

BELGISCHE KAMER VAN
VOLKSVERTEGENWOORDIGERS

CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS
DE BELGIQUE

7 november 2024

7 novembre 2024

HET VERSLAG “BELGIAN
ELECTRICITY SYSTEM BLUEPRINT
FOR 2035-2050” VAN ELIA
EN FLUXYS’ VISIE VOOR EEN
GEÏNTEGREERD ENERGIESYSTEEM

LE RAPPORT “BELGIAN
ELECTRICITY SYSTEM BLUEPRINT
FOR 2035-2050” D’ELIA ET LA
VISION DE FLUXYS POUR UN
SYSTÈME ÉNÉRGETIQUE INTEGRÉ

Hoorzitting

Audition

Digitaal verslag

Compte-rendu numérique

van de vergaderingen van de commissie
voor Energie, Leefmilieu en Klimaat

des réunions de la commission de l’Energie,
de l’Environnement et du Climat

(art. 32 Rgt. *juncto* art. 178bis Rgt.)

(art. 32 Rgt. *juncto* art. 178bis Rgt.)

Inhoud Blz.

Sommaire Pages

Bijlagen:

Presentatie van Elia Transmission Belgium.....	4
Presentatie van Fluxys Belgium.....	20
Presentatie van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas.....	26
Presentatie van de Algemene Directie Energie van de Federale Overheidsdienst Economie, kmo, Middenstand en Energie.....	63

Annexes:

Présentation d’Elia Transmission Belgium.....	4
Présentation de Fluxys Belgium	20
Présentation de la Commission de Régulation de l’Electricité et du Gaz	36
Présentation de la Direction générale Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie	63

**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 5 november 2024 heeft de commissie voor Energie, Leefmilieu en Klimaat over “Het verslag “Belgian Electricity System Blueprint for 2035-2050” van Elia en Fluxys’ visie voor een geïntegreerd energiesysteem” een hoorzitting gehouden met:

— de heren Frédéric Dunon, Chief Executive Officer; en James Matthys-Donnadieu, Chief Customers, Markets & System Officer, Elia Transmission Belgium;

— de heer Pascal De Buck, Chief Executive Officer, en mevrouw Leen Vanhamme, Director Transformation & Sustainability, Fluxys 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, Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas;

— mevrouw Nancy Mahieu, Directeur-generaal, mevrouw Amélie Gillet, diensthoofd Energiemonitoring en Elektriciteitssysteem; de heer Benjamin Heylen, diensthoofd Molecules, Offshore & Permits, en mevrouw Marie Novak, adviseur Energie, Algemene Directie Energie van de Federale Overheidsdienst Economie, kmo, Middenstand en Energie.

De volgende commissieleden hebben het woord genomen: de heer Bert Wollants (N-VA), de heer Mathieu Bihet (MR), mevrouw Marie Meunier (PS), de heer Jean-Luc Crucke (Les Engagés), de heer Koen Van den Heuvel (cd&v), 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=56U0100>

Bijlagen:

— Presentatie van Elia Transmission Belgium;

— Presentatie van Fluxys Belgium;

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

— Presentatie van de Algemene Directie Energie van de Federale Overheidsdienst Economie, kmo, Middenstand en Energie.

Lors de sa réunion du 5 novembre 2024, la commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat a tenu une audition sur “Le rapport “Belgian Electricity System Blueprint for 2035-2050” d’Elia et la vision de Fluxys pour un système énergétique intégré” avec:

— MM. Frédéric Dunon, Chief Executive Officer; et James Matthys-Donnadieu, Chief Customers, Markets & System Officer, Elia Transmission Belgium;

— M. Pascal De Buck, Chief Executive Officer, et Mme Leen Vanhamme, Director Transformation & Sustainability, Fluxys 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, Commission de Régulation de l’Electricité et du Gaz;

— Mme Nancy Mahieu, Directrice générale, Mme Amélie Gillet, chef du Service Monitoring de l’Energie et Système Electrique; M. Benjamin Heylen, chef du Service Molecules, Offshore & Permits; et Mme Marie Novak, conseillère Energie, Direction générale Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie.

Les membres suivants de la commission ont pris la parole: M. Bert Wollants (N-VA), M. Mathieu Bihet (MR), Mme Marie Meunier (PS), M. Jean-Luc Crucke (Les Engagés), M. Koen Van den Heuvel (cd&v), 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=56U0100>

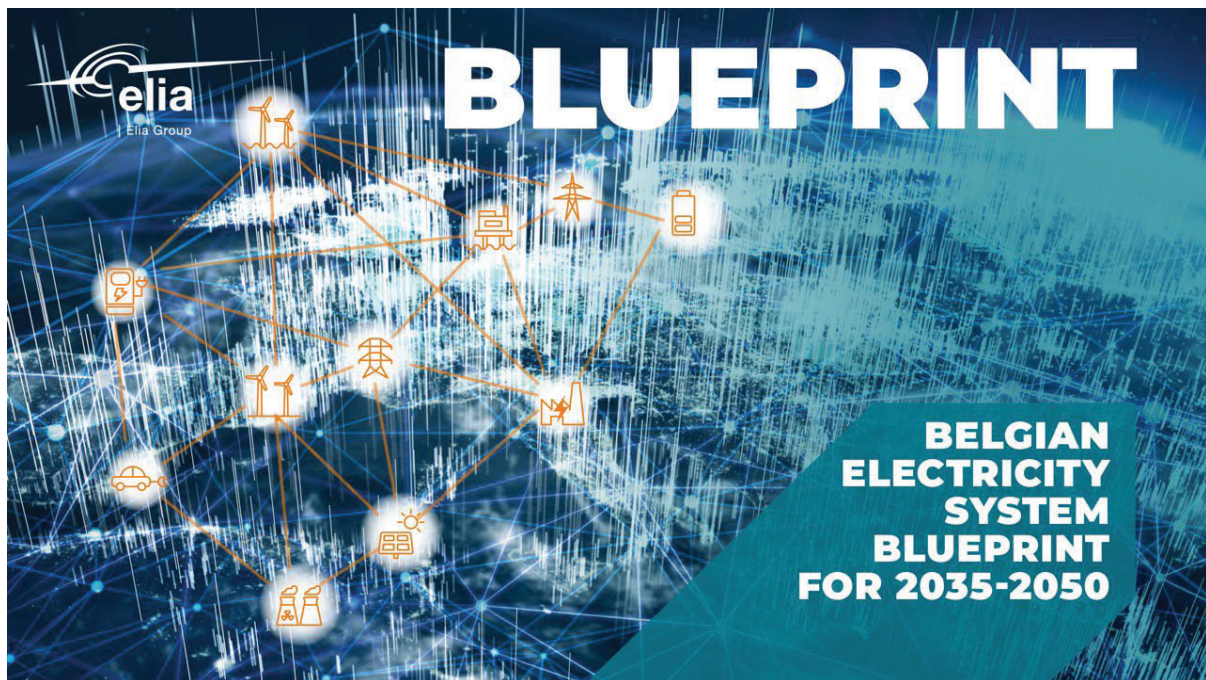
Annexes:

— Présentation d’Elia Transmission Belgium;

— Présentation de Fluxys Belgium;

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

— Présentation de la Direction générale Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie.






- Deciding what energy sources Belgium will rely on in the future is crucial for the timely development of low-carbon technologies and grid infrastructure. Though 2040-2050 may seem distant, when it comes to infrastructure, we must start planning it soon.
- Belgium's Electricity System Blueprint for 2035-2050 provides insights into the country's options regarding its future energy mix and evaluates their technological and economic impacts.
- Its goal is to assist policymakers as they take decisions about Belgium's future energy mix and the path it will follow in the lead-up to 2050

IN SHORT

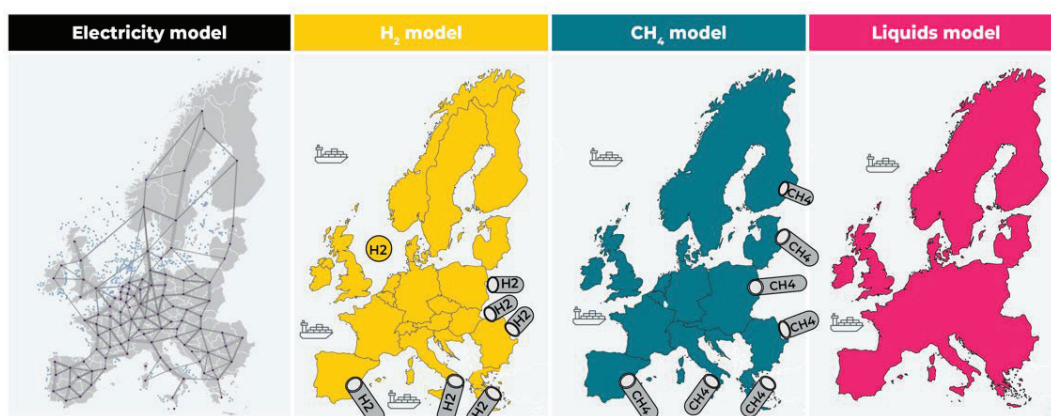
Frédéric Dunon,
CEO Elia Transmission
Belgium

This study takes into account the input of many stakeholders



| 3

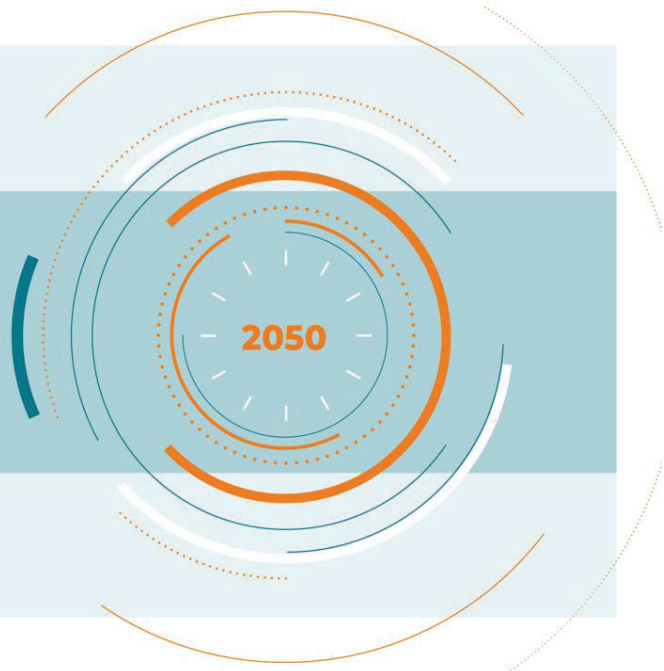
A multi-energy model was developed as part of this study



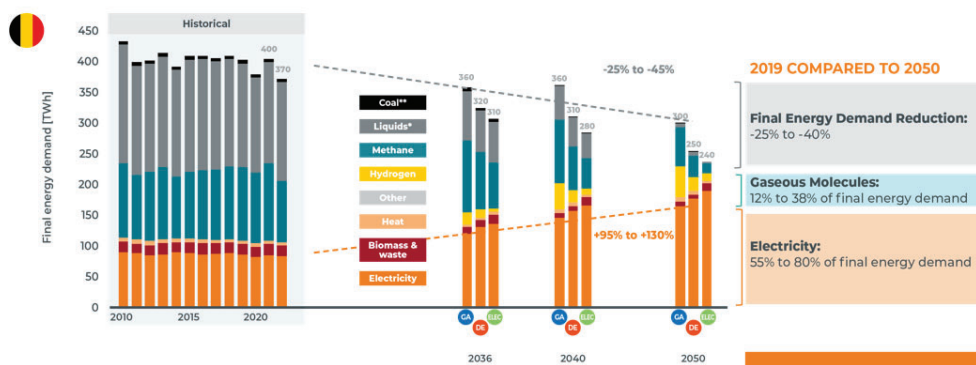
Belgian Electricity System Blueprint - September 2024 | 4

MESSAGE 1

- By 2050, Belgium's final energy demand will decrease by 25-45%, meaning its energy dependency will reduce by a factor 2.
- Both electrons and molecules will play a role in the country's future energy supply



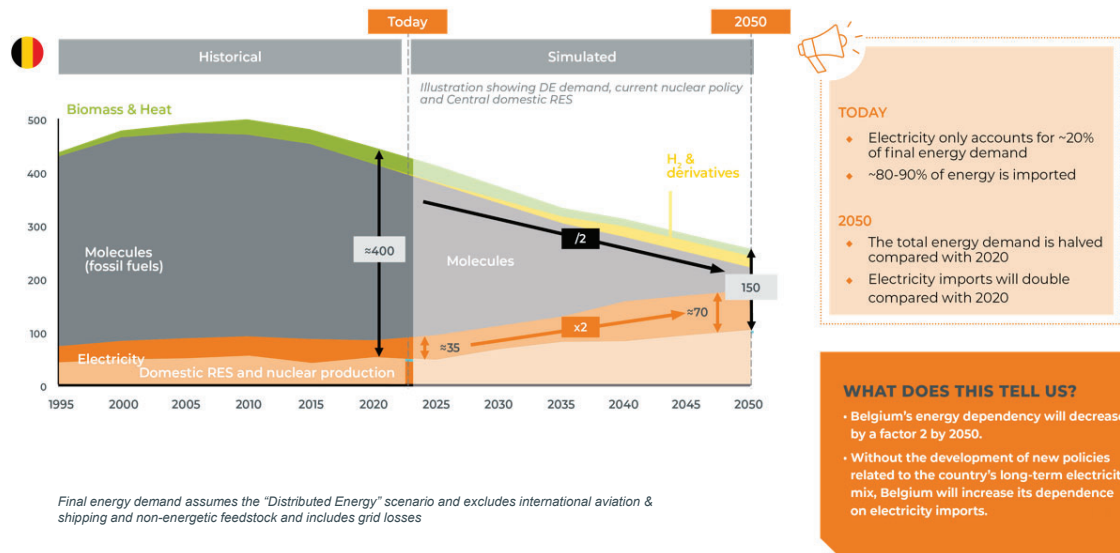
The composition of the energy mix changes drastically over the years



WHAT DOES THIS TELL US?

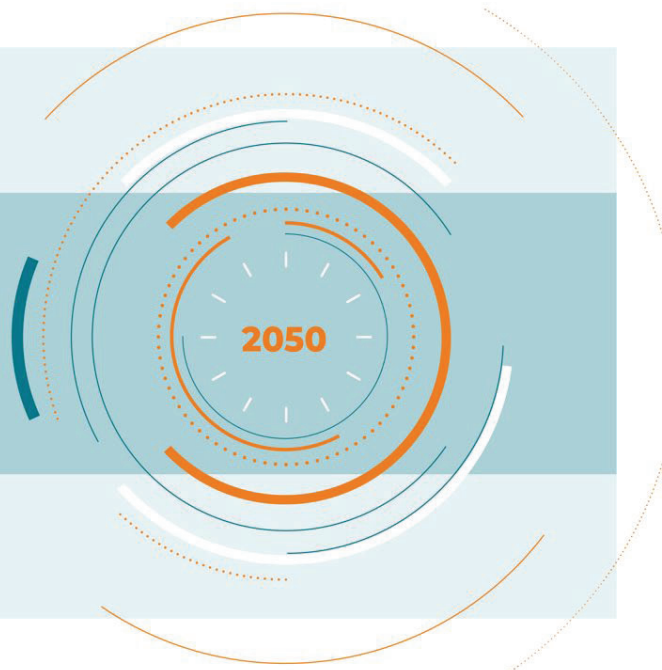
Both electrons and molecules will remain necessary, although the share they occupy in the country's final demand will differ compared with today.

The composition of the energy mix changes drastically in the lead-up to 2050

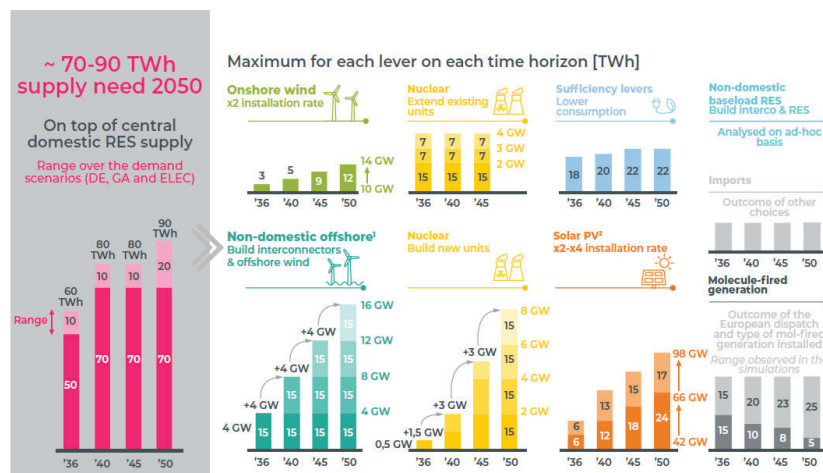


MESSAGE 2

- By 2050, Belgium's final electricity consumption is expected to rise by 95-130%.
- Without new policies to shape its future energy mix, domestic supplies are likely to cover only half of this demand.



Multiple options exist to complement Belgium's domestic base-case low-carbon supply



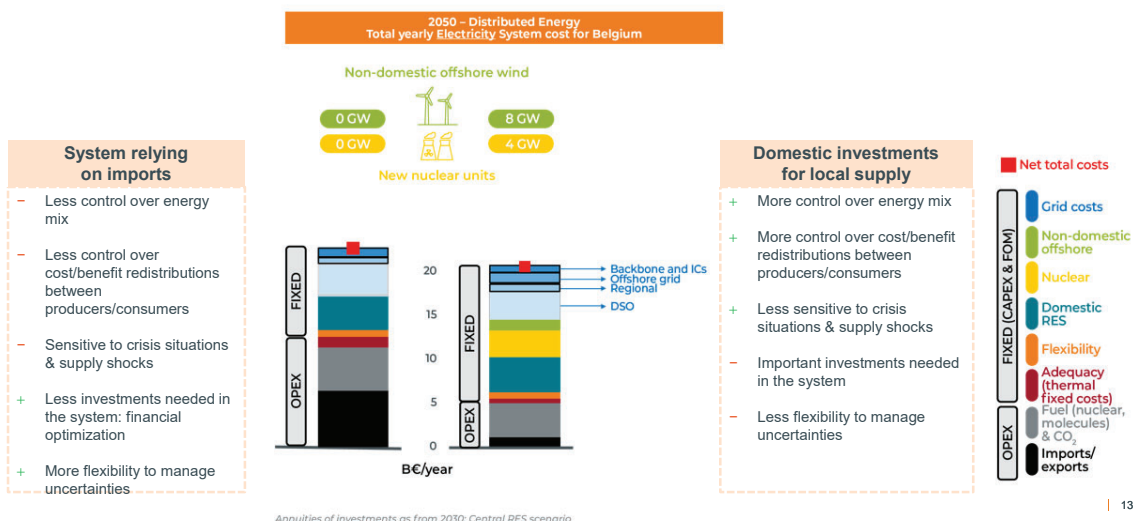
1. Non-domestic offshore refers to offshore wind capacity installed outside of Belgium's Exclusive Economic Zone (EEZ) which still counts towards Belgium's domestic supply given Belgian financing/support of the wind generation itself.
2. Note that the capacity factor in the highest solar PV scenario is lower, because some PV capacity is curtailed when generation exceeds the limits of what the distribution network can handle.

WHAT DOES THIS TELL US?

- Belgium's domestic RES generation (PV, onshore wind and Belgian offshore wind) can contribute significantly to the electricity supply mix.
- However, this alone will not suffice. Several options are available for meeting the country's increasing electricity demand.

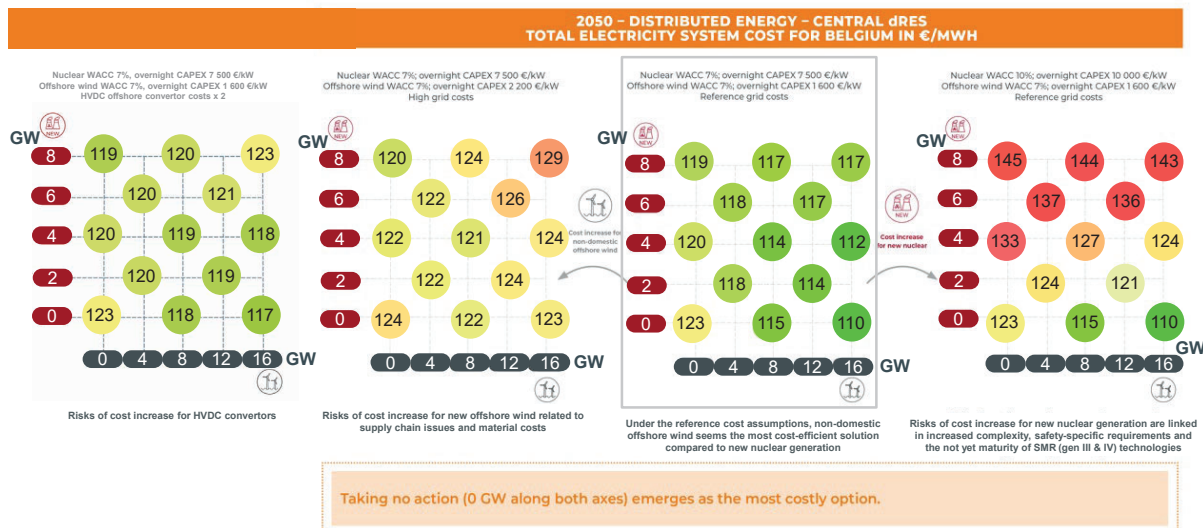
12

Important policy choice to be made: ratio between local supply and import



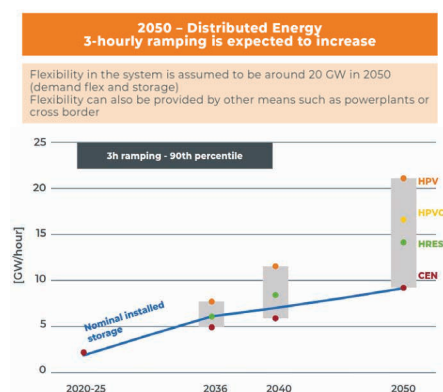
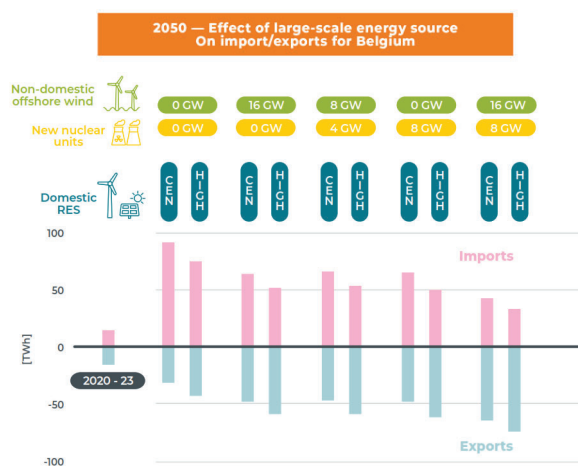
13

Total system cost comparison when combining new nuclear with non-domestic offshore wind



14

To cope with the increasing volatility of the future electricity grid, it will be crucial to further develop the EU interconnected grid and unlock flexibility



Belgian Electricity System Blueprint - September 2024 15

Policymakers can use the following key insights when taking decisions related to Belgium's 2050 energy mix



SUFFICIENCY MEASURES HAVE THE POTENTIAL TO REDUCE THE TOTAL SYSTEM COSTS BY 15%



THE MOST EXPENSIVE SCENARIO IS THE ONE IN WHICH NO LARGE-SCALE SUPPLY SOLUTIONS ARE DEVELOPED BY BELGIUM



MAXIMISING THE DEVELOPMENT OF DOMESTIC RENEWABLES IS A COST-OPTIMAL SOLUTION



THE DEVELOPMENT OF FAR-OFFSHORE SOLUTIONS, COMPARED WITH NEW NUCLEAR POWER PLANTS, APPEARS TO BE MORE ECONOMICAL IN MOST SCENARIOS

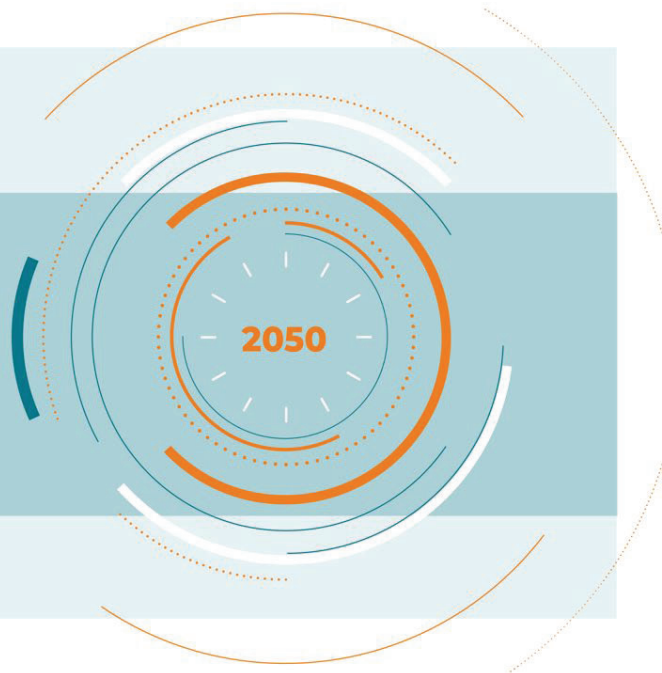


UNLOCKING AS MUCH FLEXIBILITY AS POSSIBLE ACROSS THE SYSTEM TO MANAGE ITS INCREASED VOLATILITY IS OF PARAMOUNT IMPORTANCE, EFFICIENT MARKET ACCESS IS CRUCIAL

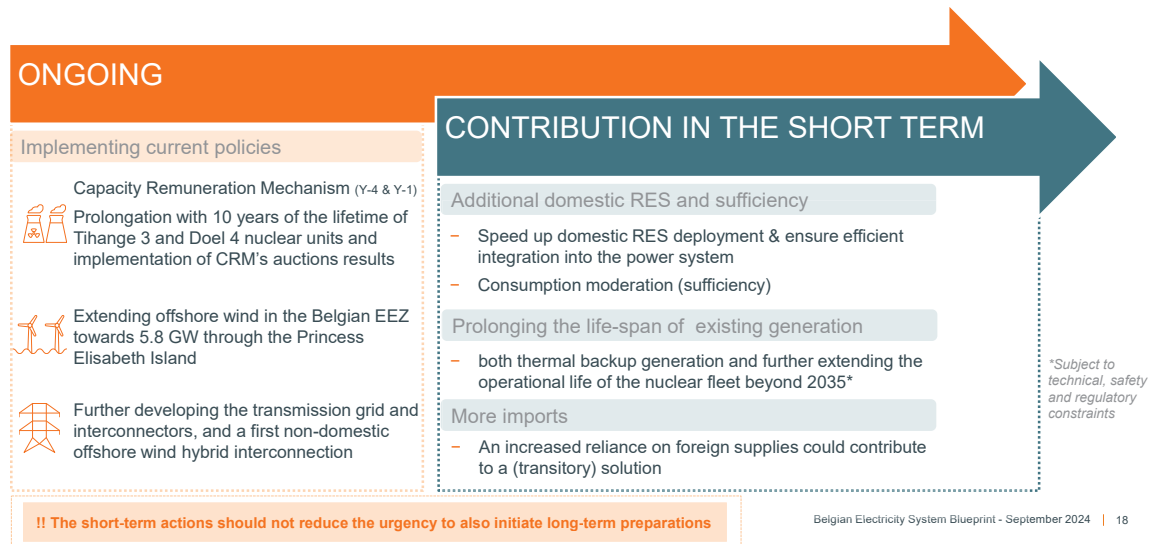
Belgian Electricity System Blueprint - September 2024 | 16

MESSAGE 4

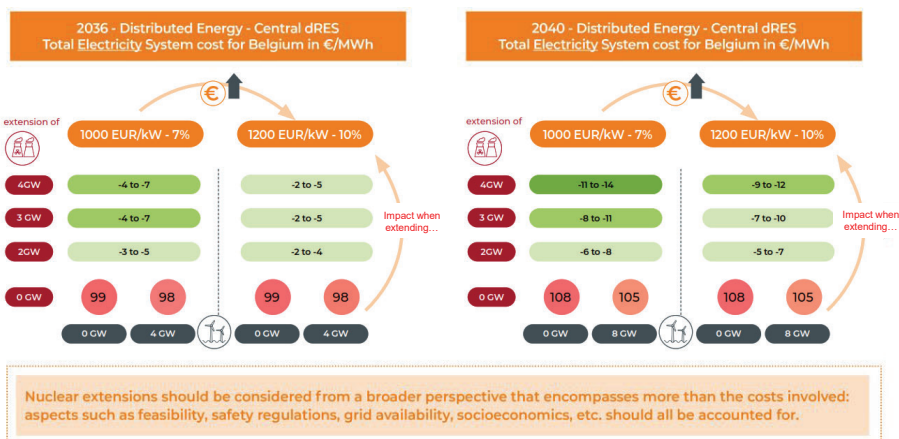
- Alongside long-term preparations, managing the transition period will require some attention.
- Cost-effective options include maximising Belgium's domestic renewable energy sources (RES), applying sufficiency measures, prolonging the lifespan of existing generation units and developing the country's access to non-domestic offshore wind.
- Each of these is subject to their own specific constraints.



Short-term options that can contribute to meeting supply needs in the transition period



Cost-effectiveness of prolonging existing nuclear generation

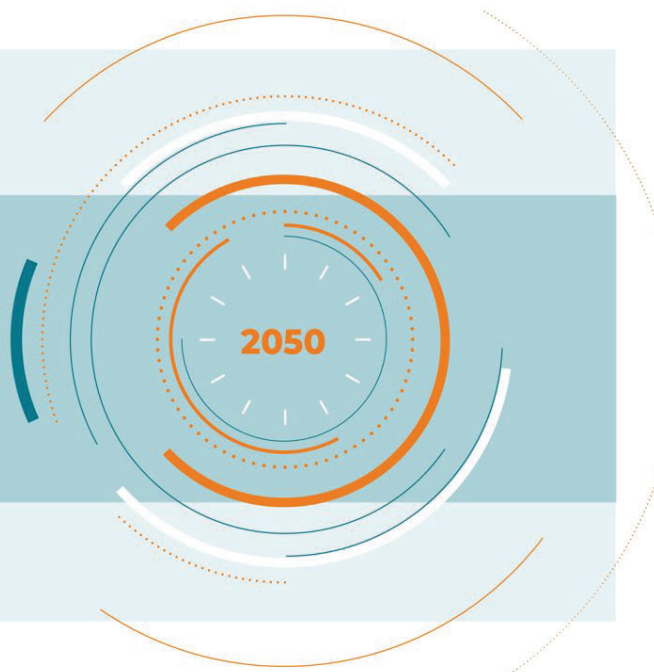


WHAT DOES THIS TELL US?

- Extending the lifespan of 2 GW of nuclear power plants is found to be economically beneficial given the assumptions.
- The benefit of prolonging additional reactors depends on the Belgian electricity demand.
- In any case, nuclear extensions should be considered from a broader perspective that encompasses more than the costs involved: aspects such as feasibility, safety regulations, grid availability, socioeconomics, etc. should all be accounted for.

MESSAGE 5

- The future energy mix and the location of future power projects will play a crucial role in the development of the electricity grid.
- In all scenarios, the reinforced and completed 380 kV grid (backbone) is the basis for further developments.



No-regret grid infrastructure investments

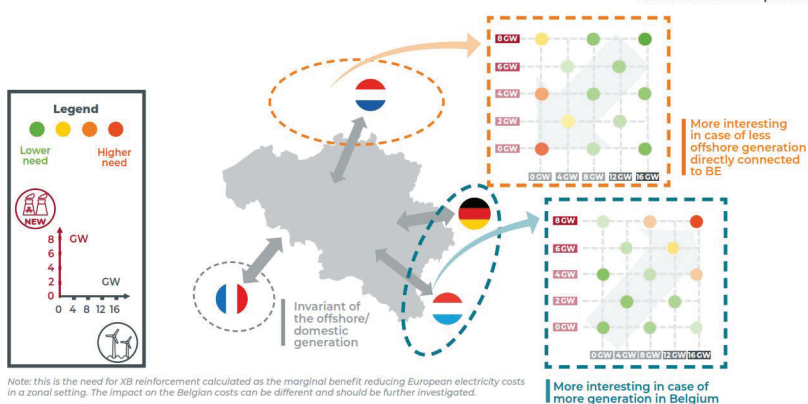


STRENGTHENING
DISTRIBUTION AND LOCAL
TRANSMISSION GRIDS

EXPANDING GRIDS FOR
INDUSTRIAL CLUSTERS

REINFORCING ONSHORE
INTERCONNECTION

↓
A link should be made with
the vision for Belgium's energy
future to determine priorities.



WHAT DOES THIS TELL US?

- Further reinforcing Belgium's interconnection capacity with its neighbours is a no-regret measure.
- However the borders that should be prioritized appear to depend on the electricity on the electricity mixes chosen for Belgium and its neighbours

Grid infrastructure investments depend on policy decisions



REINFORCEMENTS NEEDED TO CONNECT DOMESTIC, CENTRALISED GENERATION

On prolonging existing nuclear generation plants

- If the extension of over 2 GW is selected, the electrical infrastructure around current nuclear sites needs to be prepared.
- Additional grid users nearby, and changes to European legislation have reduced the grid hosting capacity for such extensions.

On new nuclear plants

- Identifying potential future new nuclear sites is an essential step.
- This involves preparing the most probable location of these sites and integrating them into the overall Belgian backbone.



REINFORCEMENTS NEEDED TO CONNECT ADDITIONAL NON-DOMESTIC OFFSHORE WIND

- Hybrid offshore solutions and offshore hubs prove to be the most cost-efficient approach for incorporating non-domestic offshore wind into the Belgian electricity mix.
- The concrete developments will have to be approved in the next federal development plan if the aim is to have them commissioned before 2040.
- Collaboration with international partners is essential for identifying promising options and establishing the necessary organisational structures and agreements.
- The east-west axis of the internal backbone will have to be further reinforced.

Belgian Electricity System Blueprint - September 2024 22



Elia requested a reasoned opinion to EnergyVille

Multi-energy integration	Flow-based zonal interconnection simulations across Europe.
Optimising carbon management	> 300 sensitivities
Data from reputable bodies	Great efforts to further increase transparency in data accessibility.

“ This Blueprint, along with other modelling work, clearly demonstrates that a significant expansion of the electricity grid is required, extending beyond current plans. ”

Pieter Vingerhoets
Senior expert

“ Like EnergyVille's PATHS2050 exercises, the Blueprint shows that the energy transition will significantly reduce our dependency on foreign energy. We will not necessarily produce all the electricity we need in Belgium. ”

Gerrit Jan Schaeffer
General manager





Consensus amongst experts on the key trends

	Energievooruitzichten	PATHS 2050	BluePrint	Integration Model
New nuclear (SMR) + CAPEX	⚡ No new nuclear	⚡ 6 GW (Electrification) 💶 7,500 EUR/kW (in 2045)	⚡ 8 GW (SMR sensitivity) 💶 6,000 – 10,000 EUR/kW (in 2045)	⚡ No new nuclear
Offshore wind potential + CAPEX (2050)	🇧🇪 5.7 GW 💶 Information not available	🇧🇪 8 GW 16 GW (non-domestic) 💶 1,500 EUR/kW	🇧🇪 8 GW 16 GW (non-domestic) 💶 1,600 – 2,200 EUR/kW	🇧🇪 8 GW 💶 1,430 EUR/kW
Carbon sequestration (2050)	🇧🇪 Information not available	🇧🇪 5 – no limit Mton/year	🇧🇪 Information not available 🌐 275 Mton/year	🇧🇪 No limit 🌐 175 Mton/year
Hydrogen import (2050)	💶 Information not available	💶 57-79 EUR/MWh	💶 H2 pipeline: ~75 EUR/MWh SMR+CCS: ~25-50 EUR/MWh NH3: >95 EUR/MWh Excluding H2 cracking	💶 103 EUR/MWh
CO ₂ (2050)	💶 193 EUR/ton According to ETS ¹	💶 350 EUR/ton Input to the model	💶 Information not available Output of the model	💶 237 EUR/ton Output of the model
Natural Gas Price (2050)	💶 21 EUR/MWh	💶 35 EUR/MWh	💶 20-40 EUR/MWh	💶 40 EUR/MWh

Source: Sia Partners

Belgian Electricity System Blueprint - September 2024 | 24



... lead to other/the same results

	Energievooruitzichten	Energy Vite	Elia Group	fluxys
Indicator (in 2050)	Unit			
1 Final energy demand reduction	%	19	33 - 50 (Central) - (Shift scenario)	25 - 45
2 Total electricity demand	TWh	161	185 - 196	170 - 200
3 Solar PV installed capacity	GW	18	39-97	30-98 Input of the model
Onshore wind installed capacity	GW	22	12-20	8-14 Input of the model
4 Thermal Capacity (weighted avg capacity factor)	GW (%)	12 (42%)	9 - 14 (67%) - (30%)	13 - 15 (75%) - (72%)
Net Import Electricity	TWh	32	10-32	55-64
Electrolyser capacity	GW	3	8 - 13	0 - 1

¹ ELEC scenarios including

Harmony behind the debate



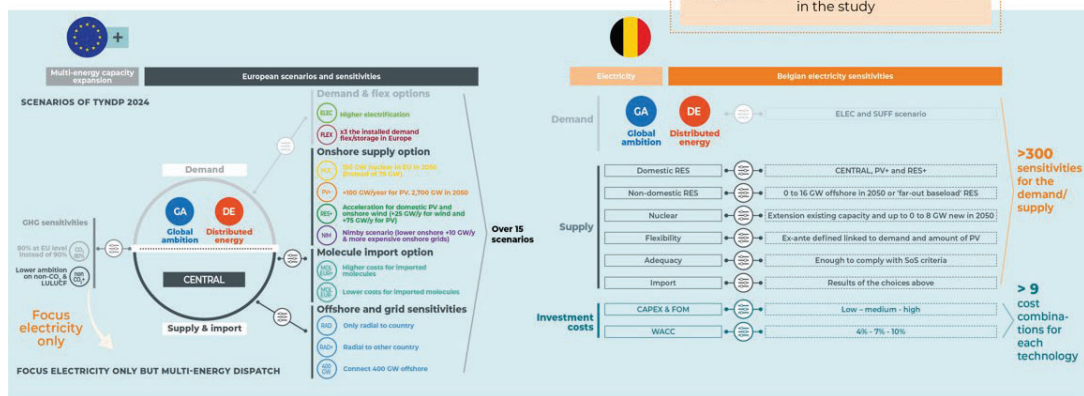
Despite different approaches and models, the results of different studies are rather similar and the message is clear:

Setting in due time a clear and unified vision is essential for a successful energy transition

| 26

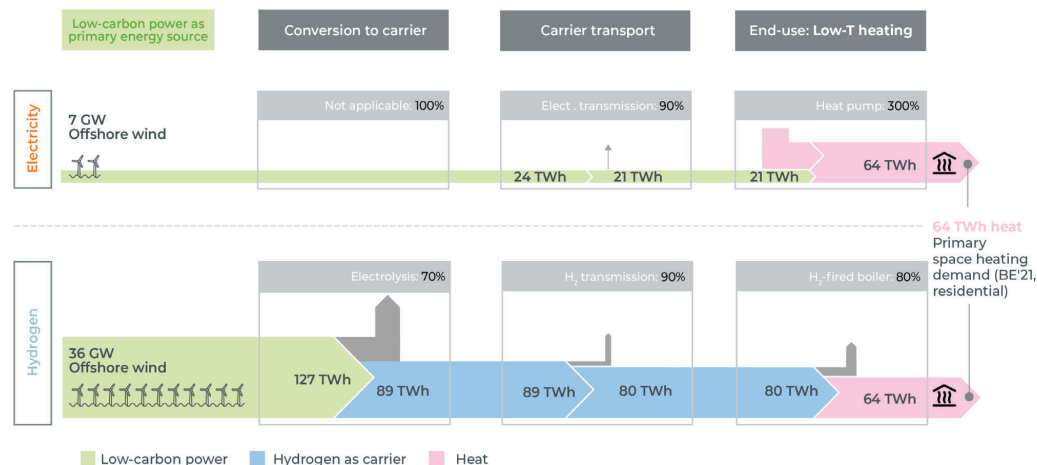


Scenarios & sensitivities



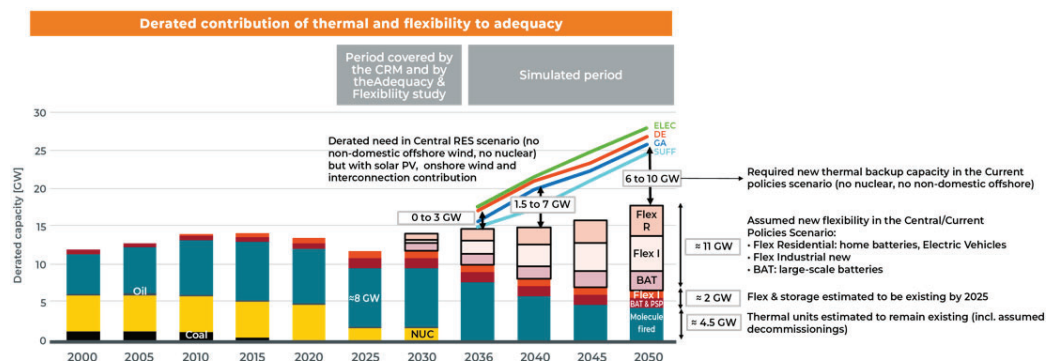
Belgian Electricity System Blueprint - September 2024 | 28

Energy efficiency - Heating



Belgian Electricity System Blueprint - September 2024 | 29

**Adequacy is a limited part of the total Belgian system cost.
Solutions can be put in place on relatively short notice**

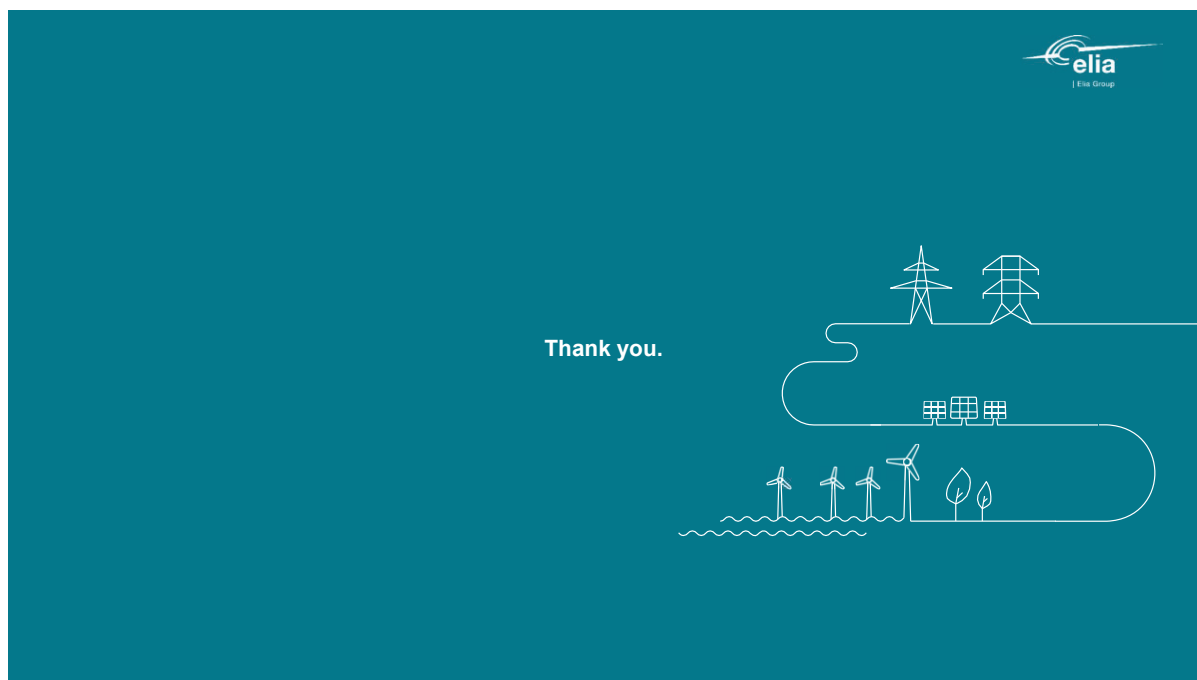


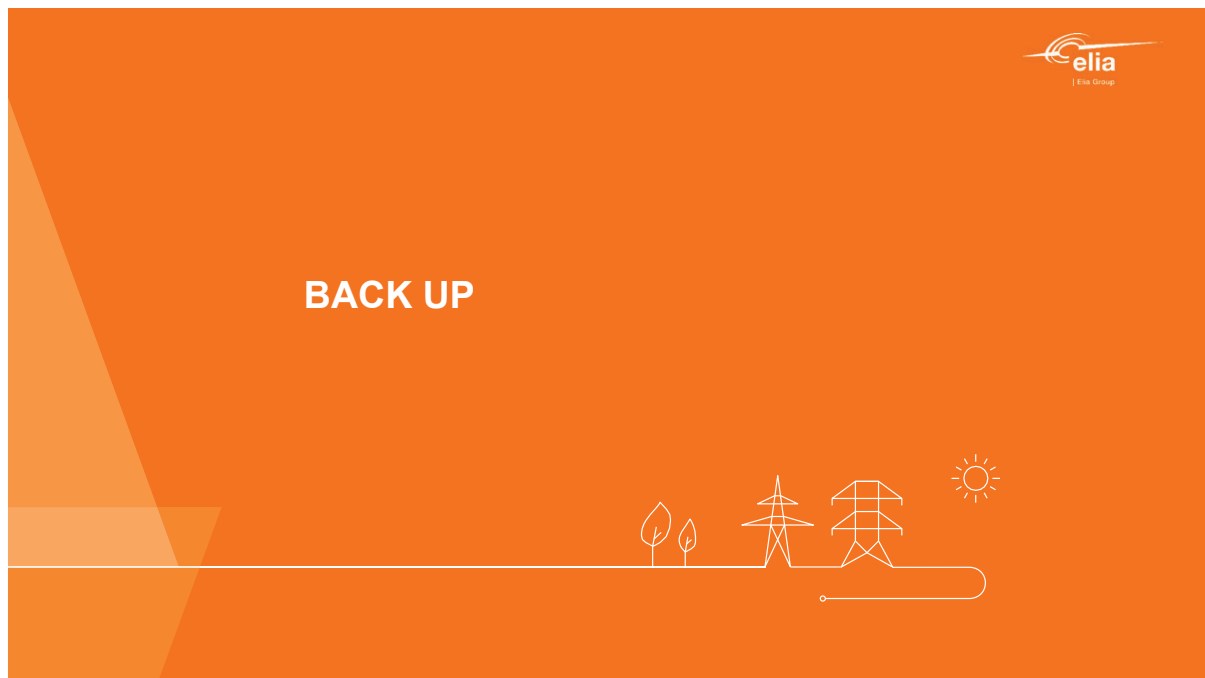
Thanks to the measures taken (CRM), and assuming that existing capacities can be maintained, the adequacy situation seems under control until the end of the nuclear prolongation.



The investment cost for new backup generation would take up **only 6%** of the total electricity system costs by 2050. This will be even lower if new nuclear or non-domestic offshore supply is developed.

| 30





Back-up slides to prepare

- What are we offering with an Energy island ?
- Comparison Island / Platform
- Welfare comparison
- Design and price
- Transparency with CREG

|

How to make all solutions work together towards net zero?

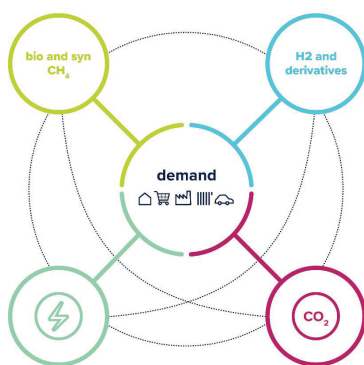


Federal Parliament – Commission
Energy, Climate and Environment

5 November 2024



Fluxys multi-energy simulation model for informed decision-making




all interactions
between electricity,
methane, hydrogen
and CO₂ on an **hourly**
basis


energy systems of
all countries
bordering the **North**
Sea


achieve **carbon-**
neutrality at the
lowest cost with
energy demand
served at any time

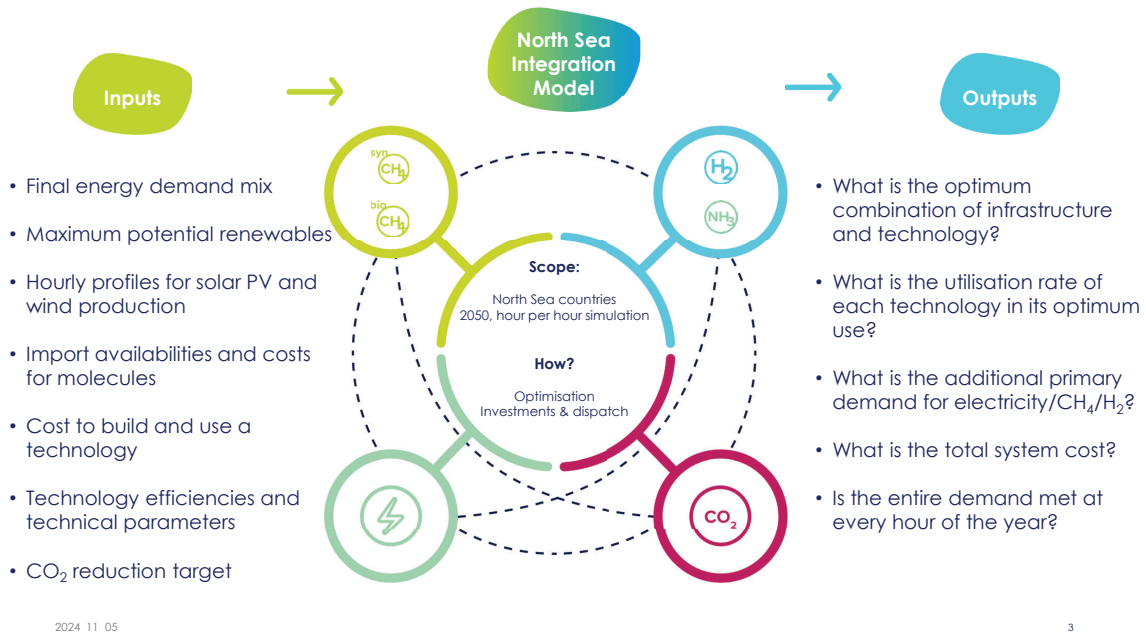


Informed decision-making
on infrastructure planning across sectors

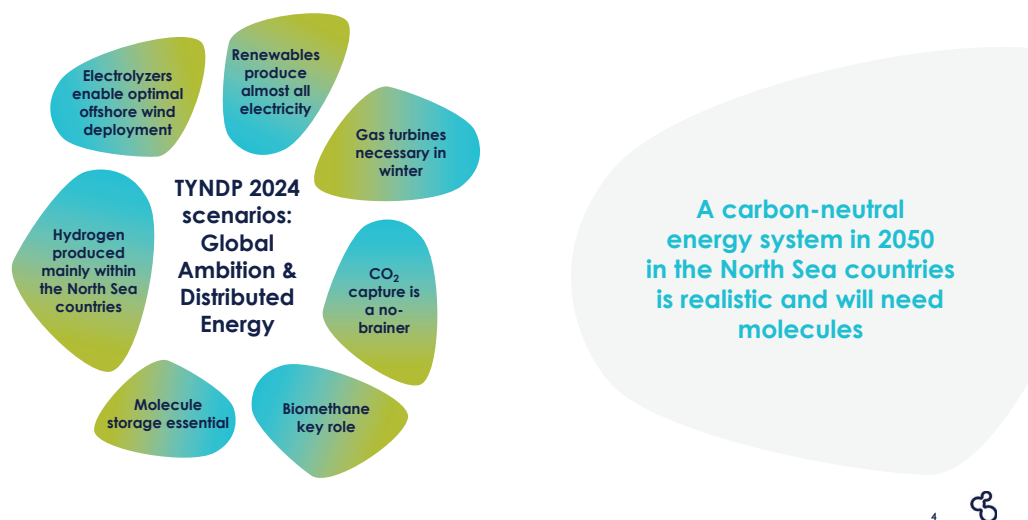
2024 11 05

2





Key insights from simulating ENTSOs TYNDP 2024 scenarios for 2050 with our North Sea Integration Model

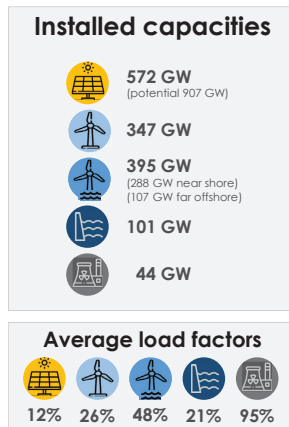


RES is massively built in the optimal system

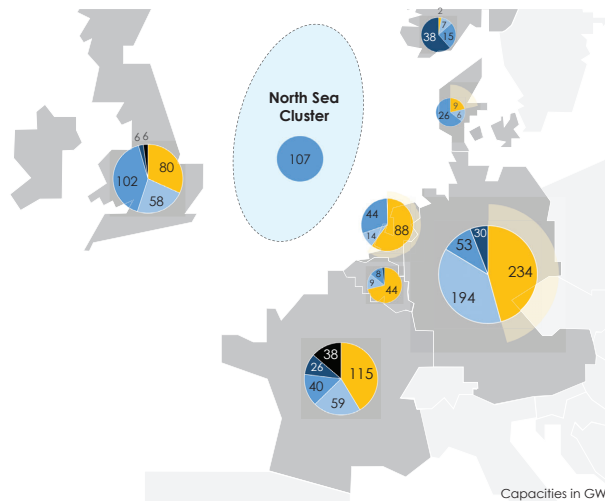
Solar PV is the only RES not fully deployed due to a lower load factor and the need to upgrade distribution grids



GLOBAL AMBITION



2024 11 05



Distributed Energy: more solar PV in The Netherlands, less in Germany and Denmark

5

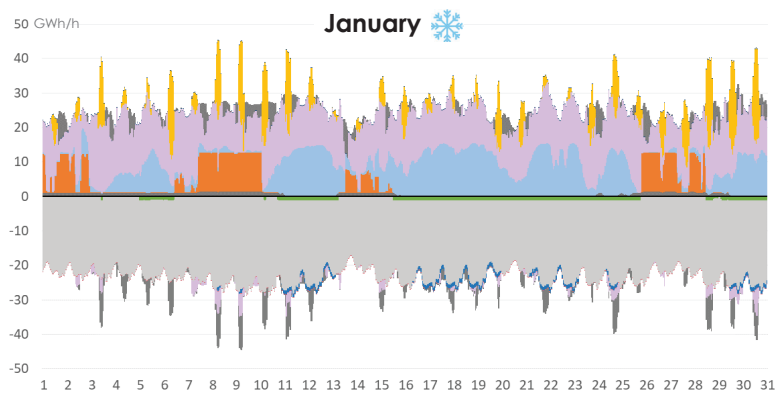


Gas turbines needed when low RES production

Gas-fired power plants back-up the system when RES and imports do not cover demand



GLOBAL AMBITION
Results for Belgium



11.6 GW of gas-fired turbines are installed in Belgium; they are needed during periods with no or little wind

Distributed Energy: 13 GW of gas-fired power plants needed in Belgium

Supplies: Batteries Solar Interconnections (imports) Wind Gas turbines Hydro Biomass & Waste
Consumption: Carbon capture Final demand Electrolyzers Interconnections (exports) Batteries

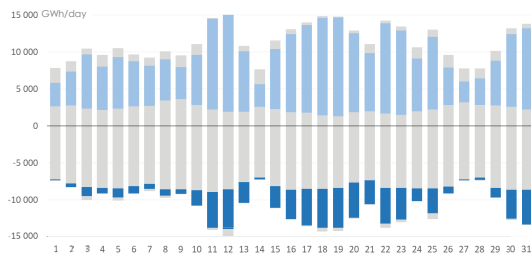
2024 11 05

6



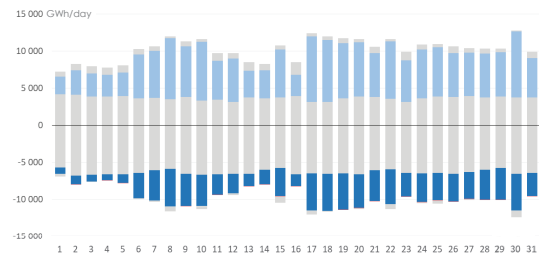
Electrolysers enable optimal wind deployment

Daily balance shows that excess wind production is converted to hydrogen to avoid curtailments and maximise wind capacity use



January ❄️

Supplies: Batteries Solar Wind Gas turbines Hydro Biomass & Waste
Consumption: Carbon capture Final demand Electrolysers Batteries



☀️ July

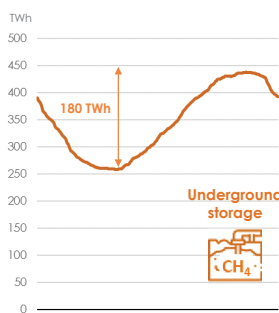
Distributed
Energy: similar
results

2024 11 05

7

Molecule storage essential for longer-term buffer

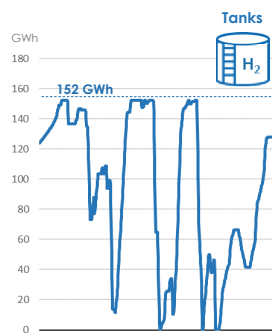
Seasonal storage with methane, shorter-term storage with hydrogen and daily/hourly storage with batteries



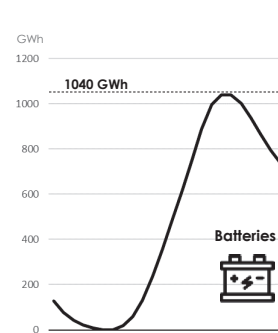
Seasonal storage
1 cycle/year



Seasonal and shorter-term storage
3.3 full cycles/year



Bi-weekly storage
24 full cycles/year



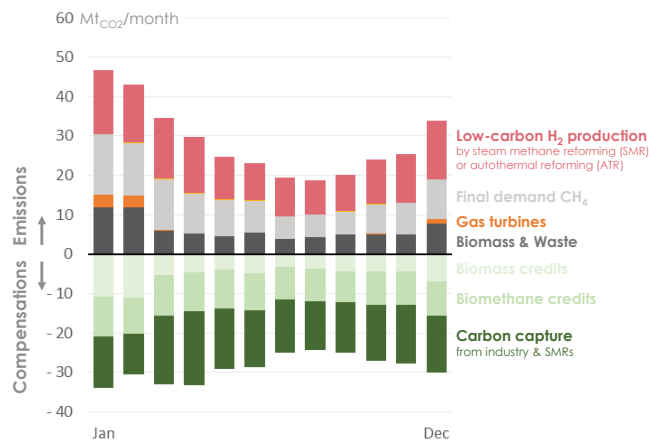
Daily storage
120-230 full cycles/year

2024 11 05

8

Biomethane and carbon capture are key

System gets carbon-neutral with carbon capture and credits from bioenergy accounting each for half of the net zero contribution



Distributed Energy:
similar 50/50
contribution
bioenergy and
carbon capture

2024 11 05

9

Next steps

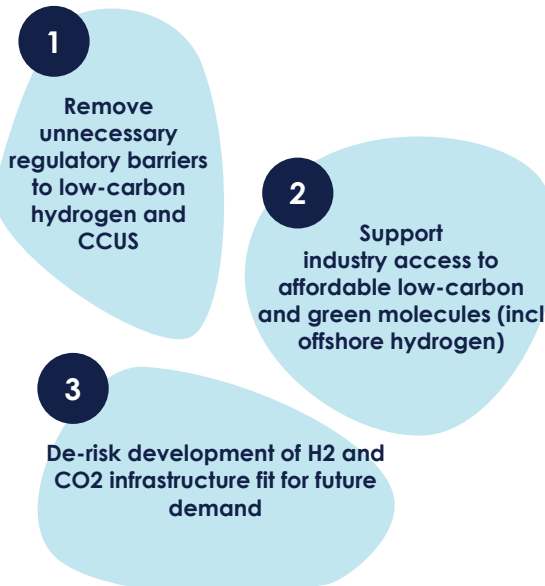
=

- North Sea Integration Model & key insights shared with an array of organisations
- Late November: publication of extensive report on the model
- Further developments of model ongoing

2024 11 05

10

**Keeping industry competitive
while transitioning to net zero:
3 key levers**



2024 11 05

11



fluxys 

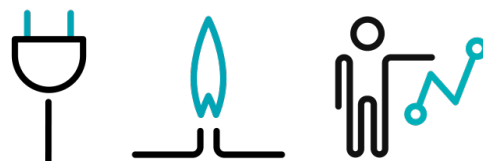
2024 11 05

12

BELGIAN ELECTRICITY SYSTEM BLUEPRINT FOR 2035-2050

COMMISSIE VOOR ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT

5 november 2024



— **CREG** —

Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

Inhoudstafel

1. Inleiding
2. Wettelijk kader
3. Context verlening CREG-advies
4. Algemene overwegingen
5. Enkele technische opmerkingen
6. Besluit

— CREG —

2

1. Inleiding



— CREG —

Inleiding

- Langetermijnontwikkeling van het elektriciteitssysteem, in het bijzonder de energiemix: fundamenteel voor de energietransitie omdat er politieke beslissingen moeten worden genomen om de doelstellingen voor 2050 te halen
- In deze context: de Blueprint-studie bevat analyses van toekomstige tendenzen in de sector, een cruciale sector voor onze economie (cf. concurrentievermogen van de industrie, koopkracht van huishoudens, verwachtingen m.b.t. inflatie, overheidsuitgaven, ...)
- Studie over de evolutie van scenario's voor het elektriciteitssysteem in zijn geheel, buiten de wettelijke bevoegdheden die door de wet aan Elia zijn toevertrouwd ➡ breed studiegebied
- Om weloverwogen keuzes te maken die beslissend zijn voor onze energietoekomst moet het volgende echter goed worden onderzocht:
 - de juistheid van de veronderstellingen, methodologieën en scenario's;
 - de mogelijke gelijkenissen en/of verschillen in benadering van stakeholders;
 - de gevolgen, in termen van maatschappelijke kost, van de geplande veranderingen van het systeem op lange termijn;
 - De mogelijkheden om deze maatschappelijke kost te beperken.

— CREG —

2. Wettelijk kader

ELEKTRICITEITSWET - SCENARIO'S BEVOORRADINGSPERSPECTIEVEN EN INFRASTRUCTUUR OP BASIS VAN NATIONALE EN EUROPESE OBJECTIEVEN

2.1. PROSPECTIEVE STUDIE

2.2. TOEREIKENDHEID EN FLEXIBILITEIT

2.3. NETINFRASTRUCTUUR

2.4. CONCLUSIE



— CREG —

Prospectieve studie

Artikel 2, 21° en artikel 3 elektriciteitswet

Voorwerp:

- Studie over de perspectieven van de elektriciteitsbevoorrading over een periode van 10 jaar
- Opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau en in overleg met de CREG en met raadpleging van de netbeheerders en de NBB

Inhoud:

- De evolutie van de vraag naar en van het aanbod van elektriciteit op middellange en lange termijn ramen met identificatie van de behoeften aan nieuwe productiemiddelen
- Richtsnoeren over de energiemix vastleggen
- Prioritaire productiemethoden bepalen
- Het niveau van de **bevoorradingszekerheid** evalueren en aanbevelingen formuleren (als SOS in gevaar is)
- Aanbevelingen opstellen op basis van de vaststellingen bij de vorige punten die moeten worden geïntegreerd in **het federale ontwikkelingsplan van de TNB**
- De opportuniteit om een beroep te doen op een aanbestedingsprocedure in geval van een discrepantie tussen de ontwikkeling van het productiepark en de evolutie van de vraag op middellange en lange termijn evalueren

— CREG —

Toereikendheid en flexibiliteit

- Studie opgemaakt door Elia mbt tot de noden van het Belgische elektriciteitssysteem inzake de toereikendheid en flexibiliteit voor de komende 10 jaar uiterlijk op 30 juni van elke tweejaarlijkse periode. De basishypotheses en -scenario's alsook de methodologie die gebruikt worden voor deze analyse worden bepaald door de netbeheerder in samenwerking met de algemene directie energie en het federaal planbureau en in overleg met de commissie (art. 7bis§4bis, elektriciteitswet)
- Wanneer er nood is aan een bijkomende studie inzake de toereikendheid van het belgische elektriciteitssysteem, kan de minister de netbeheerder verzoeken om dergelijke studies uit te voeren, zonder afbreuk te doen aan de bevoegdheid van de algemene directie energie op het gebied van bevoorradingszekerheid en deze van de commissie op het gebied van de controle van de kosten van de netbeheerder (art. 7decies, elektriciteitswet)
- De algemene directie energie monitort doorlopend de staat van 's lands bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit en in het bijzonder met betrekking tot de volgende winterperiode (art. 7ter§ 1 elektriciteitswet)
- Verschillende taken van de CREG in het kader van de CRM (KB van 28 april 2021) onder meer mbt het bepalen van de vraagcurve en het volume
- Het nieuwe artikel 19sexies van verordening 2019/943 vereist dat de regulerende instantie of een door de lidstaat aangewezen autoriteit een verslag opstelt over de geraamde flexibilitateitsbehoeften op nationaal niveau voor een periode van ten minste de volgende vijf tot tien jaar

— CREG —

7

Netinfrastructuur

- De 10 jarige netontwikkelingsplannen worden opgesteld door de betrokken netbeheerders, onder meer rekening houdend met de 10 jarige Europese netontwikkelingsplannen (TYNDP), de studie inzake toereikendheid en flexibiliteit en de meest recente prospectieve studie. De opstelling gebeurt in samenwerking met de administratie energie en het planbureau. De CREG geeft een advies, de minister keurt goed (KB 12 mei 2024)
- Het “*Hydrogen and Gas Decarbonisation Package*” kent de goedkeuringsbevoegdheid voor het ontwikkelingsplan waterstof en gas toe aan de regulator

— CREG —

8

Conclusie

- De bevoegdheden voor het uitwerken van toekomstscenario's zijn versnipperd: Administratie Energie, Federaal Planbureau, CREG, Elia, Fluxys
- Dergelijke bevoegdheden dienen toegekend te worden aan een publieke overheid gelet op:
 - risico van belangenconflict;
 - noodzaak tot integratie van de verschillende energievectoren;
 - noodzaak aan gemeenschappelijk referentiescenario(s) voor alle studies inzake bevoorrading en infrastructuur.
- Het uitwerken van referentiescenario(s) dient aangestuurd te worden door de administratie energie en het planbureau in overleg met de CREG met consultatie van/inbreng van expertise door stakeholders (o.a. TSO's)
- De CREG roept op tot het versterken van de rol van publieke actoren zowel in de wetgeving als via het toekennen van de nodige middelen

— CREG —

9

3. Context verlening CREG-advies

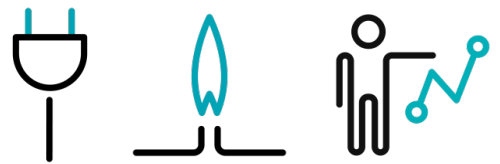


— CREG —

BELGIAN ELECTRICITY SYSTEM BLUEPRINT FOR 2035-2050

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

5 novembre 2024



— **CREG** —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Table des matières

1. Introduction
2. Cadre légal
3. Contexte de remise de l'avis CREG
4. Considérations générales
5. Quelques considérations d'ordre technique
6. Conclusion

— CREG —

2

1. Introduction



— CREG —

Introduction

- Evolution à long terme du système électrique, en particulier du mix énergétique : enjeu fondamental pour la transition énergétique, par la nécessaire prise de décision politique pour l'atteinte des objectifs 2050
- Dans ce contexte : étude Blueprint présente des analyses des tendances futures du secteur, secteur névralgique de notre économie (cf. enjeux de compétitivité industrielle, pouvoir d'achat des ménages, perspectives d'inflation, dépenses publiques,...)
- Etude réalisée sur l'évolution des scénarios du système électrique dans son ensemble, au-delà des compétences légales confiées à Elia par la loi ➡ large portée de l'étude
- Cependant, afin de poser des choix éclairés décisifs pour notre avenir énergétique, il y a lieu d'examiner de près :
 - le bien-fondé des hypothèses, des méthodologies et des scénarios envisagés;
 - les potentielles complémentarités et/ou divergences de vues des stakeholders;
 - les conséquences, en termes de coût sociétal, des transformations prévues du système sur le long terme ;
 - le potentiel de limitation de ce coût sociétal.

— CREG —

4

2. Cadre légal

LOI ÉLECTRICITÉ - SCÉNARIOS DE PERSPECTIVES D'APPROVISIONNEMENT ET D'INFRASTRUCTURES FONDÉS SUR LES OBJECTIFS NATIONAUX ET EUROPÉENS

2.1. ETUDE PROSPECTIVE

2.2. ADÉQUATION ET FLEXIBILITÉ

2.3. INFRASTRUCTURES DE RÉSEAUX

2.4. CONCLUSION



— CREG —

Etude prospective

Articles 2,21° et 3 de la loi électricité

Objet :

- Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité sur une période de 10 ans
- Elaborée par la Direction générale Energie en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la CREG et après consultation des gestionnaires de réseaux et de la BNB

Contenu :

- Élaborer une estimation de l'évolution de la demande et de l'offre de l'électricité à moyen et long terme avec identification des besoins en nouveaux moyens de production
- Définir les orientations sur le mix énergétique
- Définir les filières de production à privilégier
- Evaluer le niveau de **la sécurité d'approvisionnement** et formuler des recommandations (si SOS compromise)
- Etablir des recommandations sur base des constats aux points précédents, lesquelles doivent être intégrées dans **le plan de développement fédéral du GRT**
- Analyser l'opportunité de recourir à une procédure d'appel d'offres en cas d'inadéquation entre le développement du parc de production et l'évolution de la demande à moyen et long terme

— CREG —

6

Adéquation et flexibilité

- Etude relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité pour les dix prochaines années, réalisée par Elia au plus tard le 30 juin de chaque période bisannuelle. Les hypothèses, les scénarios de base ainsi que la méthodologie utilisés pour cette analyse sont déterminés par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale Energie et le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la Commission (art. 7bis, § 4bis de la loi électricité)
- Lorsqu'une étude complémentaire sur l'adéquation du système électrique belge s'avère nécessaire, le ministre peut demander au gestionnaire de réseau d'effectuer de telles études, sans préjudice de la compétence de la Direction générale Energie en matière de sécurité d'approvisionnement et de celle de la Commission en matière de contrôle des coûts du gestionnaire de réseau (art. 7decies de la loi électricité)
- La Direction générale Energie surveille en permanence l'état de la sécurité de l'approvisionnement en électricité du pays, et en particulier en ce qui concerne la prochaine période hivernale (art. 7ter, § 1^{er} de la loi électricité)
- Diverses tâches de la CREG dans le cadre du CRM (AR du 28 avril 2021), notamment en ce qui concerne la détermination de la courbe de demande et du volume
- Le nouvel article 19sexies du règlement 2019/943 impose à l'autorité de régulation ou à une autorité désignée par l'État membre de rédiger un rapport sur les besoins de flexibilité estimés au niveau national pour au moins les cinq à dix prochaines années

— CREG —

7

Infrastructures de réseaux

- Les plans décennaux de développement du réseau sont établis par les gestionnaires de réseaux concernés en tenant compte, entre autres, des plans décennaux européens de développement du réseau (TYNDP), de l'étude d'adéquation et de flexibilité et de la dernière étude prospective. Leur rédaction se fait en collaboration avec l'administration Energie et le Bureau fédéral du Plan. La CREG donne un avis, le ministre approuve (AR 12 mai 2024).
- Le paquet « *Hydrogen and Gas Decarbonisation* » confie au régulateur la compétence d'approuver le plan de développement hydrogène et gaz

— CREG —

8

Conclusion

- Les compétences en matière d'élaboration de scénarios futurs sont fragmentées :
Administration Energie, Bureau fédéral du Plan, CREG, Elia, Fluxys
- Telles compétences devraient être accordés à une autorité publique, étant donnée :
 - le risque de conflit d'intérêts ;
 - la nécessité d'intégrer les différents vecteurs énergétiques ;
 - la nécessité d'un ou de plusieurs scénarios de référence communs pour toutes les études sur l'approvisionnement et les infrastructures.
- L'élaboration du ou des scénarios de référence doit être pilotée par l'administration Energie et le Bureau fédéral du Plan en concertation avec la CREG, en consultation avec les parties prenantes (e.a. GRT) ou avec la contribution de celles-ci
- La CREG appelle au renforcement du rôle des acteurs publics, tant au niveau de la législation que de l'allocation des ressources nécessaires

— CREG —

9

3. Contexte de remise de l'avis CREG



— CREG —

Contexte de remise de l'avis CREG ^(1/2)

Timing et moyens investis par ELIA	▪ Plus d'un an de travaux et d'analyses ▪ Au moins 10 ETP internes + consultance externe ▪ Coûts complets (besoins informatiques inclus) : ?
Nature « atypique » de la mission	▪ SOS & choix du mix énergétique du futur relèvent respectivement : * des autorités publiques, en étroite collaboration * du Gouvernement fédéral ➡ pas de ressources spécialisées dédiées pour la CREG afin de livrer une analyse approfondie sur les diverses questions interdépendantes soulevées par l'étude

— CREG —

Contexte de remise de l'avis CREG ^(2/2)

Accès aux données	▪ Un avis étayé sur ces questions décisives pour l'avenir énergétique belge nécessite également la mobilisation d'outils adéquats et de bases de données recensant toutes les informations pertinentes pour l'exercice ▪ Constat récurrent, déjà formulé par le passé dans le cadre d'autres dossiers (CRM, étude adflex par ex.)
Délai de réaction CREG	▪ 3-4 semaines ▪ En parallèle de l'exécution des missions légales spécifiquement confiées au régulateur, assorties de délais légaux

➡ Dans ces circonstances : difficulté de remettre un **avis exhaustif et circonstancié** sur une question majeure d'intérêt général

— CREG —

12

4. Considérations générales



— CREG —

Besoin de développer une vision intégrée de l'évolution du système énergétique belge à long terme, par le biais d'un exercice prospectif commun impliquant les stakeholders clés au même " *level playing field* "

- Prise en compte, au même pied d'égalité, de tous les vecteurs énergétiques pour déterminer le mix énergétique belge du futur
 - Promouvoir une transition énergétique en garantissant la sécurité d'approvisionnement au moindre coût sociétal, dans l'intérêt des consommateurs belges, toutes tailles confondues (industries, PME, professionnels et résidentiels)
 - Dans la continuité de la vision élaborée dans le Mémoire CREG 2024
- ➡ Au final : soutien impartial à la prise de décision politique pour définir la stratégie énergétique de long terme du pays, dans l'intérêt général

— CREG —

14

5. Quelques considerations d'ordre technique (analyse non exhaustive)



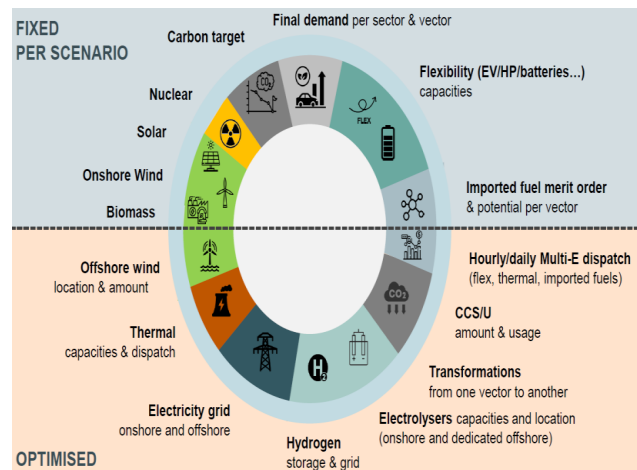
— CREG —



Le choix des hypothèses : l'élément clé

Les résultats d'un modèle d'optimisation dépendent fortement des hypothèses de départ

- Elia utilise un modèle d'optimisation qui vise à minimiser les coûts du système tout en atteignant les objectifs climatiques.
- Cependant, les résultats de cette minimisation dépendent du choix des inputs opéré par Elia.
- En outre, le modèle n'intègre pas les considérations liées à l'abordabilité du système futur et à certains aspects stratégiques pour le pays (ex. degré (in)dépendance énergétique)



Il est important de distinguer les **inputs** (fixés *ex ante*) & les **outputs** (i.e. résultats)

L'évolution de la **demande finale** est un input clé

Les **coûts** associés à chaque technologie influencent leur compétitivité relative

Le **potentiel technique** associé à chaque technologie influence leur place dans le mix énergétique futur

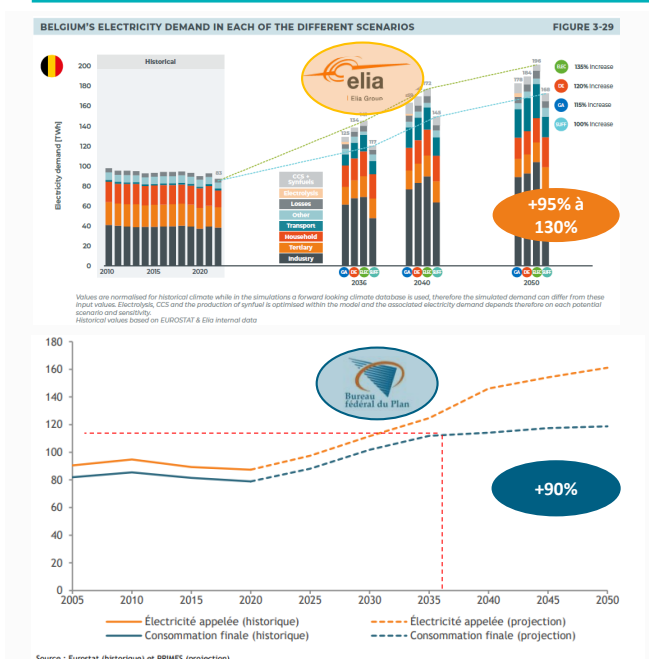
— **CREG** —



Le choix des hypothèses : l'élément clé

L'évolution de la demande en électricité est un input entouré d'incertitudes influençant les résultats

L'augmentation de la demande dépend des hypothèses prises quant à **l'électrification** de l'industrie, des **développements technologiques** et des **comportements des consommateurs**. Sur le CT (2030-2035), les sources divergent d'autant plus



- Tissu industriel inchangé
- BFP : encore 35% combustibles fossiles en 2050
- Elia : Electrification rapide & rôle de l'hydrogène



- BFP : Adoption plus lente des EV due (1) aux défis liés aux infrastructures & (2) comportement des consommateurs
- Elia : Adoption généralisée des véhicules électriques & H₂ dans le transport routier



- BFP : Pénétration des PAC & EE mais encore combustibles fossiles pour le chauffage
- Elia : Adoption plus rapide des PAC & prise en compte de l'EE



- BFP : Amélioration modérée de l'EE & énergies fossiles pour chauffage/refroidissement
- Elia : Electrification significative des besoins de chauffage et de refroidissement

Une surestimation de la demande impacte le besoin en capacité baseload (i.e. nucléaire & offshore)

— CREG —



Le choix des hypothèses : l'élément clé

Le manque de retours d'expérience et la diversité des sources complexifient la définition des hypothèses liées aux coûts des technologies

Exemples

	Autres sources	ELIA	Messages d'Elia
	Existant: 500 à 1 000 EUR/kW IEA Nouveau: 5 000 à 10 000 EUR/kW World Nuclear Association	1 000 EUR/kW & 7 500 à 10 000 EUR/kW <i>Nucléaire existant & nouveau</i>	<i>Positionnement moins rentable du nucléaire par rapport à l'offshore non-domestique</i>
	CAPEX : 2 000 à 3 000 EUR/kW NREL	1 600 – 2 200 EUR/kW* <i>Offshore Wind in 2050</i>	<i>L'éolien offshore est un no-regret</i>
	CAPEX : 198 EUR/kW ENTSOG	910 EUR/kW <i>Electrolyser –onshore (low - 2050)</i>	<i>Rôle limité de l'hydrogène</i>
	Prix moyen: 70 EUR/MWh ENGIE (2019)	60 EUR/MWh <i>Prix du biométhane</i>	<i>Utilisation du potentiel maximum de biométhane & favorise le développement de l'offshore non-domestique</i>

*Remarque similaire pour le coût du réseau offshore potentiellement sous-estimé compte tenu du contexte actuel

Les CAPEX théoriques ont un impact sur les choix technologiques optimisés par le modèle

— CREG —



Le choix des hypothèses : l'élément clé

D'autres hypothèses/choix méthodologiques mériteraient d'être détaillés et/ou validés par un acteur public

Exemples d'hypothèses/choix méthodologiques	...qui impactent les résultats
La biomasse , le solaire et l' éolien onshore sont des inputs . Ils ne sont pas sujets à optimisation.	Ces technologies pourraient être optimisées au même titre que l'offshore
Une éolienne offshore est dédiée soit à la production d' électricité soit à la production d' H₂	Ce choix méthodologique limite le rôle de l' H₂ comme solution de flexibilité
Elia est optimiste sur le rôle des EV et des PAC pour offrir de la flexibilité .	D'autres technologies pourraient être nécessaires, ce qui augmenterait le coût total du système calculé.
Elia réalise ses analyses de sensibilité à l'échelle européenne sur base du scénario « DE ».	Le scénario « GA » considérant une électrification plus faible pourrait être choisi/ajouté
Les liquides dérivés peuvent être produits localement sans contrainte .	La disponibilité du CO₂ biogénique limitera la production locale de dérivés

Chaque hypothèse/choix méthodologique influence les conclusions – certaines sont manquantes

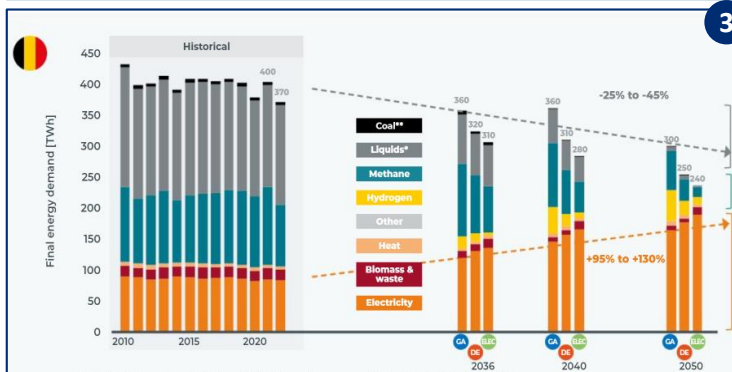
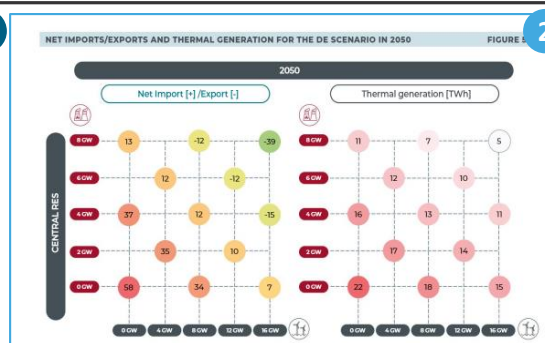
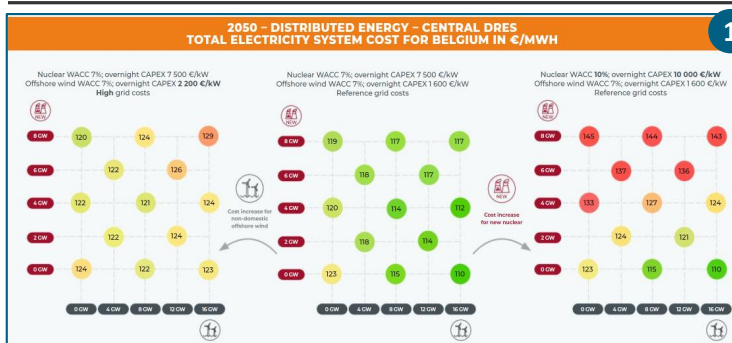
— CREG —



La présentation des résultats

L'interprétation des résultats peut être influencée par les visuels utilisés et les scénarios mis en avant

Exemples de visuels qui peuvent influencer l'interprétation des résultats



Le WACC du scénario « nucléaire haut » de droite est augmenté à 10% tandis que celui du scénario « éolien haut » est maintenu à 7%.

L'utilisation du rouge pour l'import et du vert pour l'export peut influencer l'interprétation des résultats en faveur de l'export.

La position « centrale » du scénario « DE » peut laisser sous-entendre qu'il est le scénario de base.

— CREG —



Les messages clés

Les hypothèses influençant les résultats, il est nécessaire de nuancer certains messages clés

1

“While developing integrated views of supply and consumption scenarios is key, the low level of interaction between electrons and molecules means the infrastructures design of these two systems can be decoupled in Belgium”

- Malgré une faible interaction entre molécules & électrons dans le diagramme de Sankey, **l'électricité et les molécules sont en concurrence** sur plusieurs usages (ex. transport, processus HT, etc.).
- L'impact de cette mise en concurrence sur le développement des réseaux ne peut être perçu que si **les vecteurs sont analysés conjointement**.

2

“As a large-scale energy source, non-domestic offshore wind appears to be more cost effective than the development of nuclear generation”

- Le coût total du système varie de **110 à 119 €/MWh** entre « tout éolien » & « tout nucléaire ».
- Au regard des incertitudes liées aux hypothèses, **cette différence (<10%) est faible** pour soutenir une telle affirmation.
- Les résultats du modèle doivent être interprétés avec prudence :
 - **Risques de délai et d'augmentation des coûts** tant pour l'offshore non domestique que pour le nucléaire
 - Le **développement** d'éolien offshore non domestique est **plus complexe** qu'il peut paraître

Par ailleurs, les messages se basent sur une minimisation des coûts mais il est important de tenir compte d'autres paramètres (diversification des sources d'approvisionnement, risque technologique etc.)

— CREG —

Il est nécessaire d'améliorer la transparence et de veiller à la neutralité des messages véhiculés



- Manque de transparence sur toutes les hypothèses et les scénarios
- Nécessité d'objectiver les scénarios et hypothèses
- Absence de consensus sur le degré de réalisme de certaines hypothèses



- Présentation inégale des différents scénarios
- Présentations orientées des résultats (ex. couleurs, scénarios « DE » au centre)
- Inaccessibilité aux détails des analyses de sensibilité permettant à chacun de comprendre l'impact des hypothèses prises sur les résultats/messages



- Divergences sur la méthodologie et certains messages véhiculés par des études comparables
- Information limitée sur les limites du modèle et prise en compte limitée des paramètres non-économiques qui peuvent influencer le développement du système
- Degré d'intégration vectorielle limitée

— CREG —

6. Conclusion



— CREG —

Conclusion ^(1/3)

- Une vision claire et intégrée de l'évolution à long terme du système énergétique = enjeu fondamental pour la transition énergétique
- Si l'initiative de l'étude Blueprint fournit des premiers éclairages en ce sens, elle ne peut cependant contraindre les autorités publiques à une décision précipitée sur des questions d'intérêt général
- De telles contributions - où les besoins du système sont définis par un (seul) acteur - ne peuvent se substituer aux études prospectives des autorités publiques, qui doivent pouvoir continuer à servir de base pour l'élaboration des plans de développement de réseaux
- Il s'avère en effet essentiel que les études d'intérêt général soient menées en toute impartialité, indépendance et transparence pour garantir :
 - l'objectivité des analyses;
 - l'accessibilité à toutes les données pertinentes;
 - que les résultats servent exclusivement l'intérêt général, sans être influencés par de potentiels conflits d'intérêt.

— CREG —

24

Conclusion ^(2/3)

- Pour garantir que l'intérêt général reste la priorité absolue, il y aurait lieu de :
 - renforcer l'implication et le rôle premier des autorités publiques dans le processus, en particulier en ce qui concerne l'élaboration des scénarios, le choix des hypothèses et des inputs qui conditionnent les résultats finaux;
 - impliquer, dans le cadre d'une consultation dédiée, les acteurs clés (en particulier les GRT) afin de tenir compte de leurs expertises spécifiques;
 - renforcer les moyens alloués aux autorités publiques compétentes pour la bonne exécution de cette mission d'intérêt général;
 - renforcer le cadre légal en conséquence.

— CREG —

25

Conclusion ^(3/3)

- Dans la droite ligne du Mémorandum 2024 de la CREG où il est notamment proposé :
 - de créer un **Comité de suivi "Plans intégrés"**, composé de la DG Energie, du Bureau fédéral du Plan et de la CREG, et notamment chargé :
 - (i) de suivre les différentes étapes d'élaboration des scénarios et les hypothèses à reprendre pour élaborer les plans de développement des réseaux à long terme;
 - (ii) d'effectuer un monitoring de la réalisation à temps des investissements des gestionnaires de réseaux afin d'alerter, le cas échéant, les autorités publiques de toutes les conséquences potentielles sur la sécurité d'approvisionnement.
- Mise à disposition de l'expertise sectorielle de la CREG pour apporter des éclairages supplémentaires en guise de soutien à la prise de décision politique

— CREG —

26

CREG



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz



FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie

Avis de la DG Energie suite à la publication de l'étude d'Elia
« Belgian Electricity System Blueprint for 2035-2050 ».

Audition à la Chambre du 5/11/2024

Advies van de AD Energie naar aanleiding van de publicatie van de
Elia-studie "Belgian Electricity System Blueprint for 2035-2050".

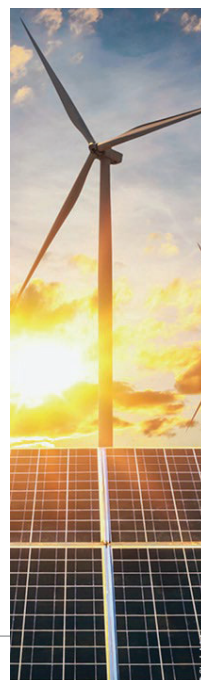
Hoorzitting in de Kamer op 5/11/2024



Agenda

Agenda

1. Contexte
2. Cadre législatif/réglementaire et missions
3. Avis général de la DG Energie sur l'étude Blue Print de Elia
4. Projet d'étude prospective multivectorielle de la DG Energie
- (5. Back up slides : Analyse de l'étude Blue Print de Elia)



1. Contexte

Contexte de la publication

- Formation du nouveau gouvernement fédéral
- Questionnements sur la stratégie à suivre par les acteurs économiques
 - Incertitudes sur les voies de décarbonation et les molécules à utiliser
 - Besoin d'une énergie abordable (résidentiel et industrie)
 - Orientations diverses pour le nucléaire
 - Blocages/difficultés de divers projets d'infrastructure, permitting, financement, etc...
- ...
- Profusion d'études sur les mix
- Annonce par la DG Energie du lancement de l'étude prospective multivecteurs
- Publication attendue des plans de développement / investissement des réseaux
 - 1er mars 2027 pour plan de développement du réseau de transport électricité



2. Cadre réglementaire et missions

Cadre réglementaire et missions I : Vision & objectifs de DG Energie

La vision

La DG Energie souhaite se positionner comme un **acteur central** dans la facilitation, la coordination et l'initiation de **consultations énergétiques** entre les différents gouvernements, l'industrie, le monde académique et la société civile, tout en respectant leurs intérêts et leurs compétences.

La DG Energie contribue au **développement d'un cadre politique stable pour un approvisionnement énergétique fiable, durable, abordable et sûr à court, moyen et long terme**. Il fournit des **options politiques** cohérentes et **largement soutenues, basées sur une expertise multidisciplinaire**, qui peuvent jeter les bases d'une vision à long terme dans le domaine de l'énergie :

- sécuriser le futur système énergétique, dans un contexte européen et international
- Atteindre les objectifs nationaux, européens et internationaux en matière de climat énergétique ;
- Garantir des prix de l'énergie abordables pour tous les consommateurs nationaux et les entreprises.

Pour réaliser cette vision, AD Energy s'appuie sur l'**orientation client**, l'**esprit d'équipe**, l'**excellence**, le **respect mutuel**, la **résilience** et l'**intégrité** de ses employés.



Cadre réglementaire et missions II : Vision & objectifs de DG Energie

Objectifs

Pour réaliser cette mission et cette vision, **trois objectifs stratégiques** ont été identifiés, chacun étant soutenu par un objectif opérationnel :

- **Garantir un approvisionnement énergétique abordable pour tous et créer les conditions nécessaires à la réalisation de la transition énergétique.**
- **Contrôler en permanence le système de sécurité de l'approvisionnement énergétique et veiller à la qualité ainsi qu'à la sécurité et à la protection des infrastructures et des produits énergétiques.**
- **Coordonner en permanence les consultations sur l'énergie avec toutes les parties prenantes concernées, tant au niveau national qu'eupéen et international.**



Cadre réglementaire III : expertise DG Energie

- Compétence régalienne en lien avec cette audition : assurer la SoS
 - Engagement de l'Administration pour soutenir le (la) Ministre de l'Energie
 - Neutralité politique
 - Coopération étroite avec autres organismes/autorités publics comme BFP (planning), BNB et CREG (marché G&E) mais aussi fédérations sectorielles
 - Expertise déjà bien présente et recrutements pour renforcement en cours et à venir
- Objectifs:
 - L'intérêt public et la protection des consommateurs
 - Administration forte dans ses compétences, résiliente et offrant un service continu



Cadre réglementaire IV

Les compétences d'études de la DG Energie sur la SoS pour le moyen terme :

- l'article 3 de la loi électricité vise l'établissement d'une **étude prospective** par la DG Energie et le BFP en collaboration avec la BNB et en concertation avec la CREG (horizon 10 ans).
 - o Dernière édition pour l'électricité en janvier 24
 - o édition résumant les dernières études vu la redondance avec l'*Adequacy & Flexibility study* d'Elia et des travaux législatifs engagés par le cabinet en 2023 (SENES/COSEF)
- l'article 15/13 de la loi gaz vise l'établissement d'une étude prospective par la DG Energie et le BFP en collaboration avec la BNB et en concertation avec la CREG (horizon 10 ans) et la désignation de la DG Energie comme autorité compétente (autorité fédérale pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz)
- l'article 7bis §4bis de la loi électricité requiert du GRT l'établissement des hypothèses et scénarios de base, ainsi que la méthodologie utilisée pour **l'analyse biennale des besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité** du pays sur un horizon de dix ans et ce, en collaboration avec la DG Energie et le BFP et en concertation avec la CREG.
- l'article 3 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 requiert de la DG Energie un **avis sur les propositions du régulateur relatives aux scénarios de référence à utiliser pour les enchères du CRM**.
- l'article 5 de l'AR du 12 mai 2024 portant la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication des plans de développement du réseau de transport d'hydrogène et du réseau de transport électricité requiert du GRT en concertation avec la Direction Générale de l'Energie et le BFP, la **définition de scénarios en vue de l'identification de besoins en capacité de transport**



3. Algemeen advies over de Blue Print-studie van Elia

Advies - Intro I

- BluePrint is een **nieuwe** studie van Elia die als leidraad moet dienen voor de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit op lange termijn
- Integratie van andere vectoren (H2 en derivaten, aardgas), maar de kern blijft elektriciteit
- Blue Print is een **vrijwillige** studie die niet voorzien is door het wettelijke kader
 - de plicht van de AD Energie om neutraal te blijven tegenover de memoranda van de verschillende stakeholders en aanwending van de interne middelen voor de verwachte prioritaire taken
 - geen deelname van de AD Energie aan het stuurcomité van de studie, geen zicht op de algoritmen en geen validering van de werkzaamheden
 - gezien het belang van het onderwerp evenwel kennisname van de voortgang van de studie

Elke commentaar van de AD Energie op de Blue Print-studie kan daarom alleen worden beschouwd als een ad-hoccommentaar op basis van de resultaten en conclusies zoals gepresenteerd in het eindverslag van de studie. De AD Energie is geen deskundig lid van Blue Print.

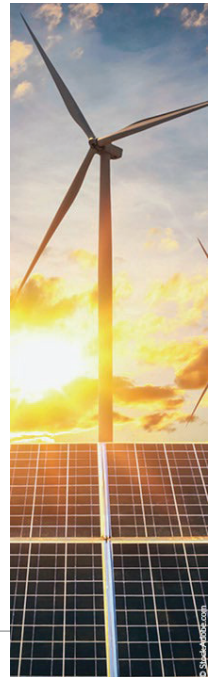
- Voorzichtigheid bij het interpreteren van de resultaten



Advies - Intro II

- **Andere** recente **studies** over de energievoorzichten (FPB, Energyville, INTEGRATION) op basis van eigen modellen en hypothesen
 - Een model geeft niet de absolute waarheid maar eerder een schatting van de toekomst op basis van historische gegevens, beperkingen en specifieke hypothesen gekozen door de gebruiker en met behulp van algoritmes gebouwd door de maker van het model
 - De resultaten van de economische optimalisatie zijn niet noodzakelijk de gemakkelijkste weg om politiek te volgen
- Blue Print integreert gegevens van buurlanden (marktbenadering). De SoS-beslissingen vallen echter onder de verantwoordelijkheid van de lidstaten.

Advies AD Energie volgens toegekende resources en timing



Advies - Belangrijkste consensusboodschappen I

- Publieke oproep van Elia en stakeholders voor een **langetermijnstrategie** voor de energiemix in het kader van de energietransitie
- Noodzaak om naar het energiesysteem als geheel te kijken (**integratie van vectoren**) en rekening te houden met het 'communicerende vaten'-effect
- **Eindverbruik van energie zal dalen** tegen 2050
- **De elektrificatie** van de maatschappij is aan de gang en zal **extra capaciteit** vereisen
- Het **aandeel van elektriciteit in de energiemix** zal groeien ten koste van andere vectoren
- **De intermitterende aard van hernieuwbare energiebronnen** in de elektriciteitsopwekking zal moeten worden **overwonnen**
- Noodzaak om te zorgen voor de beschikbaarheid van voldoende, robuuste **elektriciteitsnetwerken** voor transmissie en internationale uitwisseling maar ook voor distributie
- Er zijn veel **onzekerheden** tussen nu en 2050, maar we kunnen nu al vooruitkijken naar 2035 en ons voorbereiden op de toekomst
- Vaak worden **economische modellen** gebruikt maar de SoS moet ook rekening houden met **andere criteria**



Advies - Belangrijkste consensusboodschappen II

In België zijn verschillende opties beschikbaar om de elektriciteitsmix te sturen en de SoS op lange termijn te garanderen:

- **Nieuwe binnenlandse en/of niet-binnenlandse HEB-capaciteit + repowering:**
 - Opgelet voor het risico van incompressibiliteit
- **Nieuwe capaciteiten en verlenging van nucleaire en thermische eenheden**
 - Zolang fossiele brandstoffen worden gebruikt, moeten we ervoor zorgen dat we voldoen aan de bestaande Europese bepalingen inzake broeikasgassen
- **Meer grensoverschrijdende uitwisselingen om de markten te integreren** en een betaalbaar pan-Europees elektriciteitssysteem tot stand te brengen maar SoS blijft een nationale verantwoordelijkheid
- **Flexibiliteit** moet worden aangemoedigd (grootschalige opslag, DSM, flexibiliteit van de eindgebruiker)

Deze opties vereisen een aanpassing/verbetering van het **regelgevend kader (faciliterende oplossingen, financieringskader, enz.)**



Advies - Kanttekeningen van de AD Energie bij de BluePrint-studie

De hypothesen bepalen de modelresultaten

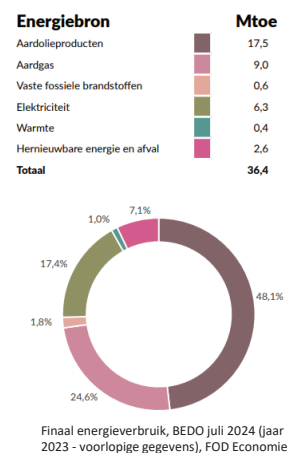
- Het niveau van **de elektriciteitsvraag in 2050 lijkt overschat**, vooral in de industrie
- **Hypothesen over het energieaanbod** kunnen in twijfel worden getrokken, in het bijzonder :
 - Kernenergie: de kosten
 - Thermische elektriciteitscentrales: de hypothesen inzake sluiting
 - Binnenlandse offshore: de hypothesen inzake capaciteit en gebruik
 - Flexibiliteit: de kosten van de batterijen
 - Waterstof : CAPEX-elektrolyzers, optimalisatie van offshore windenergie
 - Aardgas: de kosten (hoge variabiliteit, zelfs op korte termijn)
 - Biomethaan: de kosten en het bereiken van productiepotentieel
 - Interconnecties: de kosten



4. Ontwerp van multivectoriële prospectieve studie van de AD Energie

Grote lijnen van het project Multivectoriële prospectieve studie

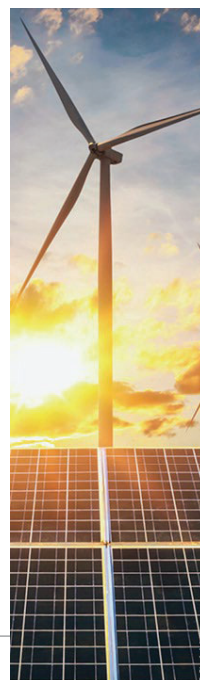
- Volgens bepalingen gas- en elektriciteitswet
- **meer dan een studie** : een simulatietool voor de Belgische energiemix
 - Evenwicht Energievraag/-aanbod per sector > energiemix
 - Multivectoren (inclusief oliesector)
 - Hypothesen die ad infinitum gewijzigd kunnen worden
 - Multi-indicatoren van SoS en Energietransitie (niet 'alleen' economische optimalisatie)
 - *Ad hoc* aanbevelingen en rapport gepubliceerd om de 2 jaar inclusief een referentiescenario
- Samenwerking tussen FPB en NBB, Overleg CREG, Consultaties stakeholders, Gewesten en Overlegorganen
- Indicatief tijdschema: eerste publicatie in de zomer van 2025, daarna om de 2 jaar



Voorwaarden

- Goedkeuring van de gunning van een overheidsopdracht (tool) door de Ministerraad (22 november ?) > definitieve tool operationeel tegen zomer 2025
- Extra verzoeken om versterking om ons te ondersteunen in onze rol:
 - Behoud en versterking van het bestaande team door toekenning van 2 extra VTE's
 - Toewijzing van een jaarlijks bedrag van 200.000 euro voor het uitvoeren van eenmalige studies om aanbevelingen te onderzoeken/verduidelijken

**Noodzaak om de overheid in haar rol te versterken
(regulator en energieadministratie)**



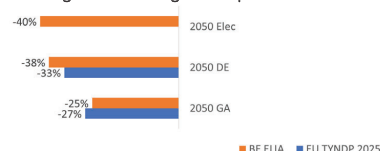
Dank u voor uw aandacht!

5. Back up slides : Analyse van de Blue Print-studie van Elia

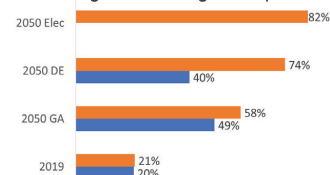
Gedetailleerd advies - eindvraag naar energie

- De GA- en DE-scenario's zijn gebaseerd op Europese vraagscenario's (TYNDP met gegevens tot 2030) en schattingen voor 2030-2050.
- Het ELEC-scenario is een aanvullend scenario van Elia (met nog meer elektrificatie). **De vraagscenario's GA (Global Ambition), DE (Distributed Energy) en ELEC (Electrification) zijn dus exogene gegevens die vooraf zijn gedefinieerd en geen modelresultaten.**
- geen optimalisatie tussen de verschillende vectoren voor een bepaald gebruik** ; opslagmogelijkheden, power-to-x, CCS, enz. bestaan wel, maar hebben slechts een marginaal effect op het vraagscenario
- De totale eindvraag naar energie zal tegen 2050 tussen 240 en 300 TWh liggen, wat vergelijkbaar is met andere studies: INTEGRATION (Fluxys) / 266TWh, en Primes (FPB) : 291 TWh.

Evolutie in de finale energievraag vanaf 2019 op EU niveau vs. Belgisch niveau volgens Blueprint



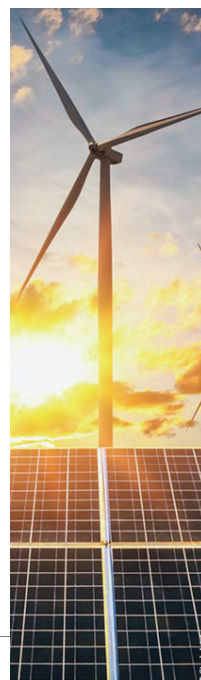
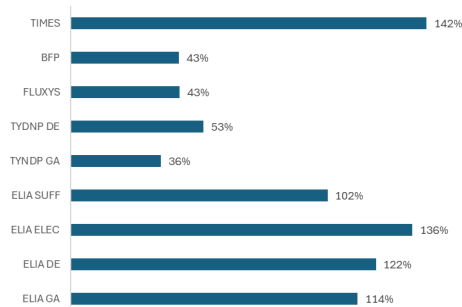
Aandeel elektriciteit in finale energievraag op EU niveau vs Belgisch niveau volgens Blueprint



Gedetailleerd advies - vraag naar elektriciteit I

- Alleen de studie van Energyville (+142%) komt tot een hogere toename van de elektriciteitsvraag voor 2050 dan Elia.
- Dit hoge niveau van de elektriciteitsvraag is het gevolg van het feit dat Elia voor alle verbruikssectoren en voor alle scenario's uitgaat van een hoger elektrificatieniveau dan in de TYNDP-studie

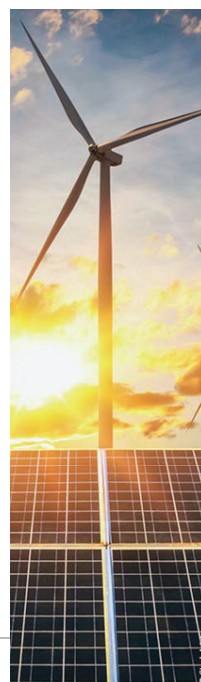
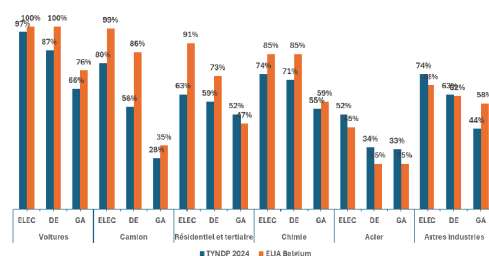
Groei in de eindvraag naar elektriciteit van 2020 tot 2050



Gedetailleerd advies - vraag naar elektriciteit II

- De BE vraag naar elektriciteit in de industrie wordt aangedreven door **het verbruik in de chemische industrie** (hogere groei dan in TYNDP)
- Twijfels over de hypothesen voor de evolutie van de BE-elektrificatie :
 - Mogelijk optimistische aanname van een **minimaal constant productieniveau**
 - **Bottom-up onderzoek** naar de hypothesen over toekomstige elektrificatie voor de industrieën

Elektrificatiegraad van de verschillende consumptiesectoren



Gedetailleerd advies - Kernenergie

De kostprijs van nieuwe nucleaire eenheden lijkt te worden overschat:

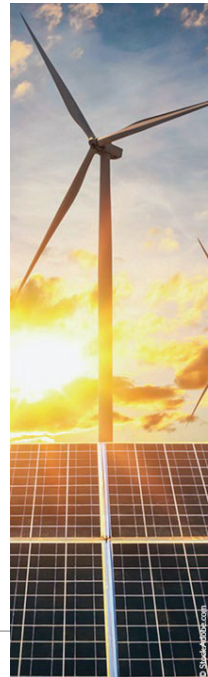
- CAPEX in 2050 van € 7500/kW voor Elia, € 4505/kW voor RTE of € 4100/kW voor IEA (WEO2024)
- WACC van 10% in sommige gevoeligheden lijken niet realistisch en het centrale scenario met 7% is al hoog gezien de waarschijnlijke betrokkenheid van overheidsfinanciering
- Te overwegen schaalvoordelen

De bouw van nieuwe centrales brengt risico's met zich mee:

- Doorlooptijden EPR3 en kosten (cfr. Flamanville)
- Voor SMR's zal er volgens het SCK CEN tegen 2035 slechts één demonstrator beschikbaar zijn voor het loodgekoelde model. De meer traditionele "licht water" SMR's zouden eerder klaar kunnen zijn, tussen 2030 en 2035.
- Publieke acceptatie? Code Rood acties / andere?

De verlenging van het gebruik van kernenergie is een "goedkope" optie maar moet wel haalbaar zijn:

- Uit te voeren analyse naar de haalbaarheid van de verlenging van andere reactoren (inclusief veiligheid)
- Er moeten onderhandelingen met de nucleaire operator worden opgestart (een moeizaam proces in het verleden)



Gedetailleerd advies - elektrische thermische capaciteiten

Twee hypothesen van Elia zijn aanvaardbaar:

- Een geschatte levensduur van de eenheden van 40 jaar
- De ontmanteling van alle *oil-fired* capaciteit tegen 2036 (inclusief kerosinegestookte centrales - turbojets)

De AD Energie wil benadrukken dat de thermische centrales die zich inschrijven voor het CRM een CO₂-emissiereductietraject moeten volgen op dezelfde manier als de andere deelnemende technologieën.

- De drempels die momenteel zijn vastgesteld, bedragen 550 gCO₂/kWh en 306 kgCO₂/kWe/jaar (onder voorbehoud van ingebruikname vóór 04/07/2019 en een plafonddrempel van 600 gCO₂/kWh)
- In het geval van meerjarige contracten moeten deze eenheden ook een decarbonisatieplan indienen met als doel neutraliteit te bereiken tegen 2050.
- Volgens de drie scenario's DE, GA en ELEC van Elia variëren de thermische capaciteiten die in 2050 worden voorzien van 13 tot 15 GW (uitgaande van 8 tot 10 nieuwe eenheden).

Tot besluit moeten de beoogde nieuwe eenheden, als ze deelnemen aan het CRM, tegen 2050 koolstofneutraal zijn.



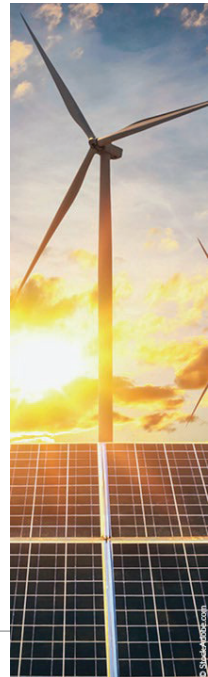
Gedetailleerd advies - flexibiliteit

De batterijkosten lijken te worden overschat :

- De CAPEX voor 2030 zijn hoger dan die in de laatste CRM-scenario's
- Voor 2050 is de kostenvermindering waarmee Elia rekening houdt minder significant dan voor andere organisaties

Actieve deelname van de overschatte vraag :

- Het volume kan worden overschat als de industrie naar elders wordt verplaatst
- Dit zou ook het geval kunnen zijn als de vraag naar elektriciteit voor de datacenters lager is dan geraamd door Elia, namelijk 10 TWh tegen 2050



Gedetailleerd advies - interconnecties

- Uitgangspunt: het federale netwerkontwikkelingsplan 2024-2034 en de regionale plannen
- De timing van investeringsbeslissingen zal afhangen van de politieke beslissingen op nationaal en internationaal niveau.
- Gevoeligheid voor HVDC gewaardeerd.
- Het zou ook nuttig zijn om andere gevoeligheden te ontwikkelen voor andere netwerkelementen (stijging van de kosten van HUB's, enz.) en voor het intelligente gebruik van netwerken door technologische innovatie



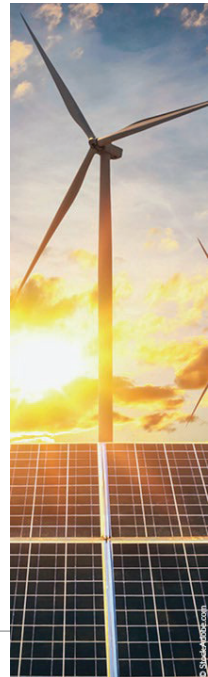
Gedetailleerd advies - Offshore

Binnenlandse capaciteit windenergie

- Totale opwekkingscapaciteit van offshore windenergie : maximaal 5.761 MW in 2032
 - 2261 MW (oostelijke zone)
 - 3500 MW (Prinses Elisabeth-zone)
 - Oostelijke zone
 - Momenteel in bedrijf (2261 MW)
 - Repowering vanaf 2040 → tegen 2050 capaciteit van 3,5 GW
 - Behoeft aan extra versterking
 - Onshore netwerk + versterking van de west-oost corridors van het horizontale transmissienetwerk.
 - Extra aansluitingspunten op het land
 - Totale opwekkingscapaciteit van offshore windenergie : maximaal 7000 MW in 2050
 - 3500 MW ("oostelijke" zone)
 - 3,5 GW (Prinses Elisabeth-zone)
- Complex om op nationaal niveau meer dan 8 GW aan productiecapaciteit voor windenergie te realiseren.
- De energieproductie mag niet beperkt blijven tot windenergie →, er kunnen ook andere technieken worden toegepast (drijvende zonne-energie, enz.)

Energie-eiland

- **Significante evolutie in de bouwkosten**



Gedetailleerd advies - aardgas en biomethaan

Een vermindering van het verbruik met 25 tot 50% tegen 2050, afhankelijk van het scenario.

- Extra variabiliteit door prijsonzekerheid.

De productie van biomethaan in Europa zal tegen 2050 zijn maximale potentieel hebben bereikt.

- Zelfs als dit wordt bevestigd (snelle ontwikkeling), zal de Belgische productie ruim onvoldoende zijn voor onze behoeften.
- We zullen een importerend land blijven (biomethaan of fossiel gas via pijpleidingen).
 - Realistisch resultaat.

Hypothese constant netwerk voor methaan :

- Volgroei (BE) netwerk zal naar verwachting niet meer groeien: OK.
- Maar hoe kunnen we het in de toekomst zo rendabel mogelijk maken ?
 - Vermindering van het Belgische methaanverbruik.
 - Minder transport van/naar buurlanden.
 - Moet er voor de leidingen een repurposing (H2) of een ontmanteling worden voorzien ?
 - En voor de opslag (Loenhout)? En de LNG-installaties (Zeebrugge)?

De uitstoot van broeikasgassen zal aanhouden tot 2050 en zal moeten worden gecompenseerd (CCS).

- Het lijkt onvermijdelijk, gezien ons potentieel aan hernieuwbare energie (elektriciteit, biomethaan) en de rol van de industrie in ons economisch weefsel.



Gedetailleerd advies - waterstof

Context:

- Complex Europees regelgevend kader (H2 Hernieuwbaar/H2 koolstofarm)
- Belgische omzetting die moet worden uitgevoerd (federaal/regionaal)
- De markt ontwikkelt zich moeizaam - projecten uitgesteld/gestaakt - extra kosten voor de industriëlen

Hypothese/methodologie die een impact heeft op de resultaten:

- Huidige vraag naar waterstof onderschat (20%)
- Onderbenut offshore windpotentieel -> meer H2 geproduceerd
- Capex voor elektrolyzers te hoog -> negatieve invloed op de keuze van H2
- Productie van synthetische brandstoffen zonder beperkingen - beperkte biogene CO₂?
- Constant methaannetwerk -> geen pijplijnoverdracht CH₄->H₂- Twee parallelle netwerken ?
- Positie SMR+CCS/U (projecten: H2Be/ Kairo@C): nieuwe efficiënte technologieën -> impact op het industrieel weefsel
- Ammoniakprijs voor 2030 niet in lijn met IEA H2 Global review 2024.
- Afwezigheid van ammoniak in shipping ? Te verduidelijken

Overwegingen :

- Invoer van waterstof en derivaten: onzekerheid qua vorm/hoeveelheid/prijs,...
- Rekening houdend met de toekomstige beslissingen/evoluties betreffende: beleidskeuzes, marktondersteuningsmechanismen en technologieën -> is er veel onzekerheid over de ontwikkeling van de waterstofmarkt.

