansluiting via een eiland het meest kostenefficiënt is.”*
 - § 20 & 21 : *“[...] Als conclusie in de variantenanalyse neemt Elia dan ook op dat de onderhoudskosten voor de drie varianten vergelijkbaar zijn. Voor de CREG is het op dit ogenblik onmogelijk om deze stelling te valideren aangezien er enkel een kwalitatieve analyse is opgenomen en neemt dus akte van de beoordeling van Elia dat de kosten van de drie varianten vergelijkbaar zijn.”*

— CREG —

26

Historiek tussenkomsten CREG

- 26/11/2021: advies CREG (A)2302 ^(3/4)
 - § 23 & 24 : “ Elia schat het timing-risico voor de drie varianten gelijkaardig in. [...] De CREG merkt op dat er een hoge kostimpact is indien het eiland niet tijdig wordt gebouwd. Indien het eiland niet gerealiseerd is vóór 31 augustus 2026 verliest België de Recovery and Resilience Facility-subsidie van maximaal 100 miljoen €. Daarom is de CREG van mening dat de financiële impact van het niet verkrijgen van een RFF subsidie voor het eiland omwille van een laattijdige realisatie, niet zou mogen doorgerekend worden aan de netgebruiker. ”
 - § 30 : “Elia schat varianten 1 en 2 als middelmatig complex, terwijl variant 3 volgens haar het meest complex is. De CREG stelt vast dat de eiland-variant net hetzelfde ingeschaald wordt qua technische complexiteit als de AC-platformen, ondanks het feit dat Elia ook meldt dat “de ontwikkeling en bouw van een kunstmatig eiland (**first of a kind in de Noordzee**) is complexer dan een AC platform””

— CREG —

27

Historiek tussenkomsten CREG

- 26/11/2021: advies CREG (A)2302 ^(4/4)
 - § 31 : “Elia vermeldt dat uit de eerste analyses al blijkt dat de integratie van MOG 2 in een groter en geïntegreerd geheel een positief effect heeft op de socio-economische welvaart. De CREG had graag bijkomende informatie ontvangen over deze eerste analyses en in het bijzonder kwantitatieve gegevens over de inschatting van het positieve effect op de socio-economische welvaart.”
 - Conclusie (o.a.) : “Voor de CREG is deze toekomstgerichte investering **mogelijk indien er geen extra risico's (en/of hogere kosten) worden gelegd bij de elektriciteitsconsument** ten opzichte van een aansluiting via platformen (variant 1) tenzij aangetoond wordt dat er bijkomende baten zijn die momenteel nog niet geïdentificeerd en gekwantificeerd zijn.”

— CREG —

28

Historiek tussenkomsten CREG

- 23/12/2021: ministerraad keurt ontwerp van ministerieel besluit tot vaststelling van ontwerp voor uitbreiding van Modular Offshore Grid voor Prinses Elisabeth-zone goed
Geen rekening gehouden met opmerkingen CREG
- 26/01/2022:
 - Ontvangst van “Dossier voor de evaluatie door de CREG van de investeringen in elektriciteitsinfrastructuur en de daarbij horende hogere risico’s”
 - Elia identificeert reeks risico’s voor grid design van MOGII die niet gekwalificeerd waren in het dossier “het ontwerp van uitbreiding van het Modular Offshore Grid” d.d. 18/10/2021

— CREG —

29

Historiek tussenkomsten CREG

- 04/02/2022: CREG meldt per brief betreffend “MOG II: hogere risico’s voor de gekozen grid design” aan ministers van Energie en Noordzee:

Elia identificeert bijkomende risico’s voor MOG II ter waarde van 505M€ boven op het reeds geraamde budget van 2200M€, waarvan 86M€ verbonden aan de HVDC technologie en 107M€ aan het eiland zelf.

“Voor zover het nu gekozen grid design van MOG II (een energie-eiland waarbij een aansluiting van 2,1 GW wordt voorzien via drie AC-onderstations en een aansluiting van 1,4 GW via een HVDC-station) zal worden bevestigd in het volgende Federale Ontwikkelingsplan, dan moet de CREG de kosten (en eventuele meerkosten door hogere risico’s) voor deze investering aanvaarden. De CREG kan enkel de (investerings)kosten controleren op redelijkheid. De onzekerheid op het niveau van de verschillende kostenposten en het bijhorende financiële risico worden bijgevolg volledig door de netgebruiker - en niet door Elia - gedragen.”

— CREG —

30

Historiek tussenkomsten CREG

- 15/09/2022: advies CREG (A)2445 Federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 (1/6)
 - § 27: “ De informatie over de methodologie die werd gebruikt voor de kosten-batenanalyse ("CBA") voor de projecten in het horizontaal systeem zijn voorgesteld in deel 1.4.5 van het federaal ontwikkelingsplan. De CREG vindt dat deze informatie meer gedetailleerd moet worden en meer bepaald dat de weerhouden hypothesen moeten worden verduidelijkt. [...]”
 - §29: “Bovendien merkt de CREG op dat de resultaten van de berekende CBA's voor de grensoverschrijdende projecten niet volledig zijn voorgesteld in het ontwikkelingsplan.[...]”
 - §30: “Daarnaast wenst de CREG te melden dat de CBA's nog steeds een blackbox zijn voor de CREG en het moeilijk is voor haar om de cijfers te verifiëren. [...]”

— CREG —

31

Historiek tussenkomsten CREG

- 15/09/2022: advies CREG (A)2445 Federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 (2/6)
 - § 37: “Wat de verschillende studies betreft die Elia heeft uitgevoerd voor de behoeften van het federaal ontwikkelingsplan, vindt de CREG dat er, om een onderbouwd advies te geven over de noodzakelijkheid en de toegevoegde waarde van de verschillende projecten van het ontwikkelingsplan, meer kwantitatieve informatie nodig is, zowel over de methodologie als over de resultaten van deze studies.”
 - § 38: “Tot slot betreurt de CREG dat Elia in het federaal ontwikkelingsplan enkel de weerhouden oplossingen voorstelt om te voldoen aan de vastgestelde behoeften. In het kader van de transparantie vindt de CREG het belangrijk om alle overwogen en te overwegen oplossingen te kennen om te voldoen aan een specifieke behoefte, evenals de redenen waarom er andere oplossingen aan de kant zijn geschoven. “

— CREG —

32

Historiek tussenkomsten CREG

- 15/09/2022: advies CREG (A)2445 Federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 (3/6)
 - § 49: “ De CREG is van mening dat de informatie die Elia geleverd heeft over de methodologie die werd gebruikt voor de verschillende studies over de identificatie van de systeembehoeften, en in het bijzonder m.b.t. de KARI-studie, te beperkt zijn. De CREG vindt dat er, om een onderbouwd advies te geven over dit deel van het federaal ontwikkelingsplan, meer kwantitatieve informatie nodig is, zowel over de methodologie (in het bijzonder wat het referentienet, de algemene hypothesen en gebruikte algoritmen betreft) als over de resultaten.”

— CREG —

33

Historiek tussenkomsten CREG

- 15/09/2022: advies CREG (A)2445 Federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 (4/6)
 - § 67: “ Eén van de doelstellingen van het energietrilemma is een betaalbaar systeem. De CREG stelt vast dat nergens in het document een overzicht van de totale kostprijs van de investeringen, die (conditioneel) ter goedkeuring voorliggen, ter beschikking is. [...]. De kostprijs van MOG II, Ventilus, Boucle du Hainaut en andere versterkingen van de interne backbone zijn dus niet meegerekend in deze 2,82 miljard EUR. Op basis van cijfers in het griddesign dossier van MOG II en eerdere inschattingen van Ventilus en Boucle du Hainaut, is de kostprijs van voorliggend ontwikkelingsplan minimaal 6,6 miljard EUR. De RAB of Regulated Asset Base van Elia is de basis voor de bepaling van de tarieven. Aangezien de waarde van de RAB 5,22 miljard EUR bedroeg op 31 december 2021, is het zeer waarschijnlijk dat de goedkeuring van dit ontwikkelingsplan mechanisch zou leiden tot ten minste een verdubbeling van de transmissienettarieven over een periode van 10 jaar.”
 - § 68: “De CREG herinnert er aan dat zij de kosten voor investeringen die goedgekeurd zijn door het Federaal Ontwikkelingsplan moet aanvaarden. De CREG kan enkel de (investerings)kosten controleren op redelijkheid.”

— CREG —

34

Historiek tussenkomsten CREG

- 15/09/2022: advies CREG (A)2445 Federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 (5/6)

Conclusie: *“Met betrekking tot het ontwerp van ontwikkelingsplan 2024-2034 van de ELIA adviseert de CREG : Om een inschatting van de totale kostprijs van voorliggend plan te vragen aan de netbeheerder alvorens goedkeuring, vermits betaalbaarheid één van de 3 doelstellingen is van het Energietrilemma en deze kostprijs naar verwachting een aanzienlijke verhoging van de transmissienettarieven tot gevolg zal hebben. [...]”*

— CREG —

35

Historiek tussenkomsten CREG

- 15/09/2022: advies CREG (A)2445 Federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 (6/6)

Conclusie: *“Met betrekking tot de opstelling van toekomstige ontwikkelingsplannen adviseert de CREG, om:*

- meer kwantitatieve informatie te geven over de verschillende studies die waren uitgevoerd in het kader van het ontwikkelingsplan zowel over de methodologie als over de resultaten van deze studies. De CREG vindt dat deze informatie noodzakelijk is om een onderbouwd advies te geven over de noodzakelijkheid en de toegevoegde waarde van de verschillende projecten van het ontwikkelingsplan;

- de informatie over de methodologie van de CBA meer te detailleren en de hypothesen voor elk project dat voorwerp uitmaakt van een CBA te verduidelijken. Bovendien zouden de resultaten voor alle in het kader van de CBA geanalyseerde indicatoren moeten worden voorgesteld in het federaal ontwikkelingsplan;

- alle overwogen en te overwegen oplossingen voor te stellen en niet enkel de oplossingen die werden weerhouden om te voldoen aan de vastgestelde behoeften. [...]”

— CREG —

36

Historiek tussenkomsten CREG

- 05/05/2023: Federaal Ontwikkelingsplan 2024-2034 werd goedgekeurd per ministerieel besluit. In federaal ontwikkelingsplan werd grid design van MOG II, bestaande uit een energie-eiland met een aansluiting van 2,1 GW via drie AC-onderstations en een aansluiting van 1,4 GW via een HVDC-station bevestigd
 - in de overwegingen van het MB werden §27, 37, 38 en 49 van het advies CREG vermeld
 - maar geen rekening gehouden met opmerkingen CREG
- 07/09/2023: ministerieel besluit tot goedkeuring van ontwerp voor uitbreiding van *Modular Offshore Grid* overeenkomstig artikel 6/4 van wet van 29/04/1999 betreffende organisatie van elektriciteitsmarkt goedgekeurd
 - geen rekening gehouden met opmerkingen CREG

— CREG —

37

Verslag van het Rekenhof

14/11/2023 – Verslag *Offshore* windmolenparken Bouw, aansluiting en exploitatie

- p. 6: *“Wat de investeringen in het offshore transmissienet betreft, beschikte de CREG niet over een kosten-batenanalyse voor het MOG I en wees ze bij de analyse voor het MOG II op belangrijke tekortkomingen. Bij de keuze voor het energie-eiland (inclusief interconnector) blijkt er ook onvoldoende in rekening te zijn gebracht dat enerzijds de kustregio momenteel dergelijke hoeveelheden elektriciteit niet kan opvangen en dat anderzijds een deel van de transmissiecapaciteit op het eiland moet worden voorbehouden voor het grensoverschrijdende transport van elektriciteit. Doordat de CREG een te beperkte toegang tot relevante gegevens heeft en maar een beperkte tijd heeft om haar advies op te maken, is het Rekenhof van oordeel dat ze haar wettelijke adviesrol voor de investeringen in het transmissienet momenteel niet ten volle kan spelen”*
- p. 46-49, oa Box 3 – Opmerkingen bij de kosten-batenanalyse voor het MOG II

https://www.ccrek.be/sites/default/files/Docs/2023_46_OffWinPar.pdf

— CREG —

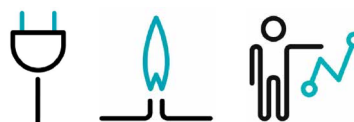
38

MOG II

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

Comité de direction de la CREG

12 novembre 2024



— **CREG** —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Contenu

1. Introduction
2. Historique
3. MOG II et tarifs de transport
4. Analyses en cours de la CREG
5. Conclusion

— **CREG** —

Introduction - Eléments de cadrage de l'intervention CREG

- Pas de remise en question par la CREG de la transition énergétique, ni de la zone Princesse Elisabeth
- La CREG a joué son rôle dans le cadre de ses compétences légales
- Pour répondre au besoin de transparence exprimé par les parlementaires durant l'audition du 5 novembre dernier, l'exposé ci-après présente :
 - les actions de la CREG dans le processus décisionnel du design MOG II
 - l'évolution factuelle des estimations des coûts du MOG II et les actions entreprises par la CREG
 - les analyses en cours de la CREG
- La CREG continuera à :
 - exécuter ses activités de monitoring et alerter les autorités compétentes
 - mettre son expertise à disposition des autorités

— CREG —

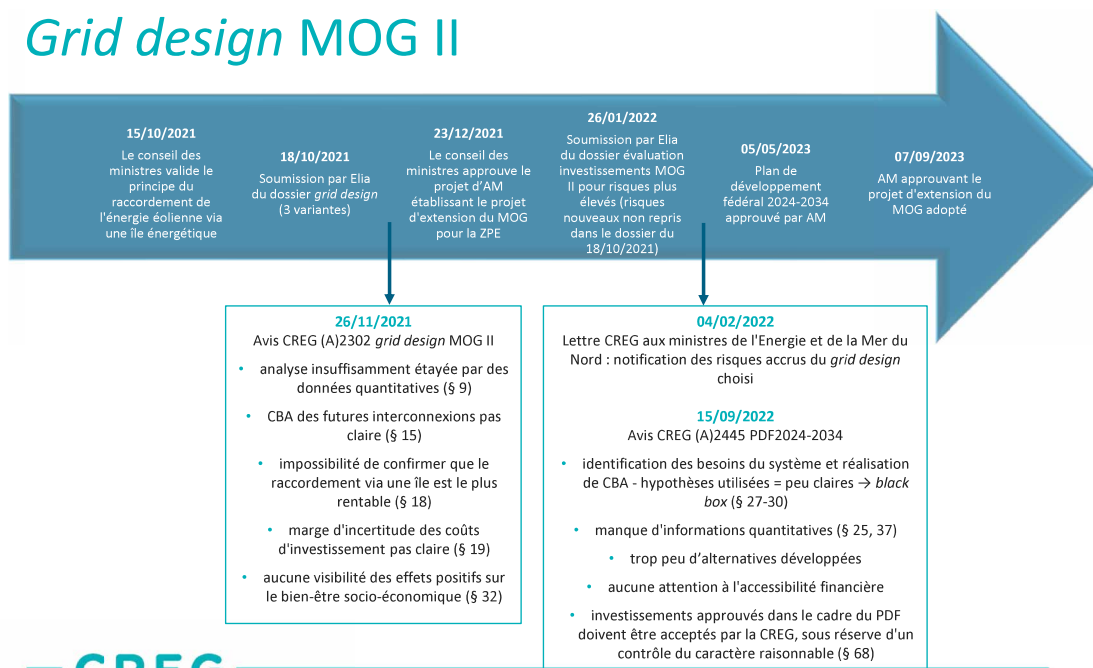
3

Historique

GRID DESIGN MOG II**AUGMENTATION DES COÛTS ESTIMÉS**

— CREG —

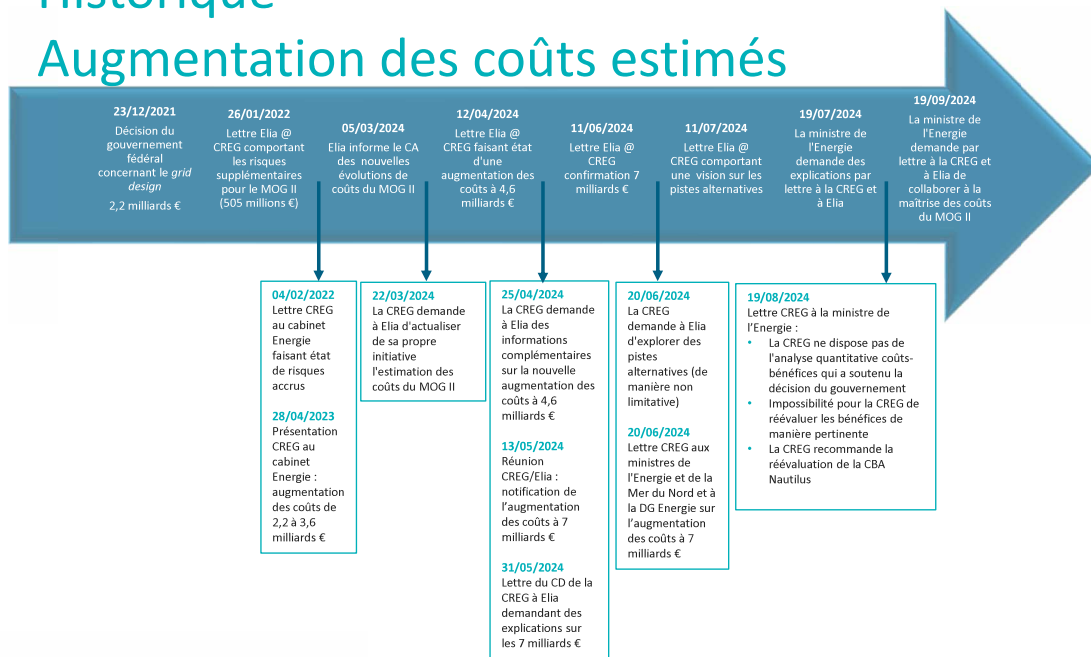
Historique *Grid design* MOG II



— CREG —

5

Historique Augmentation des coûts estimés



— CREG —

6

MOG II et tarifs de transport

COMPETENCES CREG

TARIFS DE TRANSPORT



— CREG —

Compétences CREG – évaluation des coûts

- Le design du MOG II a été confirmé dans le plan de développement fédéral 2024-2034 (AM du 05/05/2023). La CREG n'a qu'une compétence d'avis en la matière. Elle ne peut pas modifier ce plan.
- Dans le cadre de ses compétences tarifaires:
 - la CREG est tenue d'assurer le financement des investissements du plan de développement par l'approbation des tarifs de transport
 - la CREG ne peut actuellement que vérifier le caractère raisonnable de ces investissements (respect des règles des procédures d'appel d'offres, absence de gaspillage, comparaison avec d'autres entreprises, etc.) sans préjudice au design décidé



Si l'investissement est réalisé et les montants effectivement payés, les coûts raisonnables du MOGII seront inclus dans les tarifs.

— CREG —

8

Impact MOG II sur les tarifs de transport

- Proposition tarifaire 2024-2027 :
 - 2,7 milliards € d'investissement MOG II pour la période 2024-2027 (et non 5 milliards € comme mentionné dans certains médias)
 - impact limité sur les tarifs 2024-2027 (e.a. amortissements inclus dans les tarifs qu'après la mise en service des actifs)
- Impact principal sur la période tarifaire 2028-2031 :
 - impact tarifaire du coût total d'investissement du MOG II à partir de l'année suivant la mise en service

— CREG —

9

Analyses en cours



— CREG —

Analyses en cours de la CREG

Budget d'investissement actuel estimé à **7 milliards € - incertain**

- dont l'augmentation la plus importante concerne la partie DC (stations de conversion + câbles)
- les composantes DC doivent encore faire l'objet d'un appel d'offres (procédures en cours) et être approuvées par le CA d'Elia
- Montant final connu uniquement après la construction MOG II (autres variations de coûts / indexations / surcoûts)

Quid de l'impact sur d'autres projets d'investissement (par exemple Triton et autres interconnexions DC - cf. lettres 20/06/2024 et 19/08/2024 à la ministre de l'Énergie)

— CREG —

11

Analyses en cours de la CREG

Analyse détaillée des coûts

- La CREG examine à l'avance et de manière proactive le caractère raisonnable des coûts estimés
- Champ d'application : partie DC
- Objectif : d'une manière indépendante, essayer d'identifier les causes de l'augmentation des coûts
- Rapport préliminaire : attendu fin décembre 2024

→ Rapport final : attendu pour janvier 2025

— CREG —

12

Analyses en cours de la CREG

Analyse de l'impact sur les tarifs du réseau de transport

- Il n'est pas clair de savoir comment un surcoût potentiel de plusieurs milliards d'euros pourrait être exclu des tarifs
- Si ces investissements sont réalisés et ces coûts sont effectivement payés, les amortissements de l'investissement du MOG II constitueront un coût non gérable qui devra être répercuté dans les tarifs (avec les coûts de financement également plus élevés en raison du dépassement budgétaire)
- La proposition tarifaire actuelle prévoit déjà un étalement maximal dans le temps
- L'impact tarifaire ne peut être évité que si le surcoût est supporté par une partie autre que le consommateur

— CREG —

13

Analyses en cours de la CREG

Analyse des bénéfices

- Pas d'analyse coûts-bénéfices initiale pour le projet MOG II, mais seulement une analyse qualitative de trois variantes techniques par Elia
- La CREG ne réalise pas de CBA pour les projets d'investissement
- C'est la compétence d'Elia qui développe les projets et dispose de toutes les informations nécessaires

— CREG —

14

Analyses en cours de la CREG

Actions au niveau européen

- Focus Europe porte sur des analyses de haut niveau à l'échelle européenne, avec des projets identifiés comme étant d'intérêt commun pour l'Union Européenne
- Actions de la CREG :
 - au sein du Conseil des régulateurs de l'ACER : les régulateurs nationaux de l'énergie plaident pour des initiatives visant à l'élaboration d'un cadre réglementaire robuste pour les investissements liés à la transition énergétique (offshore)
 - dans le cadre de la présidence belge de l'UE : la CREG a initié un débat sur le financement des investissements stratégiques dans les réseaux dans le cadre de la transition énergétique, avec la participation d'experts au niveau européen, à savoir CREG Hackaton - *no transition without transmission* – 31/05/2024
 - la CREG mène des discussions bilatérales avec ses collègues de l'Union européenne et du Royaume-Uni sur les retours d'expériences liées aux projets

— CREG —

15

Conclusion



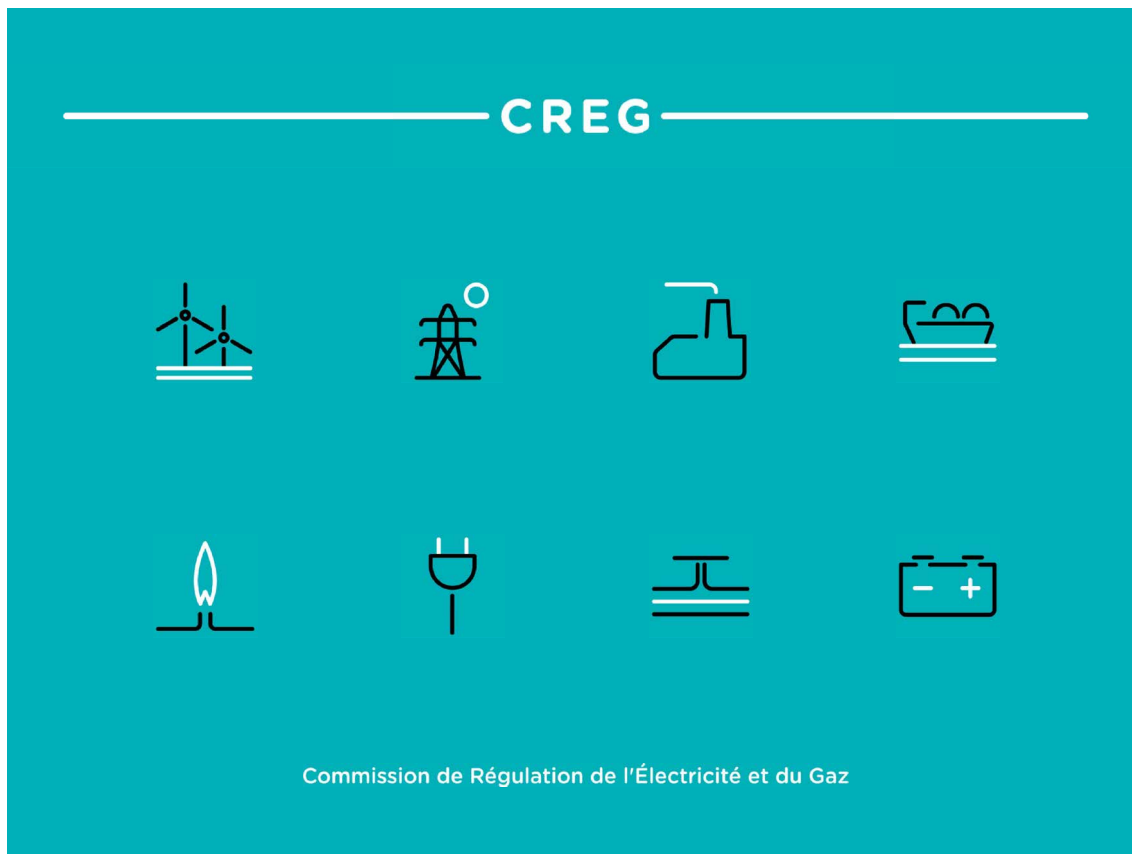
— CREG —

Conclusion

- Le *grid design* du MOG II est une décision politique prise par le Conseil des ministres, ancrée dans le plan de développement fédéral
- La CREG joue son rôle dans le cadre de ses compétences
- Les projets des décisions d'investissements doivent, préalablement à leur intégration dans le plan de développement fédéral, faire l'objet d'une analyse quantitative robuste dans le chef d'Elia, en considérant notamment :
 - une analyse comparative des CBA des différentes options possibles (à définir par Elia), avec analyse de sensibilité pour les différents facteurs risques
 - une estimation des coûts d'investissement réaliste et objective par Elia et *challengeable* par la CREG
 - l'accès et la transparence sur toutes les données pertinentes et résultats des analyses
 - un reporting régulier, par Elia, aux autorités compétentes sur le suivi continu du projet et des données sous-jacentes
 - un reporting sur les sources de financement octroyées au niveau européen
- La CREG invite Elia à saisir toutes les possibilités qui peuvent conduire à des réductions de coûts, lors de la prise de décisions à venir.

— CREG —

17



Annexe Triton



— CREG —

Annexe Triton

- Quid de TritonLink et des autres interconnexions DC ? Des hausses de prix s’y appliquent également
- La CREG l'a également signalé :
 - Lettre du 18/07/2024 à la ministre de l’Energie :

« Par cette lettre, nous souhaitons connaître l'état d'avancement du projet d'interconnexion offshore entre la Belgique et le Danemark, plus précisément le projet TritonLink. Ce projet s'inscrit notamment dans le cadre d'un MoA signé par les ministres belge et danois de l'énergie. »
 - Lettre du 05/09/2024 à Elia et à la ministre de l'Energie suite à l'arrêt de TritonLink du côté danois en raison de coûts trop élevés

— CREG —

20

Annexe Triton

○ Lettre du 24 septembre 2024 d'Elia :

« Elia s'interroge donc sérieusement sur les deux restrictions mentionnées dans votre lettre, à savoir, d'une part, qu'Elia devrait libérer la capacité réservée pour Tritonlink, et d'autre part, que la CREG a l'intention de ne plus considérer comme raisonnables les dépenses qu'Elia engagerait dans le cadre de ce projet à partir de septembre 2024. ... La question est de savoir dans quelle mesure la CREG, en tant que régulateur, peut imposer ses choix en matière de développement du réseau de transport sans évaluation et implication de l'autorité compétente en la matière. Elia souhaite que les autorités compétentes en soient informées. »

— CREG —

21

Annexe Triton

○ Lettre du 10 octobre ministre de l'Energie :

« Tout d'abord, permettez-moi de vous rappeler que TritonLink fait partie du PDF 2024-2034 et y a reçu le statut d'« approbation provisoire ». Toute modification de ce statut doit donc passer par les procédures prévues à cet effet. ... En outre, il est important de souligner que le gouvernement fédéral a explicitement accepté de raccorder les interconnexions offshore. »

— CREG —

22

Annexe Historique des interventions de la CREG concernant le grid design MOG II



— CREG —

Historique interventions CREG

- 15/10/2021 : le conseil des ministres valide le principe du raccordement de l'énergie éolienne via une île énergétique
- 18/10/2021 : réception du dossier *grid design* d'Elia

Pour le raccordement de la production éolienne offshore dans la ZPE, Elia a analysé 3 variantes et les a comparées entre elles :

 - variante 1 : un raccordement via cinq plateformes de courant alternatif (AC) de 700 MW
 - variante 2 : un raccordement via l'AC et le HVDC sur une île artificielle
 - variante 3 : un raccordement via trois plateformes AC de 700 MW et une plateforme HVDC de 1400 MW

→ CAPEX variantes 1 et 2 (y compris subsides RFF) ≈ égal

— CREG —

24

Historique interventions CREG

- 26/11/2021 : avis CREG (A)2302 ^(1/4)
 - § 9 : « Aux fins d'une comparaison complète des trois variantes pour le concept proposé de réseau offshore, l'évaluation de certains critères de l'analyse des variantes aurait pu se fonder davantage sur des données quantitatives. Une évaluation qualitative des critères n'est pas suffisante et ne permet surtout pas à la CREG de vérifier l'analyse d'Elia ou les conclusions de ces analyses. La CREG aurait notamment aimé que l'évaluation des critères « coûts d'entretien », « disponibilité et fiabilité » et « perspectives d'avenir » soit étayée par des données quantitatives. »
 - § 15 : « La CREG constate que l'occupation exacte de l'espace sur l'île n'a pas été tout à fait précisée [...] Il est également fait mention de la possibilité de raccorder une ou plusieurs interconnexions hybrides à l'île. [...] En outre, on ne sait pas encore clairement aujourd'hui si l'analyse des coûts et bénéfices de plus d'une interconnexion est positive. »

— CREG —

25

Historique interventions CREG

- 26/11/2021 : avis CREG (A)2302 ^(2/4)
 - § 16 : « La CREG constate, sur la base du dossier soumis et des explications données lors de la Taskforce Tendering Offshore, que la réalisation technique, la taille exacte et l'occupation de l'espace sur l'île ne sont pas totalement claires. Si tel était le cas, le prix de l'île serait connu, à savoir 450 millions €. La CREG se demande par conséquent quelle est la marge d'incertitude sur le coût d'investissement de l'île. »
 - § 18 : « Sur la base des calculs quantitatifs dans le dossier, la CREG n'est pas en mesure de souscrire au raisonnement d'Elia selon lequel le raccordement via une île est le scénario le plus rentable. »
 - § 20 & 21 : « [...] A titre de conclusion dans l'analyse des variantes, Elia mentionne par conséquent que les coûts d'entretien seront comparables pour les trois variantes. Pour la CREG, il est impossible actuellement de valider cette position, étant donné que seule une analyse qualitative a été fournie, et prend donc acte de l'évaluation d'Elia, selon laquelle les coûts sont comparables dans les trois variantes. »

— CREG —

26

Historique interventions CREG

- 26/11/2021 : avis CREG (A)2302 ^(3/4)
 - § 23 & 24 : « Elia estime que le risque sur le calendrier est similaire pour les trois variantes. [...] La CREG souligne que l'impact sur les coûts sera important si l'île n'est pas construite à temps. Si l'île n'est pas réalisée avant le 31 août 2026, la Belgique perdra la subvention Recovery and Resilience Facility de 100 millions € maximum. La CREG estime donc que l'impact financier de la non-obtention d'une subvention RFF pour l'île en cas de réalisation tardive ne devrait pas pouvoir être répercuté sur l'utilisateur du réseau. »
 - § 30 : « Elia évalue les variantes 1 et 2 comme moyennement complexes, la variante 3 étant considérée comme la plus complexe. La CREG constate que la variante de l'île a été évaluée comme étant tout aussi complexe techniquement que les plates-formes AC, en dépit du fait qu'Elia indique également que le développement et la construction d'une île artificielle (**une première en mer du Nord**) sont plus complexes qu'une plate-forme AC. »

— CREG —

27

Historique interventions CREG

- 26/11/2021 : avis CREG (A)2302 ^(4/4)
 - § 31 : « Elia mentionne qu'il ressort des premières analyses que l'intégration du MOG 2 dans un ensemble plus grand et intégré a un effet positif sur le bien-être socio-économique. La CREG aurait aimé obtenir davantage d'informations sur ces premières analyses et en particulier des données quantitatives sur l'évaluation de l'effet positif sur le bien-être socio-économique. »
 - Conclusion (entre autres) : « Pour la CREG, cet investissement orienté vers l'avenir est **possible s'il n'engendre pas plus de risques (et/ou de coûts plus élevés) pour le consommateur d'électricité** qu'un raccordement via des plates-formes (variante 1), à moins que des bénéfices supplémentaires n'ayant pas encore été identifiés ni quantifiés ne soient démontrés. »

— CREG —

28

Historique interventions CREG

- 23/12/2021 : le conseil des ministres approuve le projet d'arrêté ministériel établissant le projet d'extension du Modular Offshore Grid pour la zone Princesse Elisabeth
Non prise en compte des remarques de la CREG
- 26/01/2022 :
 - Réception du « Dossier pour l'évaluation par la CREG des investissements dans l'infrastructure électrique et des risques accrus qui y sont associés »
 - Elia identifie un ensemble de risques pour le *grid design* du MOGII qui n'ont pas été qualifiés dans le dossier « projet d'extension du Modular Offshore Grid » du 18/10/2021

— CREG —

29

Historique interventions CREG

- 04/02/2022 : la CREG adresse une lettre aux ministres de l'Energie et de la Mer du Nord concernant le « MOG II : risques accrus pour le *grid design* choisi » :

Elia identifie des risques supplémentaires pour le MOG II à 505 millions d'euros en plus du budget déjà estimé à 2200 millions d'euros, dont 86 millions d'euros sont liés à la technologie HVDC et 107 millions d'euros à l'île elle-même.

« Pour autant que le grid design actuellement retenu pour le MOG II (une île énergétique où un raccordement de 2,1 GW est assuré par trois sous-stations AC et un raccordement de 1,4 GW par une station HVDC) soit confirmé dans le prochain plan de développement fédéral, la CREG devra accepter les coûts (et les éventuels surcoûts dus à des risques plus élevés) de cet investissement. La CREG ne peut que vérifier le caractère raisonnable des coûts (d'investissement). Par conséquent, l'incertitude au niveau des différents postes de coûts et le risque financier qui y est associé sont entièrement supportés par l'utilisateur du réseau - et non par Elia. »

— CREG —

30

Historique interventions CREG

- 15/09/2022 : avis CREG (A)2445 Plan de développement fédéral 2024-2034 (1/6)
 - § 27 : « Les informations concernant la méthodologie utilisée pour l'analyse coûts-bénéfices (« CBA ») pour les projets dans le système horizontal sont présentées dans la section 1.4.5 du plan de développement fédéral. La CREG est d'avis que ces informations doivent être davantage détaillées et, en particulier, que les hypothèses retenues doivent être clarifiées. [...] »
 - § 29 : « De plus, la CREG remarque que les résultats des CBA calculées pour les projets transfrontaliers ne sont pas présentés dans leur totalité dans le plan de développement. [...] »
 - § 30 : « En outre, la CREG souhaite signaler que les CBA constituent toujours une boîte noire pour la CREG et qu'il lui est difficile de vérifier les chiffres. [...] »

— CREG —

31

Historique interventions CREG

- 15/09/2022 : avis CREG (A)2445 Plan de développement fédéral 2024-2034 (2/6)
 - § 37 : « Concernant les différentes études réalisées par Elia pour les besoins du plan de développement fédéral, la CREG estime que, pour rendre un avis étayé sur la nécessité et la valeur ajoutée des différents projets du plan de développement, davantage d'informations quantitatives sont nécessaires, tant sur la méthodologie que sur les résultats de ces études. »
 - § 38 : « Enfin, la CREG regrette que, dans le plan de développement fédéral, Elia se contente de présenter les solutions retenues pour répondre aux besoins constatés. Dans le cadre de la transparence, la CREG estime important de connaître l'ensemble des solutions envisagées et envisageables pour répondre à un besoin particulier ainsi que les raisons pour lesquelles les solutions alternatives ont été écartées. »

— CREG —

32

Historique interventions CREG

- 15/09/2022 : avis CREG (A)2445 Plan de développement fédéral 2024-2034 (3/6)
 - § 49 : « La CREG est d'avis que les informations fournies par Elia concernant la méthodologie utilisée pour les différentes études relatives à l'identification des besoins du système, et notamment en ce qui concerne l'étude KARI, sont trop limitées. La CREG estime, que pour rendre un avis étayé sur cette partie du plan de développement fédéral, davantage d'informations quantitatives sont nécessaires, tant sur la méthodologie (notamment en ce qui concerne le réseau de référence, les hypothèses générales et les algorithmes utilisés) que sur les résultats. »

— CREG —

33

Historique interventions CREG

- 15/09/2022 : avis CREG (A)2445 Plan de développement fédéral 2024-2034 (4/6)
 - § 67 : « L'un des objectifs du trilemme de l'énergie est un système abordable. La CREG constate qu'un aperçu du coût total des investissements qui sont (conditionnellement) soumis pour approbation n'est disponible nulle part dans le document. [...]. Le coût du MOG II, de Ventilus, de la Boucle du Hainaut et d'autres renforcements de la dorsale interne n'est donc pas inclus dans ces 2,82 milliards d'euros. Sur la base des chiffres figurant dans le dossier de conception du MOG II et des estimations antérieures de Ventilus et de la Boucle du Hainaut, le coût du plan de développement actuel est d'au moins 6,6 milliards d'euros. La RAB ou Regulated Asset Base d'Elia est la base de la fixation des tarifs. Étant donné que la valeur de la RAB était de 5,22 milliards d'euros au 31 décembre 2021, il est fort probable que l'approbation de ce plan de développement entraînera mécaniquement au moins un doublement des tarifs du réseau de transport sur une période de 10 ans. »
 - § 68 : « La CREG rappelle qu'elle doit accepter les coûts des investissements approuvés par le Plan de développement fédéral. La CREG ne peut que vérifier le caractère raisonnable des coûts (d'investissement). »

— CREG —

34

Historique interventions CREG

- 15/09/2022 : avis CREG (A)2445 Plan de développement fédéral 2024-2034 (5/6)

Conclusion : « Pour le projet de plan de développement 2024-2034 d'Elia, la CREG recommande : De demander au gestionnaire de réseau une estimation du coût total du plan proposé avant de l'approuver, car le caractère abordable est l'un des trois objectifs du trilemme énergétique et ce coût devrait entraîner une augmentation significative des tarifs du réseau de transport. [...] »

— CREG —

35

Historique interventions CREG

- 15/09/2022 : avis CREG (A)2445 Plan de développement fédéral 2024-2034 (6/6)

Conclusion : « Pour la rédaction de prochains plans la CREG recommande ce qui suit :

- de fournir davantage d'informations quantitatives sur les différentes études réalisées dans le cadre du plan de développement, aussi bien en ce qui concerne la méthodologie que les résultats de ces études. La CREG estime que ces informations sont nécessaires pour rendre un avis étayé sur la nécessité et la valeur ajoutée des différents projets du plan de développement ;
- de détailler davantage les informations sur la méthodologie de la CBA et de clarifier les hypothèses retenues pour chaque projet faisant l'objet d'une CBA. En outre, les résultats pour l'ensemble des indicateurs analysés dans le cadre de la CBA devraient être présentés dans le plan de développement fédéral ;
- de présenter l'ensemble des solutions envisagées et envisageables et pas uniquement les solutions retenues pour répondre aux besoins constatés. [...] »

— CREG —

36

Historique interventions CREG

- 05/05/2023 : le plan de développement fédéral 2024-2034 a été approuvé par arrêté ministériel. Dans le plan de développement fédéral, le *grid design* du MOG II, qui consiste en une île énergétique avec un raccordement de 2,1 GW via trois sous-stations AC et un raccordement de 1,4 GW via une sous-station HVDC, a été confirmé
 - les articles 27, 37, 38 et 49 de l'avis de la CREG sont mentionnés dans les considérants de l'AM
 - mais non prise en compte des remarques de la CREG
- 07/09/2023 : approbation de l'arrêté ministériel approuvant le projet d'extension du *Modular Offshore Grid* conformément à l'article 6/4 de la loi du 29/04/1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité
 - non prise en compte des remarques de la CREG

— CREG —

37

Rapport de la Cour des comptes

14/11/2023 – Rapport parcs éoliens *offshore* construction, raccordement et exploitation

- p. 6 : « *En ce qui concerne les investissements dans le réseau de transport offshore, la CREG ne disposait pas d'une analyse coûts-bénéfices pour le MOG I et a souligné d'importantes lacunes dans l'analyse pour le MOG II. Le choix de l'île énergétique (y compris l'interconnexion) semble également ne pas avoir suffisamment tenu compte du fait que, d'une part, la région côtière ne peut actuellement pas accueillir de telles quantités d'électricité et que, d'autre part, une partie de la capacité de transport de l'île doit être réservée au transport transfrontalier d'électricité. En raison de l'accès trop limité de la CREG aux données pertinentes et du peu de temps dont elle dispose pour rédiger son avis, la Cour des comptes estime qu'elle ne peut actuellement pas jouer pleinement son rôle de conseil légal pour les investissements dans le réseau de transport* »

- p. 46-49, e.a. Box 3 - Commentaires sur l'analyse coûts-bénéfices pour le MOG II

https://www.ccrek.be/sites/default/files/Docs/2023_46_OffWinPar.pdf

— CREG —

38