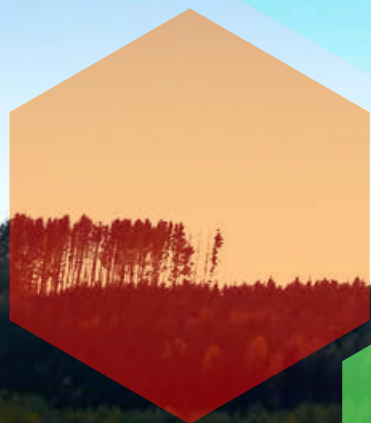


# FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN VAN HET TRANSMISSIENET 2020-2030

15/02/2019





## TIJD OM TE VERSNELLEN

BOUWEN AAN HET  
TRANSMISSIENET VAN DE  
TOEKOMST VRAAGT EEN ANDERE  
AANPAK DAN VOORHEEN. DE  
SNELLE VERANDERINGEN  
VAN DE ENERGIETRANSITIE  
STAAN IMMERS HAAKS OP DE  
LANGE DOORLOOPTIJD DIE  
INFRASTRUCTUURWERKEN  
DOORGAANS KENNEN.

Beste lezer,

Het Belgische energiesysteem ondergaat fundamentele veranderingen. De evolutie naar een duurzaam en Europees geïntegreerd net zorgt voor een ongeziene dynamiek. De energietransitie wordt met de dag tastbaarder. Dit is niet zonder gevolgen. Het vraagt om een aangepast systeembeheer, nauwere Europese samenwerking én een nieuwe configuratie van het net. De Europese transmissienetbeheerders spelen hierin een belangrijke rol.

Gedreven door de Europese klimaatdoelstellingen voor 2020 en 2030, zien we grote uitdagingen voor het Belgische energiesysteem. Op relatief korte termijn verwachten we o.a. een stijgend percentage hernieuwbare energieproductie (on- én offshore) én een belangrijke toename van internationale elektriciteitsstromen die vaak moeilijk voorspelbaar zijn en zeer volatiel.

**Om deze uitdagingen optimaal aan te pakken, is het cruciaal dat de ontwikkeling van het transmissienet vooroploopt op deze snelle marktevoluties. Bouwen aan het transmissienet van de toekomst vraagt daarom een andere aanpak dan voorheen. De vlugge veranderingen van de energietransitie staan immers haaks op de lange doorlooptijd die infrastructuurwerken doorgaans kennen. Willen we de omslag naar een duurzaam, betrouwbaar én betaalbaar elektriciteitssysteem alle kansen geven, dan kunnen we qua netontwikkeling best proactief én versneld anticiperen op wat sowieso komt.**

HET FEDERAAL  
ONTWIKKELINGSPLAN 2020-2030  
BESCHRIJFT DE VERANDERENDE  
CONTEXTE EN WIJST OP DE  
VERWACHTE BOTTLENECKS  
EN DE MISSING LINKS IN HET  
TRANSMISSIENET DIE DE  
ENERGIETRANSITIE OP KORTE  
EN MIDDELLANGE TERMIJN  
DREIGEN AF TE REMMEN, ZELFS  
TE BLOKKEREN, ALS WE GEEN  
GERICHTE ACTIE ONDERNEMEN.

Dit Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 beschrijft de veranderende context en wijst op de verwachte bottlenecks en de missing links in het transmissienet die de energietransitie op korte en middellange termijn dreigen af te remmen en zelfs te blokkeren als we geen gerichte actie ondernemen. Aangezien Elia als transmissienetbeheerder de wettelijke verplichting heeft om het transmissienet te plannen en uit te bouwen, stellen we met dit Federaal Ontwikkelingsplan een investeringsprogramma voor dat tegemoetkomt aan de toekomstige noden. Dit plan is tegelijk een opstap op weg naar een verdere toekomst die gekenmerkt is door een quasi volledige decarbonisering van onze samenleving tegen 2050 zoals afgesproken op de VN-klimaatconferentie van Parijs.

De opmaak van het Federaal Ontwikkelingsplan gebeurt om de 4 jaar en is coherent met het Ten-Year Network Development Plan van ENTSO-E, de Europese organisatie van netwerkbeheerders. We nemen deze opdracht heel ernstig. Bij elke investeringsbeslissing wordt het belang van de samenleving vooropgesteld. Het elektriciteitsnet is immers sturend voor de welvaart, de decarbonisering én de socio-economische ontwikkeling van ons land.

Gezien de omvang en de impact van het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 is het ook cruciaal dat het belang van de toekomstige infrastructuurprojecten algemeen aanvaard wordt. Er is nood aan een breed maatschappelijk draagvlak waarvoor Elia rekent op de steun van diverse overheden, federaties én de bevolking. Enkel zo ontmijnen we het spanningsveld tussen de algemeen aanvaarde klimaatambities en de praktische uitwerking ervan.

Chris Peeters, CEO Elia groep





# EXECUTIVE SUMMARY

# 1. WAAROM EEN FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN?

## MORGEN IS VANDAAG

Het hoogspanningsnet van Elia is een cruciale pijler van het Belgische energiesysteem. Performante elektriciteitsinfrastructuur stuurt de economische ontwikkeling van België en draagt bij tot de welvaart van onze samenleving.

De veranderende context van de energietransitie met steeds méér hernieuwbare energieproductie en toenemend internationaal elektriciteitstransport, vraagt echter om een nieuwe configuratie van het Belgische hoogspanningsnet én een aangepast beslissingsbeleid dat inspeelt op toekomstige noden.

**Om maximale voordelen te halen uit de energietransitie, is het cruciaal dat de ontwikkeling van de Belgische netinfrastructuur vooroploopt op de verwachte marktevoluties. Infrastructuurprojecten kennen immers een lange doorlooptijd.**

**Het versneld anticiperen op duurzame ontwikkelingen vraagt een proactief beleid dat op korte termijn beslissingen neemt over de opstart van de nodige infrastructuurprojecten.**

## NETINFRASTRUCTUUR ALS KATALYSATOR VOOR DE ENERGIETRANSITIE

Het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 identificeert de behoeften aan transmissiecapaciteit van het Belgische hoogspanningsnet (110 tot 380 kV) in de periode tussen 2020 en 2030 en beschrijft het gepaste investeringsprogramma om daaraan tegemoet te komen. Voor het zeer hoge spanningsnet 380 kV gaat het om projecten die zowel het interne elektriciteitsnet versterken (backbone), de integratie van bijkomende offshore windproductie mogelijk maken als internationale elektriciteitsuitwisseling bevorderen door de verdere ontwikkeling van interconnecties. Voor het transmissienet 110 kV - 150 kV - 220 kV zijn de projecten o.m. nodig om verouderde netinfrastructuur te vervangen, om tegemoet te komen aan verwachte lokale economische ontwikkelingen en de verdere integratie van hernieuwbare energie.

Het ontwikkelingsplan wordt om de 4 jaar gepubliceerd. Elia is er wettelijk toe verplicht. De opmaak gebeurt in samenwerking met de federale overheidsdienst Economie én het Federaal Planbureau. Bij het identificeren van de investeringsbehoeften houdt Elia rekening met de veranderende context van de energietransitie en de evolutie naar een sterk Europees geïntegreerde elektriciteitsmarkt. Het Federaal Ontwikkelingsplan is o.a. gebaseerd op het Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) van ENTSO-E, het Europese netwerk van transmissienetbeheerders.

**In dit rapport identificeert Elia de capaciteitsbehoeften van het Belgische hoogspanningsnet voor de periode 2020-2030. De concrete investeringsprojecten op zeer hoge spanning (380 kV net) omvatten zowel de versterking van het interne elektriciteitsnet, de integratie van bijkomende offshore windproductie als de verdere uitbouw van interconnecties.**

## VALIDERINGSPROCES

Voorafgaand aan de goedkeuring door de federale minister van Energie in het voorjaar van 2019, was het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 voorwerp van een adviesronde bij diverse overheden en regulatoren, en werd een uitgebreid milieueffectenrapport opgesteld. Een publieke consultatie vond plaats in het najaar van 2018.

**Elia wil voor het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 een breed maatschappelijk draagvlak creëren. In voorbereiding van de publieke consultatie, wordt er een uitgebreide informatieronde georganiseerd voor direct betrokken stakeholders en ook een uitgebreide communicatiecampagne voorbereid.**

ELIA WIL VOOR  
HET FEDERAAL  
ONTWIKKELINGSPLAN  
2020-2030 EEN BREED  
MAATSCHAPPELIJK  
DRAAGVLAK CREËREN.

## 2. DE CONTEXT VAN DE ENERGIETRANSITIE

### KLIMAATDOELSTELLINGEN ALS DRIJFVEER

De ontwikkeling van het Belgische elektriciteitsnet speelt in op de Europese verbintenis om onze samenleving tegen 2050 met meer dan 80 procent te decarboniseren. Europa volgt daarmee de ambities van de COP21 klimaatconferentie in Parijs van december 2015.

De klimaatdoelstellingen zijn de onmiskenbare drijfveer van de energietransitie die vandaag duidelijk zichtbaar en onomkeerbaar is. Ze zorgen voor een grondige transformatie van het Europese energiesysteem waarbij tegelijk gefocust wordt op het verbeteren van de energie-efficiëntie, het elektrificeren van

belangrijke sectoren zoals transport en verwarming als het doorgedreven decarboniseren van het elektriciteitssysteem.

**België heeft de meeste baten bij een Europees geïntegreerd elektriciteitssysteem dat steunt op hernieuwbare energiebronnen, waarbij het volledige binnenlandse potentieel wordt gevaloriseerd en wordt aangevuld met geïmporteerde elektriciteit via bijkomende interconnectoren. Het positieve effect van deze visie is berekend in de Elia studie van november 2017 (*Electricity Scenarios for Belgium towards 2050*).**

#### IMPACT VAN DE ENERGIETRANSITIE OP HET BELGISCH ELECTRICITEITSNET



Conventionele energiebronnen maken plaats voor CO<sub>2</sub> arme (hernieuwbare) energieproductie die op grote schaal doorbreekt.



Het energiesysteem decentraliseert en elektriciteitsproductie verrijkt zich van de grote verbruikerscentra.



Door digitalisering en de opkomst van nieuwe technologieën evolueert elektriciteit naar een tweerichtingsstroom. De eindgebruiker krijgt een prominente rol. Stilaan zien we de doorbraak van elektrische auto's, batterijtechnologie, toenemend vraagbeheer en energie-efficiëntie.



De doorbraak van hernieuwbare energieproductie in Europa zorgt voor een stijging van de internationale elektriciteitsstromen. Bijkomende interconnectoren zorgen voor een toenemende integratie van de Europese elektriciteitsmarkt.

### DE DOELSTELLINGEN VAN HET ENERGIE-TRILEMMA

De energietransitie zal pas succesvol zijn als het maximaal voordelen oplevert voor de drie pijlers van het energie-trilemma: betrouwbaarheid, betaalbaarheid én duurzaamheid.

**België heeft er alle belang bij om te investeren in het elektriciteitsnet. Een robuust en betrouwbaar on- en offshore net is een absolute voorwaarde voor een geslaagde energietransitie naar een betrouwbaar, duurzaam én betaalbaar energiesysteem.**



**1. Een betrouwbaar systeem:** dankzij een energiemix die op elk moment kan voldoen aan de vraag en zo de economische activiteit bevordert en ons comfort in stand houdt.

**2. Een duurzaam systeem:** door de integratie van hernieuwbare energie waarbij het binnenlandse potentieel ten volle wordt benut en aangevuld wordt met hernieuwbare energieproductie uit het buitenland (via bijkomende interconnecties).

**3. Een betaalbaar systeem:** dankzij een sterk uitgebouwd elektriciteitsnet krijgt België toegang tot de meest efficiënte energiebronnen in eigen land én in het buitenland. Dit zorgt voor prijsconvergentie met de buurlanden en verbetert onze concurrentiepositie.

## EVOLUTIE VAN DE BELGISCHE NETONTWIKKELING: VAN REACTIEF NAAR PROACTIEF

**In het verleden** volgde de topografie van het elektriciteitsnet de productie-ontwikkelingen: het net verbond grote centrale productie-eenheden (kolen-, gas- en nucleaire centrales) met verbruikerscentra. De ontwikkeling van het grensoverschrijdende netwerk diende vooral voor het verzekeren van bijkomende bevoorradingszekerheid.

**Vanaf eind jaren '90** zorgde de liberalisering van de Europese elektriciteitsmarkt voor een sterk veranderende context. De internationale elektriciteitshandel werd steeds belangrijker waardoor de prijsverschillen tussen de nationale markten sterk verminderden. Dit werd mogelijk dankzij de verdere ontwikkeling van interconnectoren én de koppeling van nationale markten via een gezamenlijk mechanisme.

**Vandaag** wordt de ontwikkeling van het Belgische elektriciteitsnet gestuurd door het Europese klimaatbeleid dat tegen 2050 een quasi volledige decarbonisering van de elektriciteitssector vooropstelt via de massale integratie van hernieuwbare energiebronnen zoals zon en wind.

De evolutie naar een duurzaam en Europees geïntegreerd energiesysteem is niet zonder gevolgen voor het transmissienet. Om maximaal te kunnen inspelen op de snelle veranderingen, is een aangepaste netconfiguratie nodig.

De ontwikkeling van nieuwe netinfrastructuur duurt echter veel langer (gemiddeld 10 jaar) dan de bouw van hernieuwbare energieproductie (ca. 3 tot 5 jaar). Als we het volledige potentieel van hernieuwbare energieproductie willen ontplooiën, is een aangepast beleid nodig in netontwikkeling. Verwachte bottlenecks en missing links moeten proactiever en versneld worden geïdentificeerd en aangepakt. Enkel zo krijgt de energietransitie maximale kansen om zich waar te maken.

**De ontwikkeling van het Belgische elektriciteitsnet evolueert van "reactief" naar "proactief". De bouw van netinfrastructuur heeft immers een langere doorlooptijd dan de realisatie van hernieuwbare energieprojecten. Om de energietransitie mogelijk te maken en maximaal te valoriseren, is het in het belang van de samenleving dat de transmissie-infrastructuur op tijd gerealiseerd wordt.**

DE ONTWIKKELING  
VAN HET BELGISCHE  
ELEKTRICITEITSNET EVOLUEERT  
VAN "REACTIEF" NAAR "PROACTIEF".  
DE BOUW VAN NETINFRASTRUCTUUR  
HEEFT IMMERS EEN LANGERE  
DOORLOOPTIJD DAN DE  
REALISATIE VAN HERNIEUWBARE  
ENERGIEPROJECTEN. OM DE  
ENERGIETRANSITIE MOGELIJK  
TE MAKEN EN MAXIMAAL TE  
VALORISEREN, IS HET IN HET  
BELANG VAN DE SAMENLEVING DAT  
DE TRANSMISSIE-INFRASTRUCTUUR  
OP TIJD GEREALISEERD  
WORDT.

## 3. METHODOLOGIE

### ZO WEINIG MOGELIJK MAAR ZOVEEL ALS NODIG

Bij het identificeren van de investeringsbehoeften wordt in de eerste plaats gekeken naar mogelijke optimalisaties. Dankzij nieuwe methodes van systeem- en infrastructuur management én het gebruik van nieuwe technologieën, beheert Elia het elektriciteitsnet dichter tegen de limieten.

Als een versterking van het elektriciteitsnet toch noodzakelijk is, bestudeert Elia eerst of dit mogelijk is binnen de bestaande corridor. Dit kan bv. door het aanbrengen van performantere geleiders, dwarsregeltransformatoren, flexibele nettoegang of de plaatsing van toestellen om meer capaciteit te benutten op een bestaande lijn in functie van de meteorologische omstandigheden. Pas in laatste instantie en als er werkelijk geen andere optie mogelijk is, wordt overwogen om nieuwe corridors te ontwikkelen.

Investeren in nieuwe netinfrastructuur gebeurt bij voorkeur binnen een bestaande corridor. Enkel als geen andere optie mogelijk is, wordt overwogen om nieuwe corridors te ontwikkelen.

### WERKMETHODE

Het Federaal Ontwikkelingsplan bepaalt de toekomstige investeringsprojecten voor de tijdshorizon 2020-2030 en identificeert de behoeften aan bijkomende transportcapaciteit. Daarvoor heeft Elia markt- en netstudies uitgevoerd die in lijn zijn met de TYNDP 2018 methodologie. Deze studies analyseren diverse toekomstscenario's en houden rekening met meerdere veranderingsfactoren die een invloed kunnen hebben op deze scenario's (sensitiviteiten). Gezien het langetermijnkarakter van de investeringen, heeft Elia de investeringsbehoeften bekeken voor de periodes 2025, 2030 én 2035-2040.

De toekomstscenario's die Elia gebruikt voor dit Federaal Ontwikkelingsplan, werden vastgelegd na overleg met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau.

In het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 analyseren we op diverse tijdstippen de behoeften aan bijkomende transportcapaciteit. Bij de ontwikkeling van ons netwerk zoekt Elia naar oplossingen die maatschappelijk verantwoord zijn én kosten-efficiënt. We streven naar maximale waardecreatie voor elke euro die de samenleving betaalt.

### ONS ENGAGEMENT

Bij het ontwikkelen van het elektriciteitsnet van de toekomst engageert Elia zich op drie punten:



**1. De bouw van nieuwe infrastructuur** zoveel mogelijk minimaliseren door voorrang te geven aan het optimaliseren en verbeteren van de bestaande infrastructuur.



**2. Open communicatie en samenwerking** gedurende het volledige ontwikkelingsproces en dit vanaf een heel vroeg stadium.



**3. Respect voor mens en milieu** bij het bouwen en de exploitatie van onze infrastructuur.



## 4. KERNPUNTEN VAN HET FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN 2020-2030

### DE ONTWIKKELING VAN HET 380 KV NET

#### 3 PIJLERS VAN HET TOEKOMSTIGE 380 KV NET

# 1



**Het versterken en uitbreiden van het interne 380kV net:** voor de integratie van binnenlandse hernieuwbare energieproductie, de aansluiting van nieuwe productie-eenheden en het transport van bijkomende internationale elektriciteitsstromen.

# 2



**Het uitbreiden van het offshore net:** voor de verdere integratie van hernieuwbare elektriciteitsproductie op zee.

# 3



**Het versterken en uitbreiden van de interconnectiecapaciteit:** om hernieuwbare energie op Europese schaal te integreren én toegang te hebben tot de meest competitieve prijzen op de internationale markt die zorgen voor prijsconvergentie.



## PIJLER 1 = HET VERSTERKEN EN UITBREIDEN VAN HET INTERNE 380 KV NET

### DE VERSTERKING VAN HET BESTAANDE 380 KV NET

#### Waar?

Tussen de hoogspanningsposten Massenhoven - Van Eyck - Gramme - Courcelles - Mercator.

#### Hoe?

Via het aanbrengen van hoogperformantiegeleiders.

#### Effect?

Verdubbeling van de capaciteit.

#### Timing?

Gefaseerd over een periode van meer dan 10 jaar (te beginnen met de as Massenhoven - Van Eyck).

### DE VERSTERKING VAN DE AS WESTEN-CENTRUM

#### Waar?

Tussen Avelgem en centrum België. Deze verbinding is een noodzakelijke aanvulling op de verbinding Avelgem - Mercator (tussen Avelgem en Kruibeke) die momenteel de enige verbinding is tussen het westen en het centrum van België.

#### Hoe?

Nieuwe 380 kV corridor met een capaciteit van 6 GW.

#### Effect?

De as Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut") is een belangrijke en noodzakelijke nieuwe 380 kV corridor die een positieve impact heeft op de groothandelsprijzen en een nodig is om onthaalcapaciteit te creëren vanuit het westen van België (kustregio).

Deze nieuwe verbinding is essentieel om interne bottlenecks te vermijden. Die kunnen ontstaan wanneer tegelijk grote hoeveelheden elektriciteit worden ingevoerd uit Frankrijk (na versterking van de as Avelin-Avelgem) én Groot-Brittannië (Nemo Link, 1 GW) in combinatie met hoge windproductie op zee (2,3 GW tegen 2020). Deze situaties zullen frequenter voorkomen na de nucleaire exit in 2025, en naarmate het aandeel hernieuwbare energie toeneemt in de productiemix van Frankrijk en Groot-Brittannië.

De onthaalcapaciteit van deze nieuwe as creëert bovendien mogelijkheden om het potentieel aan hernieuwbare energie in de Noordzee en de kustregio te ontwikkelen:

- extra offshore capaciteit (bovenop de voorziene 2.3 GW tegen 2020);
- onshore windproductie;
- een tweede interconnectie met Groot-Brittannië (project "Nautilus").

#### Timing?

2026-2028

### DE VERBINDING STEVIN - AVELGEM ("VENTILUS")

#### Waar?

Tussen Stevin en Avelgem. Deze verbinding is een noodzakelijke aanvulling op de "Stevin"-verbinding Stevin - Horta die momenteel de enige 380 kV verbinding is tot aan de kust.

#### Hoe?

Nieuwe 380 kV corridor met een capaciteit van 6 GW. Deze nieuwe corridor voorziet de integratie van een nieuw onderstation en zal

vanaf dit onderstation doorverbonden worden met de "Stevin"-as, waarbij de capaciteit van deze doorverbinding 3 à 6 GW bedraagt.

#### Effect?

- Ventilus is essentieel voor het aansluiten van bijkomende offshore wind: evolutie van 2,3 GW (2020) naar ongeveer 4 GW (2030);
- Ventilus brengt potentieel voor eventuele energie-opslag op zee;
- Ventilus is essentieel voor toekomstige ontwikkelingen in het hoogspanningsnet in West-Vlaanderen;
- Het sluiten van de lus met Stevin creëert de nodige flexibiliteit om in uitvalsituaties of bij noodzakelijke onderhoudswerken de productie van de offshore windmolenparken of de import uit het Verenigd Koninkrijk te borgen.

#### Timing?

2026-2028



## PIJLER 2 = HET UITBREIDEN VAN HET OFFSHORE NET

#### Waar?

Belgische Noordzee

#### Hoe?

De uitbreiding van het Offshore Grid wordt onderzocht om de aansluitingen van de bijkomende offshore windparken op zee te bundelen en kostenefficiënt aan land te brengen. Er wordt rekening gehouden met een mogelijke toekomstige vermazing van het offshore net om het volledige potentieel van de Noordzee te kunnen capteren.

#### Effect?

Een pro-actief design van een offshore transmissienetwerk is kostenbesparend en toekomstgericht.

#### Timing?

2026-2028



## PIJLER 3 = HET VERSTERKEN EN UITBREIDEN VAN INTERCONNECTOREN

#### Waar?

Bijkomende interconnecties met Groot-Brittannië en Duitsland alsook versterking van de bestaande interconnectiecapaciteit met Nederland en Frankrijk worden bestudeerd.

#### Hoe?

Bijkomende gelijkstroomverbindingen met Groot-Brittannië en Duitsland en door het aanbrengen van hoogperformantiegeleiders en dwarsregeltransformatoren voor de bestaande interconnecties met Nederland en Frankrijk.

#### Effect?

Interconnecties dragen bij tot bevoorradingszekerheid, prijsconvergentie en het decarboniseren van het Europese elektriciteitssysteem door hernieuwbare energie op Europese schaal te integreren.

#### Timing?

Gespreid over de periode 2020-2030.

## DE ONTWIKKELING VAN HET TRANSMISSIENET 220 KV, 150 KV EN 110 KV

### SPECIFICITEIT VAN HET LOKALE TRANSMISSIENET

Het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 omvat ook een belangrijk investeringsprogramma voor de transmissienetten 220 kV, 150 kV en 110 kV. Het zijn spanningsniveaus waar grote industriële verbruikers en middelgrote centrale productie-eenheden op geconnecteerd zijn. Ze zorgen bovendien voor de ondersteuning van de 36 kV en 70 kV transportnetten én het middenspanningsnet waar de middelgrote industrie, KMO-zones én de residentiële netgebruikers op aangesloten zijn evenals decentrale productie-eenheden.

Het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 voorziet aanpassingen voor het lokale transmissienet om diverse redenen:

- het versterken of uitbreiden van het lokale transmissienet om een toenemend elektriciteitsverbruik en bijkomende energieproductie (al dan niet op basis van hernieuwbare energiebronnen) op te vangen.
- het herstellen of vervangen van verouderde infrastructuur om een betrouwbaar en veilig net te waarborgen.
- het afstemmen van het lokale transmissienet op de ontwikkelingen van het 380 kV net (backbone) om bv. de Europese integratie van het Belgische elektriciteitsnet te bevorderen.
- het verbeteren van het beheer én de efficiëntie van het lokale transmissienet conform nieuwe wetgeving.

### PIJLERS VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET 220 KV, 150 KV EN 110 KV TRANSMISSIENET

De investeringen in de transmissienetten met een lager spanningsniveau kaderen binnen een algemene visie. Deze is uitgewerkt om in te spelen op een specifieke behoefte of groep van behoeften.

De toekomstvisie voor de ontwikkeling van het lokale transmissienet steunt op 6 pijlers:



### PIJLER 1 = ONTKOPPELEN VAN DE NETTEN MET LAGER SPANNINGSNIVEAU

De toenemende elektriciteitsstromen op het 380 kV-net (backbone), gekoppeld aan de ontwikkeling van de Europese energiemarkt, leiden tot ontoelaatbare stromen in het onderliggende transmissienetwerk. Elia wil de netten met een lager spanningsniveau daarom ontkoppelen en uitbaten als geïsoleerde zones. Dit vraagt een versterkte connectie met het bovenliggende 380 kV net via bijkomende transformatoren.

### PIJLER 2 = INTEGREREN VAN DECENTRALE EN CENTRALE PRODUCTIE-EENHEDEN

#### DECENTRALE PRODUCTIE

Het lokale transmissienet laat een verregaande integratie van decentrale productie-eenheden toe. Op plaatsen met een groot potentieel voor bijkomende decentrale productie, is echter een versterking van het net nodig. Het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 voorziet dit.

Voor het aansluiten van grotere clusters van decentrale productie-eenheden is het vaak aangewezen een 30 kV of 36 kV aansluitingspunt op te richten, gekoppeld aan het 150 kV, 220 kV of 380 kV net. Zo realiseer je een technisch-economische optimalisatie. Aansluiting op middenspanning zou immers een zware versterking van dit net vragen. En voor een rechtstreekse aansluiting op het transmissienet zijn er hoge aansluitingskosten.

#### CENTRALE PRODUCTIE

Het bestaande 150 kV en 220 kV transmissienet biedt op vele plaatsen onthaalcapaciteit voor middelgrote centrale productie-eenheden met vermogens tot 300 MW. Grotere eenheden worden bij voorkeur aangesloten op de 380 kV backbone om voldoende marge te behouden voor aansluiting van decentrale productie-eenheden.

### PIJLER 3 = RATIONALISEREN VAN HET 36 KV EN 70 KV TRANSPORTNET NAAR EEN HOGER SPANNINGSNIVEAU

Een toename van het lokale elektriciteitsverbruik of de komst van decentrale productie kan ervoor zorgen dat de capaciteit van het lokale 36 kV of 70 kV net overstegen wordt. Een evolutie naar een hoger spanningsniveau zoals 110 kV of 150 kV krijgt vaak de voorkeur ten opzichte van een verdere versterking van de bestaande netten. Zo'n upgrade is doorgaans kosten- en energie-efficiënter.

### PIJLER 4 = VERHOGEN VAN DE WEERSTAND TEGEN FOUTSITUATIES

Door een toenemend aantal ondergrondse kabelverbindingen en door de verhoging van het aantal koppelpunten op het 380 kV-net, vergroot de impact van een foutsituatie. Het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 beschrijft diverse investeringen die voorzien in performantere hoogspanningstoestellen om de bedrijfszekerheid en veiligheid van het hoogspanningsnet te waarborgen.

### PIJLER 5 = VERSTERKEN VAN DE ONDERSTEUNING VAN HET MIDDENSPIANNINGSNET

Het transmissienet heeft een groot aantal koppelpunten met het middenspanningsnet waar o.a. het residentiële verbruik, KMO's en kleine industrie op aangesloten zijn. Door toenemend verbruik kan het nodig zijn de ondersteuning van het middenspanningsnet op specifieke plaatsen te versterken. Het Federaal Ontwikkelingsplan 2020 - 2030 voorziet dit.

Afspraken daaromtrent gebeuren in samenspraak met de distributienetbeheerders waarbij rekening gehouden wordt met het globale optimum voor de maatschappij. In eerste instantie wordt de bestaande infrastructuur optimaal benut door het verbruik deels over te hevelen naar een naburig onderstation of de capaciteit van de aanwezige transformatoren te verhogen. Een nieuwe site zal enkel opgericht worden als de bestaande volledig verzadigd zijn.

### PIJLER 6 = VERVANGINGSINVESTERINGEN

De uitdienstname van verouderde Elia netinfrastructuur wordt zo precies mogelijk bepaald dankzij een systematische en nauwgezette opvolging van de Elia assets. Bij het uitwerken van de vervangingsinvestering wordt gekozen voor de oplossing die zowel technisch als economisch het beste scoort. Er wordt eveneens rekening gehouden met de invulling van nieuwe behoeften zoals het verhogen van de transportcapaciteit. Waar het niet mogelijk is een synergie te vinden tussen de vervangingsbehoefte en andere noden, is een geïsoleerd 1-op-1 vervangingsproject de meest aangewezen oplossing.

Dit Federaal Ontwikkelingsplan omvat voor elke zone of provincie een belangrijk programma voor de vervanging van netinfrastructuur die uit dienst wordt genomen.



## HOOFDCONCLUSIES

### NOOD AAN NET

Dit Federaal Ontwikkelingsplan identificeert de behoeften aan transmissiecapaciteit van het Belgische hoogspanningsnet (110 tot 380 kV) voor de periode tussen 2020 en 2030 en beschrijft het investeringsprogramma dat daaraan tegemoetkomt. Gespreid over een periode van 10 jaar vertegenwoordigt dit totaalplan een investeringsbedrag van ongeveer 5 miljard euro; in dit bedrag zitten alle investeringsprojecten vermeld in dit ontwikkelingsplan verrat, ook deze die reeds in het vorige Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025 werden goedgekeurd, en deze die conditioneel of indicatief opgenomen werden in dit ontwikkelingsplan. Het totale investeringsbedrag voor projecten die in dit plan ter goedkeuring worden voorgelegd bedraagt ongeveer 2 miljard voor de periode 2020-2030.

### IN HET BELANG VAN DE SAMENLEVING

Voor België is de energietransitie een opportuniteit om verder te evolueren naar een Europees geïntegreerd elektriciteitssysteem dat steunt op hernieuwbare energiebronnen, waarbij het volledige binnenlandse potentieel wordt gevaloriseerd en wordt aangevuld met geïmporteerde elektriciteit via bijkomende interconnectoren.

### OP TIJD EN BINNEN BUDGET

Om de voordelen van de energietransitie volop te benutten, is het belangrijk dat Elia de netinfrastructuur op tijd kan opleveren. Dit vraagt een netontwikkeling die anticipeert op trends en evoluties en die de nodige ondersteuning krijgt zowel lokaal als federaal:

- Een stabiel juridisch en regelgevend kader om de anticiperende aanpak te ondersteunen die nodig is om het netwerk vooraf en op tijd te bouwen, voor de komst van hernieuwbare energie;
- Ondersteuning door autoriteiten en publiek om de benodigde infrastructuur op tijd op te leveren. Zowel positieve communicatie over de energietransitie als efficiënte vergunningsprocedures zijn nodig.



# TECHNISCHE SAMENVATTING

# FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN VAN HET TRANSMISSIENET 2020-2030

Elia stelt het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 op volgens de modaliteiten van de wet van 29 april 1999 ("Elektriciteitswet") en het Koninklijk Besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit.

Het Ontwikkelingsplan omvat een gedetailleerde raming van de behoeften aan transmissiecapaciteit voor elektriciteit. Het geeft een overzicht van de investeringen voor uitbreiding en vernieuwing van het net en vermeldt de onderliggende hypothesen. Elia engageert zich om deze investeringen te realiseren.

Het Ontwikkelingsplan is opgesteld door de transmissienetbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau. Het bestrijkt een periode van tien jaar en wordt om de vier jaar bijgewerkt. In toepassing van het derde Europese energiepakket wordt het Federaal Ontwikkelingsplan ook uitgewerkt in overleg met de overige Europese netbeheerders, onder meer in het kader van het niet-bindend Europees ontwikkelingsplan op tien jaar, dat om de twee jaar wordt gepubliceerd (TYNDP: Ten-Year Network Development Plan 2018-2028 van ENTSO-E).

Het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030, dat finaal wordt goedgekeurd door de federale Minister voor Energie, is het

eindresultaat van een overleg- en consultatieproces tussen de federale regulator (CREG), de bevoegde minister voor het Mariene Milieu, de gewestelijke overheden, de Federale Raad voor Duurzame Ontwikkeling en het grote publiek.

De milieueffecten in het kader van dit Ontwikkelingsplan werden opgenomen in een afzonderlijk rapport, dat werd voorgelegd aan het Federaal Adviescomité SEA (Strategic Environmental Assessment), conform de bepalingen van de wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma's in verband met het milieu.

De ontwikkeling van het transmissienet hangt nauw samen met het energiebeleid dat wordt gevoerd op Europees, Belgisch en gewestelijk niveau. Dit beleid heeft gestalte gegeven aan de energietransitie, die volop ingezet is. Het verder ontwikkelen van het transmissienet is echter een noodzakelijke voorwaarde, maar ook een katalysator, om deze energietransitie te doen slagen. Het transmissienet draagt zowel bij aan het veiligstellen van de elektriciteitsbevoorrading, aan de uitbouw van een interne Europese elektriciteitsmarkt als aan de integratie van nieuwe productiemiddelen zoals deze op basis van hernieuwbare energiebronnen.



Figuur 0.1: Uitdagingen voor de rol van de transmissienetbeheerder

## SCENARIO'S EN FUNDAMENTELE KEUZES

De doelstelling van langetermijnsenario's is niet het voorspellen van de toekomst, maar wel het mogelijk maken om op transparante wijze de impact van beleidskeuzes, macro-economische trends, technologische evoluties, etc. op de behoeften aan netontwikkelingen te evalueren onder verschillende omstandigheden. Om de invloed van deze parameters op de netontwikkelingsbehoeften in beeld te brengen, worden verschillende scenario's uitgewerkt. Deze vertonen onderling sterke verschillen om de verscheidene toekomstperspectieven te reflecteren.

Elia bevindt zich niet in een positie om aan te geven welk scenario het meest wenselijk of waarschijnlijk is. Elia wenst wel te benadrukken dat de conclusies van voorliggend ontwikkelingsplan onafscheidbaar zijn van de gekozen hypothesen en kan niet garanderen dat deze hypothesen zullen gerealiseerd worden aangezien deze zaken zich buiten de verantwoordelijkheid van de netbeheerder ontwikkelen. De keuzes inzake energietransitie worden genomen door de betrokken overheidsinstanties. Elia pleit er dan ook voor dat de overheidsinstanties een energiebeleid uitstippelen vanuit een langetermijnvisie.

Door diverse scenario's te hanteren, kan een waaier aan situaties worden gedefinieerd waarvoor het net zou kunnen worden ontwikkeld. Elia stemt haar infrastructuurprojecten op een zo robuust mogelijke wijze af op deze diverse scenario's.

Het Ontwikkelingsplan en de desbetreffende scenario's moeten worden opgesteld op basis van de recentste prospectieve studie van de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau, die in januari 2015 werd gepubliceerd. Het feit dat er geen recentere prospectieve studie is verschenen, geldt als een passende motivering om voor het voorliggende Ontwikkelingsplan rekening te houden met het aanvullende verslag bij de prospectieve studie, het zogenaamde "monitoringsverslag", dat in december 2017 werd gepubliceerd door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau.

De keuze van de scenario's die worden opgenomen in het voorliggende Federaal Ontwikkelingsplan, is dus gebaseerd op de scenario's die in dit verslag worden uiteengezet, alsook op de aanbevelingen en genomen beslissingen in het kader van de samenwerking tussen Elia, de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau. Zo werden volgende scenario's weerhouden als basis voor dit Federaal Ontwikkelingsplan:

**1.** De scenario's van het tienjarig netontwikkelingsplan (TYNDP 2018) die elke 2 jaar op Europees niveau worden gepubliceerd en uitgetekend door ENTSO-E en ENTSO-G. Deze verhaallijnen werden ontwikkeld in nauwe samenwerking met diverse Europese spelers op de energiemarkt (milieu- en consumentenorganisaties, producenten, regelgevende instanties, autoriteiten, etc.). Het EUCO30 scenario van de Europese Commissie werd eveneens opgenomen, aangevuld met informatie van het Federaal Planbureau;

**2.** De scenario's van de Elia-studie "Elektriciteitsscenario's voor België tot 2050", die zich eveneens baseren op de TYNDP 2018 verhaallijnen, aangevuld met meer gedetailleerde informatie en de meest recente gegevens.

Deze scenario's zullen betrekking hebben op vier tijdshorizonten: 2025, 2030, 2035 en 2040.

### VOOR DE PERIODE 2020-2025

Deze tijdshorizon wordt geëvalueerd in het TYNDP met een "best-estimate" scenario voor 2025 op basis van de geplande evoluties van de geïnstalleerde capaciteiten van de Europese landen. Voor België is dit scenario aangevuld met de recentste ontwikkelingen op het gebied van energiebeleid en houdt het rekening met de cijfers die de autoriteiten hebben voorgesteld in het kader van de federale energiestrategie.

### VOOR DE PERIODE 2025-2030

Vier verhaallijnen worden onderscheiden. Ten eerste zijn er de 3 verhaallijnen van het TYNDP 2018 die geactualiseerd en hernoemd werden in het kader van het voorliggende Federaal Ontwikkelingsplan:

#### **1. Sustainable Transition, wordt verder "Base Case" genoemd**

Dit scenario vertegenwoordigt het minimum dat moet worden bereikt om de doelstellingen van de Europese Unie tegen 2030 te bereiken. De ontwikkelingen van hernieuwbare energie kennen een gematigde toename en zijn voornamelijk gesteund door de nationale politieke subsidieregelingen. Na 2030 worden dezelfde trends verondersteld. In dit scenario is de elektrificatie gering wegens het ontbreken van grote incentives. Het bereiken van de doelstellingen wat betreft decarbonisering is niet gegarandeerd en zal voornamelijk afhangen van de ontwikkeling in andere sectoren. Gezien de lage elektrificatie in andere sectoren, is de waarschijnlijkheid van een afwijking van klimaatdoelstellingen zeer groot, met een aanzienlijke kloof die moet worden overbrugd tussen 2040 en 2050 om de klimaatdoelen te bereiken die Europa zich heeft gesteld.

#### **2. Distributed Generation, wordt verder "Decentralised" genoemd**

In het "Decentral" scenario ligt de energietransitie op schema en wordt deze vooral geleid door de "prosumenten". Digitalisering en prijssignalen creëren voldoende prikkels voor consumenten, sommige commerciële en industriële klanten om sterk te investeren in opslag en fotovoltaïsche panelen. Tegelijkertijd stappen deze "prosumenten" over op transportmiddelen zoals elektrische voertuigen. Naast een verhoogde energie efficiëntie van gebouwen is ook de elektrificatie in de verwarmingssector in volle ontwikkeling. De digitalisering maakt het onder andere mogelijk om tijdens de winterperiodes meer volume aan vrijwillig vraagbeheer te hebben, maar ook op het niveau van industriële en commerciële consumenten.

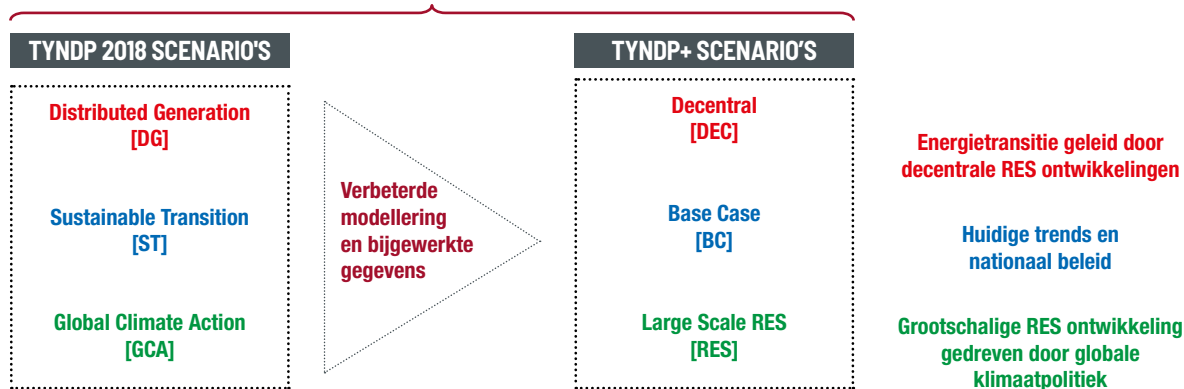


### 3. Global Climate Action, wordt verder "Large Scale RES" genoemd

In het derde scenario "Large scale RES" wordt de energietransitie voornamelijk ondersteund door de Europese beleidslijnen en de onderlinge samenwerking tussen lidstaten om op de meest geschikte manier de hernieuwbare energiebronnen in Europa aan te wenden. Dit scenario vertegenwoordigt het grootste aandeel van hernieuwbare energie in het elektriciteitsverbruik, dankzij de grote uitrol van onshore en offshore windinstallaties in de Noordzee en van fotovoltaïsche

installaties in Zuid-Europa. Nieuwe PV-installaties worden eveneens geïnstalleerd maar aan een lager tempo dan in het "decentral" scenario. Om de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen te versnellen, elimineren alle Europese landen snel hun productie van kolen en bruinkool. De elektrificatie van de transport- en verwarmingssector neemt matig toe in alle landen alsook de toename van flexibiliteitsmechanismen om de bijkomende vraag te beheren.

Beide resultaten voor sociaal-economische  
welvaartstoename worden getoond



EUCO30 is een extern scenario in TYNDP waar de data voor België is bijgewerkt met de laatste voorspelling van het Federaal Planbureau (EUCO30+). Deze updates hebben verwaarloosbare impact op de sociaal-economische resultaten waardoor we volgende vereenvoudiging kunnen maken: EUCO30 = EUCO30+

Figuur 0.2: Scenario's als basis voor het ontwikkelingsplan

Deze verschillende scenario's houden rekening met de gevoeligheid voor brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen volgens twee "merit-order" configuraties: "kolen voor gas" en "gas voor kolen".

Deze 3 scenario's worden aangevuld met een extra **EUCO30**-scenario van de Europese Commissie, voor de tijdshorizon 2030 aangevuld met recente ontwikkelingen aangeleverd door het Federaal Planbureau. Dit scenario reflecteert het behalen van de Europese 2030 doelstellingen volgens de klimaatrichtlijnen opgesteld door de Europese Raad in 2014, maar met een beoogde energie-efficiëntie van 30% (vandaar de naam)<sup>1</sup>. Figuur 0.2 vat de scenario's samen die als basis dienen voor het ontwikkelingsplan.

## VOOR DE PERIODE 2030-2040

Binnen het TYNDP 2018 worden economische resultaten enkel gegenereerd op de tijdshorizonten 2025 en 2030. De horizon 2040 wordt enkel gebruikt voor de identificatie van toekomstige elektrische energiesysteemnoden. In het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan werd ook een langetermijnperspectief onder beschouwing genomen om zo de lange termijn behoeften en tendensen te identificeren. De tijdshorizon 2035 is niet beschikbaar in het TYNDP 2018 maar werd door Elia ontwikkeld door een interpolatie tussen de scenario's van 2030 en 2040 voor alle hypothesen op nationaal en Europees niveau.

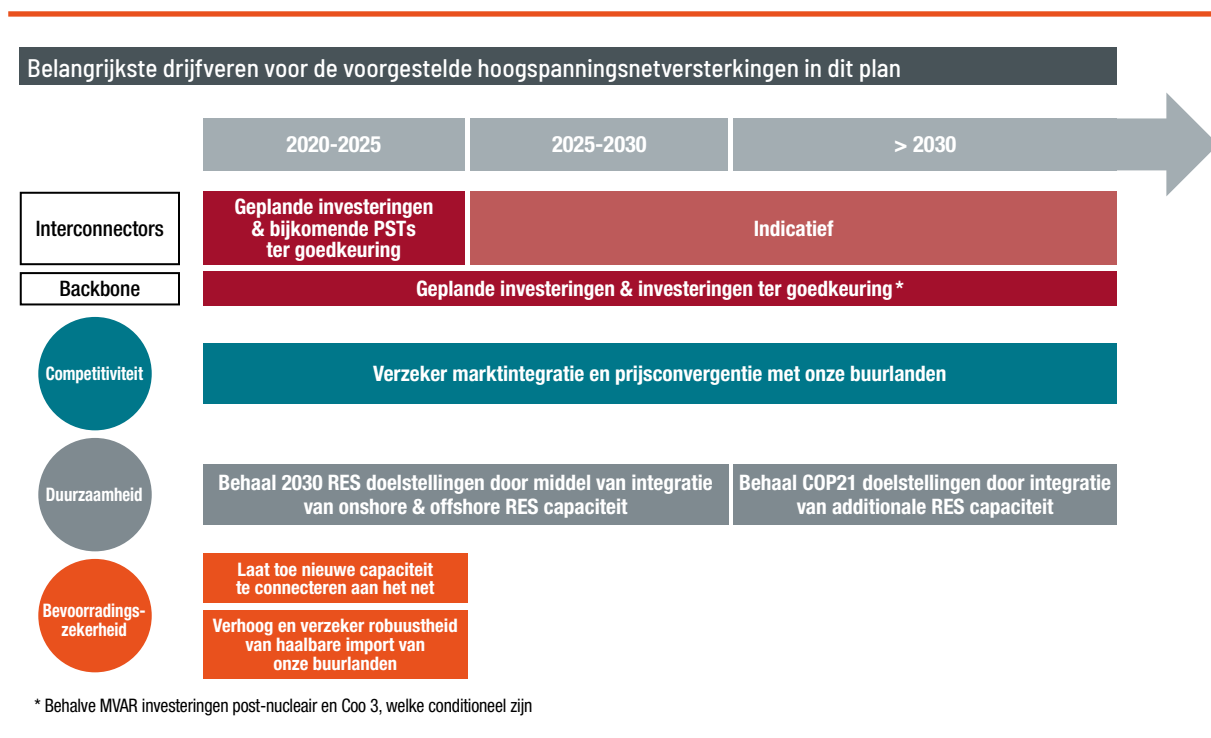
<sup>1</sup> Zie (TYNDP 2018 – Scenario Report, ENTSO-E, 2018, <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>) voor meer informatie

# EVOLUTIE VAN HET 380 KV TRANSMISSIENET OM EEN BETAALBAAR, DUURZAAM EN BETROUWBAAR ENERGIESYSTEEM TE FACILITEREN

## DRIJFVEREN VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET 380 KV TRANSMISSIENET

Onderstaande figuur 0.3 illustreert de drijfveren die cruciaal zijn voor de verdere ontwikkeling van het 380 kV transmissienet, met name het verzekeren van een competitieve omgeving

voor de Belgische marktspelers, het ontwikkelen van een duurzame energievoorziening, en het blijven garanderen van de bevoorradingszekerheid.



**Figuur 0.3: Top-down perspectief drijfveren voor de verdere ontwikkeling van het EHV transmissienet**

### PERIODE TOT 2025

In de periode tot 2025 zijn investeringen in de interne backbone en in interconnecties onder andere nodig om de nucleaire phase-out op te vangen:

1. Kenmerkend voor de energietransitie in België is de buitendienststelling van productie-eenheden, voor technische of economische redenen, of door het toepassen van de wet op de nucleaire uitstap. Gezien ook de buurlanden geconfronteerd worden met aangekondigde sluitingen van centrales, is het van primordiaal belang om over een voldoende groot en betrouwbaar nationaal productiepark te kunnen beschikken als fundament voor de bevoorradingszekerheid van België. Het bewaken van voldoende potentieel in het transmissienet om grote productie-eenheden aan te sluiten blijft dus van groot belang.

2. De ontwikkeling van interconnecties is een belangrijke bouwsteen voor een goed werkende elektriciteitsmarkt en dient complementair te worden beschouwd aan de verankering van een nationaal productiepark. Robuuste import- en exportmogelijkheden dragen bij tot zowel de competitiviteit als tot de bevoorradingszekerheid van het Belgische systeem.

De lopende investeringen BRABO, ALEGrO en Nemo Link® in combinatie met het optimaliseren van de bestaande infrastructuur (aanpassingen in bestaande posten, het plaatsen van bijkomende dwarsregeltransformatoren op de grenzen, een gerichte uitrol van hoogperformantiegeleiders) staan hierin centraal waardoor het transmissienet het hoofd zal kunnen bieden aan de verwachte stromen in 2025.

### RICHTING 2030 EN VERDER

Richting 2030 en verder sturen de scenario's (zie hoofdstuk 2) aan op een fundamentele transformatie van het productiepark om de decarbonisatie van het elektriciteitssysteem op Europese schaal mogelijk te maken. De realisatie van een duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar energiesysteem creëert pertinente behoeften op het vlak van netinfrastructuur.

Algemeen kan worden vastgesteld dat de stromen steeds groter, volatieler en minder voorspelbaar zullen zijn door het variabel karakter van hernieuwbare energiebronnen verspreid doorheen Europa. Aan de hand van netsimulaties wordt nagegaan of een bepaalde netconfiguratie voldoende gedimensioneerd is om de elektriciteitsstromen doorheen het net te transporteren zonder dat de veiligheid van het systeem in het gedrang komt. Deze netsimulaties tonen aan dat het interne backbone netwerk en de interconnecties geconfronteerd zullen worden met **grote overbelastingen** indien er geen tijdige investeringen gebeuren. Deze congesties zijn te sterk om alleen te worden opgelost door optimalisatie van bestaande infrastructuur. Structurele netversterkingen zijn nodig om de verwachte stroomuitwisselingen op te vangen.

De verdere uitbouw van het transmissienet op land en in zee is nodig om:

1. De maximale integratie van offshore en onshore hernieuwbare energie binnen het Belgische energielandschap te faciliteren en hiermee een bijdrage te leveren aan de 2030 doelstellingen;
2. Hernieuwbare energie op Europese schaal te integreren en toegang te hebben tot de meest competitieve prijzen op de internationale markt met een maximale prijsconvergentie als gevolg.

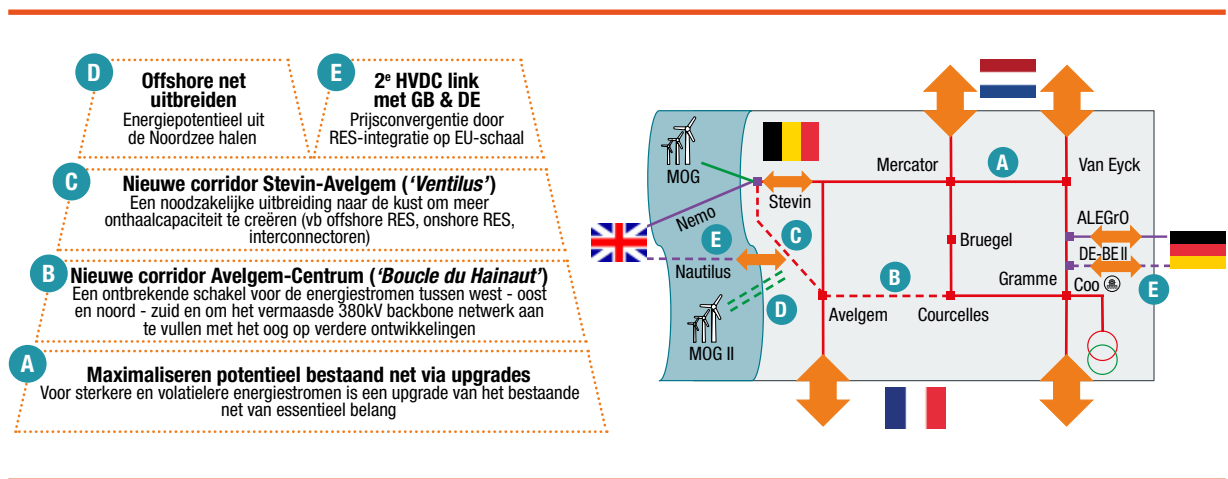
De geplande projecten richting 2030 en verder ter versterking van de interne 380 kV backbone staan hierin centraal. De verdere ontwikkeling van interconnectoren kan zich dan enten op de versterkte backbone. Hiertoe schuift Elia een set van indicatieve projecten naar voren op de grenzen met Nederland, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Duitsland waarvoor ook bilaterale studies lopende zijn met de betrokken transmissie beheerders. De evolutie van de interconnecties wordt hierbij ook getoetst aan de 2030 doelstellingen inzake interconnectiviteit.

### HET TOEKOMSTIGE 380 KV TRANSMISSIENET

Het principe dat wordt gehanteerd om tot een kosten-efficiënte oplossing te komen is in eerste instantie inzetten op het maximaal benutten van het potentieel van bestaande infrastructuur voor zowel de interne 380 kV backbone alsook voor bestaande interconnecties. Hierdoor kunnen aanzienlijke efficiëntiewinsten worden gerealiseerd met relatief beperkte investeringskosten. Een voorbeeld hiervan is de integratie van dwarsregeltransformatoren in de bestaande hoogspanningsposten om de stroomfluxen in grotere mate te kunnen sturen. Om de structurele nood aan transmissiecapaciteit in te vullen dienen echter ook de verbindingen te worden versterkt. Het inzetten van hoogperformantiegeleiders laat toe om de capaciteit van de bestaande verbindingen quasi te verdubbelen.

Gezien de omvang en het karakter van de energietransitie is het maximaal benutten van bestaande infrastructuur echter niet voldoende. Voor België verschuift het zwaartepunt van de energiemix o.a. naar de Noordzee, waarvoor het net historisch minder ontwikkeld is. Waar bestaande corridors reeds maximaal zijn benut of waar geografisch geen bestaande corridors zijn, maar wel een behoefte is aan transportcapaciteit, dienen nieuwe corridors te worden ontwikkeld. Ook bij de ontwikkeling van een nieuwe corridor wordt steeds gekozen voor een oplossing die, in verhouding tot de kost, de meeste baten opbrengt. Hier spelen zowel het vervullen van verschillende (toekomstgerichte) behoeften als de technologiekeuze een belangrijke rol.

Om de behoeften aan transmissiecapaciteit in te vullen streeft Elia naar een **robuuste, flexibele en modulaire netwerkinfrastructuur**: dergelijke aanpak is ook vanuit Belgisch perspectief een belangrijke strategische hefboom om de energietransitie te realiseren, waarbij **keuzevrijheid** wordt geboden wat betreft de toekomstige energiemix en flexibiliteit op het pad om die te bereiken. Onderstaande figuur 0.4 illustreert deze aanpak waarbij de belangrijkste investeringen in het 380 kV net geclusterd zijn in 5 investeringspakketten volgens een modulaire logica.



Figuur 0.4: Modulaire uitbouw van het 380 kV netwerk

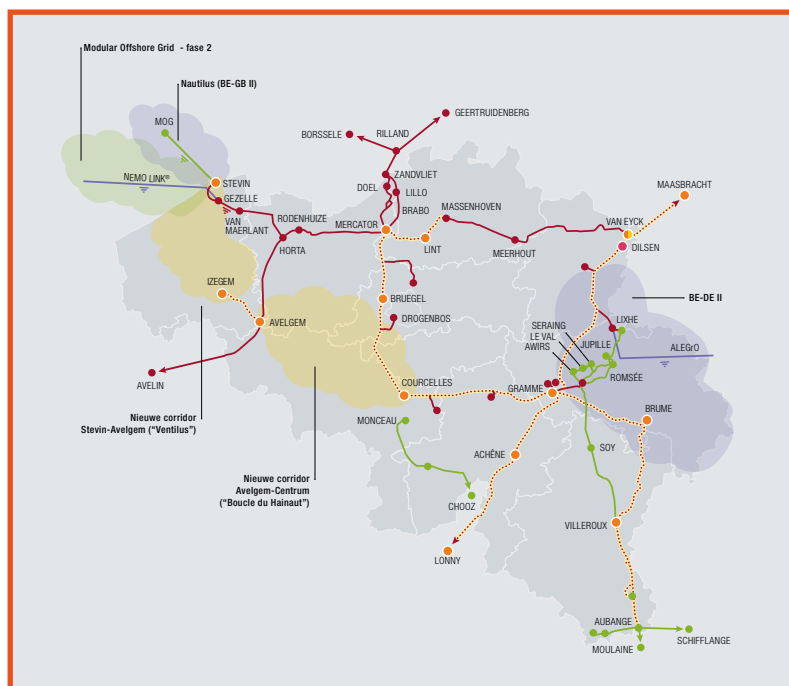
## TECHNISCHE OPLOSSINGEN VOOR DE ONTWIKKELING VAN 380 KV TRANSMISSIENET

Voortgaand op de geïdentificeerde behoeften aan extra transmissiecapaciteit worden de individuele projecten toegelicht

die deel uitmaken van het investeringsprogramma om aan deze noden te voldoen voor de tijdshorizon 2020 tot 2030.



Figuur 0.5: Overzichtskartaal EHV-projecten (periode 2020-2025)



Figuur 0.6: Overzichtskartaal EHV-projecten (periode 2025-2030)

Deze projecten zetten in op het versterken en uitbreiden van het interne net, het integreren van bijkomende offshore productiecapaciteit en het versterken en uitbreiden van de interconnecties. Dat gebeurt al naargelang via een upgrade van bestaande lijnen of met behulp van nieuwe verbindingen. In elk geval kiest Elia voor de meest voordelige oplossing in functie van het maatschappelijk belang.

Het gecoördineerde beheer binnen ENTSO-E (uitwisselen van gegevens, gemeenschappelijk gebruik van methodes, identificatie van behoeften, bespreken van onderzoeksresultaten, etc.) is essentieel voor een optimale en geïntegreerde ontwikkeling van de Europese backbone. Dit wordt geïllustreerd door het feit dat de hieronder voorgestelde projecten ter ontwikkeling van de interconnecties, het merendeel van de interne backbone projecten alsook de verder te bestuderen pistes voor langetermijntwikkeling deel uitmaken van het Europese netontwikkelingsplan, het TYNDP. Een aantal specifieke projecten zijn hierbij expliciet erkend als "projecten van gemeenschappelijk belang" (PCI – "Project of Common Interest") door de Europese Commissie.

## ONTWIKKELING VAN HET INTERNE 380 KV NET

De realisatie van een sterk toekomstgericht intern 380 kV backbone net is absoluut prioritair.

Versterkingen van de interne backbone creëren onthaalcapaciteit voor de integratie van nieuwe grote productie-eenheden en spelen een belangrijke rol in het behoud van de prijsconvergentie met de buurlanden en de betrouwbaarheid van het net doordat de uitgewisselde stromen steeds groter, volatieler en internationaler zullen worden.

De fysische transportcapaciteit van bestaande backbone verbindingen wordt quasi verdubbeld door de uitrol van hoogperformantiegeleiders, met waar nodig de integratie van dwarsregeltransformatoren om de fluxen te sturen. Tussen de kust en het binnenland is dit niet voldoende om de behoeften in te vullen, en zijn nieuwe verbindingen noodzakelijk. Meer bepaald is de snelle realisatie van de twee nieuwe corridors Stevin-Avelgem ("Ventilus") en Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut") essentieel. Het bouwen van deze 2 nieuwe corridors is prioritair voor een optimale toegang tot de Europese markt, de maximale integratie van het Belgische hernieuwbare potentieel en de betrouwbaarheid van het net.

## CAPACITEITSRESERVATIES

Kenmerkend voor deze energietransitie in België is de buitendienststelling van klassieke productie-eenheden, voor technische of economische redenen, inclusief de geplande nucleaire uitstap.

Gezien ook de buurlanden geconfronteerd worden met aangekondigde sluitingen van centrales, is het van primordiaal belang om over een voldoende groot en betrouwbaar nationaal productiepark te kunnen beschikken – complementair aan de hernieuwbare energiebronnen & importmogelijkheden – als fundament voor de bevoorradingszekerheid van België.

Momenteel zijn er 2 grote binnenlandse capaciteitsreservaties (tabel 0.1) voor het transmissienet, naast de toegekende windmolenparken offshore (Northwester 2, Mermaid, Seastar) en onshore.

De komende jaren verwacht Elia zich aan meerdere aansluitingsaanvragen voor grote productie-eenheden. Elia blijft de verdere ontwikkeling van deze dossiers opvolgen, evenals het globale kader met eventuele initiatieven inzake een capaciteitssteunmechanisme, en de hieruit volgende noden inzake netversterkingen.

#	GEMEENTE	AANSLUITING OP HET ELIA NET	VERMOGEN	DATUM TOEKENNING PRODUCTIEVERGUNNING
1	Dilsen-Stokkem	Dilsen 380	2 x 460 MW	13/04/2016
2	Seneffe	Courcelles 380	450 MW	14/07/2014
<b>Totaal</b>			<b>1370 MW</b>	

Tabel 0.1: Projecten ter aansluiting van productie-eenheden op het transmissienet met een capaciteitsreservatie

## INTERNE BACKBONE VERSTERKING CENTRUM-OOST

De volledige ringstructuur bestaande uit de 4 assen Mercator – Van Eyck, Van Eyck – Gramme, Gramme – Courcelles, en Mercator – Courcelles wordt fundamenteel versterkt, grotendeels via het plaatsen van hoogperformantiegeleiders.

De uitvoering van deze werken is niet eenvoudig door de vele tijdelijke uitdienstnames die nodig zijn om op de bestaande lijnen te kunnen werken. Er wordt rekening gehouden met een tijdshorizon van 10 à 15 jaar om deze werken uit te kunnen voeren. Dit zal gefaseerd verlopen, te beginnen met de as Massenhoven-Meerhout-Van Eyck tegen 2024. Deze upgrade vormt de basis voor de realisatie van een sterk toekomstgericht intern 380 kV backbone net, waarop andere projecten zich kunnen enten.

## NIEUWE CORRIDOR AVELGEM-CENTRUM ("BOUCLE DU HAINAUT")

Het project nieuwe corridor Avelgem - Centrum ("Boucle du Hainaut") betreft de aanleg van een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding inclusief de plaatsing van dwarsregeltransformatoren die een oplossing biedt voor de nood aan bijkomende transportcapaciteit tussen Avelgem en het centrum van het land. Deze nieuwe corridor maakt het tevens mogelijk om synergieën te creëren met de ontwikkeling van het onderliggende 150 kV net door onder andere de link tussen het 380 kV en 150 kV net te versterken. Het project is in studie met een beoogde indienstname in 2026-2028.

Op vandaag worden het westen en het centrum van het land maar via één 380 kV as met elkaar verbonden, namelijk de verbinding Avelgem via Horta naar Mercator. Deze verbinding is een aandachtspunt in het net; ze wordt momenteel versterkt door het plaatsen van hoogperformantiegeleiders. Dit is echter op termijn onvoldoende: de markt- en netsimulaties tonen aan dat deze enige verbinding opnieuw op haar limiet zal zitten door de steeds grotere en meer volatiele internationale uitwisselingen van stromen. Naarmate de nucleaire exit zich voltrekt, wordt er vaker een gelijktijdige import verwacht vanuit Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk. Dit effect versterkt naarmate er meer hernieuwbare energie geïnstalleerd wordt in de Noordzee.

Om deze bottleneck op te lossen is een structurele oplossing nodig door middel van een bijkomende verbinding die de lus in het net, tussen Avelgem en het binnenland, zal sluiten. Dit zal een positieve impact hebben op de convergentie van de prijzen, en deze bijkomende verbinding is bovendien een noodzakelijke voorwaarde om onthaalcapaciteit te creëren aan de westelijke zijde van het transmissienet, waarop de nieuwe corridor Stevin-Avelgem (zie verder) en het bijhorend potentieel aan hernieuwbaar energie van de Noordzee en de kustregio zich kan enten.

## NIEUWE CORRIDOR STEVIN-AVELGEM ("VENTILUS")

Het project nieuwe corridor Stevin - Avelgem ("Ventilus") betreft de aanleg van een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding die een oplossing biedt voor de nood aan bijkomende transportcapaciteit tussen Stevin, met inlissing van de

bestaande Stevin-as, naar een knooppunt verder landinwaarts (bv. Izegem/Avelgem), om onthaalcapaciteit te creëren voor het hernieuwbaar energiepotentieel van de Noordzee & de kustregio. Het hoogspanningsnet in West-Vlaanderen is historisch minder ontwikkeld waardoor het transport van de geplande bijkomende productie een nieuwe verbinding vereist. Deze nieuwe corridor maakt het tevens mogelijk om synergieën te creëren met de ontwikkeling van het onderliggende 150 kV net door onder andere de link tussen het 380 kV en 150 kV net te versterken. Het project is in studie met een beoogde indienstname in 2026-2028.

Waar de Stevin-as en de circa 3 GW onthaalcapaciteit ervan volstonden voor de indienstname van de geplande 2,3 GW offshore (wind)productie en de energiestromen van en naar Nemo Link®, zal deze capaciteit na deze indienstname tegen 2020 volledig gebruikt zijn. In het Belgische deel van de Noordzee wordt momenteel gezocht naar concessies voor 1,7 tot 2 GW aan bijkomende offshore productiecapaciteit. Het vastleggen van een geschikte locatie maakt deel uit van een nieuw Marien Ruimtelijk Plan (MRP 2020-2026) dat door de regering op 7 december 2018 werd goedgekeurd.

Een tweede 380 kV hoogspanningsverbinding in West-Vlaanderen, vertrekkende van de Stevin post in Zeebrugge naar het bestaande 380 kV net rond Izegem/Avelgem, en met de inplanting van een nieuw onderstation (voorlopig draagt dit de naam "TBD") langs het traject, is nodig om de onthaalcapaciteit te creëren voor deze bijkomende offshore productie.

Hiernaast zijn er nog bijkomende factoren die de nood aan onthaalcapaciteit in West-Vlaanderen verder kunnen doen toenemen, en het belang van een tweede 380 kV hoogspanningsverbinding in West-Vlaanderen onderstrepen: het MRP 2020-2026 voorziet in zones voor offshore energieopslag, een mogelijke tweede gelijkstroomverbinding met het Verenigd Koninkrijk (project Nautilus), een verdere ontwikkeling van onshore hernieuwbare energie alsook onshore productiecapaciteit en tenslotte een verdere ontwikkeling van offshore hernieuwbare energie in de Noordzee na 2030 (al dan niet in de Belgische wateren).

Dankzij het inlussen van de nieuwe hoogspanningsverbinding met de Stevin-as vergroot de netveiligheid doordat er meerdere paden zijn om uitvalsituaties op te vangen en vergroot de toename in onthaalcapaciteit ten opzichte van een niet geluste structuur.

## MERCATOR

Het project Mercator betreft de herstructurering van de post Mercator om de poststructuur in Mercator aan te passen aan de toekomstige capaciteitsnoden en de verwachte energiestromen in dit knooppunt. Het project is in studie met een beoogde indienstname in 2025.

## MIDDELEN VOOR SPANNINGSBEHEER

Zoals aangegeven in vorig ontwikkelingsplan werd een verhoging van de beperking van de simultane ex-ante importcapaciteit naar meer dan 6500 MW vooropgesteld (gegeven dat de markt de interconnecties in de richting van import naar België gebruikt). Deze beperking wordt ingegeven voor redenen van stabiliteit van het

netwerk alsook het garanderen van een correcte spanningshuishouding. Het is belangrijk op te merken dat de simultane ex-ante importcapaciteit geenszins impliceert dat het netwerk op elk moment dit maximaal vermogen kan importeren of dat de corresponderende energie in het buitenland steeds beschikbaar is.

In juni 2018 werd de simultane importcapaciteitsbeperking verhoogd van 4500 MW tot 5500 MW. De studies hierover toonden aan dat dit op een netveilige manier kon dankzij een recent gewijzigde netstructuur alsook mits een aantal operationele maatregelen. Onderstaand stappenplan verduidelijkt hoe Elia de beperking van de simultane ex-ante importcapaciteit verder wil verhogen, door middel van spanningsondersteunende middelen, nodig bij hoge belasting en grote import:

- **Fase I:** een bijkomende verhoging tot 6500 MW, waarvoor een investering in extra statische spanningsregelmiddelen (3 condensatorbatterijen, samen 225 MVar) nodig is, die tegen 2020 gerealiseerd dient te worden.
- **Fase II:** een verdere verhoging van 6500 MW tot 7500 MW, waarvoor een investering in extra statische spanningsregelmiddelen (4 condensatorbatterijen, samen 355 MVar), noodzakelijk is. Deze realisatie is gepland tegen 2021-2022.
- **Fase III:** onder invloed van de evolutie van productiepark, en meer specifiek de voorziene nucleaire uitstap in 2025, tonen de uitgevoerde studies aan dat er een nood zal zijn aan bijkomende statische én dynamische spanningsregelsbehoeften (SVC, STATCOM, ...). De behoefte, timing en oplossing zullen worden bijgestuurd in functie van de evolutie van het productiepark, de uitbatingsmogelijkheden, de marktontwikkeling voor reactief vermogen, de evolutie in het reactief gedrag van de belasting, als ook de te bereiken simultane importcapaciteit.

Daarnaast kent het beheer van de spanning in de 150 kV en 220 kV netten een specifieke uitdaging om té hoge spanningen te vermijden, bij lage belasting. Deze te hoge spanningen zijn mede het gevolg van het toenemend aantal kabels in het netwerk. Op momenten met weinig vraag naar elektriciteit draaien er weinig productie-eenheden en kan er relatief gezien minder reactief vermogen door deze eenheden worden geabsorbeerd. Zo is er nood aan de installatie van reactieve compensatiemiddelen om het teveel aan reactief vermogen op specifieke momenten te absorberen.

- **voor de tijdshorizon 2020-2022** zullen er shunt reactoren worden geplaatst in de onderstations Aubange 220 kV (130 MVar), Verbrande Brug 150 kV (2x75 MVar), Horta 380 kV (130 MVar) en Rimièrè 220 kV (130 MVar). Het project is in studie met een beoogde indienstname in de periode 2020-2022.
- **in de aanloop naar 2025** zullen er bijkomende middelen nodig zijn voor absorptie van reactief vermogen, zowel statisch en dynamisch. Een vervolgfase betreft investeringen in extra statische, zoals shunt reactoren, en dynamische spanningsregelmiddelen zoals een SVC (Static Var Compensator), STATCOM (Static Synchronous Compensator) of synchrone compensatoren. Voor wat betreft de dynamische noden zijn er mogelijkheden voor synergie tussen de oplossing voor injectie en absorptie van reactief vermogen, vandaar dat dit samen bestudeerd zal worden met de hierboven vermelde fase III.

## INTERACTIE 380 KV EN ONDERLIGGEND TRANSMISSIENET

Het onderliggend 220-150 kV transmissienet vormt een parallelle weg aan het 380 kV net. Gezien elektriciteit de weg van de minste weerstand volgt, gaat een deel van de stromen van het 380 kV net ook door deze netten. Omdat de stromen doorheen het 380 kV transportnet steeds groter worden, vergroot ook dit effect op de 150 kV en 220 kV netten. De upgrade naar hoogperformantiegeleiders van het resterende gedeelte van de interne 380 kV backbone versterkt dit effect. Daarnaast houden de projecten voor de nieuwe corridors 380 kV een mogelijkheid in om de transformatiecapaciteit naar het ondergelegen net te versterken. Mogelijke oplossingen zijn nog onder studie, waarbij de eerste studieresultaten duiden op de nood aan verschillende transformatoren 380/150 kV en dwarsregeltransformatoren in het 150 kV net.

## ONTWIKKELING VAN DE INTERCONNECTIES

Een verdere ontwikkeling van interconnecties is van essentieel belang om tegemoet te komen aan de uitdagingen die de energietransitie met zich meebrengt. Dit ontwikkelingsplan stelt een Belgisch elektriciteitssysteem in het vooruitzicht dat op de middellange termijn vooral ondersteund wordt door een productiemix van maximale hoeveelheden hernieuwbare energie, in combinatie met flexibele productiecapaciteit en aangevuld met grensoverschrijdende elektriciteitstransmissie via interconnecties (import en export van elektriciteit, geproduceerd elders in Europa).

Een strategisch verantwoorde uitbouw van interconnectiecapaciteit vormt een opportuniteit voor België als land. Deze interconnectiecapaciteit draagt bij tot het realiseren van de Belgische klimaatdoelstellingen en biedt de beste garantie voor concurrentiële prijzen in vergelijking met onze buurlanden. Bijkomende interconnecties brengen ook economische opportuniteiten met zich mee voor ons huidig en toekomstig binnenlands productiepark. Uit de welvaartsanalyse blijkt dat bijkomende interconnectiecapaciteit wel degelijk haar toegevoegde waarde heeft in scenario's die een sterke toename van hernieuwbare energie vooropstellen.

Eenzijds stelt dit ontwikkelingsplan een investeringsprogramma voorop voor het optimaliseren van de bestaande interconnecties met Nederland en Frankrijk richting 2025. Anderzijds wordt het verder ontwikkelen van nieuwe interconnectoren, waaronder bijkomende HVDC interconnecties met het Verenigd Koninkrijk en Duitsland indicatief opgenomen in dit plan. Studies worden verder gevoerd rond de verdere uitbouw van interconnecties met daarbij een aftoetsing op hun toegevoegde waarde en een monitoring van de onderliggende hypothesen ter verantwoording van elk project. De uitkomst van deze studies kan zo mogelijk aanleiding geven tot het ter goedkeuring opnemen van bijkomende interconnectieprojecten in een volgend federaal ontwikkelingsplan.

### NOORDGRENSEN: BRABO II EN BRABO III

De noordgrens wordt versterkt in verschillende fasen onder de noemer van het project "BRABO".

BRABO II en III omvatten de creatie van een additionele 380 kV luchtlijnverbinding met twee draadstellen tussen de stations van Zandvliet en Mercator (Kruibeke) op de Antwerpse noord-zuid-as, om de beoogde verhoging van de interconnectiecapaciteit op de noordgrens na realisatie van BRABO fase I op een meer robuuste manier te bestendigen. Hierbij rekening houdend met het verzekeren van het stijgend industrieel verbruik rond de haven van Antwerpen (vooral fase 2) en het creëren van onthaalcapaciteit voor centrale productie (vooral fase 3). BRABO II is in uitvoering met een beoogde indienstname in 2020 en BRABO III is in studie met een beoogde indienstname in 2025.

### NOORDGRENSEN: ZANDVLIET-RILLAND

Dit project betreft de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie Zandvliet - Rilland door het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding tussen Zandvliet (België) en Rilland (Nederland) door hoogperformantiegeleiders, de plaatsing van twee extra dwarsregeltransformatoren en de herstructurering van de poststructuur in Zandvliet (inclusief plaatsing van een bijkomend 380 kV GIS onderstation). Deze verdere versterking van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens (samen met BRABO) vermindert de kans dat de noordgrens een beperkende factor is voor marktuitwisselingen in de CWE-zone, gekenmerkt door steeds grotere en variabele bulkstromen. Het project is gepland met een beoogde indienstname in 2022.

### NOORDGRENSEN: VAN EYCK-MAASBRACHT

Het project Van Eyck-Maasbracht is indicatief opgenomen in dit ontwikkelingsplan. Het betreft de studie naar de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie Van Eyck - Maasbracht. De referentie-oplossing is het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding tussen Van Eyck (België) en Maasbracht (Nederland) door hoogperformantiegeleiders, de plaatsing van twee extra dwarsregeltransformatoren en de herstructurering van de poststructuur in Van Eyck. Ook andere varianten worden bestudeerd, waarbij de oplossing trilateraal onderzocht zal worden door Elia samen met TenneT en Amprion. Het project is in studie met een beoogde indienstname in 2030.

### ZUIDGRENSEN: AVELIN-HORTA

Dit project betreft enerzijds de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie tussen Avelin/Mastaing (Frankrijk) en Avelgem (België) door het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding tussen Avelin/Mastaing en Avelgem door hoogperformantiegeleiders, en anderzijds het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding tussen Avelgem en Horta (Zomergem) door hoogperformantiegeleiders. Het project is gepland met een beoogde indienstname in 2022.

### ZUIDGRENSEN: LONNY-ACHENE-GRAMME

Dit project betreft de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie tussen Achène/Gramme (België) en Lonny (Frankrijk). Dit zal gebeuren in verschillende fasen:

- **Fase I:** deze versterking is nodig om een betere verdeling van de fluxen te bekomen op de zuidgrens naar 2025 toe. De oplossing wordt momenteel bilateraal onderzocht door Elia samen met RTE. De referentie-oplossing is de plaatsing van een dwarsregeltransformator aan Belgische kant, hetgeen de meest haalbare oplossing is voor de middellange termijn.
- **Fase II:** het project voor de verdere versterking is indicatief opgenomen in dit ontwikkelingsplan. De oplossing wordt momenteel bilateraal onderzocht door Elia samen met RTE. De referentie-oplossing is het vervangen van de bestaande geleider van de bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding tussen Achène/Gramme (België) en Lonny (Frankrijk) door hoogperformantiegeleiders, de plaatsing van een tweede dwarsregeltransformator en de herstructurering van de poststructuur in Achène en Gramme. Ook andere varianten worden bestudeerd. Het project is in studie met een beoogde indienstname in 2030.

### ZUIDGRENSEN: AUBANGE-MOULAINE

Dit project betreft de versterking van de bestaande 220 kV-interconnectie tussen Aubange (België) en Moulaine (Frankrijk) door de plaatsing van twee dwarsregeltransformatoren in de post Aubange. Deze versterking van de zuidgrens is complementair aan de versterking van Avelin-Avelgem en vermindert de kans dat deze 220 kV-interconnectie een beperkende factor is voor marktuitwisselingen. Het project is gepland met een beoogde indienstname in 2021.

### EERSTE INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN DUITSLAND

Het ALEGrO-project betreft de realisatie van een ondergrondse kabelverbinding van 1000 MW op gelijkstroom (HVDC) met een lengte van ongeveer 90 km. De verbinding wordt gemaakt tussen het station Lixhe in België en het station Oberzier in Duitsland. Het zal de eerste rechtstreekse interconnectie vormen tussen België en Duitsland. Het project is in uitvoering met een beoogde indienstname in 2020.

### TWEDE INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN DUITSLAND

Dit project bevindt zich in studiefase en betreft de studie naar een 2<sup>e</sup> interconnectie tussen België en Duitsland. De referentie-oplossing is een ondergrondse kabelverbinding van 1000 MW (te bevestigen) op gelijkstroom (HVDC). De keuze van het meest geschikte connectiepunt kant België en kant Duitsland ligt nog niet vast.

De oplossing wordt momenteel bilateraal onderzocht door Elia en Amprion rekening houdend met diverse maatschappelijke, technische en economische randvoorwaarden. Het actualiseren van de kosten-batenanalyse maakt hier deel van uit. Uit welvaartsanalyses blijkt dat een verdere uitbouw van hernieuwbare energie op Europese schaal dé drijfveer is voor deze bijkomende



interconnectie wegens de positieve bijdrage aan de prijsconvergentie en de evolutie naar een koolstofarme samenleving.

Het project wordt verder bestudeerd met het oog op een eventuele toekomstige opname ter goedkeuring in een volgend federaal ontwikkelingsplan. Onder andere de timing, de technische uitwerking van de oplossing (capaciteit, technologie, route, interconnectiepunt etc.), de keuzes inzake energiepolitieken die mede het pad van de energietransitie vormgeven en het toekomstig regulatorisch kader spelen hierin een rol.

Op basis van voorlopige studieresultaten wordt vandaag uitgegaan van een indienstname ten vroegste in 2028, dit rekening houdend met het feit dat de ontwikkeling van dergelijke infrastructuur ongeveer 10 jaar vraagt.

## TWEDE INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN HET VERENIGD KONINKRIJK

Nemo Link zal de eerste interconnectie zijn tussen België en het Verenigd Koninkrijk, met indienstname voorzien in 2019. Een tweede project, genaamd Nautilus, bevindt zich in studiefase en betreft de studie naar een 2<sup>e</sup> interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk. De referentie-oplossing is een onderzeese kabelverbinding van 1000 à 1400 MW op gelijkstroom (HVDC). De keuze van meest geschikte aanlandingslocatie op de kust maakt onderdeel uit van verder vooronderzoek, waarbij rekening gehouden wordt met verschillende mogelijkheden en beperkingen van de onshore en offshore tracés. De referentie-oplossing voor connectie op het onshore transmissienet is de nieuwe corridor Stevin-Avelgem, meer specifiek in het onderstation "TBD".

De oplossing wordt momenteel bilateraal onderzocht door Elia en NGIHL rekening houdend met diverse maatschappelijke, technische en economische randvoorwaarden. Het actualiseren van de kosten-batenanalyse maakt hier deel van uit. Uit welvaartsanalyses blijkt dat een verdere uitbouw van hernieuwbare energie op Europese schaal dé drijfveer is voor deze bijkomende interconnectie wegens de positieve bijdrage aan de prijsconvergentie en de evolutie naar een koolstofarme samenleving. De studie omvat ook een luik om te bepalen of het wenselijk is om te evolueren naar een hybride project (dit is een combinatie van een interconnectie-project met aansluitingen voor offshore windcapaciteit, ook windconnector genoemd). Dit studieluik past binnen het onderzoek naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd net in de Noordzee en opvolging gebeurt binnen het North Sea Energy Cooperation.

Het project Nautilus wordt verder bestudeerd met het oog op een eventuele toekomstige opname ter goedkeuring in een volgend federaal ontwikkelingsplan. Onder andere de timing, de technische uitwerking van de oplossing (capaciteit, technologie, route, interconnectiepunt, etc.), de keuzes inzake energiepolitieken die mede het pad van de energietransitie vormgeven en het toekomstig regulatorisch kader spelen hierin een rol.

Op basis van voorlopige studieresultaten wordt vandaag uitgegaan van een indienstname ten vroegste in 2028, dit rekening houdend met het feit dat de ontwikkeling van dergelijke infrastructuur ongeveer 10 jaar in beslag neemt.

## AANSLUITING EN INTEGRATIE VAN OFFSHORE WIND

De Europese doelstelling om tegen 2020 een aandeel van 20% aan energie uit hernieuwbare energiebronnen in het totale energieverbruik in Europa te bereiken, zal voor België voor een belangrijk deel gerealiseerd worden via offshore windenergie. Eenmaal alle projecten op de negen toegekende domeinconcessies gerealiseerd zijn, zal België beschikken over een totaal van ongeveer 2,3GW aan geïnstalleerde offshore windcapaciteit. In juni 2018 heeft de Europese Commissie met het Europees Parlement en de Europese Raad een politiek akkoord bereikt aangaande een nieuwe, bindende doelstelling voor RES, namelijk dat tegen 2030 32% van het eindverbruik van bruto energie in de EU uit RES dient te bestaan. Het akkoord omvat eveneens een clause met de mogelijkheid om deze doelstelling naar boven te herzien tegen 2023. De Federale regering onderzoekt momenteel dan ook een bijkomende tweede golf aan offshore windenergie (bovenop de geplande 2,3GW). Tenslotte dient te worden meegegeven dat deze beslissingen een tussenstap zijn op weg naar een verdere decarbonisering van de samenleving zoals gestipuleerd in het COP21 klimaatakkoord van Parijs, hetgeen voor het transmissienet verdere uitdagingen met zich meebrengt op lange termijn. Deze klimaatdoelstellingen bieden echter ook kansen op economisch vlak, voor de ontwikkeling van nieuwe technologieën en het creëren van kwalitatief hoogstaande jobs in de groeisector van hernieuwbare energie.

### MODULAR OFFSHORE GRID – FASE 1

Op 13/4/2017 heeft de raad van bestuur van Elia de investering goedgekeurd voor het zogenaamde "stopcontact op zee" of "Modular Offshore Grid" (MOG). Met deze beslissing worden vier nieuwe offshore windparken (nl. Rentel, Northwester 2, Mermaid en Seastar) op een efficiënte en betrouwbare manier op het Belgische onshore net aangesloten. Het project bestaat uit een offshore platform waarbij de kabels van de vier offshore windparken op dit platform zullen toekomen. Via drie onderzeese kabels van 220 kV zal het offshore platform verbonden zijn met het hoogspanningsstation Stevin in Zeebrugge zodat de geproduceerde windenergie in het Belgische onshore net kan worden geïnjecteerd. Deze installaties vormen een eerste bouwsteen van een toekomstig Noordzeenet (Modular Offshore Grid in de brede zin van het woord). Het project is in realisatie met een beoogde indienstname in 2019 en verdere werken in 2020.

### MODULAR OFFSHORE GRID – FASE 2

In het Belgische deel van de Noordzee wordt momenteel gezocht naar 1,7 à 2 GW aan bijkomende offshore wind productiecapaciteit (alsook andere vormen van energieproductie). Elia bewijst vandaag reeds, met de eerste fase in de realisatie van het Modular Offshore Grid, dat het bundelen van aansluitingen van offshore windparken op zee een meer duurzame en efficiënte manier is om deze geproduceerde energie aan land te brengen dan het realiseren door elke ontwikkelaar van zijn eigen aansluiting.

Elia zal actief met de overheid en geïnteresseerde ontwikkelaars samenwerken om, op basis van in het nieuwe MRP 2020-2026 vastgelegde locaties, het optimale design voor de uitbreiding van het offshore net uit te werken voor de aansluiting van de tweede golf offshore windparken. Hierbij zal ook rekening gehouden worden met een mogelijke toekomstige vermazing van de verschillende delen van dit netwerk om het volledige potentieel van de Noordzee, samen met de buurlanden, te kunnen capteren.

De offshore referentie-oplossing betreft één of meerdere offshoreplatformen, om de bijkomende offshore energie uit de verschillende zones aan te sluiten en te verbinden met het onshore transmissienet met kabelverbindingen. Dit komt neer op een verdere uitbouw van het modulair offshore grid. De studie omvat ook een luik om te bepalen of het wenselijk is om te evolueren naar een hybride project. De referentie-oplossing voor connectie op het onshore transmissienet is de nieuwe corridor Stevin-Avelgem ("Ventilus"), een nodige en noodzakelijke voorwaarde om deze onthaalcapaciteit te creëren.

Het project "Modular Offshore Grid – fase II" wordt verder ontwikkeld rekening houdend met het feit dat de keuze voor de oplossing (netdesign en technologie) onderhevig is aan verschillende beleidskeuzes inzake locatie van de toekomstige windparken, de timing van realisatie en de fasering ervan, de beoogde maximumcapaciteit van de nieuwe windparken, alsook het hieraan verbonden wettelijk en regulatorisch kader. Het project is conditioneel opgenomen in dit ontwikkelingsplan, waarbij de voorwaarde gelinkt is aan de goedkeuring van het ontwerp van wet tot wijziging van de elektriciteitswet met het oog op het invoeren van een concurrerende inschrijvingsprocedure voor de bouw en exploitatie van productie-installaties in de zeegebieden, dat de voornaamste rollen en verantwoordelijkheden kadert, o.a. deze van Elia.

Het project is in studie met een beoogde indienstname in 2026-2028, evenwel gelinkt aan de tijdige oplevering van de onshore netversterkingen.

## CENTRALE ENERGIEOPSLAG EN ONTWIKKELING VAN HET NET

### ONSHORE OPSLAG VAN ENERGIE

Voor verscheidene vormen van grootschalige opslag van energie zou een aansluiting op het transmissienet aangewezen kunnen zijn: HV-batterijen, hydraulische eenheden met turbine- en pompwerking, etc.

Tot op heden heeft Elia geen concrete aanvragen gekregen voor het aansluiten van bijkomende energieopslagcapaciteit aan het transmissienet op land. Doch wordt de ontwikkeling geopperd van bijkomende eenheden met turbine- en pompwerking.

Voor bijkomende eenheden in Coö wijzen voorstudies erop dat de aansluiting van dit type installatie specifieke maatregelen zou vereisen voor het beheer van de congesties op de 380 kV as Aubange – Brume – Gramme, waarvoor een project wordt opgenomen in dit ontwikkelingsplan.

Dit project betreft de versterking van de bestaande 380 kV verbinding tussen Brume en Gramme door het vervangen van de

bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding door hoogperformantiegeleiders alsook het plaatsen van een tweede 380 kV draadstel (hoogperformantiegeleiders) op de bestaande masten tussen Aubange en Brume, waarbij de nood en timing afhankelijk is van een concrete aanvraag tot aansluiting van bijkomende productiecapaciteit in Coö (project Coö III).

### OFFSHORE OPSLAG VAN ENERGIE

Het wettelijk kader in België voorziet in het huidige MRP 2014-2020 twee zones in de Belgische Noordzee waarin een domeinconcessie voor de bouw en exploitatie van installaties voor de opslag van hydro-elektrische energie (energie-atol) kan worden toegekend.

Het third party project iLand is opgenomen in de 3e lijst van "Projects of Common Interest (PCI)" van de Europese Commissie. Een energie-atol was niet voorzien in de initiële behoeften van het STEVIN-project en om een conventionele toegang tot het net te bieden is er een bijkomende structurele versterking noodzakelijk van de kust naar het binnenland. Daartoe zijn in voorliggend ontwikkelingsplan verschillende projecten opgenomen die in aanmerking kunnen komen om deze extra onthaalcapaciteit te bieden, uiteraard in functie van de noden van het energie-atol. Deze projecten zijn de nieuwe corridor Stevin-Avelgem ("Ventilus") en de tweede fase van het MOG.

## LANGE TERMIJN POTENTIEEL VAN DE ENERGIETRANSITIE

De hierboven voorgestelde projecten kaderen binnen de tijdshorizon van dit Ontwikkelingsplan als antwoord op de uitdagingen die de verschillende bestudeerde scenario's van de Belgische en Europese energiemix met zich meebrengen. Complementaire investeringen in offshore en onshore netten in de Noordzeeregio zullen nodig zijn indien de politiek zich engageert voor een nog meer uitgesproken energietransitie richting 2040 en 2050. Er zijn denkplaatjes die verder worden bestudeerd en geactualiseerd binnen het kader van volgende Europese en federale netontwikkelingsplannen.



# TECHNISCHE OPLOSSINGEN VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET TRANSMISSIENET 220 KV, 150 KV EN 110 KV

Dit ontwikkelingsplan omvat eveneens een belangrijk investeringsprogramma voor de transmissienetten 220 kV, 150 kV en 110 kV. Op deze netten zijn immers grote industriële verbruikers en middelgrote centrale productie-eenheden aangesloten. Zij staan bovendien ook in voor de ondersteuning van de lokale transportnetten 36 kV en 70 kV, evenals het middenspanningsnet, waarop de middelgrote industrie, KMO-zones en de residentiële netgebruikers aangesloten zijn evenals decentrale productie-eenheden. Een toename van het verbruik of productie (al dan niet op basis van hernieuwbare energiebronnen) kan ertoe leiden dat het transmissienet lokaal versterkt of uitgebreid dient te worden, of dat de ondersteuning van het lokale transport- of middenspanningsnet versterkt dient te worden. Daarnaast voorziet dit ontwikkelingsplan ook in de nodige vervangings- en herstellingswerken om de betrouwbaarheid van de energievoorziening, evenals de veiligheid van personen, te kunnen blijven waarborgen. Het transmissienetwerk kent, evenals de netten op nog lagere spanningen zoals 36 kV en 70 kV, immers een lange geschiedenis waardoor diverse uitrustingen verouderd zijn. Gezien de lokale netten ook gekoppeld zijn met het transmissienet op zeer hoge spanning (backbone 380 kV) zijn bepaalde ontwikkelingen binnen de netten 220 kV, 150 kV en 110 kV eveneens nodig om bijvoorbeeld de Europese integratie te bevorderen. Deze transmissienetten kunnen immers een beperking vormen op de vermogensuitwisselingen op het 380 kV backbone net. Als laatste worden investeringen eveneens uitgevoerd om conform te zijn met nieuwe wetgeving of om het net efficiënter te benutten of beheren.

De investeringen in de transmissienetten 220 kV, 150 kV en 110 kV kaderen vaak binnen een algemene visie die uitgewerkt werd om te beantwoorden aan een specifieke behoefte of groep van behoeften:

## ONTKOPPELEN VAN DE NETTEN

De grotere stromen op het 380 kV backbone net, gekoppeld aan de ontwikkeling van de Europese energiemarkt, leiden tot ontoelaatbare stromen in het onderliggende transmissienetwerk. De visie bestaat er in deze netten te gaan ontkoppelen en uit te baten als geïsoleerde zones. In sommige gevallen worden de onderlinge verbindingen niet volledig onderbroken, maar worden deze voorzien van een stroombeperkende uitrustingen zoals een dwarsregeltransformator. De afgenomen onderlinge ondersteuning tussen de 150 kV-zones vereist echter wel dat deze zones lokaal beter gekoppeld worden met het bovenliggende 380 kV backbone net door het plaatsen van bijkomende transformatoren 380/150 kV en 380/220 kV. Een voorbeeld hiervan zijn de transformatoren 380/150 kV die voorzien worden in Courcelles en Rodenhuize, evenals de dwarsregeltransformatoren op de 150 kV-verbindingen tussen Koksijde en Slijkens, en Baudour en Chièvres.

## INTEGRATIE VAN CENTRALE EN DECENTRALE PRODUCTIE-EENHEDEN

Het bestaande transmissienet laat reeds een verregaande integratie van productie-eenheden toe, zeker indien deze zich vestigen op plaatsen waar het net over voldoende capaciteit beschikt of wanneer er beroep kan gedaan worden op een flexibele nettoegang. Hierbij kan de producent zijn geproduceerde energie transporteren door de bestaande capaciteit van het net te benutten, voor zover die nog niet is aangesproken. In de praktijk is die capaciteit zeer vaak beschikbaar, tenzij in het zeldzame geval dat er zich een incident voordoet of tijdens periodes van geprogrammeerd periodiek onderhoud van de installaties. Omwille van deze hoge beschikbaarheid vormt deze aanpak geen bedreiging voor de doelstelling inzake energie die op basis van hernieuwbare energiebronnen moet worden geproduceerd. Een versterking van het transmissienet wordt echter voorzien op plaatsen waar nog een groot potentieel aan bijkomende productie wordt verwacht. Op dergelijke locaties is het vaak ook aangewezen een 30 kV- of 36 kV-aansluitingspunt op te richten, gekoppeld is met het lokale 150, 220 of 380 kV-net, voor de aansluiting van grotere clusters van (decentrale) productie-eenheden. Dit vormt een technisch-economische optimalisatie gezien een aansluiting op middenspanning een zware versterking van dit net met zich zou meebrengen en een rechtstreekse aansluiting op het transmissienet gepaard gaat met hoge aansluitingskosten. Zo werden in Hoogstraten en Eeklo Noord een 36 kV-aansluitingspunt opgericht.

Het bestaande 220 kV- en 150 kV-transmissienet biedt op vele locaties eveneens nog onthaalcapaciteit voor middelgrote centrale productie-eenheden met vermogens tot 300 MW. Grotere eenheden worden preferentieel aangesloten op de 380 kV backbone teneinde voldoende marge voor aansluiting van decentrale productie-eenheden te behouden op 220 kV en 150 kV.

## RATIONALISEREN VAN DE LOKALE TRANSPORTNETTEN 36 KV EN 70 KV DOOR EVOLUTIE NAAR HOGERE SPANNINGSNIVEAUS

Elia streeft naar een globaal optimum voor het hoogspanningsnet dat ze beheert op basis van de regionale en federale bevoegdheden. Om die reden omvat dit plan eveneens investeringen die de lagere spanningsniveaus ten goede komen. Het stijgen van het lokale verbruik of de komst van decentrale productie kan ertoe leiden dat de capaciteit van het lokale 36 kV- of 70 kV-net overstegen wordt. Een evolutie naar een hoger spanningsniveau zoals 110 kV of 150 kV geniet dikwijls de voorkeur ten opzichte van een verdere versterking van deze netten. Deze overgang is immers vaak kosten- en energie-efficiënter, en beperkt de totale netinfrastructuur indien de 36 kV- en 70 kV-netten bovendien vervangingsnaden vertonen. Dit principe wordt in Luxemburg en Namen toegepast waarbij de 70 kV-netten vervangen worden

door 110 kV-netten. In en rond de stad Luik wordt een afbouw van het 70 kV-net voorzien, waarbij het vermogenstransport meer en meer voorzien wordt via het 220 kV in het zuidelijk gedeelte, en 150 kV in het noordelijk gedeelte. In Brussel wordt de functie van het 36 kV-net stelselmatig overgenomen door het 150 kV-net, door de voeding van het middenspanningsnet op meerdere locaties rechtstreeks vanuit het 150 kV-net te voorzien, evenals de transformatoren 150/36 kV dichter bij de verbruikscentra te plaatsen en hierdoor het grote elektriciteitstransport via het 150 kV-net te laten verlopen. Het 70 kV-net tussen Moeskroen en Ieper wordt eveneens vervangen door een 150 kV-net.

### **VERHOGEN VAN DE KORTSLUITVASTHEID VAN HET 150 KV-NET**

Door een gestaag toenemend aantal kabelverbindingen ten opzichte van luchtlijnen en verhogen van het aantal koppelpunten met het 380 kV backbone net vergroot het kortsluitvermogen in de 150 kV-netten. In dit kader omvat dit ontwikkelingsplan diverse investeringen die voorzien in performantere hoogspanningstoestellen om de bedrijfszekerheid en veiligheid te kunnen blijven garanderen. Dit is onder andere het geval in de Antwerpse haven.

### **VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIECAPACITEIT NAAR HET MIDDENSPPANNINGSNET TEN GEVOLGE VAN EEN EVOLUTIE VAN HET VERBRUIK**

Het transmissienet omvat een groot aantal koppelpunten met het middenspanningsnet waarop onder andere het residentieel verbruik, KMO's en kleine industrie aangesloten is. Een algemene toename van het verbruik kan bijgevolg op een groot aantal koppelpunten leiden tot een nood aan versterking van de transformatiecapaciteit. Daarom bepaalt Elia in samenspraak met de distributienetbeheerders steeds het globale optimum voor de maatschappij. Zo wordt eerst getracht de bestaande infrastructuur optimaal te benutten door een bepaald deel van het verbruik over te hevelen naar een naburig onderstation of de capaciteit van de aanwezige transformatoren te verhogen. Een nieuwe site zal enkel opgericht worden in geval van een volledige verzadiging van de bestaande sites of indien een versterking of uitbreiding van het middenspanningsnet vanuit bestaande onderstations technische-economisch niet te verantwoorden valt. Een voorbeeld is de oprichting van de nieuwe middenspanningstransformatie te Meerhout voor het voeden van nieuwe en bestaande industriezones.

### **VERVANGINGSINVESTERINGEN**

De buitengebruikstelling van netinfrastructuur ten gevolge van veroudering wordt zo precies mogelijk bepaald door systematische opvolging van de performantie van de uitrustingen. De netinfrastructuur wordt hierbij niet systematisch identiek gereconstrueerd. Er wordt altijd de voorkeur gegeven aan de technisch en economisch beste oplossing, waarbij een vervangingsinvestering eveneens een invulling geeft aan andere behoeftes, zoals het verhogen van de transportcapaciteit.

Het is niet altijd mogelijk om een synergie te vinden tussen een vervangingsbehoefte en andere noden. Een geïsoleerd 1-op-1 vervangingsproject vormt in bepaalde gevallen de meest aangegeven oplossing. Daarom omvat dit ontwikkelingsplan ook voor iedere zone of provincie eveneens een belangrijk programma voor de vervanging van de netinfrastructuur.



## SLEUTELFACTOREN VOOR SUCCES

Het Ontwikkelingsplan beschrijft het investeringsprogramma dat noodzakelijk is om doelstellingen van het energie- en klimaatbeleid waar te kunnen maken. De succesvolle uitvoering van dit programma hangt nauw samen met de volgende factoren.

### EEN GEDRAGEN LANGETERMIJNVISIE

Een doeltreffende ontwikkeling van het net, zoals voorgesteld in de federale ontwikkelingsplannen of de gewestelijke investeringsplannen, is enkel mogelijk indien het gewestelijke en federale energiebeleid op elkaar afgestemd zijn. Het is belangrijk dat de verschillende regionale en federale overheden een langetermijnvisie ontwikkelen en deze actief ondersteunen door op een positieve en transparante wijze te communiceren over de maatregelen die moeten genomen worden om de ambities en engagementen te realiseren.

In dit opzicht, werden er twee initiatieven genomen. Ten eerste, werd een gemeenschappelijk energiestrategie voor België, met de nodige maatregelen voor de realisatie van de energietransitie, door de regionale en federale overheden goedgekeurd. Ten tweede, is er de Europese verplichting voor België om een Nationaal Energie- en Klimaatplan te realiseren, rekening houdend met de opgelegde doelstellingen en maatregelen met horizon 2030 en met de langetermijnvisie met horizon 2050, voor elk van de dimensies van het energie- en klimaatbeleid. Dit plan wordt in 2019 ingediend bij de Europese overheden.

Een duidelijke en sterke alignering van de verschillende beleidsniveaus en een sterke gemeenschappelijke communicatie, zal de publieke aanvaarding nodig voor de uitvoering van de maatregelen, sterk ten goede komen.

Dit Federaal Ontwikkelingsplan vormt de basis voor een aantal grote hoogspanningsprojecten die de komende tien jaren gerealiseerd zullen worden. Het is dan ook belangrijk dat de noodzaak voor de realisatie van dit plan en de daarin beschreven projecten wordt onderschreven door een brede groep van stakeholders. Hiervoor wordt een uitgebreidere communicatie gevoerd dan wettelijk vereist. Een belangrijke actie hiervoor is de extra communicatie die naar lokale en regionale overheden en het middenveld gevoerd werd naar aanloop van de publieke consultatie van het Federaal Ontwikkelingsplan.

### EEN STRATEGIE OM HET HOOFD TE BIJEN AAN DE UITDAGING VAN HET STRUCTURELE EVENWICHT TUSSEN VRAAG EN AANBOD VAN ELEKTRICITEIT

Rekening houdend met de wettelijke kalender voor de Belgische kernuitstap, alsook met het variabele karakter van hernieuwbare energiebronnen, is het van primordiaal belang om over een voldoende groot en betrouwbaar productiepark te beschikken om de bevoorradingszekerheid in België te verzekeren.

Dit Ontwikkelingsplan is robuust ten aanzien van verschillende oplossingen die kunnen voortkomen uit deze uitdaging. Dankzij de versterkingen van het EHV-netwerk in combinatie met de ontwikkeling van interconnecties, maakt het Ontwikkelingsplan het mogelijk om zowel nieuwe productie-eenheden aan te sluiten op de backbone, als elektriciteit van en naar de buurlanden te transporteren. Het spreekt echter voor zich dat het ter beschikking stellen van fysieke transportcapaciteit op de grenzen geen 100% garantie biedt mbt de beschikbaarheid van de nodige geproduceerde elektriciteit aan de andere kant van deze grenzen. Het is dan ook essentieel dat België voldoende reservecapaciteit heeft die kan ingezet worden voor het beperkte aantal uren waarbij deze beschikbaarheid van buitenlandse energie niet kan gegarandeerd worden.

### MAATSCHAPPELIJK DRAAGVLAK VOOR DE INVESTERINGEN NOODZAKELIJK VOOR DE ENERGIETRANSITIE

De projecten, opgenomen in dit plan en noodzakelijk voor het algemeen belang, kunnen lokaal weerstand krijgen. Het is dan ook belangrijk dat de noodzaak voor deze projecten op alle beleidsniveaus ondersteund wordt en dat er ook, op de verschillende beleidsniveaus een engagement wordt opgenomen om samen met de lokale bevolking naar de meest haalbare oplossing voor realisatie te zoeken.

Elia investeert in een vroege betrokkenheid van de stakeholders, ook de lokale, via een consistente communicatie-aanpak waarbij de netbeheerder openstaat voor dialoog. Voor de voorbereiding van de vergunningsprocedures voor een aantal grote projecten wordt een participatietraject opgestart met externe stakeholders. Hierdoor worden hindereffecten op de lokale maatschappij tijdig gecapteerd, worden deze via gerichte maatregelen maximaal beperkt en waar mogelijk omgekeerd naar win-win-situaties.

Een hoog maatschappelijk draagvlak is daarom essentieel om juridische procedures met hoge maatschappelijke kosten en lange doorlooptermijnen te vermijden.

### REGULATOIR EN TARIFAIR KADER

De investeringsuitgaven van Elia worden via de tarieven gedragen door de gemeenschap. Deze tarieven worden goedgekeurd door de CREG na verantwoording. Inderdaad, in de evaluatie van elk van de projecten neemt Elia de kosten en baten in rekening om de toegevoegde waarde van haar investeringen te verantwoorden ten bate van de gemeenschap. Deze voordelen kunnen zich vertalen in termen van toegang tot de goedkoopste energie, betrouwbaarheid, bevoorradingszekerheid en integratie van hernieuwbare energiebronnen.

Een sluitend en stabiel regulatorisch kader dient het ontwikkelingsplan, zoals bekrachtigd door de minister, te onderbouwen; dient het genomen engagement van de transmissienetbeheerder met voorliggend ontwikkelingsplan te versterken en moet toelaten om de behoeften inzake netontwikkeling te behandelen met de nodige transparantie. Een stabiel regulatorisch kader moet ook de netbeheerder een toereikend investeringsrendement bieden, zodat ze het nodige kapitaal (eigen vermogen en leningen) kan aantrekken om ook de investeringen van algemeen belang te realiseren.

## DISCLAIMER

De planning van de projecten waarvan sprake in het voorliggende ontwikkelingsplan vermeldt streefdata. Deze data gelden niettemin ten indicatieve titel. Deze planning kan inderdaad beïnvloed worden door, onder andere, de data waarop de vergunningen worden verkregen die noodzakelijk zijn voor de realisatie van de projecten evenals door wijzigingen op het niveau van het wettelijke kader en de tarifaire methodologie. Elia is onderworpen aan deze en ook andere factoren, zodat deze in staat is om de planning van dit ontwikkelingsplan te herzien in functie van deze wijzigingen en toekenningsdata.

## FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN 2020-2030: OVERZICHTSTABEL 380 KV PROJECTEN

ID	PROJECT	OMSCHRIJVING	PLANNING	PLAN 2015-2025	P/FA/I/C	COMMENTAAR
<b>Projecten voorgesteld in periode tot 2025</b>						
29-30	Noordgrens: BRABO II	Nieuwe bovengrondse 380 kV lijn met twee draadstellen Zandvliet - Lillo - Liefkenshoek en nieuw onderstation 380 kV in Lillo	2020	JA	P	In uitvoering
31-32	Noordgrens: BRABO III	Nieuwe bovengrondse 380 kV lijn met twee draadstellen Liefkenshoek - Mercator	2025	JA	P	Timing afhankelijk van evolutie productiecapaciteit en netstructuur regio Antwerpen
34-35	Noordgrens: Zandvliet-Rilland	Versterking tussen Zandvliet - Rilland door plaatsing twee extra dwarsregeltransformatoren in Zandvliet en de versterking van de bovengrondse wisselstroomverbinding tussen Zandvliet-Rilland met hoogperformantiegeleiders.	2022	JA	P	
42	Zuidgrens: Avelin-Horta	Hoogperformantiegeleiders tussen Avelin/ Mastaing (FR) en Avelgem (BE), en verder tot Horta (Zomergem)	2022	JA	P	
41	Zuidgrens: Aubange-Moulaine	Versterking van de 220 kV as Aubange - Moulaine door installatie van 2 dwarsregeltransformatoren te Aubange	2021	JA	P	
43	Zuidgrens: Lonny-Achène-Gramme	Fase I betreft een versterking via een dwarsregeltransformator tegen ten laatste 2025	2025	JA	FA	Versterking tegen ten laatste 2025 teneinde een betere verdeling van de fluxen te bekomen op de zuidgrens, waarbij plaatsing van een PST heden de meest waarschijnlijke oplossing wordt geacht
1	ALEGrO	1 GW HVDC-verbinding tussen Lixhe (BE) en Oberzier (DE)	2020	JA	P	In uitvoering
	Modular Offshore Grid - fase 1	Fase 1 van het modulair offshore net (MOG) - voor gecentraliseerd energietransport van vier offshore windparken via drie 220 kV wisselstroom kabels tot aan Stevin 380/220 kV in Zeebrugge.	2019	NEE	P	Onshore gedeelte (STEVIN-project) gerealiseerd MOG project in uitvoering: - indienstname 2019 - verdere werken in uitvoering tot in 2020
13-15	Interne backbone versterking centrum - oost	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck versterking met hoogperformantiegeleiders en tweede 380 kV draadstel op bestaande masten, inclusief de installatie van een koppeling in Massenhoven 380 kV	2024	JA	P	
20	Mercator	Herstructurering van de post Mercator teneinde de poststructuur in Mercator te optimaliseren om zowel de transportcapaciteit Horta-Mercator (na HTLS) als de Antwerpse noord-zuid as maximaal te benutten	2025	NEE	FA	Timing afhankelijk van evolutie productiecapaciteit en netstructuur regio Antwerpen

ID	PROJECT	OMSCHRIJVING	PLANNING	PLAN 2015-2025	P/FA/I/C	COMMENTAAR
5-6	Interactie tussen 380 kV-net en het onderliggend transmissienet	Versterking van de 380/150 kV transformatiecapaciteit in Lillo en Kallo	2022	NEE	FA	Meer gedetailleerde uitwerking van de benodigde oplossing (aantallen, vermogen, inplanting) is in ontwikkeling
7	Interactie tussen 380 kV-net en het onderliggend transmissienet	Versterking van de 380/150 kV transformatiecapaciteit in Rodenhuize	2022	JA	P	
8	Interactie tussen 380 kV-net en het onderliggend transmissienet	Bijkomende noden ter versterking van de transformatiecapaciteit in Limburg	2025	NEE	C	Nood en timing conditioneel in functie van een concrete aanvraag tot aansluiting van bijkomende productiecapaciteit in de regio
21	Middelen voor spanningsbeheer: fase 1	Extra statische spanningsregelmiddelen (225 MVar condensatorbatterijen)	2020	JA	P	Verhoging simultane importcapaciteitsbeperking naar 6500 MW (fase I) dankzij de bijdrage van het ALEGR0 conversiestation aan het spanningsbeheer in de regio alsook het plaatsen van extra statische spanningsregelmiddelen (225 MVar condensatorbatterijen)
22-23	Middelen voor spanningsbeheer: fase 2	Extra statische spanningsregelmiddelen (355 MVar condensatorbatterijen en 540 MVar shuntreactoren)	2021-2022	JA	P	Verdere verhoging simultane importcapaciteitsbeperking naar 7500 MW (fase II) vereist bijkomende statische spanningsregelmiddelen (355 MVar condensatorbatterijen). Bijkomend investering in 540 MVar aan shunt-reactoren voor spanningsregeling
24	Middelen voor spanningsbeheer: fase 3	Extra statische & dynamische spanningsregelmiddelen gelinkt aan de nucleaire uitstap, zowel voor injectie als absorptie van reactieve energie	2025	NEE	C	De behoefte, timing en oplossing zal worden bijgestuurd in functie van de evolutie van het productiepark, de uitbatingsmogelijkheden en in functie van de te bereiken simultane importcapaciteitsbeperking
<b>Projecten voorgesteld in periode 2025-2030</b>						
9-12, 16	Interne backbone versterking centrum - oost	Mercator - Bruegel; Mercator - Massenhoven; Gramme - Van Eyck; Gramme - Courcelles; Bruegel - Courcelles; versterking met hoogperformantiegeleiders Mercator-Lint; 4 <sup>e</sup> draadstel	2025 - 2035	NEE (enkel Gramme-VanEyck)	FA	Gefaseerde uitrol
27	Nieuwe corridor Avelgem - Centrum ("Boucle du Hainaut")	Nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding inclusief de plaatsing van dwarsregel-transformatoren die een oplossing biedt voor de nood aan transportcapaciteit tussen Avelgem en het centrum van het land (langs de as Bruegel-Courcelles), inclusief een versterking van de transformatiecapaciteit in Henegouwen	2026-2028	NEE	FA	
28	Nieuwe corridor Stevin - Avelgem ("Ventilus")	Het inlossen van de Stevin-as naar een knooppunt verder landinwaarts (bv. Izegem/Avelgem) via een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding, om onthaalcapaciteit te creëren voor het hernieuwbaar energiepotentieel van de Noordzee & de Kustregio, inclusief een eventuele versterking van de transformatiecapaciteit in West-Vlaanderen	2026-2028	NEE	FA	
25	Modular Offshore Grid - fase 2	Bijkomende offshore netinfrastructuur (één of meerdere offshoreplatformen), om bijkomende offshore energie (bovenop de reeds geplande 2,3GW) aan te sluiten en te verbinden met het onshore transmissienet	2026-2028	JA	C	Conditioneel aan de goedkeuring van het ontwerp van wet tot wijziging van de elektriciteitswet met het oog op het invoeren van een concurrerende inschrijvingsprocedure voor de bouw en exploitatie van productie-installaties in de zeegebieden

ID	PROJECT	OMSCHRIJVING	PLANNING	PLAN 2015-2025	P/FA/I/C	COMMENTAAR
33	Noordgrens: Van Eyck - Maasbracht	Versterking tussen Van Eyck - Maasbracht door de installatie van dwarsregeltransformatoren en hoogperformantiegeleiders	2030	JA	I	De oplossing en de uitvoeringsplanning worden momenteel trilateraal onderzocht met TenneT en Amprion (link met evolutie NL-DE grens)
44	Zuidgrens: Lonny-Achene-Gramme	Lonny-Achene-Gramme: verdere versterking tegen 2030	2030	JA	I	Studie lopende met RTE om de eindstructuur richting 2030 te bepalen
26	Nautilus: Tweede interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk	Nieuwe HVDC interconnectie Verenigd Koninkrijk - België	≥ 2028	JA	I	De evolutie van de energie- transitie en de kosten-baten analyse wordt verder opgevolgd als onderdeel van een bilateraal project met NGIHL.
40	Tweede interconnectie tussen België en Duitsland	Nieuwe HVDC interconnectie Duitsland - België	≥ 2028	JA	I	De evolutie van de energie- transitie en de kosten-baten analyse wordt verder opgevolgd als onderdeel van een bilateraal project met Amprion.
2	Aubange - Brume - Gramme	Plaatsing tweede draadstel (Aubange - Brume) en versterking met hoogperformantiegeleiders (Brume - Gramme)	TBD	NEE	C	Nood en timing conditioneel in functie van een concrete aanvraag tot aansluiting van Coö III.
<b>Projecten gerelateerd aan lange termijn potentieel energietransitie</b>						
17	Interconnectie met Luxemburg	Versterking interconnectie België - Luxemburg	2035	JA	I	Trilaterale studie met CREOS & Amprion zie link met evolutie LUX-DE
18	Interconnectie met Nederland & Frankrijk	Studie naar de verdere ontwikkeling van onshore corridors binnen de Noordzeeregio, en de behoeften die nieuwe corridors op noord- en zuidgrens hierin kunnen invullen	TBD	NEE	I	Onder studie (bv. Ten Year Network Development Plan (TYNDP))
19	North Sea Offshore Grid	Studie naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd grensoverschrijdend net in de Noordzee	TBD	NEE	I	Onder studie (bv. North Sea Energy Cooperation (NSEC))

P - Planned/Gepland  
 FA - For Approval/ Ter goedkeuring  
 I - Indicative/indicatief  
 C - Conditional/Conditionele goedkeuring





# INHOUDSTAFEL

<b>Executive Summary</b>	<b>4</b>
<b>Technische samenvatting</b>	<b>14</b>
<b>1 Context</b>	<b>41</b>
<b>1.1 Wettelijk kader</b>	<b>42</b>
1.1.1 Elia	42
1.1.2 De vrijgemaakte elektriciteitsmarkt en de rol van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit in België	42
1.1.3 Opstellen van een Ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit	44
<b>1.2 Energietransitie</b>	<b>46</b>
1.2.1 Beleidslijnen op Europees niveau	46
1.2.2 Beleidslijnen op Belgisch niveau	47
<b>1.3 Ontwikkelingsassen van het net</b>	<b>48</b>
1.3.1 Europese ontwikkeling en bevoorradingszekerheid	48
1.3.2 Integratie hernieuwbare en decentrale energie in het Belgische systeem	49
1.3.3 Rechtstreekse netgebruikers en distributienetbeheerders	50
1.3.4 Betrouwbaarheid van de lokale energievoorziening	50
1.3.5 Functionele en technologische conformiteit	53
<b>1.4 Ontwikkelingsmethodologie van het net</b>	<b>54</b>
1.4.1 Verschillende toekomstopties	54
1.4.2 De behoeften bepalen	54
1.4.3 Uitwerking van de oplossingen	57
1.4.4 Dynamische programmering van de investeringen	61
<b>1.5 Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia</b>	<b>62</b>
1.5.1 Maatschappelijk draagvlak voor infrastructuur	62
1.5.2 Milieuzorg	64
<b>2 Scenario's voor de ontwikkeling van het transmissienet</b>	<b>67</b>
<b>2.1 Kader en context</b>	<b>68</b>
2.1.1 Doelstelling van lange termijn scenario's	68
2.1.2 Alignering met de energietransitie en de Europese doelstellingen	69
2.1.3 Wettelijke basis voor scenario's	70
2.1.4 Disclaimer	70
<b>2.2 Tijdshorizon en verhaallijnen</b>	<b>71</b>
2.2.1 Opbouw van de scenario's	71
2.2.2 Simulatieperimeter	77
<b>2.3 Voornaamste hypothesen per scenario</b>	<b>78</b>
2.3.1 Kwantificatie voor België	79
2.3.2 Kwantificatie voor onze buurlanden	85
2.3.3 Globale parameters	88
2.3.4 Opstellen van adequate scenario's	90
2.3.5 Overzichtstabel van de voornaamste TYNDP+ hypothesen	90
<b>2.4 Energiemix in de verschillende scenario's</b>	<b>91</b>
2.4.1 Simulatie van de elektriciteitsmarkt op uurbasis	91
2.4.2 Toekomstige energiemix	92
2.4.3 CO <sub>2</sub> reductie in de elektriciteitssector	93

<b>3</b>	<b>Evolutie van het 380 kV transmissienet om een betaalbaar, duurzaam en betrouwbaar energiesysteem te faciliteren</b>	<b>95</b>
<b>3.1</b>	<b>Drijfveren</b>	<b>96</b>
3.1.1	In de periode tot 2025	97
3.1.2	Richting 2030 en verder	97
<b>3.2</b>	<b>Behoeftendetectie</b>	<b>100</b>
3.2.1	Impact van de veranderende energiemix op de stromen in het net	101
3.2.2	Behoeftte aan bijkomende marktuitswisselingscapaciteiten	102
3.2.3	Impact van bijkomende marktuitswisselingscapaciteiten op het transmissienet	105
<b>3.3</b>	<b>Het toekomstige 380 kV transmissienet: van lagging naar leading</b>	<b>108</b>
3.3.1	Maximaal het potentieel benutten van bestaande infrastructuur	110
3.3.2	Nieuwe corridor Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut")	111
3.3.3	Nieuwe corridor Stevin-Avelgem ("VENTILUS")	111
3.3.4	Uitbreiding van het offshore net: MOG fase 2	111
3.3.5	Een tweede HVDC interconnector met het Verenigd Koninkrijk (Nautilus) en Duitsland (DE-BE II)	111
<b>3.4</b>	<b>Sociaal-economische welvaartsanalyse</b>	<b>112</b>
3.4.1	Sociaal-economische welvaart voor de BE-GB grens	114
3.4.2	Sociaal-economische welvaart voor de BE-DE grens	116
3.4.3	Sociaal-economische welvaart voor de BE-FR grens	118
3.4.4	Sociaal-economische welvaart voor de BE-NL grens	120
3.4.5	Sociaal-economische welvaartsbijdrage van de interne backbone upgrade	121
3.4.6	Conclusie van de welvaartsanalyse	122
<b>3.5</b>	<b>Impact 380 kV op het 220 – 150 – 110 kV transmissienet</b>	<b>123</b>
<b>4</b>	<b>Technische oplossingen voor de ontwikkeling van het 380 kV transmissienet</b>	<b>125</b>
<b>4.1</b>	<b>De ontwikkeling van de interne backbone van het 380 kV net</b>	<b>127</b>
4.1.1	Capaciteitsreservaties	128
4.1.2	Overzicht projecten	129
4.1.3	Interne backbone versterking centrum – oost	130
4.1.4	Nieuwe corridor Avelgem – Centrum ("Boucle du Hainaut")	131
4.1.5	Nieuwe corridor Stevin – Avelgem ("VENTILUS")	132
4.1.6	Mercator	133
4.1.7	Saeftinghe dok ("CP ECA")	133
4.1.8	Potentiële aansluiting van nieuwe productie-eenheden	133
4.1.9	Middelen voor spanningsbeheer	134
4.1.10	Interactie 380 kV en onderliggend transmissienet	135
4.1.11	Projecten voor een efficiëntere benutting of beheer van het net	136
<b>4.2</b>	<b>Ontwikkeling van de interconnecties</b>	<b>137</b>
4.2.1	Overzicht projecten ter ontwikkeling van de interconnecties	138
4.2.2	Tijdshorizon 2020-2025	139
4.2.3	Tijdshorizon 2025-2030	142
<b>4.3</b>	<b>Aansluiting en integratie van offshore windproductie</b>	<b>144</b>
4.3.1	Klimaatdoelstellingen en economisch potentieel	144
4.3.2	Aansluiten van offshore productiecapaciteit	144
<b>4.4</b>	<b>Centrale energieopslag en ontwikkeling van het net</b>	<b>147</b>
4.4.1	Onshore opslag van energie	147
4.4.2	Offshore opslag van energie	147
<b>4.5</b>	<b>Langetermijnpotentieel van de energietransitie</b>	<b>148</b>
4.5.1	Verdere ontwikkeling van interconnecties	148
4.5.2	North Sea Offshore Grid	151
<b>4.6</b>	<b>Overzichtskaart EHV-projecten</b>	<b>152</b>

<b>5 Technische oplossingen voor de ontwikkeling van de 220-150-110 kV-netten</b>	<b>155</b>
<b>5.1 Algemene visie op de ontwikkeling van de netten 220 kV, 150 kV en 110 kV</b>	<b>157</b>
5.1.1 Rationaliseren van de lokale transportnetten 36 kV en 70 kV door evolutie naar hogere spanningsniveaus	157
5.1.2 Ontkoppelen van de transmissienetten 220 kV en 150 kV	157
5.1.3 Verhogen kortsluitvastheid 150 kV-onderstations	157
5.1.4 Integratie van centrale en decentrale productie	157
5.1.5 Behoeftte aan bijkomende transformatiecapaciteit naar middenspanning ten gevolge van een toename van de afname in het middenspanningsnet	158
5.1.6 Vervangingsinvesteringen	158
<b>5.2 Provincie Antwerpen</b>	<b>159</b>
5.2.1 Noorderkempen	159
5.2.2 Herstructurering Antwerpen	159
5.2.3 Oprichting transformatie naar middenspanning in Meerhout	159
5.2.4 Herstructurering 70 kV-net Mechelen - Heist-op-den-Berg - Aarschot - Diest	160
5.2.5 Versterking van de Antwerpse Haven	160
5.2.6 Vervangingsprojecten	160
<b>5.3 Brussels Hoofdstedelijk Gewest</b>	<b>162</b>
5.3.1 Inleiding	162
5.3.2 Ontwikkelingen in het westelijk gedeelte van Brussel	162
5.3.3 Ontwikkelingen in het oostelijk gedeelte van Brussel	162
5.3.4 Vervangingsprojecten	162
<b>5.4 Provincie Henegouwen</b>	<b>164</b>
5.4.1 Projecten gelinkt aan de interne backbone 380 kV	164
5.4.2 Voortzetting van de evolutie naar een 150 kV-net	164
5.4.3 Regio van het Centrum	164
5.4.4 Voeding van Bergen	164
5.4.5 Versterking van de transformatie en renovatie van het net van groot-Charleroi	164
5.4.6 Evolutie tussen Gilly en Jumet	164
5.4.7 Regio van de Borinage	164
5.4.8 Industriezone van Ghlin	165
5.4.9 Thuillies	165
5.4.10 Dwarsregeltransformator 150/150 kV in het onderstation van Chièvres	165
5.4.11 Regio tussen Samber en Maas	165
5.4.12 Opsplitsing van het 150 kV-onderstation van Gouy in twee afzonderlijke onderstations Noord - Zuid	166
5.4.13 Vervangingsprojecten	167
5.4.14 Uitzonderlijke vervangingen en herstellingen	167
<b>5.5 Provincie Limburg</b>	<b>169</b>
5.5.1 Limburg-Kempen	169
5.5.2 Herstructurering 70 kV-NET rond Tessenderlo en Beringen	169
5.5.3 Herstructurering 70 kV-net in het zuiden van Limburg	169
5.5.4 Vervangingsprojecten	169
<b>5.6 Provincie Luik</b>	<b>171</b>
5.6.1 Oostlus	171
5.6.2 Herstructurering en aanleg van het 220 kV- en 150 kV-net rondom Luik en versterking van het onderliggende 70 kV-net	171
5.6.3 Cheratte	172
5.6.4 Gebruik van de 150 kV-lijn tussen Gramme en Rimièrre in het lokale 70 kV-transmissienet	172
5.6.5 Herstructurering van het deelnet Monsin en Bressoux	172
5.6.6 Vervangingsprojecten	172
<b>5.7 Provincie Luxemburg</b>	<b>174</b>
5.7.1 Zone Bomal-Hotton	174
5.7.2 Orgéo-lus	174
5.7.3 Zuidlus	174
5.7.4 Vervangingsprojecten	174

<b>5.8 Provincie Namen</b>	<b>176</b>
5.8.1 Inleiding	176
5.8.2 Ontkoppeling met Henegouwen	176
5.8.3 Ontkoppeling met Luik	176
5.8.4 Vervangingsprojecten	176
<b>5.9 Provincie Oost-Vlaanderen</b>	<b>178</b>
5.9.1 Projecten gelinkt aan de interne backbone 380 kV	178
5.9.2 Eeklo	178
5.9.3 Haven van Gent	178
5.9.4 Gent Centrum	178
5.9.5 Sint-Niklaas - Temse - Hamme	179
5.9.6 Aalst - Dendermonde	179
5.9.7 Linkeroever Antwerpse haven: aansluiting hernieuwbare en decentrale productie	179
5.9.8 Regio Aalter	179
5.9.9 Waaslandhaven	179
5.9.10 Vervangingsprojecten	179
<b>5.10 Provincie Vlaams-Brabant</b>	<b>181</b>
5.10.1 Ontwikkelingen gelinkt aan het HERSTRUCTUREREN van het net in Brussels Gewest	181
5.10.2 Leuven	181
5.10.3 Tienen - Sint-Truiden	181
5.10.4 Vervanging lijn 150 kV tussen de onderstations Gouy en Drogenbos	181
5.10.5 Vervangingsprojecten	181
<b>5.11 Provincie Waals-Brabant</b>	<b>183</b>
5.11.1 Versterking van de transformatie naar middenspanning in Waterloo	183
5.11.2 Vervanging van de 150 kV-lijn tussen de onderstations Gouy en Drogenbos	183
5.11.3 Vervanging van de 70 kV-lijn Gouy - Baulers	183
5.11.4 Vervangingsprojecten	183
<b>5.12 Provincie West-Vlaanderen</b>	<b>185</b>
5.12.1 Projecten gelinkt aan de interne backbone 380 kV	185
5.12.2 Versterking van de transformatiecapaciteit 150/36 kV te Koksijde en Zedelgem	185
5.12.3 Regio Kortrijk	185
5.12.4 Westhoek	186
5.12.5 Pittem - Beveren - Rumbeke	186
5.12.6 Zeebrugge	186
5.12.7 Vervanging van de 150 kV-lijn tussen Brugge en Slijkens	186
5.12.8 Vervangingsprojecten	186
<b>6 Bijlage 1: Overzichtstabellen en legende</b>	<b>189</b>
<b>6.1 Inleiding</b>	<b>190</b>
<b>6.2 Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van het transmissienet 380 kV, de interconnecties (tem 220 kV) en de offshore netontwikkelingen</b>	<b>191</b>
<b>6.3 Vergelijkende tabel type goedkeuring huidig en vorig ontwikkelingsplan</b>	<b>195</b>
<b>6.4 Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de transmissienetten 220-150-110 kV</b>	<b>196</b>
<b>6.5 Overzichtstabel projecten stand van zaken</b>	<b>212</b>
<b>6.6 Kosten-baten fiches interconnectie-projecten ter goedkeuring</b>	<b>229</b>
6.6.1 Methodologie	229
6.6.2 CBA indicatoren per project	229
<b>6.7 Legende kaarten</b>	<b>233</b>

# FIGUREN EN TABELLEN

Figuur 0.1: Uitdagingen voor de rol van de transmissienetbeheerder	15
Figuur 0.2: Scenario's als basis voor het ontwikkelingsplan	17
Figuur 0.3: Top-down perspectief drijfveren voor de verdere ontwikkeling van het EHV transmissienet	18
Figuur 0.4: Modulaire uitbouw van het 380 kV netwerk	19
Figuur 0.5: Overzichtskaart EHV-projecten (periode 2020-2025)	20
Figuur 0.6: Overzichtskaart EHV-projecten (periode 2025-2030)	20
Tabel 0.1: Projecten ter aansluiting van productie-eenheden op het transmissienet met een capaciteitsreservatie	21
Figuur 1.1: De drie opdrachten van Elia	42
Figuur 1.2: Doelstellingen reductie broeikasgasemissies per sector volgens de EU2050 strategie (bron: EC)	47
Figuur 1.3: Uitsplitsing van de belangrijkste hoogspanningsuitrustingen naar bouwjaar	51
Figuur 1.4: Uitsplitsing van de verbindingen naar bouwjaar	51
Figuur 1.5: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrustingen naar technologie en spanningsniveau	52
Figuur 1.6: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrusting naar bouwjaar	52
Figuur 1.7: Identificatieproces van de projecten van het Ontwikkelingsplan	54
Figuur 1.8: Economische inschakeling van het productiepark tijdens een typeweek, voortvloeiend uit een economisch evenwichtsmodel (theoretisch voorbeeld)	55
Figuur 1.9: Evaluatie van mogelijke oplossingen	59
Figuur 1.10: Dynamisch beheer van de projectenportefeuille	61
Figuur 1.11: De participatieparadox	62
Figuur 2.1: RES doelstellingen op energie en elektriciteitsverbruik in Europa & België	69
Figuur 2.2: Samenstelling van de scenario's voor voorliggend Federaal Ontwikkelingsplan	71
Figuur 2.3: Grafische weergave van de relatie tussen TYNDP en TYNDP+ scenario's	72
Figuur 2.4: Overzicht van de wijzigingen aan de TYNDP+ scenario's ten opzichte van de TYNDP 2018 scenario's	74
Figuur 2.5: Belangrijkste verschillen in modellering tussen TYNDP 2018 en TYNDP+ scenario's	75
Figuur 2.6: Simulatieperimeters gebruikt voor het Federaal Ontwikkelingsplan	77
Figuur 2.7: Kwantificatie van de scenario's	78
Figuur 2.8: Evolutie van de totale vraag naar elektriciteit in de verschillende scenario's	79
Figuur 2.9: Monotone curve van de totale elektriciteitsvraag voor België – uitgemiddeld over alle klimaatjaren	80
Figuur 2.10: Samenvatting van de hypothesen voor onshore windenergie in België	81
Figuur 2.11: Samenvatting van de hypothesen voor offshore windenergie in België	81
Figuur 2.12: Samenvatting van de hypothesen voor zonne-energie in België	82
Figuur 2.13: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit aan nucleaire in België	83
Figuur 2.14: Evolutie van de benodigde thermische capaciteit (inclusief bestaande gascapaciteit)	83
Figuur 2.15: Hypothesen voor pompcentrales	84
Figuur 2.16: Hypothesen voor opslag van elektrische energie	85
Figuur 2.17: Veronderstellingen voor kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Nederland	85
Figuur 2.18: Veronderstellingen voor kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Frankrijk	86
Figuur 2.19: Veronderstellingen voor kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Groot-Brittannië	86
Figuur 2.20: Veronderstellingen voor kernenergie, productie uit kolen en hernieuwbare energie voor Duitsland	87
Figuur 2.21: Belangrijkste wijzigingen tussen het referentienet van MAF 2017 en TYNDP 2018	88
Figuur 2.22: Brandstof en CO <sub>2</sub> prijzen verondersteld in de TYNDP+ scenario's	89
Figuur 2.23: Sleutelhypothese voor België in het geheel van de TYNDP+ scenario's	90
Figuur 2.24: Invoer - en uitvoergegevens voor het model	91
Figuur 2.25: Elektriciteitsproductie mix en grensoverschrijdende uitwisseling in België	92
Figuur 2.26: Reductie van CO <sub>2</sub> -emissies en aandeel hernieuwbare energie in de elektriciteitssector	93

<b>Figuur 3.1:</b> Top-down perspectief drijfveren voor de verdere ontwikkeling van het EHV transmissienet	96
<b>Figuur 3.2:</b> Netontwikkeling als bepalende factor voor een succesvolle energietransitie	97
<b>Figuur 3.3:</b> Verwachte congesties op de AC interconnecties, geldig in alle bestudeerde scenario's	101
<b>Figuur 3.4:</b> Nood aan versterking van de interne netten	101
<b>Figuur 3.5:</b> Prijverschil tussen België en de buurlanden in de verschillende scenario's	103
<b>Figuur 3.6:</b> behoeften aan bijkomende marktuitwisselingscapaciteiten voor de Noordzeeregio richting 2040, TYNDP18	104
<b>Tabel 3.1:</b> Evolutie behoeften aan marktuitwisselingscapaciteit [MW] op de Belgische grenzen van 2020 naar 2040, alsook de NTCs 2027 die de referentie vormen voor het uitvoeren van de kosten-batenanalyses	104
<b>Figuur 3.7:</b> Geobserveerde stromen in 2016 – som van fysieke stromen op jaarbasis in GWh	105
<b>Figuur 3.8:</b> Verwachte stromen in het 2040 GCA-scenario met bijhorende 2040 marktuitwisselingscapaciteiten – som van fysieke stromen op jaarbasis in TWh	106
<b>Figuur 3.9:</b> Verwachte stromen in de 2040 scenario's met bijhorende 2040 marktuitwisselingscapaciteiten – 5 <sup>e</sup> percentiel voor beide richtingen in MW	106
<b>Figuur 3.10:</b> Geïdentificeerde bottlenecks in het Belgische 380 kV-net (TYNDP2018)	107
<b>Figuur 3.11:</b> Evolutie van de ontwikkeling van netinfrastructuur	108
<b>Figuur 3.12:</b> Modulaire uitbouw van het 380kV netwerk	109
<b>Tabel 3.2:</b> Lijst projecten voor sociaal-economische welvaartsanalyse	112
<b>Figuur 3.13:</b> Het consumenten- en producentensurplus	113
<b>Figuur 3.14:</b> Belgische welvaart gegenereerd door het project Nautilus	114
<b>Figuur 3.15:</b> Europese welvaart gegenereerd door het project Nautilus	114
<b>Figuur 3.16:</b> Belgische welvaart gegenereerd door het project BE-DE II	116
<b>Figuur 3.17:</b> Europese welvaart gegenereerd door het project BE-DE II	116
<b>Figuur 3.18:</b> Overzicht van de versterkingen op de Belgisch-Franse grens	118
<b>Figuur 3.19:</b> Belgische welvaart gegenereerd door versterkingen Avelin - Horta en PSTs Aubange	118
<b>Figuur 3.20:</b> Belgische welvaart gegenereerd door versterking Lonny – Achène – Gramme	118
<b>Figuur 3.21:</b> Europese welvaart gegenereerd door versterkingen Avelin - Horta en PSTs Aubange	119
<b>Figuur 3.22:</b> Europese welvaart gegenereerd door versterking Lonny – Achène – Gramme	119
<b>Figuur 3.23:</b> Overzicht van de versterkingen op de Belgisch-Nederlandse grens	120
<b>Figuur 3.24:</b> Belgische welvaart gegenereerd door de versterkingen BRABO II-III en Zandvliet – Rilland	120
<b>Figuur 3.25:</b> Belgische welvaart gegenereerd door de versterking Van Eyck – Maasbracht	120
<b>Figuur 3.26:</b> Europese welvaart gegenereerd door de versterkingen Brabo II-III en Zandvliet – Rilland	121
<b>Figuur 3.27:</b> Europese welvaart gegenereerd door de versterking Van Eyck – Maasbracht	121
<b>Tabel 4.1:</b> Projecten ter aansluiting van productie-eenheden op het transmissienet met een capaciteitsreservatie	128
<b>Tabel 4.2:</b> Overzichtstabel interne backboneprojecten	129
<b>Figuur 4.1:</b> Eén enkele corridor Avelgem-Mercator tussen west-oost wordt onhoudbaar	131
<b>Figuur 4.2:</b> Nieuwe corridor Stevin-Avelgem ("Ventilus") met het nieuwe onderstation "TBD"	133
<b>Tabel 4.3:</b> Overzichtstabel interconnectieprojecten	138
<b>Figuur 4.3:</b> Illustratie BRABO-project	139
<b>Figuur 4.4:</b> Illustratie ALEGrO	141
<b>Tabel 4.4:</b> Overzichtstabel projecten voor aansluiten van offshore productiecapaciteit	144
<b>Figuur 4.5:</b> "Stopcontact op de Noordzee" of "Modular Offshore Grid (MOG)"	145
<b>Tabel 4.5:</b> Overzichtstabel projecten voor aansluiten van centrale energie-opslag	147
<b>Tabel 4.6:</b> Projecten die kaderen in het langetermijnpotentieel van de energietransitie	148
<b>Figuur 4.6:</b> Behoeftte aan extra transmissiecapaciteit geconsolideerd over de verschillende scenario's (bron: eHighway 2050)	149
<b>Figuur 4.7:</b> Behoeftte aan extra transmissiecapaciteit in een 100% RES-scenario (bron: eHighway 2050)	150
<b>Figuur 4.8:</b> Overzichtskaart EHV-projecten (periode 2020-2025)	152
<b>Figuur 4.9:</b> Overzichtskaart EHV-projecten (periode 2025-2030)	153

<b>Figuur 5.1:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Antwerpen	161
<b>Figuur 5.2:</b> Overzichtskaart netinvesteringen Brussels Hoofdstedelijk Gewest	163
<b>Figuur 5.3:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Henegouwen	168
<b>Figuur 5.4:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Limburg	170
<b>Figuur 5.5:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Luik	173
<b>Figuur 5.6:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Luxemburg	175
<b>Figuur 5.7:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Namen	177
<b>Figuur 5.8:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Oost-Vlaanderen	180
<b>Figuur 5.9:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Vlaams-Brabant	182
<b>Figuur 5.10:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie Waals-Brabant	184
<b>Figuur 5.11:</b> Overzichtskaart netinvesteringen provincie West-Vlaanderen	187
<b>Figuur 6.1:</b> Opeenvolging van de verschillende statussen van een project	190
<b>Tabel 6.1:</b> Interconnectieprojecten waarvoor een kosten-baten analyse werd opgenomen	229





# 1

## CONTEXT

- 1.1** - Wettelijk kader
- 1.2** - Energietransitie
- 1.3** - Ontwikkelingsassen van het net
- 1.4** - Ontwikkelingsmethodologie van het net
- 1.5** - Het maatschappelijk belang als leidraad in de activiteiten van Elia



## 1.1 WETTELIJK KADER

### 1.1.1 ELIA

De Elia groep is in België opgebouwd rond Elia System Operator, dat samen met zijn dochteronderneming Elia Asset één economische entiteit vormt en onder de naam Elia handelt.

Elia System Operator is houder van de volgende licenties: transmissienetbeheerder voor elektriciteit op federaal vlak voor de spanningsniveaus 380/220/150/110 kV, lokaal transmissienetbeheerder in het Waalse Gewest, gewestelijk transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en lokaal transmissienetbeheerder in het Vlaamse Gewest ('plaatselijk vervoernet'), telkens voor de netten van 70 kV tot en met 30 kV (met enkele uitzonderingen waarvoor het spanningsniveau lager is)<sup>1</sup>.

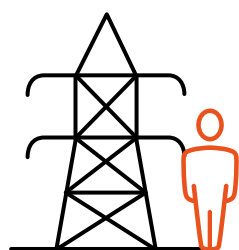
Elia bezit het volledige Belgische elektriciteitsnet op zeer hoge spanning (380 kV tot 110 kV) en het merendeel van de hoogspanningsnetten in België (van 70 kV tot 30 kV, op basis van een nominatieve lijst). Daarnaast heeft Elia op 19 mei 2010 een participatie van 60% verworven in de Duitse transmissienetbeheerder 50Hertz Transmission, en heeft deze participatie op 23 maart 2018 verhoogd tot 80%.

### 1.1.2 DE VRIJGEMAAKTE ELEKTRICITEITSMARKT EN DE ROL VAN DE TRANSMISSIENETBEHEERDER VOOR ELEKTRICITEIT IN BELGIË

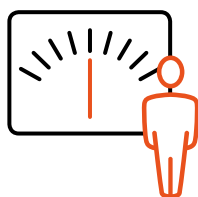
De openstelling van de elektriciteitsmarkt voor concurrentie werd ingeluid door Richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en de Raad van 19 december 1996 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit. De meest recente Richtlijn 2009/72/EG betreffende de interne markt voor elektriciteit die op Europees niveau ter stemming is voorgelegd, werd in juli 2009 aangenomen. Ze werd op federaal niveau omgezet door de wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt<sup>(2)</sup> ("Elektriciteitswet"). De wet van 29 april 1999 werd voor het laatst gewijzigd dd. 31 juli 2017<sup>(3)</sup>.

In het kader van deze wetgeving worden de productie en de verkoop van elektriciteit georganiseerd volgens het principe van de vrije concurrentie. De transmissie van elektriciteit daarentegen valt onder een natuurlijk monopolie. De transmissienetten vervullen dan ook een unieke rol: ze bieden via de netten een gemeenschappelijke ondersteuning aan de diverse marktspelers, onder het toezicht van de gewestelijke regulatoren en een federale regulator, afhankelijk van de verdeling van de bevoegdheden inzake elektriciteit.

Als transmissienetbeheerder heeft Elia drie hoofdopdrachten.



De infrastructuur  
beheren



Het elektriciteits-  
systeem beheren



De markt  
faciliteren

Figuur 1.1: De drie opdrachten van Elia

1 Op federaal niveau werd Elia bij ministerieel besluit van 13 september 2002 aangeduid als transmissienetbeheerder voor een termijn van 20 jaar, met ingang vanaf 17 september 2002. Op het niveau van het Vlaamse Gewest werd Elia bij besluit van de VREG van 8 februari 2012 aangeduid als beheerder van het plaatselijk vervoernet voor een termijn van 12 jaar vanaf 1 januari 2012. Op het niveau van het Waalse Gewest werd Elia aangeduid als lokale transmissienetbeheerder volgens dezelfde procedure als deze voor de federale transmissienetbeheerder, zijnde bij ministerieel besluit van 13 september 2002, en eveneens voor een termijn van 20 jaar. Wat het Brussels Hoofdstedelijk Gewest betreft, werd Elia aangeduid als gewestelijk transmissienetbeheerder bij besluit van 13 juli 2006 voor een termijn van 20 jaar, die op 26 november 2021 verstrijkt. Deze termijn van 20 jaar wordt geacht een aanvang te hebben genomen op de datum van inwerkingtreding van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

2 Wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen (B.S. van 11/01/2012)

3 Het betreft meer bepaald de wet van 31 juli 2017 tot wijziging van de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen en van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, met het oog op de verlaging van de kosten van de aanleg van elektronische communicatienetwerken met hoge snelheid (B.S. van 9/08/2017)

## DE INFRASTRUCTUUR BEHEREN

In het verleden werden elektriciteitscentrales vooral gebouwd in de buurt van steden en industriegebieden. Met de opkomst van hernieuwbare energiebronnen verwijderen de productievestigingen – die geïnstalleerd worden waar ze het best renderen – zich verder van de verbruikscentra (bv. windmolenpark in zee). Om deze bronnen te integreren en de stroom te laten circuleren van noord naar zuid en van oost naar west is een aanpassing van het transmissienet noodzakelijk.

## HET ELEKTRICITEITSSYSTEEM BEHEREN

Dit is een opdracht die steeds uitdagender wordt aangezien het elektriciteitssysteem steeds volatieler en moeilijker te voorspellen wordt, met zowel geografisch als temporeel snel fluctuerende stromen. Er is dan ook nood aan geavanceerde tools en processen en specifieke competenties om het systeem 24 uur per dag in elk seizoen in evenwicht te houden. Omdat energie niet massaal opgeslagen kan worden, moet dit evenwicht in real-time gehandhaafd worden met het oog op een betrouwbare bevoorrading en een efficiënt operationeel beheer van het hoogspanningsnet.

De wet van 26 maart 2014 heeft de Elektriciteitswet van 29 april 1999 gewijzigd door een mechanisme in te voeren waarnaar ook wordt verwezen als de “strategische reserve”.<sup>(4)</sup> Dit mechanisme moet ertoe bijdragen dat er in winterperiodes een adequaat niveau van bevoorradingzekerheid in België is verzekerd.

## MARKTFACILITATOR

Elia wil deze rol ten volle vervullen door diensten en mechanismen te organiseren die voor de netgebruikers de toegang tot het net faciliteren, bijdragen aan de liquiditeit van de elektriciteitsmarkt en de vrije concurrentie tussen de verschillende marktspelers bevorderen. Elia heeft hiertoe meerdere mechanismen ingevoerd zowel met betrekking tot de Belgische markt als het beheer van de internationale interconnecties.

Meerdere stappen werden de laatste jaren gezet in de Europese marktintegratie met onder meer de lancering van de marktkoppeling op basis van de fluxen (“flow-based”) in de Centraal-West-Europese regio in de day-ahead markten en de integratie van de Belgische en Nederlandse intradaymarkten met de Franse, Duitse, Zwitserse en Oostenrijkse intradaymarkten. Deze belangrijke stappen in de richting van een geïntegreerde elektriciteitsmarkt passen in de lopende implementatie van de Netcodes over capaciteitstoewijzing en congestiebeheer.

Het toekomstige energiebeleid van België wordt ook aanzienlijk beïnvloed door de Europese bepalingen inzake hernieuwbare energieproductie en energie-efficiëntie<sup>(5)(6)</sup>. De Europese richtlijn betreffende energie uit hernieuwbare bronnen vormt de grondslag van de verbintenissen die de federale staat en de gewesten zijn aangegaan om tegen 2020 te voldoen aan dwingende doelstellingen op het vlak van hernieuwbare elektriciteitsproductie. Daarenboven beogen de Europese doelstellingen op het vlak van energie-efficiëntie om de stijging van de primaire energiebehoefte te beperken. Het wordt verwacht dat het toekomstig Europees regulatorisch kader zal vooropstellen om ook op dezelfde weg voort te gaan richting 2030<sup>(7)</sup> en 2050<sup>(8)</sup>. Deze Europese richtlijnen hebben een invloed op de activiteiten van Elia aangezien het net zal moeten worden aangepast aan de nieuwe uitdagingen die de energietransitie met zich brengt.

Tot slot stelt de Elektriciteitswet een wettelijk kader in voor de bouw en de exploitatie van het Modular Offshore Grid (MOG)<sup>(9)</sup>, dat integraal deel uitmaakt van het transmissienet voor elektriciteit. Het gaat om offshore-infrastructuur die de mogelijkheid biedt om de verschillende offshore windmolenparken gezamenlijk op het transmissienet op het land aan te sluiten.

4 De invoering gebeurde bij de wet van 26 maart 2014 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (B.S. 1/04/2014)

5 Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG

6 Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie, tot wijziging van Richtlijnen 2009/125/EG en 2010/30/EU en houdende intrekking van de Richtlijnen 2004/8/EG en 2006/32/EG

7 Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's, 'Een beleidskader voor klimaat en energie voor de periode begrepen tussen 2020 en 2030', 2014

8 Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's, 'Energiestappenplan 2050', 2011

9 Het betreft hier de wet van 13 juli 2017 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, met het oog op het instellen van een wettelijk kader voor het Modular Offshore Grid (B.S. 19/07/2017)

### 1.1.3 OPSTELLEN VAN EEN ONTWIKKELINGSPLAN VOOR HET TRANSMISSIENET VOOR ELEKTRICITEIT

Het huidige document vervangt het vorige Federale Ontwikkelingsplan voor het transmissienet voor elektriciteit dat de netbeheerder conform de Elektriciteitswet moet opstellen.

#### 1.1.3.1 WETTELIJKE CONTEXT VAN HET ONTWIKKELINGSPLAN

De algemene bepalingen met betrekking tot het opstellen van het Ontwikkelingsplan zijn opgenomen in de Elektriciteitswet en het koninklijk besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake de ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit. In artikel 13, § 2 van de Elektriciteitswet wordt bepaald dat het Ontwikkelingsplan enerzijds een gedetailleerde raming van de behoeften aan transmissiecapaciteit moet bevatten, met aanduiding van de onderliggende hypothesen, en anderzijds het investeringsprogramma waartoe de netbeheerder zich verbindt om het uit te voeren teneinde aan deze behoeften te voldoen. Het Ontwikkelingsplan moet een periode van 10 jaar bestrijken.

Het Ontwikkelingsplan houdt eveneens rekening met de nood aan een adequate reservecapaciteit en met projecten van gemeenschappelijk belang ("Projects of Common Interest") voor België die door de Europese Commissie zijn geselecteerd. In dit opzicht moet worden onderstreept dat de projecten van gemeenschappelijk belang, geselecteerd in 2017 in overeenstemming met de Europese Verordening 347/2013<sup>(10)</sup> (met name de projecten Nemo Link<sup>®</sup>, ALEGrO, Horta-Mercator, Brabo II & III, België-UK II "Nautilus", België-Duitsland II en iLand), in het voorliggende Ontwikkelingsplan zijn opgenomen.

Zoals vermeld in de Elektriciteitswet<sup>(11)</sup>, moet er bij de opstelling van het Ontwikkelingsplan rekening worden gehouden met de meest recente prospectieve studie, gepubliceerd in januari 2015<sup>(12)</sup>, over de middelen voor elektriciteitsproductie, opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau. Mits passende motivering kan eveneens rekening worden gehouden met de documenten die voortkomen uit de lopende procedure voor de periodieke aanpassing van de

prospectieve studie. In december 2017 heeft de Algemene Directie Energie een aanvullend verslag bij de meest recente prospectieve studie opgemaakt, het zogenaamde "monitoringverslag"<sup>(13)</sup>.

In uitvoering van de bepalingen vervat in de artikelen 9 tot 14 van de wet van 13 februari 2006<sup>(14)</sup>, wordt het ontwerp van Ontwikkelingsplan aan een openbare raadpleging onderworpen. De milieueffecten van het Ontwikkelingsplan worden ook beoordeeld.

In het kader van het derde Europese pakket<sup>(15)</sup>, moet het investeringsplan opgemaakt door de Belgische netbeheerder ook overeenstemmen met het niet-bindende "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP) dat alle Europese netbeheerders op schaal van de Europese Unie (ENTSO-E) om de twee jaar moeten opstellen. In dat opzicht dient te worden benadrukt dat het voorliggende Ontwikkelingsplan overeenstemt met het TYNDP 2018 rekening houdend met de gebruikelijke perimeter van projecten voor deze ontwikkelingsplannen. De recentste versie van het TYNDP is beschikbaar op de website van ENTSO-E<sup>(16)</sup>.

#### 1.1.3.2 VERBAND MET DE GEWESTELIJKE PLANNEN

Elia bezit een licentie van transmissienetbeheerder voor elektriciteit op federaal niveau, van lokale transmissienetbeheerder (30/70 kV-netten) in het Vlaamse Gewest, van lokale transmissienetbeheerder in het Waalse Gewest en van gewestelijke transmissienetbeheerder in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

In die hoedanigheden moet Elia ook volgende documenten opstellen: een Investeringsplan voor het Vlaamse Gewest<sup>(17)</sup>, een Investeringsplan voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest<sup>(18)</sup> en een "Plan d'Adaptation" voor het Waalse Gewest<sup>(19)</sup>.

Aangelegenheden die betrekking hebben op de ontwikkeling van het net zijn voor Elia op technisch en economisch vlak onsplitsbaar. Daarom zijn een homogene definitie, optimalisering, programmering en behandeling van projecten op federaal en regionaal niveau vereist. De verschillende plannen die Elia op federaal en regionaal niveau indient, vormen een coherent geheel dat een optimum nastreeft voor het hele net, van 380 kV tot 30 kV.

10 Verordening (EU) nr. 347/2013 van het Europees Parlement en de Raad van 17 april 2013 betreffende richtsnoeren voor de trans-Europese energie-infrastructuur en tot intrekking van Beschikking nr. 1364/2006/EG en tot wijziging van de Verordeningen (EG) nr. 713/2009, nr. 714/2009 en nr. 715/2009

11 Artikel 3 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

12 "Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030", Algemene Directie Energie van de FOD Economie en het Federaal Planbureau, Januari 2015, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/EPE2-NL-V2.pdf>

13 "Aanvullend Verslag Elektriciteit - Monitoringverslag van de bevoorradingszekerheid, Algemene Directie Energie van de FOD Economie en het Federaal Planbureau, december 2017, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-monitoring-electricite-2017.pdf>

14 Wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma's in verband met het milieu (B.S. van 10.3.2006)

15 Artikel 8, § 3, punt b & Artikel 8, § 11 van de Verordening (EG) nr. 714/2009

16 TYNDP 2018, ENTSO-E, <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

17 Vlaams Investeringsplan, voorzien in artikel 4.1.19 van het Energiedecreet van 8 mei 2009, B.S. van 7 juli 2009, in werking getreden op 1 januari 2011

18 Investeringsplan voorzien in artikel 20 van het Besluit van de Brusselse Hoofdstedelijke Regering van 13 juli 2006 tot goedkeuring van het technisch reglement voor het beheer van het gewestelijke transmissienet voor elektriciteit, B.S. van 28 september 2006

19 "Plan d'Adaptation" voorzien in artikel 15 van het Waals decreet van 12 april 2001 betreffende de organisatie van de gewestelijke elektriciteitsmarkt, B.S. van 1 mei 2001, en artikel 27 van het Besluit van de Waalse Regering van 22 december 2011 betreffende de herziening van het technisch reglement voor het beheer van het lokale elektriciteitstransmissienet in het Waalse Gewest en de toegang ertoe, B.S. 22 februari 2012

### 1.1.3.3 OPSTELLINGSPROCEDURE

Conform het koninklijk besluit van 20 december 2007 betreffende de procedure voor uitwerking, goedkeuring en bekendmaking van het plan inzake ontwikkeling van het transmissienet voor elektriciteit, werd het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 opgesteld in samenwerking met het Federaal Planbureau en de Algemene Directie Energie. Er werd een samenwerkingscomité opgericht om deze samenwerking te formaliseren.

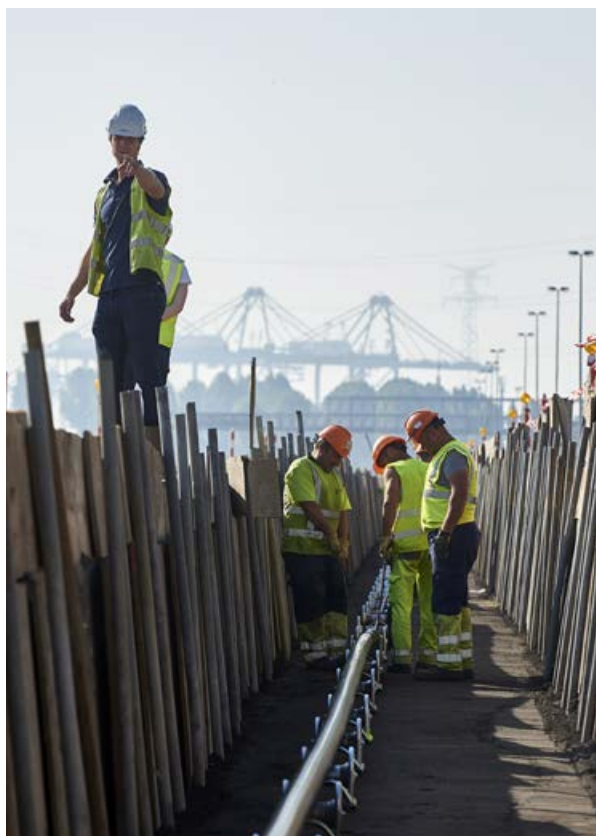
Het ontwerp van het Ontwikkelingsplan werd voorgelegd aan de federale regulator (CREG) en de bevoegde federale staatssecretaris voor het Mariene Milieu.

Vervolgens werden de milieueffecten van het plan beoordeeld op basis van de bepalingen uit artikelen 9 tot en met 14 van de wet van 13 februari 2006.

Na deze beoordeling heeft de netbeheerder het ontwerp van het aangepaste Ontwikkelingsplan aangepast: de adviezen, opmerkingen, rapporten en resultaten van de openbare raadpleging werden opgenomen volgens de vastgelegde procedure in de wet van 13 februari 2006.

Op basis van een verklaring van de Algemene Directie Energie werd het aangepaste Ontwikkelingsplan 2020-2030 ter goedkeuring voorgelegd aan de federale minister van Energie.

Het Ontwikkelingsplan dekt de periode tussen 1 januari 2020 en 1 januari 2030.



### OVERZICHT VAN DE GEVOLGDE PROCEDURE BIJ DE OPSTELLING VAN HET PLAN

Conform de geldende wettelijke bepalingen worden de voornaamste stappen in het opstelproces van het definitieve Ontwikkelingsplan 2020-2030 hieronder opgesomd in chronologische volgorde:

- **Januari 2015:** publicatie van de "Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen het jaar 2030" (EPE2) door de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, en het Federaal Planbureau;
- **December 2017:** aanvullend "monitoringsverslag" gepubliceerd door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau;
- **Begin juni 2018:** verzoek om advies van de CREG en de bevoegde staatssecretaris voor het Mariene Milieu met betrekking tot het ontwerp van het Ontwikkelingsplan 2020-2030;
- **6 juli 2018:** ontvangst advies van bevoegde Staatssecretaris voor het Mariene Milieu;
- **12 juli 2018:** ontvangst advies van de CREG ;
- **Juli-september 2018:** aanpassing van het ontwerp van het ontwikkelingsplan 2020-2030 op basis van de opmerkingen in de verkregen adviezen en het opstellen van de strategische evaluatie van de gevolgen voor het milieu van het ontwerp;
- **10 september 2018:** aankondiging openbare raadpleging over het ontwerp van het ontwikkelingsplan 2020 - 2030 en het bijhorende rapport van de strategische evaluatie van de milieueffecten op de portaalsite [belgium.be](http://belgium.be);
- **11 oktober 2018:** aankondiging openbare raadpleging op de Elia website;
- **12 oktober 2018:** verzoek om advies Comité SEA met betrekking tot het ontwerp van milieurapport en het ontwerp van het ontwikkelingsplan 2020 - 2030;
- **16 oktober 2018:** verzoek om advies van de federale en regionale overheden
- **15 oktober - 15 december 2018:** openbare raadpleging over het ontwerp van het ontwikkelingsplan 2020-2030 en het bijhorende rapport van de strategische evaluatie van de milieueffecten;
- **December 2018:** ontvangst advies SEA Comité, de Waalse Overheid en van de Federale Raad voor Duurzame ontwikkeling op verzoek van de bevoegde Minister;
- **Januari-februari 2019:** verwerking van de opmerkingen verkregen tijdens de publieke consultatie, leidend tot een finaal ontwikkelingsplan 2020-2030;
- **Februari 2019:** samenvattende verklaring door de Algemene Directie Energie van de FOD Economie zoals wettelijk bepaald voor de goedkeuring van het federaal ontwikkelingsplan opgesteld;
- **28 februari 2019:** indiening van het finale ontwikkelingsplan 2020-2030 en de bijhorende strategische milieubeoordeling ter goedkeuring bij de federale minister voor energie.

## 1.2 ENERGIETRANSITIE

Een veilige en betrouwbare elektriciteitsvoorziening is van essentieel belang voor ieders activiteiten en voor de economische groei. De ontwikkeling van het elektriciteitssysteem wordt ingrijpend beïnvloed door de Europese, nationale en gewestelijke beleidslijnen. Deze hechten het grootste belang aan de bevoorradingszekerheid, het concurrentievermogen van onze economie alsook aan de duurzaamheid van de elektriciteitsvoorziening. De bevoorradingszekerheid staat of valt met een voldoende groot en betrouwbaar productiepark dat aan de elektriciteitsvraag kan tegemoetkomen. De bevoorradingszekerheid kan worden verhoogd door toegang te verlenen aan een zo groot mogelijk aantal productie-eenheden met uiteenlopende primaire energiebronnen. In dit opzicht zorgt de ontwikkeling van interconnecties voor een diversificatie van bevoorradingsbronnen. De betrouwbaarheid van de netten is ook essentieel voor de bevoorradingszekerheid. Enkel goed uitgebouwd netten, ontwikkeld met het oog op een zeer hoge betrouwbaarheid, kunnen ervoor zorgen dat de geproduceerde energie naar de verbruikerscentra kan worden vervoerd.

Daarnaast brengt de ontwikkeling van de interne markt concurrentie teweeg, hetgeen moet leiden tot goedkopere energie, ten voordele van particulieren, ondernemingen en de concurrentiekracht van onze economie in het algemeen. In dat verband bieden de interconnecties meer mogelijkheden voor uitwisseling van energie en toegang tot de energievoorziening tegen de beste prijs.

Verder is ook de duurzaamheid van de elektriciteitsvoorziening een aandachtspunt. Door hernieuwbare energiebronnen in de energiemix op te nemen, moet er minder elektriciteit op basis van fossiele brandstoffen worden geproduceerd en zijn we ook minder afhankelijk van die brandstoffen.

### 1.2.1 BELEIDSLIJNEN OP EUROPEES NIVEAU

Doorheen het laatste decennium heeft de Europese energievisie sterk vorm gekregen in een reeks doelstellingen en beleidsmaatregelen.

Een eerste luik voorstellen zijn bedoeld om de globale temperatuursverandering te beperken tot 2°C boven het pre-industriële gemiddelde. Broeikasgasemissies spelen daarom een cruciale rol in de verschillende voorstellen. Het betreft volgende beleidslijnen:

- Het “klimaat- en energiepakket”, gekend voor de daarin opgenomen 20/20/20-doelstellingen<sup>(20)</sup>;
- De “Europese unie 2050 energiestrategie”<sup>(21)</sup>;
- De bijhorende opsplitsing per sector, zoals geïllustreerd in figuur 1.2<sup>(22)</sup> en meer specifiek de roadmap voor de elektriciteitssector<sup>(23)</sup>;
- De meer concrete “Europese unie 2030 energiestrategie”<sup>(24)</sup> in lijn met de 2050 visie.

In deze context is ook de klimaatconferentie van 12 december 2015 in Parijs (COP 21) van belang<sup>(25)</sup>. Hier werd het mogelijk gemaakt om voor het eerst in een juridisch instrument de doelstelling vast te leggen om de temperatuurstijging van de planeet te beperken tot minder dan 2°C tegen 2100, en door de inspanningen te verhogen om een objectief van 1,5°C te behalen. Het akkoord werd op moment van schrijven al door 175 landen ondertekend<sup>(26)</sup> en vormt zo een draagvlak dat veel verder reikt dan de grenzen van de EU.

20 Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Sociaal Comité en het Comité van de Regio's - Naar 20-20 in 2020 - Kansen van klimaatverandering voor Europa, COM (2008)

21 Europese Commissie, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy>

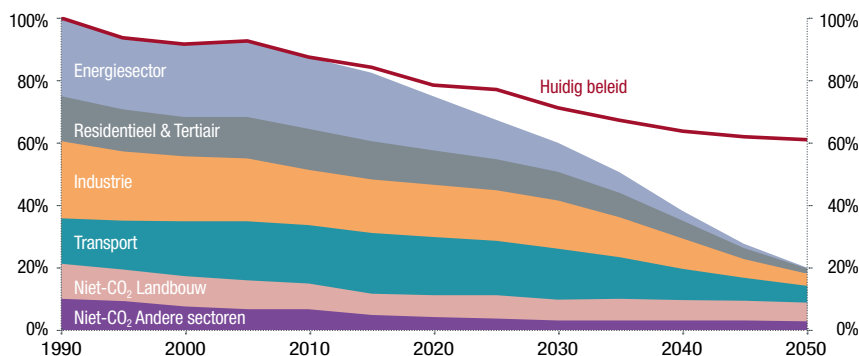
22 Europese Commissie, [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en)

23 A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Europese Commissie, 2011, [http://ec.europa.eu/archives/commission\\_2010-2014/hedegaard/headlines/topics/docs/com\\_2011\\_112\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/archives/commission_2010-2014/hedegaard/headlines/topics/docs/com_2011_112_en.pdf)

24 Europese Commissie, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2030-energy-strategy>

25 <http://www.cop21paris.org/>

26 [http://unfccc.int/paris\\_agreement/items/9444.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php)



Figuur 1.2: Doelstellingen reductie broeikasgasemissies per sector volgens de EU2050 strategie (bron: EC)

Een tweede luik Europese maatregelen betreft het openstellen van de markt en de integratie van hernieuwbare energie. Het “derde Europees energiepakket” beoogt de verdere ontwikkeling van de interne markt voor elektriciteit. Daarnaast is er de 2030 energiestrategie, waar de onderhandelingen voor de bindende doelstelling wat betreft RES integratie nog volop lopende zijn. In juni 2018 heeft de Europese Commissie met het Europees Parlement en de Europese Raad een politiek akkoord bereikt aangaande een nieuwe, bindende doelstelling voor RES. Deze nieuwe doelstelling stelt dat tegen 2030 32% van het eindverbruik van bruto energie in de EU uit RES dient te bestaan, en omvat eveneens een clause met de mogelijkheid om deze doelstelling tegen 2023 naar boven toe te herzien<sup>(27)</sup>.

In een recente studie<sup>(28)</sup> van het Federaal Planbureau wordt de Europese target van 32% vertaald naar Belgische targets voor zowel de RES-integratie ten opzichte van het bruto totaal energieverbruik (RES) als voor de RES-integratie specifiek voor de elektriciteitssector (RES-E). Dit levert de volgende targets voor België op, waarbij een vork wordt gegeven volgens de verschillende beleidsscenario's die beschouwd werden:

- 2030 Belgium RES integratie van 18 tot 20%;
- 2030 Belgium RES-E integratie van 37 tot 38%.

## 1.2.2 BELEIDSLIJNEN OP BELGISCH NIVEAU

In het kader van het Europese energiebeleid beoogt de regering een veilige, betaalbare en duurzame energievoorziening, zowel voor ondernemingen als voor gezinnen. Met het oog op

de totstandbrenging van een interne energiemarkt op Europese schaal schenkt de regering bijzondere aandacht aan de installatie van strategische en geïnterconnecteerde, onderling gekoppelde energienetten. In die context worden vraagbeheer (“demand-side management”) en interconnecties ontwikkeld.

Gevolg gevend aan de hernieuwbare energie richtlijn (2009/28/EC)<sup>(29)</sup> heeft de Belgische regering ook haar nationaal actieplan voor de integratie van hernieuwbare energie<sup>(30)</sup> ingediend waarbij de regering zich engageert 13% van de benodigde energie uit hernieuwbare energiebronnen te halen tegen 2020.

Naast het inzetten op hernieuwbare energie streeft de regering ook naar een adequaat energiesysteem met een gewaarborgde energievoorziening tegen een betaalbare prijs. Hierbij houdt ze vast aan de nucleaire uitstap tegen 2025<sup>(31)</sup>. In de loop van 2022-2025 zal één derde van de in België geïnstalleerde productiecapaciteit (Doel & Tihange) abrupt verdwijnen. Dit vormt een ongeziene uitdaging aangezien de economische condities vandaag de aanbouw van nieuwe centrales niet stimuleren. Met het oog daarop volgt Elia de initiatieven op inzake een nieuw capaciteitssteunmechanisme<sup>(32)</sup>.

Onze centrale locatie als land in Europa is een opportuniteit om bij te dragen tot de welvaart van toekomstige generaties. Om als land onze voortrekkersrol te kunnen blijven handhaven werkt de regering aan een duidelijke energievisie. De basisprincipes van deze energiestrategie werden in de ministerraad van 20 maart 2018 goedgekeurd<sup>(33)</sup>. Deze moet zorgen voor de stabiliteit die onmisbaar is voor de noodzakelijke investeringen in energieproductie, -transformatie en -transport.

27 Zie <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>

28 Insights in a clean energy future for Belgium - Impact assessment of the 2030 Climate & Energy Framework, Federaal Planbureau, 2018, <https://www.plan.be/publications/publication-1778-nl-insights-in-a-clean-energy-future-for-belgium-impact-assessment-of-the-2030-climate-energy-framework>

29 Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG

30 NREAP, 2012, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dir\\_2009\\_0028\\_action\\_plan\\_belgium.zip](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dir_2009_0028_action_plan_belgium.zip)

31 Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, Justitie, 2003, <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2003/01/31/2003011096/justel>

Wet houdende wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie en houdende wijziging van de wet van 11 april 2003 betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van slijtstoffen bestraald in deze kerncentrales, Justitie, 2013, <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2013/12/18/2013011640/justel>

Wet tot wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie met het oog op het verzekeren van de bevoorradingszekerheid op het gebied van energie, Justitie, 2015, <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2015/06/28/2015011262/justel>.

32 CREG, <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1182NL.pdf>

<https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energie/Nota-AD-Energie-capaciteit.pdf>

Elia, [http://www.elia.be/-/media/files/Elia/publications-2/studies/160422\\_ELIA\\_AdequacyReport\\_2017-2027\\_NL.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/Elia/publications-2/studies/160422_ELIA_AdequacyReport_2017-2027_NL.pdf) §7.2

33 <http://www.presscenter.org/nl/pressrelease/20180330/ministerraad-van-30-maart-2018>

## 1.3 ONTWIKKELINGSASSEN VAN HET NET

Het Ontwikkelingsplan identificeert de elektriciteitstransmissie-infrastructuur die op lange termijn vereist is om de nagestreefde doelstellingen op nationaal en Europees niveau te bereiken op het vlak van bevoorradingszekerheid, duurzaamheid en concurrentievermogen.

Alle projecten beheerd door Elia kunnen een of meerdere drijfveren hebben en worden ingedeeld in 5 clusters :

### 1. EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORADINGSZEKERHEID

- het faciliteren van de marktintegratie en het verhogen van de bevoorradingszekerheid
- het onthaal van centrale productie

### 2. INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE

- het onthaal van productie op basis van hernieuwbare energiebronnen
- het onthaal van decentrale productie

### 3. KLANTEN EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS

- de noden van directe netgebruikers of een versterking of aanpassing van de koppeling met het distributienet

### 4. BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING

- de plaatselijke evolutie van het elektriciteitsverbruik
- de vernieuwing van verouderde uitrustingen

### 5. FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT

- installaties conform maken aan nieuwe wetgeving
- efficiëntere benutting of beheer van het net

### 1.3.1 EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORADINGSZEKERHEID

#### 1.3.1.1 HET FACILITEREN VAN DE MARKTINTEGRATIE EN HET VERHOGEN VAN DE BEVOORADINGSZEKERHEID

De ontwikkeling van interconnecties en bijhorende versterkingen van de interne backbone zijn een essentieel onderdeel voor de totstandkoming van de energietransitie<sup>34</sup>. Met een steeds groter wordend aandeel hernieuwbare energie zowel nationaal als Europees, dragen bijkomende interconnecties bij tot:

- een stijging van de welvaart en prijsconvergentie op de Europese elektriciteitsmarkt door de gediversifieerde energiemix in de omliggende landen (zelfs zonder de bijdrage aan de bevoorradingszekerheid) te valoriseren;
- het creëren van de opportuniteit voor efficiënte binnenlandse productie om zich te valoriseren binnen een geïntegreerde Europese markt;

- een betere integratie van hernieuwbare productie, zowel in België als in de buurlanden. Specifiek voor België laten zij toe om meer hernieuwbare energie te importeren uit de buurlanden, aangezien het potentieel aan hernieuwbare energie binnen België gelimiteerd is met het oog op de evolutie naar volledige decarbonisatie.

De verdere ontwikkeling of versterking van interconnecties moet goed worden afgestemd met de ontwikkeling of versterking van de interne backbone, zodat markspelers kunnen beschikken over een optimale capaciteit voor import en export, en deze niet beperkt wordt door overbelastingen in het interne net. Gezien de lange doorlooptijden voor grote hoogspanningsprojecten, de intrinsieke risico's gelinkt aan het (tijdig) bekomen van vergunningen en publieke aanvaarding, de (soms beperkte) mogelijkheden om deze ingrijpende werken in te plannen, is het nodig om deze projecten tijdig op te starten en het nodige draagvlak te creëren, net om te voorkomen dat het transmissienet een blokkerende factor zou zijn voor de energietransitie. De strategie is om het transmissienetwerk tijdig op te leveren, opdat het de energietransitie zou faciliteren, zelfs versterken.

Er is een groeiende internationale consensus<sup>35</sup> dat significante versterkingen van het transmissienet zowel nodig en noodzakelijk zijn alsook de meest kosten-efficiënte manier is om de energietransitie te bewerkstelligen. In dit kader kan ook de recente publicatie vermeld worden van de Europese Commissie inzake het belang van interconnecties<sup>36</sup>.

#### ONTWIKKELING VAN DE EUROPESE ELEKTRICITEITSMARKT

De internationale verbindingen zijn van essentieel belang voor de totstandkoming van een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt die het concurrentievermogen van onze economie ten goede komt. België heeft al een hoge interconnectiegraad, die meer bedraagt dan de 15% die Europa voor 2030 heeft vooropgesteld. Echter, de markt- en netwerksimulaties illustreren een duidelijke trend dat de steeds verdere uitbouw van hernieuwbare energiebronnen op Europese schaal bijkomende noden aan interconnectiecapaciteit en interne backbone versterkingen veroorzaakt.

Elia ontwikkelt zijn portfolio van interconnecties zodanig dat het deze evoluties kan benutten en alle gebruikers een zo optimaal mogelijke toegang tot goedkope buitenlandse energie kan bieden. Naast de versterking van de grensoverschrijdende verbindingen doet de transmissienetbeheerder een beroep op verschillende marktmechanismen om een optimale benutting van de bestaande infrastructuren te verzekeren.

34 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, 4.6 Additional interconnectors: economic results, p98-100

35 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, 4.6 Additional interconnectors: economic results, p100

36 Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets, november 2017



### VERBETERING VAN DE ALGEMENE BETROUWBAARHEID VAN HET SYSTEEM

In een context van talrijke buitendienststellingen van centrale productie-eenheden in België (zowel fossiele als nucleaire eenheden) zijn de interconnecties van essentieel belang voor het behoud van de bevoorradingszekerheid van België. De interconnecties maken het mogelijk dat landen elkaar bijstaan. Ze zorgen ervoor dat productie en verbruik op elkaar kunnen worden afgestemd door energie-invoer mogelijk te maken wanneer de binnenlandse productie ontoereikend zou blijken.

Wanneer het land echter op elektriciteitsinvoer aangewezen is, kan er in de huidige context nooit worden gegarandeerd dat de nodige energie in het buitenland beschikbaar is. Zonder die waarborg moet de bevoorradingszekerheid bij voorrang worden gedragen door een krachtig en betrouwbaar binnenlands productiepark. De interconnecties zorgen veeleer voor de diversificatie van de bevoorrading door toegang te verlenen tot de buitenlandse productie.

### DE EUROPESE MILIEUDOELSTELLINGEN HELPEN VERWEZENLIJKEN

De geografische verschillen binnen Europa zorgen voor een ongelijk potentieel voor de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen, wat nieuwe mogelijkheden biedt voor energie-uitwisselingen tussen landen.

Landen met een groter potentieel aan hernieuwbare energiebronnen zullen een grotere bijdrage leveren aan de Europese inspanningen en tegelijkertijd een groter marktaandeel hebben in dit segment. Om deze dynamiek niet af te remmen door beperkingen in de netten, zal de integratie van de hernieuwbare energiebronnen in heel Europa gepaard moeten gaan met een versterking en uitbreiding van de interconnecties.

### HET BEHEER FACILITEREN VAN HET VARIABELE KARAKTER VAN DECENTRALE PRODUCTIE EN/ OF PRODUCTIE OP BASIS VAN HERNIEUWBARE ENERGIEBRONNEN

De mix van centrale productie-eenheden en productie-eenheden op basis van hernieuwbare energie, die vaak zeer variabel zijn, maakt de energie-uitwisselingscapaciteit met de buurlanden absoluut noodzakelijk om tijdelijke vermogenoverschotten (verzadiging van het systeem) te kunnen afvoeren of om eventuele binnenlandse productietekorten via invoer op te vangen.

#### 1.3.1.2 HET ONTHAAL VAN CENTRALE PRODUCTIE-EENHEDEN

De projecten ter integratie van nieuwe centrale productie-eenheden op het transmissienet dragen bij tot de liquiditeit van de elektriciteitsmarkt en de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening.

Teneinde de nucleaire uitstap op te vangen en de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening te garanderen, duiden verschillende studies op een aanzienlijke nood aan bijkomende

productiecapaciteit tegen 2025<sup>(37)</sup>. Ook in geval van een partiële nucleaire uitstap is er nood aan extra capaciteit. Het transmissienet beschikt over voldoende capaciteit om deze nieuw te bouwen productie-eenheden aan te kunnen sluiten, echter rekening houdend met:

- de structuur van het transmissienet en de beschikbare marge per onderstation: afhankelijk van de locatie zullen bepaalde aanpassingen noodzakelijk zijn;
- idem met betrekking tot het aardgasnetwerk;
- de vergunbaarheid;
- enzoverder.

### 1.3.2 INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM

De strategie die in het kader van het Ontwikkelingsplan wordt voorgesteld, beoogt een zo efficiënt mogelijke verwezenlijking van de Belgische doelstellingen op het vlak van de ontwikkeling van hernieuwbare productie zowel onshore als offshore.

Het bestaande transmissienet biedt een grote onthaalcapaciteit voor decentrale productie, voor zover deze geografisch gespreid is. Dankzij die capaciteit kon reeds het grootste deel van de bestaande productie van dit type worden aangesloten. Ook in de toekomst blijft het van belang dat dit type productie bij voorkeur gerealiseerd wordt daar waar de hoogspanningsnetten over voldoende resterende onthaalcapaciteit beschikken.

In sommige gevallen kan het transmissienet verzadigd raken door de aanwezigheid van een grote concentratie van decentrale productie-eenheden<sup>(38)</sup>. Wanneer dat gebeurt, kan het concept van flexibele toegang worden toegepast om toch een snelle nettoegang te verlenen. De producent kan zijn geproduceerde energie transporteren door de bestaande capaciteit van het net te benutten, voor zover die nog niet is aangesproken. In de praktijk is die capaciteit zeer vaak beschikbaar, tenzij in het zeldzame geval dat er zich een incident voordoet of tijdens periodes van geprogrammeerd periodiek onderhoud van de installaties. Omwille van deze hoge beschikbaarheid vormt deze aanpak geen bedreiging voor de doelstelling inzake energie die op basis van hernieuwbare energiebronnen moet worden geproduceerd.

In een aantal gevallen kan de toename van de decentrale productie een specifieke versterking of uitbreidingen van het net rechtvaardigen. Dergelijke versterkingen zijn in het verleden reeds nodig gebleken in bepaalde regio's (bv. Boucle de l'Est en de Noorderkempen) gezien de bestendigde nood op lange termijn. Echter, om de nood aan dergelijke dure versterkingen te beperken zonder de nagestreefde integratie van hernieuwbare energiebronnen in het gedrang te brengen, is een gecoördineerde visie op prioritaire ontwikkelingszones voor hernieuwbare energiebronnen en het bijhorende transmissienet wenselijk.

37 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017 p121 Conclusions and main policy challenges

38 Hetgeen ook gebeurt op bepaalde plaatsen in de onderliggende netten 70-36 kV

Met het oog op het bereiken van de klimaatdoelstellingen vormt ook de integratie van bijkomende offshore windparken in de Noordzee<sup>(39)</sup> een belangrijk aandachtspunt voor de ontwikkeling van het net. De lopende herziening van het Marien Ruimtelijk Plan voor de periode 2020-2026 voorziet in de aanduiding van extra zones voor offshore windproductie, waarvoor bijkomende offshore netstructuren alsook onshore netversterkingen nodig en noodzakelijk zullen zijn.

### 1.3.3 RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS

Elia pleegt op regelmatige basis overleg met haar rechtstreeks aangesloten netgebruikers en met de distributienetbeheerders teneinde op efficiënte wijze in te kunnen spelen op hun behoeften. In het geval van rechtstreekse netgebruikers kan zich dit vertalen in een nood aan verhoging van de capaciteit van het transmissienet, of in een uitbreiding van het transmissienet. Samen met de distributienetbeheerders wordt voornamelijk de behoefte aan bijkomende capaciteit van de middenspannings-transformatie in kaart gebracht.

### 1.3.4 BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING

#### 1.3.4.1 DE PLAATSELIJKE EVOLUTIE VAN HET ELEKTRICITEITSVERBRUIK

Het totale elektriciteitsverbruik in België is al enkele jaren vrij stabiel. De dalende trend zoals waargenomen de voorbije jaren is enigszins gestopt. De toekomstige vooruitzichten inzake totaal elektriciteitsverbruik worden hoofdzakelijk bepaald door<sup>(40)</sup>:

- Een toenemende graad van energie-efficiëntie, dewelke gecompenseerd wordt door de groei van het verbruik gedreven door economische groei en toename van de populatie;
- Bijkomende elektrificatie, onder andere gedreven door een stijging in het aantal elektrische voertuigen alsook een toenemend aantal warmtepompen;
- Thermo-sensitiviteit: de afhankelijkheid van het verbruiksprofiel in functie van de omgevingstemperatuur.

Aldus valt er een stijgende trend te verwachten voor de periode 2020-2040 (zie 2.3.1.1) en is Elia van mening dat het transmissienet nood heeft aan versterking om de toename van het verbruik op te vangen (de toename van het verbruik was één van de historische motoren achter de evolutie van de elektriciteitsnetten).

Het valt op te merken dat de ontwikkeling van een actief vraagbeheer van elektriciteit zal bijdragen tot een beheersing van het eindverbruik van elektriciteit. Dit laat verbruikers toe om hun verbruiksprofiel aan te passen aan de signalen van verschillende spelers op de elektriciteitsmarkt (netbeheerder, producent enz.). Dit dynamisch beheer van verbruik maakt het ook mogelijk om het verbruik in periodes van vraagpieken af te vlakken of uit te

stellen. Dit heeft een aanzienlijke meerwaarde voor het garanderen van de lokale bevoorradingszekerheid, zeker wanneer de productiemiddelen beperkt zijn. Voorts zal de uitrol van lokale netten (zoals bv. "microgrids") een lokaal beheer mogelijk maken van de decentrale productie en de vraag naar elektriciteit, bijvoorbeeld op basis van decentrale opslagmiddelen, slimme meters, enz. Actief vraagbeheer zal echter niet voor alle geïdentificeerde knelpunten een oplossing bieden.

Naast de evolutie van het nationale eindverbruik zijn er ook geografische verschillen in de verschillende zones van het land. Deze lokale verbruiksstijgingen kunnen knelpunten veroorzaken op plaatsen waar het net onvoldoende gedimensioneerd is om een toereikend betrouwbaarheidsniveau te bieden. Het transmissienet zal bijgevolg versterkt of uitgebreid moeten worden, bijvoorbeeld om de activiteit te ondersteunen van industriezones in uitbreiding, om de verbruiksevoluties in stadscentra op te vangen of ook om "datacenters" aan te sluiten in afgelegen gebieden waar het net niet over de aangewezen capaciteit beschikt.

Gelet op de onzekerheden die met deze mogelijk tegenstrijdige evoluties gepaard gaan, stelt het Ontwikkelingsplan een lijst van investeringen voor die noodzakelijk zijn om de geïdentificeerde verbruiksevoluties het hoofd te bieden. Hun uitvoeringsplanning zal echter regelmatig herbekeken en bijgestuurd worden in functie van de daadwerkelijke evolutie van het verbruik, onder andere in het kader van het opstellen van volgende edities van het Federaal Ontwikkelingsplan.

#### 1.3.4.2 DE VERNIEUWING VAN VEROUDERDE UITRUSTINGEN

Het Belgische transmissienet is met de economische ontwikkeling van België meegegroeid. Het is het resultaat van verschillende investeringsgolven die teruggaan tot de onderlinge koppeling van industriële bekkens en de oprichting van elektriciteitsbedrijven tijdens het interbellum, met vervolgens de sterke economische groei na de Tweede Wereldoorlog, de opkomst van kernenergie, de aansluiting van gascentrales met gecombineerde cyclus en tot slot de huidige context van veroudering van bestaande uitrustingen, de sterke ontwikkeling van decentrale productie onshore en offshore, alsook de integratie van de markten.

De verschillende onderdelen van het transmissienet hebben elk een eigen typische levensduur. Transformatoren, kabels en luchtlijnen hebben een levensduur van respectievelijk 60, 70 en zelfs 80 jaar en meer. De levensduur van beveiligingsuitrustingen (van elektromechanisch over elektronisch naar digitaal). De modernisering van verouderde uitrustingen vormt dan ook een belangrijke ontwikkelingsas voor het transmissienet. Deze uitrustingen moeten worden vervangen om de netgebruikers een zeer hoog betrouwbaarheidsniveau evenals de veiligheid te blijven garanderen.

39 <https://www.health.belgium.be/nl/milieu/zeeen-oceanen-en-antarctica/noordzee-en-oceanen/mariene-ruimtelijke-planning>

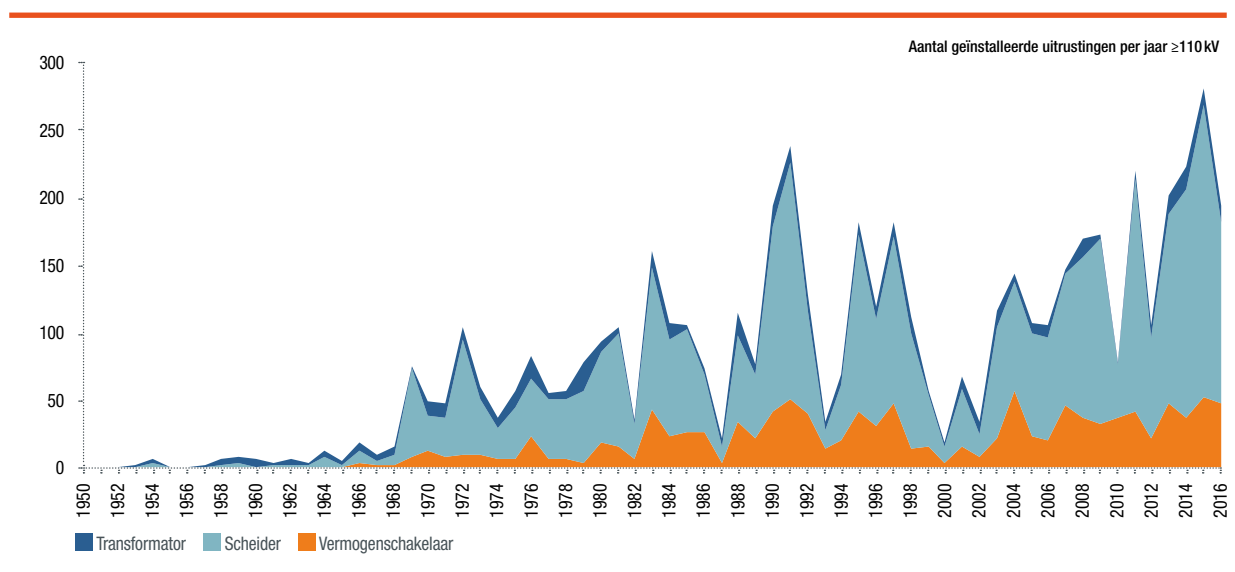
40 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, 2017, p33-36

Waar de levensduur van een uitrusting in hoge mate bepaald wordt door haar staat van materiële slijtage (intrinsieke parameters), zijn er ook tal van andere parameters (extrinsieke parameters) die ervoor kunnen zorgen dat een uitrusting niet langer optimaal in haar omgeving functioneert. Dit is de reden waarom het begrip veroudering boven het restrictieve begrip slijtage wordt verkozen.

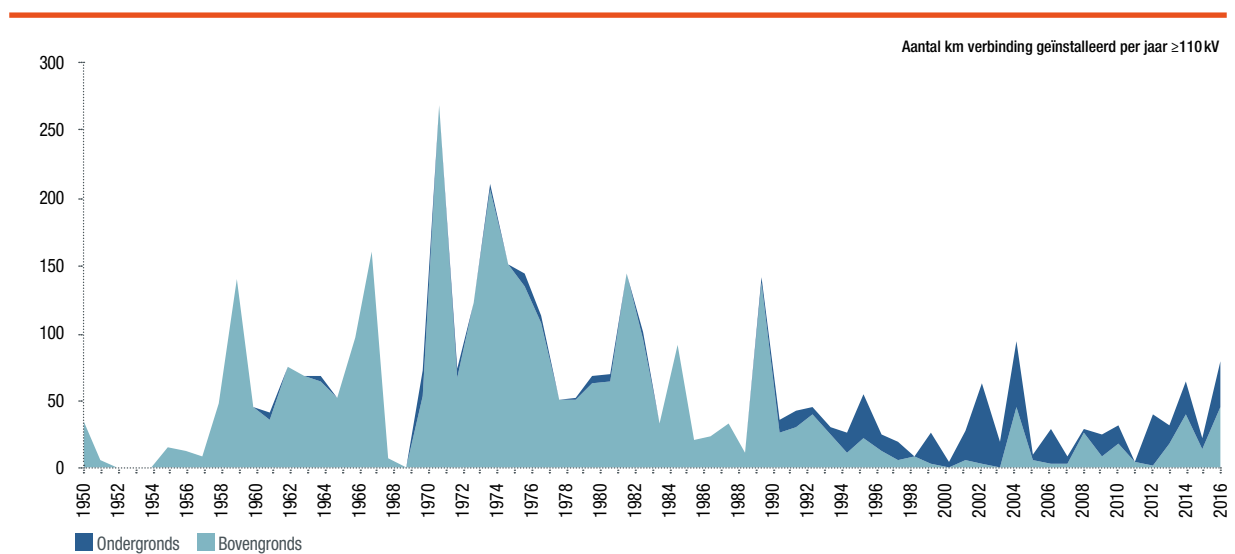
### INTRINSIEKE PARAMETERS

De ontwikkelingsgeschiedenis van het Belgische transmissienet kan rechtstreeks worden afgelezen uit de leeftijds piramides van

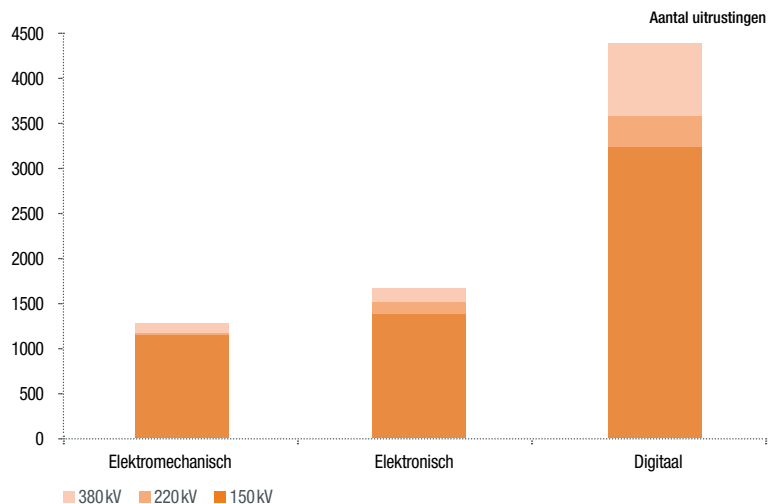
het uitrustingspark binnen het net. Figuur 1.3 toont de uitsplitsing naar bouwjaar van de belangrijkste hoogspanningsuitrustingen, meer bepaald de transformatoren, vermogensschakelaars en scheiders. Figuur 1.4 toont de uitsplitsing naar bouwjaar van de verbindingen. Figuur 1.5 toont de uitsplitsing van beveiligingsuitrustingen naar technologie en het spanningsniveau dat ze beveiligen. Figuur 1.6, tot slot, toont de uitsplitsing van beveiligingsuitrustingen naar bouwjaar, wat een goed overzicht biedt van de evolutie van de gebruikte technologieën, van elektromechanische over elektronische naar digitale beveiligingen.



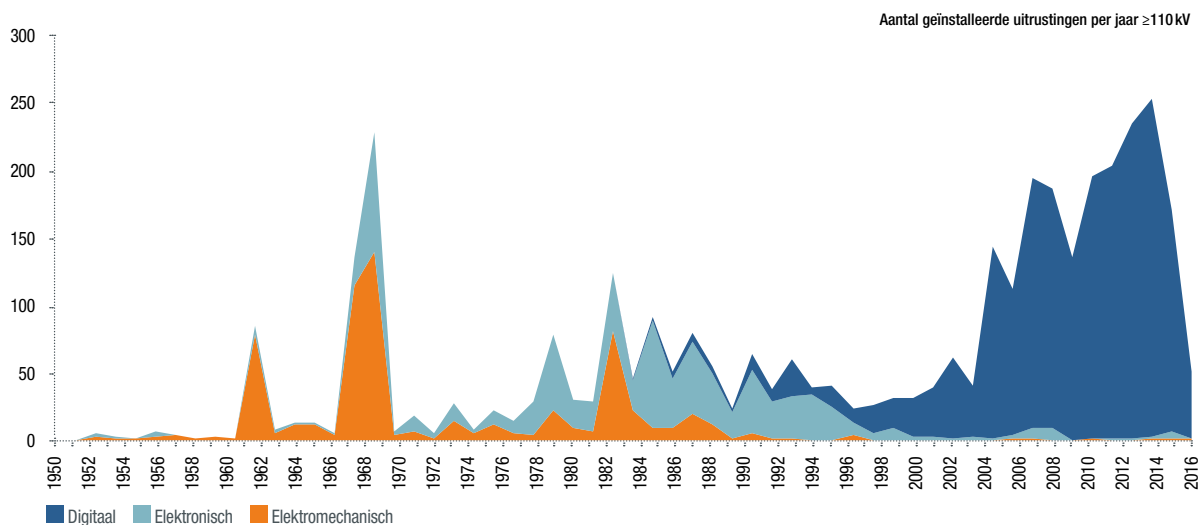
Figuur 1.3: Uitsplitsing van de belangrijkste hoogspanningsuitrustingen naar bouwjaar



Figuur 1.4: Uitsplitsing van de verbindingen naar bouwjaar



Figuur 1.5: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrustingen naar technologie en spanningsniveau



Figuur 1.6: Uitsplitsing van de beveiligingsuitrusting naar bouwjaar

Elke uitrusting vertoont uiteraard verouderingskenmerken die eigen zijn aan haar ontwerp, technologie en constructie, maar een analyse van deze curven geeft een goede indicatie met betrekking tot de uitdagingen die met de modernisering van verouderde uitrustingen gepaard gaan. Met de tijd neemt de slijtage van uitrustingen toe, met verschillende disfuncties als gevolg die de betrouwbaarheid van het systeem rechtstreeks beïnvloeden, en waarvoor vervanging nodig is.

#### EXTRINSIEKE PARAMETERS

Zoals eerder vermeld, kunnen ook externe factoren de vervanging van uitrustingen noodzakelijk maken. Deze extrinsieke parameters zijn bijvoorbeeld de evolutie in de eisen op het vlak van de technologische omgeving en de software van de uitrusting, de economische omstandigheden, de beschikbaarheid van vervangingsonderdelen, de beschikbare vakkennis van het Elia personeel en bij de constructeur, enz.

## 1.3.5 FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT

### 1.3.5.1 INSTALLATIES CONFORM MAKEN AAN NIEUWE WETGEVING

Zoals eerder vermeld zie 1.3.4, kunnen ook externe factoren de vervanging van uitrustingen noodzakelijk maken. Meer specifiek kan een evolutie in de wetgeving op het vlak van milieubescherming of op het vlak van de veiligheid van personen ertoe leiden dat Elia haar installaties dient aan te passen of vroegtijdig dient te vervangen. Zo werden in het verleden transformatoren met askarel-olie (PCB) vervangen en loopt momenteel een project om alle transformatoren systematisch te voorzien van een olieopvangkuip.

In functie van de evoluties in het openbare domein dienen er af en toe hoogspanningsverbindingen verplaatst te worden.

### 1.3.5.2 EFFICIËNTERE BENUTTING OF BEHEER VAN HET NET

Onder projecten voor een efficiëntere benutting of beheer van het net wordt bedoeld de projecten die toelaten om het gebruik van het net te optimaliseren, de projecten die specifiek een bepaalde standaard nastreven, enz. Voorbeelden zijn:

- **Black-out Mitigation:** investeringen om de autonomie en redundantie van de back-upsystemen in de posten en van spraak- en datacommunicatiesystemen voor het systeembeheer te verhogen
- **Security:** investeringen om het beveiligingsniveau van posten, assets en gebouwen te verhogen alsook van het IT netwerk
- **Optische vezel netwerk:** investeringen in een uitbreiding en versterking van het optische vezelnetwerk gelinkt aan de toenemende vraag naar bandbreedte voor de toepassingen in de onderstations en de marktevolutie van TDM<sup>(41)</sup> naar IP-technologie voor datacommunicatie en in het bijzonder om de goede werking van de beveiligingsapparatuur te waarborgen.
- **DLR (Dynamic Line Rating) en RTTR (Real Time Thermal Rating):** investeringen voor de plaatsing van Ampacimons (= dynamic line rating) op verschillende lijnen die bijna verzadigd zijn om hun reële transportcapaciteit, in functie van de weersomstandigheden en hun belastingsniveau, beter in te schatten. Daarnaast betreft dit ook de uitrustingen die geplaatst kunnen worden op kabelverbindingen vanaf 110 kV met als doel in real-time de transportcapaciteit van de verbinding in te schatten zonder schade toe te brengen ten gevolge van oververhitting.



## 1.4 ONTWIKKELINGSMETHODOLOGIE VAN HET NET

De projecten van het Federaal Ontwikkelingsplan zijn afgestemd op de behoeften van morgen in termen van bevoorradingszekerheid, duurzaamheid en competitiviteit en liggen dan ook in de lijn van de desbetreffende strategische doelstellingen van Europa, België en de gewesten.

Ongeacht of het gaat om projecten inzake interconnectie en interne backbone, onthaal van onshore en offshore hernieuwbare energiebronnen, centrale productie, vervanging van verouderde uitrustingen of de evolutie van het verbruik, zijn de projecten van dit plan gedefinieerd op basis van een methodologie die verloopt in 4 opeenvolgende stappen.



Figuur 1.7: Identificatieproces van de projecten van het Ontwikkelingsplan

Deze aanpak is verenigbaar met de methodes die zijn uitgewerkt in het kader van het "Ten-Year Network Development Plan", dat tweejaarlijks door ENTSO-E wordt gepubliceerd.<sup>(42)</sup>

### 1.4.1 VERSCHILLENDE TOEKOMSTOPTIES

De uitgewerkte scenario's proberen allerminst de toekomst te voorspellen maar laten toe een zo nauwkeurig mogelijk idee te vormen van de robuustheid van de beleidskeuzes op gebied van energie, alsook de invloed van deze keuzes op de netontwikkelingsbehoeften.

Om deze oefening te kunnen maken, werden de trends geïdentificeerd die bepalend zijn voor de behoeften aan netcapaciteit, zoals de wettelijke kalender voor de nucleaire uitstap in België<sup>(43)</sup>, het bereiken van de nationale en Europese doelstellingen voor elektriciteit voor 2020 en 2030, de Europese klimaatdoelstellingen, de evolutie van het elektriciteitsverbruik, de evolutie van het centraal productiepark (nieuwe projecten en buitendienststellingen) en de evolutie van de CO<sub>2</sub>-prijs.

Elk scenario waarop dit federaal ontwikkelingsplan zich baseert is adequaat qua productiecapaciteit<sup>(44)</sup>.

Hoofdstuk 2 beschrijft de scenario's die in het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan 2020-2030 worden gebruikt om deze onzekerheden optimaal te omkaderen.

### 1.4.2 DE BEHOEFTE BEPALEN

Wanneer de definities van de scenario's vastgelegd zijn, wordt een gedetailleerde raming van de behoeften aan transmissiecapaciteit bepaald door middel van een reeks bijkomende studies:

- marktstudies identificeren het ontwikkelingspotentieel van nieuwe grensoverschrijdende capaciteiten;
- netstudies van de vermogenstromen (of "loadflowstudies") tonen aan waar de capaciteit van het net dreigt niet te volstaan;
- modellen voor de conditie en de performantie van de uitrustingen (veiligheid en betrouwbaarheid) geven aan welke uitrustingen aan vernieuwing, aanpassing of versterking toe zijn.

Om deze behoeften te bepalen, wordt in het kader van het Ontwikkelingsplan 2020-2030 een referentienet in aanmerking genomen. Hiervoor wordt het referentienet van het TYNDP aangewend en dit per geëvalueerde tijdshorizon. Voor België is dit bestaande uit:

- het referentienet dat in het kader van het Ontwikkelingsplan 2015-2025 werd gepresenteerd;
- plus de in het kader van het Ontwikkelingsplan 2015-2025 goedgekeurde investeringen waarvan de indienstelling is bevestigd. De voortgang van deze verschillende investeringen wordt in detail beschreven in bijlage 6;

42 Raadpleegbaar op <https://tyndp.entsoe.eu/>

43 Wet van 12 juni 2016 tot wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, met het oog op de vaststelling van de jaarlijkse vergoeding verschuldigd voor de verlenging van de kerncentrales Doel 1 en Doel 2

44 Artikel 3 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt: Het Ontwikkelingsplan houdt eveneens rekening met de nood aan een adequate reservecapaciteit

- plus de projecten die niet in het vorig Ontwikkelingsplan 2015-2025 werden opgenomen als uit te voeren investering (maar als indicatief), maar waarbij de gewijzigde omstandigheden hebben geleid tot de ontwikkeling van een concreet investeringsdossier dat conform de voorziene procedures werd afgestemd met de CREG. De voortgang van deze investeringen wordt eveneens in detail beschreven in bijlage 6.

#### 1.4.2.1 MARKTSTUDIES VOOR HET BEPALEN VAN ECONOMISCHE EVENWICHTEN

Teneinde marktstudies uit te voeren moeten modellen worden opgesteld die rekening houden met de eigenschappen van productiecentrales, meer bepaald het kostenaspect en hun tijdsafhankelijke exploitatiebeperkingen. Deze hangen af van meerdere parameters zoals de grondstofprijzen, de weersomstandigheden, turbinekarakteristieken enz.

De vraag naar elektriciteit en de variabiliteit ervan gedurende het jaar moeten ook in rekening worden gebracht. De aanwezigheid van productie op de spanningniveaus van de distributienetten kan een gedetailleerde modellering van de decentrale eenheden noodzakelijk maken.

Daarnaast spelen de uitwisselingen van energie tussen de landen een belangrijke rol in de economische evenwichten. De simulatie omvat dus een ruime perimeter van de ons omringende landen

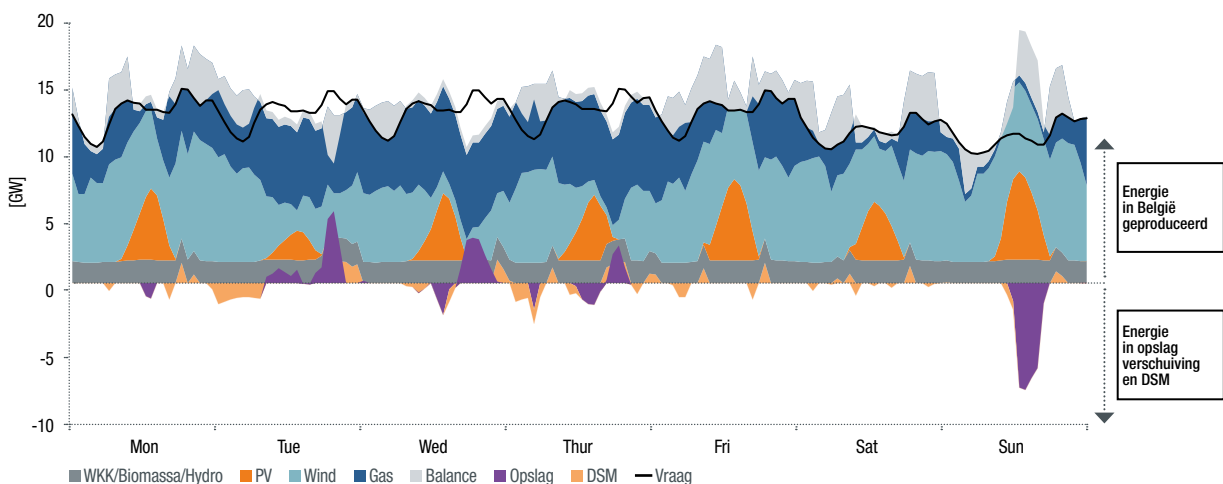
om de wisselwerkingen tussen deze landen in beeld te brengen. Naast de vraag- en aanbods simulaties in de buurlanden steunen de studies op hypothesen betreffende de beschikbare capaciteiten voor uitwisselingen tussen de landen, gemodelleerd in de vorm van NTC.

Zodra deze elementen zijn bepaald, geeft het model voor het onderzochte scenario voor elk uur van het jaar een vooruitzicht van de "unit commitment" van de eenheden die in elk land zijn gepland. Deze resultaten worden geconsolideerd in markt-evenwichten in alle landen of in typische productieplannen en typische uitwisselingssituaties ("bulk power flows").

Aan de hand van deze markt-evenwichten kunnen het gebruik en de congestie van de interconnecties worden geïdentificeerd, alsook de gedragingen van de energiemix in de onderzochte scenario's. Op basis daarvan kan het economisch belang van de versterking van een interconnectie worden beoordeeld door de impact ervan op de mate van congestie op de grenzen of op de variabele productiekosten in het systeem te bepalen.

Teneinde de robuustheid van de resultaten te verhogen wordt bij deze marktstudies een probabilistische aanpak gehanteerd, zij het dan met minder klimaatjaren dan een studie voor het beoordelen van de bevoorradingszekerheid.

In het kader van het Ontwikkelingsplan heeft de netbeheerder de tool Antares<sup>®</sup> gebruikt om deze analyses uit te voeren.



Figuur 1.8: Economische inschakeling van het productiepark tijdens een typeweek, voortvloeiend uit een economisch evenwichtsmodel (theoretisch voorbeeld)

### 1.4.2.2 LOADFLOWSTUDIES

De netstudies beoordelen of de ruimtelijke spreiding van de productie en het verbruik, zoals door de marktstudies geëvalueerd, de veilige werking van het systeem in het gedrang brengt.

Voor de modellering van een elektriciteitsnet wordt een beroep gedaan op meerdere berekeningsinstrumenten:

- een loadflowmodel<sup>(45)</sup>;
- een berekeningsmodel voor het kortsluitvermogen in elk knooppunt van het net<sup>(46)</sup>;
- een model voor de statische en dynamische stabiliteit van het net<sup>(47)</sup>;
- een model voor de spanningsstabiliteit<sup>(48)</sup>.

Het loadflowmodel laat toe de verdeling van de elektriciteitsstromen op het net te evalueren in verschillende specifieke representatieve gevallen. Een representatief geval wordt gekenmerkt door een netconfiguratie, een productiepark in bedrijf, de import- en transitomstandigheden alsook een verbruiksniveau voor elk lokaal afnamepunt.

De representatieve gevallen worden gekozen om de mogelijke situaties die aan de hand van marktstudies zijn geïdentificeerd zo goed mogelijk in kaart te brengen. De onderzochte gevallen verkennen een ruime waaier van situaties: frequente gevallen of zeldzame gevallen als gevolg van bijzonder gespannen verdelingen van de stromen.

Voor elk gegeven representatief geval kunnen zich bovendien verschillende nettoestanden voordoen die elk beurtelings worden onderzocht:

- de gezonde toestand of de ideale situatie waarin alle voorziene netelementen en productie-eenheden beschikbaar zijn;
- alle toestanden bij een "enkelvoudig incident" die gekenmerkt worden door het verlies van één enkel element (netelement of productie-eenheid), d.i. het criterium van de "N-1";
- alle toestanden bij een "dubbel incident" die gekenmerkt worden door het verlies van een productie-eenheid in combinatie met het verlies van een andere productie-eenheid of een netelement;
- alle toestanden met een incident op een 380 kV railstelsel.

Voor elke dergelijke nettoestand van elk representatief geval worden voor meerdere parameters criteria (grenswaarden of een aanvaardbaar bereik) bepaald:

- de stromen doorheen het net;
- het spanningsniveau van elk knooppunt in het net;
- het kortsluitvermogen;
- de stabiliteit van het net tegenover een spanningsinstorting;
- de dynamische en statische stabiliteit.

Deze criteria kunnen eventueel afhangen van de weersomstandigheden (bijvoorbeeld de aanwezigheid van zon of wind), de aan- of afwezigheid van decentrale productie, of de aanwezigheid van monitoringapparatuur op de netuitrustingen (van het type Ampacimon).

Het net voldoet aan de bovenstaande ontwikkelingscriteria indien al de berekende waarden voor de gesimuleerde parameters aan de vastgelegde criteria beantwoorden.

Heel deze modellering steunt op gedetailleerde technische gegevens over de netactiva, de topologie en de productie-eenheden. De gebruikte database bevat de data van de omliggende netten om de interactie van het Belgische net met de buitenlandse netten zo goed mogelijk te simuleren.

### 1.4.2.3 MODELLEN VOOR DE CONDITIE EN DE PERFORMANTIE VAN DE UITRUSTINGEN

De Belgische elektriciteitstransmissie-infrastructuur is een van de meest betrouwbare van Europa<sup>(49)</sup>. Deze prestatie is onder meer te danken aan een geoptimaliseerd beheer van de netuitrustingen waarbij alle fasen van hun levenscyclus in aanmerking worden genomen.

Een dergelijk beheer is slechts mogelijk als de evolutie van de conditie en de prestatie van elke netuitrusting kan worden ingeschat, zodat kan worden bepaald vanaf wanneer een uitrusting verouderd is. Het is belangrijk om te begrijpen dat "veroudering" veel verder reikt dan louter slijtage. Het gaat eerder om een uitrusting die niet meer optimaal in zijn omgeving (in de ruime zin van het woord) functioneert, waardoor aanzienlijke problemen ontstaan op het gebied van:

- veiligheid van personen;
- betrouwbaarheid van de bevoorrading;
- onderhoudskosten;
- impact op de gemeenschap en het bedrijf;
- wettelijke of milieuconformiteit, en/of
- beheersstrategie op lange termijn.

Naarmate een type van uitrusting langer in operationeel gebruik is, neemt de kennis erover toe en verbetert het prestatie-model. Zo kunnen voor een uitrustingsfamilie algemene trends worden gedetecteerd die aanwijzingen geven over een verlenging of inkorting van de levensduur ervan.

Om het einde van de levensduur van de uitrustingen te beheren, werden er beleidslijnen voor de buitengebruikstelling uitgewerkt. Die beleidslijnen bepalen de ideale timing voor buitengebruikstelling van een uitrustingsfamilie. Die timing zal afhangen van het risico dat de uitrustingen inhouden ten opzichte van de eerder vermelde criteria.

45 De loadflowmodellen evalueren de verdeling van de elektrische stromen naargelang de lokalisatie van de productie en van het verbruik, op basis van de wetten van de fysica

46 Volgens de superpositiemethode, toegelaten in de norm IEC60909

47 De statische en dynamische stabiliteit van een net is de mate waarin dat net in staat is om de synchrone werking van de productie-eenheden te waarborgen, zowel bij lichte als zware storingen

48 Met behulp van het model voor de spanningsstabiliteit kan worden nagegaan of de spanningsdalingen tussen knooppunten van het net, die het gevolg zijn van vermogensoverdrachten, zelfs bij een incident binnen de aanvaardbare normen blijven

49 Elia, Jaarverslag 2017, [https://annualreport.elia.be/2017/?\\_ga=2.207643218.1705009044.1523113115-600327400.1518508436](https://annualreport.elia.be/2017/?_ga=2.207643218.1705009044.1523113115-600327400.1518508436)



Afhankelijk van deze analyses is elk onderdeel van een installatie het voorwerp van een specifiek onderhouds-, herstellings-, aanpassings-, buitengebruikstellings- of vernieuwingsprogramma.

Dankzij deze strategie kunnen de behoeften inzake buitengebruikstelling van uitrustingen precies worden achterhaald, zodat hiermee rekening kan worden gehouden bij het uitstippelen van de noodzakelijke investeringsprojecten. Om deze behoeften in de tijd te spreiden, worden uitrustingen vernieuwd op basis van de werkelijke conditie van de uitrustingen en niet op basis van leeftijd. Voor bepaalde soorten uitrustingen wordt de conditie en performantie in stand gehouden, bv. door levensduur verlengende aanpassingen, tot het optimale moment voor vernieuwing is aangebroken.

In het kader van "Condition Based Asset Management" heeft Elia een nieuwe activiteit "Asset Condition & Control" (ACC) opgestart. Dit ACC-team maakt gebruik van online en offline gegevens om de conditie van een uitrusting in te schatten, waarna de resultaten ervan worden gebruikt voor het optimaliseren van vernieuwings- en onderhoudsbeleidslijnen.

### 1.4.3 UITWERKING VAN DE OPLOSSINGEN

De noodzakelijke oplossingen voor de geïdentificeerde behoeften aan transmissiecapaciteit worden vervolgens uitgewerkt. Hierbij wordt er getracht om technisch-economisch optimale oplossingen te bepalen die een maximale meerwaarde voor maatschappij creëren. Dit wordt voornamelijk bekomen door netinvesteringen te definiëren die beantwoorden aan meerdere behoeften. Zo kan een vervangingsinvestering eveneens invulling geven aan andere behoefte, zoals het verhogen van de transportcapaciteit.

Alvorens de installatie van nieuwe infrastructuur te overwegen, kan een verbetering van het operationele beheer van het bestaande net in rekening worden gebracht om te voorzien in de vastgestelde behoeften en nieuwe capaciteit vrij te maken. Indien dit onvoldoende blijkt, zal versterking of uitbreiding van het transmissienet noodzakelijk zijn. Dit wordt in onderstaande paragrafen verder toegelicht.

#### 1.4.3.1 DE INTEGRATIE VAN TOESTELLEN DIE TOELATEN OM DE BESTAANDE INFRASTRUCTUUR MAXIMAAL TE BENUTTEN

Om voortdurend toezicht te kunnen houden op de verschillende parameters van het net qua capaciteit, productie, belasting van het net alsook behoeften van de gebruikers, moeten er metingen en controles worden ingevoerd in de volledige keten van productie-transmissie-distributie-verbruik, om de optimale uitbating van het net te bepalen. Hiervoor beschikt Elia over meet-, controle- en bedieningssystemen voor zijn infrastructuur. Deze systemen maken gebruik van een uitgebreid telecomnetwerk (zie 1.3.5.2) tussen de verschillende stations. Bij elke gelegenheid vernieuwt en breidt Elia deze middelen verder uit, gebruikmakend van de meeste recente technologieën:

- Bij de realisatie van nieuwe verbindingen of de vernieuwing van bestaande lijnen worden er optische vezels aangelegd om de communicatiemogelijkheden verder uit te breiden;
- De stations zijn ook uitgerust met toestellen voor telemeting en telecontrole gebaseerd op de meest recente communicatieprotocollen, om de status van het net op te volgen en het vanop afstand te besturen volgens de behoeften;
- Elia heeft binnen zijn verschillende controlecentra een nieuw systeem in gebruik genomen voor het beheer van de energiestromen (Energy Management System), zodat er voortdurend toezicht kan worden gehouden op het elektriciteitssysteem.

Bovendien maakt het gebruik van "dynamic line rating" (zie 1.3.5.2) op de bovengrondse lijnen die bijna verzadigd zijn het mogelijk om hun reële transportcapaciteit beter in te schatten, in functie van de weersomstandigheden en hun belastingsniveau. Op ondergrondse kabels wordt gebruik gemaakt van temperatuurmetingen via "Distributed Temperature Sensing" en "Real Time Thermal Rating". Deze metingen kunnen gebruikt worden om kritische plaatsen (hot-spots) te detecteren. Geavanceerde thermische modellen en berekeningen laten toe om de temperatuur van de geleider van de ondergrondse kabel te berekenen alsook de (over)belastbaarheid van het kabelsysteem.

Verder laat de integratie van infrastructuur die de fluxen op het transportnet kan beïnvloeden, zoals dwarsregeltransformatoren of HVDC-verbindingen, toe om de fluxen te oriënteren in een welbepaalde richting. Daar waar de elektrische fluxen een deel van het net verzadigen, biedt deze controlemogelijkheid de voorziening om de fluxen om te buigen naar minder zwaarbelaste regio's zodoende de overbelaste zones te ontlasten, uiteraard mits coördinatie daarvan met de naburige netbeheerders. Het Ontwikkelingsplan 2020-2030 bevat verschillende projecten (dwarsregeltransformatoren op de noordgrens, de HVDC-interconnecties) die de benuttingsgraad van het net maximaliseren.

Tenslotte laat het gebruik van hoogperformantiegeleiders op de bestaande verbindingen toe om de transportcapaciteit van het net aanzienlijk te verhogen, zonder dat hiervoor nieuwe corridors dienen ontwikkeld te worden.

### 1.4.3.2 PRODUCTEN EN DIENSTEN ONTWIKKELEN REKENING HOUDEND MET DE NODEN VAN DE NETGEBRUIKERS EN DE BEPERKINGEN VAN HET BEHEER VAN HET ELEKTRICITEITSSYSTEEM

Er werden verschillende producten en diensten ontwikkeld, soms in samenwerking met de distributienetbeheerders, om aan de noden van de netgebruikers te beantwoorden en tegelijkertijd rekening te houden met de beperkingen horende bij het beheer van het systeem.

Een exhaustieve opsomming valt buiten de scope van dit ontwikkelingsplan.

- Het principe van flexibele nettoegang: dit type toegang wordt gebruikt voor de aansluiting van productie-eenheden waarbij in de meeste gevallen wordt toegelaten dat deze ongelimiteerd kunnen injecteren in het net. Doch, in enkele minder voorkomende gevallen, moet hun injectieniveau op advies van de netbeheerders worden beperkt, om congestie van het net te vermijden;
- Een dynamisch vraagbeheer maakt het ook mogelijk om het verbruik op piekmomenten af te schakelen of uit te stellen wanneer dit bijzonder hoog ligt. Dit is ook nuttig voor de bevoorradingszekerheid wanneer de productiemiddelen of de importcapaciteit beperkt zijn.

Elia werkt voortdurend aan de verbetering en integratie van deze systemen en concepten.

### 1.4.3.3 CRITERIA TER EVALUATIE VAN NIEUWE INFRASTRUCTUUR

#### VERBINDINGEN

Elia ziet erop toe dat de bestaande infrastructuur optimaal wordt benut. Om de kosten tot een aanvaardbaar niveau te kunnen beperken, volgt Elia een pragmatisch beleid. Hierbij houdt Elia de bestaande bovengrondse lijnen zo veel mogelijk in dienst. Waar nodig worden de geleiders en toebehoren van de lijnen vervangen, zonder de masten te vervangen, indien de stabiliteit van deze structuren dit nog toelaat.

Indien een verhoogde capaciteit nodig is wordt nagegaan of bijkomende draadstellen op bestaande masten kunnen worden getrokken. In de mate van het mogelijke worden deze nieuwe geleiders zodanig gedimensioneerd dat er geen ingrijpende aanpassingen nodig zijn aan de masten waaraan de geleiders ophangen. Daarnaast maakt de netbeheerder ook gebruik van technologische oplossingen, zoals het plaatsen van hoogperformantiegeleiders, die het mogelijk maken om de transmissiecapaciteit te verhogen met minimale aanpassingen aan de bestaande masten. Indien dit nuttig is, worden bestaande geleiders vervangen door geleiders met een hogere capaciteit.

Wanneer nieuwe verbindingen nodig zijn, geeft Elia doorgaans de voorkeur aan de plaatsing van kabels voor nieuwe verbindingen op de lagere spanningsniveaus tot en met 150 kV, zodat de impact van het net op de omgeving tot een minimum wordt beperkt. Hierbij onderzoekt Elia meerdere alternatieven, waarbij soms een grote perimeter van het net grondig wordt gehestructureerd om de lengte van de ondergrondse verbindingen te beperken. Wat het net op zeer hoge spanning betreft, zullen

380 kV lijnen algemeen genomen bovengronds worden aangelegd omwille van technische en economische redenen.

Deze aanpak wordt gekozen voor de ontwikkeling van nieuwe verbindingen op lagere spanningsniveaus, maar kan niet veralgemeend worden voor alle bestaande verbindingen. Naast de technische uitdagingen zou het systematisch ondergronds brengen van de bestaande verbindingen een belangrijke financiële inspanning betekenen voor de gemeenschap.

In bepaalde gevallen dienen nieuwe verbindingen gerealiseerd te worden door de constructie van nieuwe bovengrondse lijnen, waarbij de voordelen van deze lijnen (kostprijs, toegankelijkheid, beschikbaarheid ...) optimaal worden benut. Deze nieuwe verbindingen worden bij voorkeur gebundeld met andere lijninfrastructuur (bundeling-principe), bijvoorbeeld andere hoogspanningslijnen, openbare wegen, waterlopen, enz. Daarenboven ziet de netbeheerder erop toe dat de totale lengte van het bovengrondse transmissienet niet toeneemt (standstill-principe). Om dit te kunnen realiseren worden, waar mogelijk, tracés van bestaande lijnen van een lager spanningsniveau hergebruikt en wordt de verbinding van een lager spanningsniveau ondergronds gelegd. Wanneer een hergebruik van een bestaand tracé niet mogelijk is, is het mogelijk dat elders in de omgeving bestaande lijnen worden verwijderd en/of ondergronds worden aangelegd bij wijze van ruimtelijke compensatie. Om de visuele impact van deze nieuwe uitrustingen te beperken, kan voor masten met een aangepaste vorm worden geopteerd.

In ieder geval wordt bij de ontwikkeling van nieuwe lijninfrastructuur zoveel mogelijk rekening gehouden met de maatschappelijke wensen en wordt bijvoorbeeld maximaal getracht om woongebieden en beschermde zones te vrijwaren.

#### HOOGSPANNINGSSTATIONS

Elia tracht optimaal gebruik te maken van de bestaande infrastructuur en zoveel mogelijk gebruik te maken van de bestaande stations.

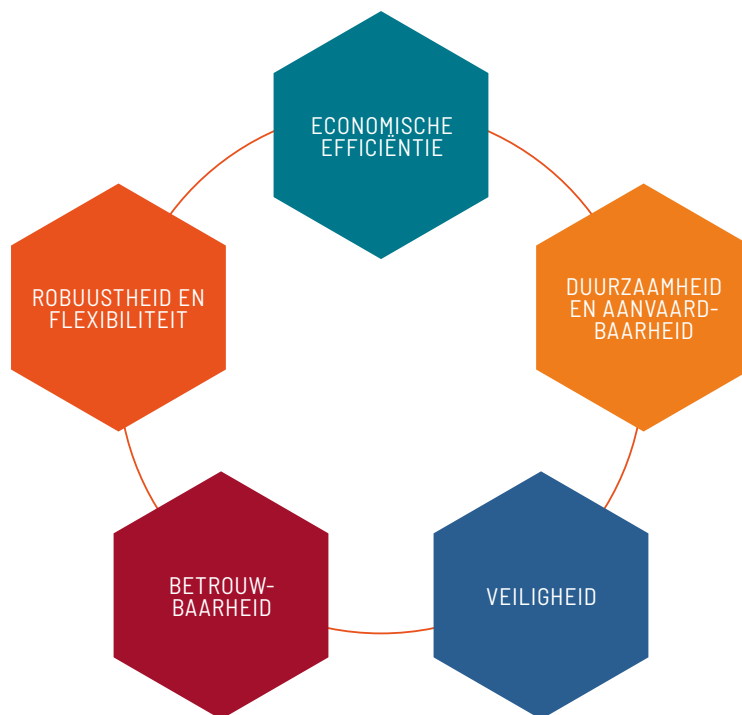
De stations op hoge en zeer hoge spanning zijn historisch gezien vaak ingeplant in landbouwgebieden. Bijgevolg stelt men soms vast dat de exploitatie en de uitbreiding van de transformatiestations niet verenigbaar is met de huidige bestemming van deze gebieden. Bij de uitbating en uitbreiding van deze stations tracht Elia de impact op het milieu maximaal te beperken door een weloverwogen ontwerp.

Wanneer er nieuwe stations moeten worden opgericht, ziet Elia erop toe dat deze worden geïntegreerd in zones die geschikt zijn voor de exploitatie van deze installaties of volgt Elia de nodige procedures om de bestemming van deze zones te wijzigen, in onderling overleg met de bevoegde overheden.

#### 1.4.3.4 NIEUWE INFRASTRUCTUUR REALISEREN

In laatste instantie wordt gekeken naar de ontwikkeling van nieuwe infrastructuur om bijkomende capaciteit te creëren. De mogelijke oplossingen worden geëvalueerd en vergeleken op basis van:

- **De veiligheid** van de eigen medewerkers, van de onderaannemers en van het publiek. Dit is een absolute prioriteit voor Elia, die ervoor zorgt dat zijn installaties zo veilig mogelijk zijn.
- **Betrouwbaarheid**: de geselecteerde oplossingen moeten voldoen aan een reeks ontwikkelingscriteria (zie hoger).
- **Robuustheid en flexibiliteit**: de geselecteerde oplossingen worden getest in de verschillende toekomstscenario's en voor verschillende tijdshorizonten, teneinde de robuustheid en flexibiliteit van de oplossing te evalueren.
- **Economische efficiëntie**: voor een gegeven behoefte moeten de verschillende oplossingen die in aanmerking komen, worden vergeleken op technische en economische aspecten.
- **Duurzaamheid en aanvaardbaarheid**: de milieu-impact van de uit te voeren oplossingen wordt zo veel mogelijk beperkt en er wordt gestreefd naar een maximale maatschappelijke aanvaarding door het publiek en door de overheid.



Figuur 1.9: Evaluatie van mogelijke oplossingen

#### VEILIGHEID

Voor Elia is de veiligheid van de eigen medewerkers, van de personeelsleden van onderaannemers en van het publiek een absolute prioriteit. Elia doet al het nodige om ervoor te zorgen dat haar installaties zo veilig mogelijk zijn. De aangehouden inspanningen om de intrinsieke veiligheid van de installaties te verbeteren, leveren resultaat op en worden permanent voortgezet. Zo worden alle bestaande installaties voorzien van vergrendelingen om foute schakelingen te vermijden en worden alle masten van bovengrondse verbindingen uitgerust met een systeem dat de gevolgen van een eventuele val tijdens het uitvoeren van onderhoudswerken beperkt.

Elia houdt ook rekening met de uitbreiding van de wetgeving terzake bij het uitwerken van oplossingen voor de ontwikkeling van het net. Het Koninklijk Besluit van 2 juni 2008 betreffende de minimale voorschriften inzake veiligheid van bepaalde oude elektrische installaties op arbeidsplaatsen vervolledigt het Algemeen Reglement op de Elektrische Installaties, de wet inzake welzijn op het werk van 4 augustus 1996, de codex over het welzijn op het werk waarin de uitvoeringsbesluiten van deze wet zijn opgenomen en het Algemeen Reglement voor de Arbeidsbescherming.

### **BETROUWBAARHEID**

Wanneer netstudies uitwijzen dat de ontwikkelingscriteria niet worden nageleefd, moeten de netversterkingen of -uitbreidingen worden bepaald die ervoor zorgen dat er opnieuw aan de vereiste criteria voldaan wordt. Vervolgens worden er dan nieuwe loadflowstudies uitgevoerd om na te gaan of het versterkte of gewijzigde net wel voldoet aan de betrouwbaarheidscriteria van het net.

### **ROBUUSTHEID EN FLEXIBILITEIT**

Het versterkte of gewijzigde net wordt doorgerekend voor verschillende referentiegevallen, getest op verschillende sensitiviteiten en in meerdere tijdshorizonten, kwestie van te verzekeren dat de beoogde netstructuur een robuuste oplossing vormt voor de geïdentificeerde nood aan extra capaciteit. De oplossing moet ook tijdig gerealiseerd kunnen worden gezien de lange doorlooptijd voor dergelijke projecten. Tenslotte maakt ook de flexibiliteit van de oplossing mee deel uit van de evaluatie.

### **ECONOMISCHE EFFICIËNTIE**

De verschillende varianten voor de ontwikkeling van het net met betrekking tot een bepaalde behoefte worden technisch-economisch vergeleken op basis van de baremische kosten van de verschillende werken die hiervoor worden gepland. Alle elementen die betekenisvolle kostprijsverschillen opleveren, moeten immers correct worden ingeschat. Naargelang het geval zal deze vergelijking uitsluitend de investeringskosten betreffen of zal ze worden uitgebreid tot andere kostenelementen, zoals het niveau van de netverliezen of de kosten voor onderhoud en instandhouding.

Bij het uitwerken van langetermijnoplossingen wordt ook altijd de spreiding van de investeringen in de tijd onderzocht. De evolutie van een ontwikkelingsdrijfveer (elektriciteitsverbruik enz.) kan immers soms gekenmerkt worden door een continue stijging, terwijl een investering aanleiding geeft tot een trapsgewijze verhoging van de capaciteit van de netten, hetgeen mogelijk een capaciteitsoverschot op korte termijn oplevert. Een gespreide realisatie in opeenvolgende stappen maakt het in sommige gevallen mogelijk om de toename van de capaciteit beter af te stemmen op de evolutie van de ontwikkelingsdrijfveren. Deze aanpak vermindert dus soms de kosten door de investeringen in de tijd te spreiden. In andere gevallen zal een eenmalige initiële investering van grotere omvang de economisch meest efficiënte oplossing zijn.

Bij investeringen die in de tijd zijn gespreid, worden de varianten onder meer vergeleken op basis van de geactualiseerde waarde van de investeringskosten. De actualisatievoet die hiervoor wordt gebruikt, is de langetermijn-WACC ("Weighted Average Cost of Capital") van Elia. Voorts wordt de vergelijking over een voldoende lange periode gemaakt: dit biedt de garantie dat de geselecteerde oplossing op lange termijn geldig is en geen "stranded costs" met zich brengt.

### **DUURZAAMHEID EN AANVAARDBAARHEID**

De "wet van 13 februari 2006 betreffende de beoordeling van de gevolgen voor het milieu van bepaalde plannen en programma's en de inspraak van het publiek bij de uitwerking van de plannen en programma's" bepaalt dat het Federaal Ontwikkelingsplan aan een strategische milieubeoordeling moet worden onderworpen. Dit betekent dat reeds bij de fase van het uitwerken van ontwikkelingsvarianten een milieuonderzoek wordt uitgevoerd om de varianten met de meest nadelige impact op het milieu te weren. Dankzij deze aanpak kan in een vroeg stadium en op proactieve wijze rekening worden gehouden met milieuproblemen bij het plannen van projecten, om het beleid inzake duurzame ontwikkeling te steunen dat op Europees, op federaal en op gewestelijk niveau gedefinieerd is.

Voor de projecten die een grote milieu-impact zouden kunnen hebben is Elia verplicht op regionaal niveau nog één of meerdere milieueffectenstudies uit te voeren. De ruimtelijke plannen en toegekende vergunningen bevatten, na overleg met de bevoegde overheden, vaak maatregelen die tot doel hebben de impact op het milieu tot een minimum te beperken.

Elia tracht, ongeacht de eventuele verplichting om een milieueffectenstudie op te maken, de impact van al haar installaties op de mens, de natuur en het landschap zoveel mogelijk te beperken. In eerste instantie door negatieve effecten te vermijden via een doordacht projectontwerp en in tweede instantie door de gevolgen voor het leefmilieu trachten te compenseren en/of te milderen. Om dit optimaal uit te kunnen werken wordt gewerkt volgens een duidelijke communicatie- en participatie-aanpak. Dit is verder toegelicht in sectie §1.5.

### 1.4.4 DYNAMISCHE PROGRAMMERING VAN DE INVESTERINGEN

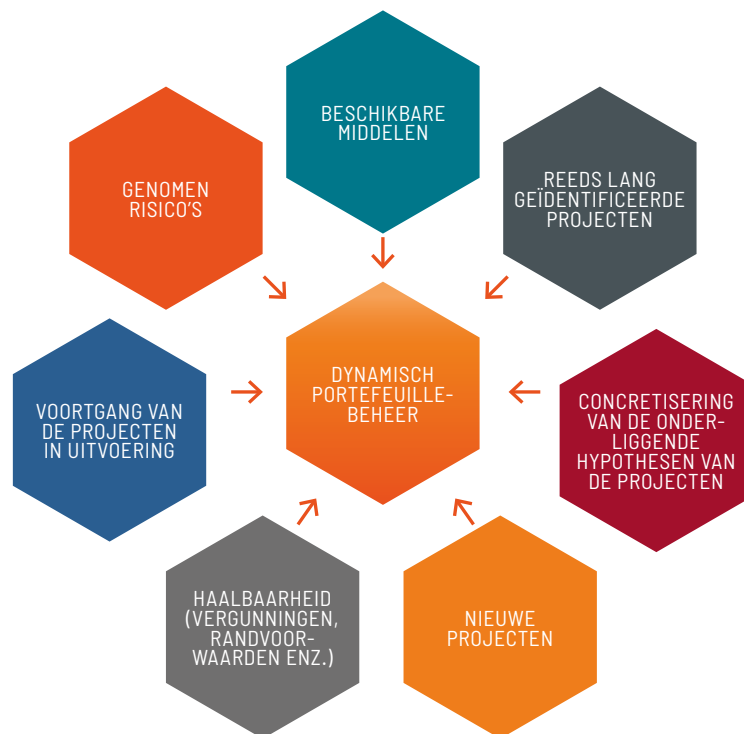
De portefeuille van infrastructuurprojecten omvat projecten die reeds geruime tijd gekend zijn en die dankzij langetermijn vooruitzichten werden geïdentificeerd. Daarnaast bevat de portefeuille projecten die inspelen op recent geïdentificeerde behoeften (snelle toename van het verbruik, defecte uitrusting, aansluiting van een netgebruiker enz.). Deze mix van projecten vereist een jaarlijkse evaluatie van de portefeuille (oefening in het arbitreren en bijsturen van de projectenportefeuille). Gezien de vele onzekerheden (evolutie van de energiemix, tijd nodig voor het verkrijgen van de vergunningen enz.) moet een evenwicht worden gezocht tussen verschillende conflicterende eisen.

Eenzijds moet tijdig met de uitvoering van de projecten worden gestart om ten volle te voldoen aan de behoeften waarvoor ze

werden gedefinieerd (inspelen op een evolutie van het verbruik, integratie van hernieuwbare energie, aansluiting van gebruikers enz.).

Anderzijds mogen de projecten niet te vroeg worden gestart, aangezien de hypothesen waarop ze zijn gebaseerd voldoende zeker moeten zijn, omdat anders het risico bestaat dat de werken niet aan de behoeften zijn aangepast ("stranded asset"). Een te vroege start zou er ook toe leiden dat de beschikbare middelen vroegtijdig worden ingezet, eventueel ten koste van andere prioritaire projecten.

Tot slot moet heel de projectenportefeuille verenigbaar zijn met de beschikbare menselijke en financiële middelen binnen het regelgevend kader waarbinnen de netbeheerder actief is. De operationele uitvoering van de projecten wordt dan ook op flexibele wijze georganiseerd in overeenstemming met deze arbitrageoefening die op regelmatige basis uitgevoerd wordt.



Figuur 1.10: Dynamisch beheer van de projectenportefeuille

Met betrekking tot voorliggend ontwikkelingsplan geldt de globale disclaimer dat de planning van de projecten waarvan sprake in het voorliggende ontwikkelingsplan streefdata vermeldt. Deze data gelden niettemin ten indicatieve titel. Deze planning kan inderdaad beïnvloed worden door, onder andere, de data waarop de vergunningen worden verkregen die noodzakelijk zijn voor

de realisatie van de projecten evenals door wijzigingen op het niveau van het wettelijke kader en de tarifaire methodologie. Elia is onderworpen aan deze en ook andere factoren, zodat deze in staat is om de planning van dit ontwikkelingsplan te herzien in functie van deze wijzigingen en toekenningsdata.

## 1.5 HET MAATSCHAPPELIJK BELANG ALS LEIDRAAD IN DE ACTIVITEITEN VAN ELIA

Als transmissienetbeheerder handelt Elia in het belang van de maatschappij. Elia draagt via haar activiteiten niet enkel bij aan de elektriciteitsbevoorrading van het land en de energietransitie maar tracht deze activiteiten uit te voeren met maximale aandacht voor de omwonenden, de lokale partners, de belanghebbenden in het algemeen en de omgeving. Om dit te kunnen realiseren heeft Elia concrete maatregelen, zowel preventief als curatief, genomen op diverse vlakken. De verhoging van het draagvlak voor de activiteiten en projecten van Elia door deze maatregelen heeft als doel de realisatie van infrastructuurprojecten vlot te laten verlopen.



### 1.5.1 MAATSCHAPPELIJK DRAAGVLAK VOOR INFRASTRUCTUUR

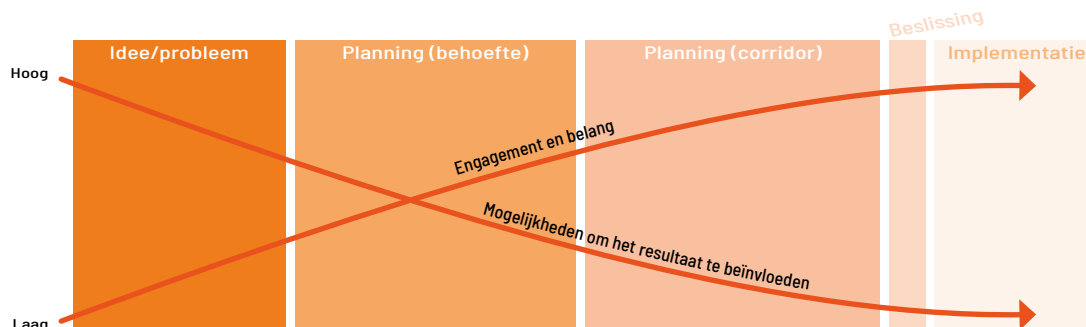
#### 1.5.1.1 PARTICIPATIE EN COMMUNICATIE

Infrastructuurwerken hebben steeds een grote impact op omwonenden, handelaars en andere lokale stakeholders. De werken van Elia zijn op dat gebied niet anders. Het bekomen en behouden van draagvlak is dus essentieel. Daarom investeert Elia in langdurige en stabiele relaties met stakeholders op federaal, regionaal en lokaal niveau. Elia verbindt zich er toe lokale stakeholders vroeg in het proces te betrekken, aan de hand van een gestroomlijnde en consistente informatiestroom, infomarkten en gesprekken. Dit houdt in dat Elia te allen tijde transparant communiceert, openstaat voor dialoog met omstanders en een betrouwbare partner wenst te zijn voor de omwonenden en overheden.

#### PARTICIPATIE ALS SLEUTELWOORD

Participatie is steeds een sleutelwoord binnen grote en kleine infrastructuurprojecten van Elia. Elia krijgt op deze manier feedback over haar plannen en de kans om haar keuzes te duiden en in dialoog te treden met omwonenden, politieke stakeholders en lokale bedrijven of handelaars. Elia beoogt op deze manier meer draagvlak te creëren voor haar projecten en zo het hoogspanningsnet van morgen uit te kunnen bouwen.

Een belangrijk obstakel in infrastructuurprojecten is de "participatieparadox" (figuur 1.11) waarbij belanghebbenden over het algemeen pas betrokken raken en interesse hebben in een project wanneer de belangrijkste beslissingen al genomen zijn en het project nagenoeg vastligt<sup>50</sup>. Dit zorgt voor frustraties bij zowel de belanghebbenden als de projectontwikkelaar. Elia beoogt daarom om de belanghebbenden in een zo vroeg mogelijke projectfase te betrekken en hun ideeën en opmerkingen mee te nemen in de uitwerking.



Figuur 1.11: De participatieparadox

<sup>50</sup> Public Participation and Transparency in Power Grid Planning - Recommendations from the BESTGRID Project Handbook - Part 1, Germanwatch, April 2015, [www.germanwatch.org/en/10127](http://www.germanwatch.org/en/10127)

## FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN

Dit Federaal Ontwikkelingsplan vormt de basis voor een aantal grote hoogspanningsprojecten die de komende tiental jaren gerealiseerd zullen worden. Een goede communicatie en participatie in dit plan is dan ook belangrijk voor de ontwikkeling van de toekomstige projecten.

Elia wenst om ook binnen de realisatie van deze nieuwe projecten en op de weg naar een duurzame energietransitie in te zetten op gedragen stakeholderparticipatie. Hiervoor wordt een uitgebreidere communicatie gevoerd dan wettelijk minimaal vereist. Een belangrijke actie hiervoor is de extra communicatie die naar lokale en regionale overheden en het middenveld gevoerd werd naar aanloop van de publieke consultatie van het Federaal Ontwikkelingsplan.

### PROJECTEN: INFORMATIE EN COMMUNICATIE OP MAAT VAN STAKEHOLDERS

Waar relevant organiseert Elia infomarkten voorafgaand aan en tijdens de publieke consultatierondes voor de latere verguningsprocedures. Daarnaast zoekt Elia te allen tijde naar bijkomende, innovatieve participatietechnieken die een meerwaarde kunnen bieden aan de lokale stakeholders. Zo organiseert de netbeheerder, afhankelijk van het project, eveneens werfbezoeken en open wervendagen of biedt ze scholenpakketten aan om de energietransitie uit te leggen aan de volgende generaties.

Naast fysieke participatie- en communicatiemomenten, houdt Elia eveneens via andere kanalen de belanghebbenden op de hoogte van de ontwikkelingen binnen een project. Zo maakt Elia intensief gebruik van verschillende projectwebsites, folders, brochures, (digitale) nieuwsbrieven en bewonersbrieven om de stakeholders te informeren. Naast papieren en digitale informatiekkanalen, beschikt Elia ook over een mailbox en gratis 0800-nummer om vragen en bezorgdheden van de stakeholders over de projecten aan te nemen en meteen te beantwoorden.

### 1.5.1.2 BELEID INZAKE LANDSCHAPPELIJKE INPASSING

Bij de oprichting van nieuwe stations wordt in overleg met de bevoegde overheden een plan opgesteld voor de aanleg van de site. Naar aanleiding hiervan kan eveneens een studie worden uitgevoerd naar de impact op het landschap. Dit heeft tot doel de visuele hinder van het station te beperken, door bijvoorbeeld rond het station groenschermen aan te planten.

Bovendien is het visuele effect van moderne stations op de omgeving sterk verminderd door het gebruik van railstellen in buizen in vergelijking met oude stations met railstellen met gespannen kabels. Tot slot wordt geval per geval onderzocht of het mogelijk is om compactere installaties van het type GIS ("Gas Insulated Switch-gear") te bouwen.

Wanneer nieuwe bovengrondse hoogspanningslijnen worden gerealiseerd, wordt via landschapsstudies nagegaan op welke wijze een maximale landschappelijke integratie mogelijk is. Dit kan

bijvoorbeeld gaan over het gebruik van innovatieve, kleinere, masten maar kan ook bestaan uit acties waarbij groenschermen opgetrokken worden in de ruime omgeving van de hoogspanningslijn.

### 1.5.1.3 BELEID ELEKTROMAGNETISCHE VELDEN

De blootstelling aan elektromagnetische velden is omwille van haar potentiële effect een onderwerp dat Elia nauwgezet opvolgt.

Bij zowel elektrische als magnetische velden treden er bij (zeer) hoge blootstelling, niveaus die in de praktijk niet voorkomen, acute effecten op waarvan het verband tussen oorzaak en effect duidelijk bewezen is. Hiervoor bestaan er dan ook op Europees en Belgisch niveau duidelijke grenswaarden waaraan al onze installaties moeten voldoen, namelijk 5 kV/m voor het elektrisch veld en 100  $\mu$ T voor het magnetisch veld.

In de nabijheid van onze hoogspanningsinstallaties ligt de blootstelling een stuk lager. Hierdoor zullen dergelijke acute effecten in de praktijk nooit kunnen voorkomen. Wel is er al bijna 40 jaar lang discussie over mogelijke lange termijneffecten bij dagelijkse blootstelling aan heel lage niveaus van magnetische velden. Immers epidemiologische onderzoeken hebben een zwak, maar niettemin statistisch significant verband gevonden tussen wonen langs hoogspanningslijnen en een verhoogd risico op kinderleukemie. De wetenschappers blijven echter genuanceerd over een mogelijk oorzakelijk verband. Talrijke onderzoeken hebben geen oorzakelijk verband tussen magnetische velden en kinderleukemie kunnen aantonen. In recentere epidemiologische studies wordt dit verhoogd risico bovendien afgezwakt. Echter, zolang een wetenschappelijke verklaring voor dit statistisch verband ontbreekt, blijft er onduidelijkheid bestaan.

Het beleid van Elia rond elektromagnetische velden blijft daarom inzetten op de vooruitgang van de wetenschappelijke kennis en het transparant informeren van alle stakeholders. Elia ondersteunt hiertoe verschillende onderzoekscentra en universiteiten in België, gegroepeerd in de Belgian BioElectroMagnetics Group (BBEMG), alsook op internationaal niveau via het Electric Power Research Institute (EPRI), een non-profitorganisatie voor onderzoek naar energie en milieu.

Om omwonenden en andere stakeholders zo goed mogelijk te informeren, biedt Elia op verzoek gratis metingen aan en beschikken we over een webpagina, infofiches en een brochure. Bijkomend organiseren we in het kader van onze projecten specifieke communicaties zoals nieuwsbrieven en infosessies, eventueel ook ondersteund door een onafhankelijke expert.

Bij de uitbouw en ontwikkeling van het net worden magnetisch velden vanaf de studiefase als criteria meegenomen en voor de verschillende opties in detail geëvalueerd. Concreet trachten we eerst de bestaande infrastructuur te hergebruiken/ versterken om zo nieuwe corridors te vermijden. Bij het uittekenen van bovengrondse tracés worden overspanningen zoveel mogelijk vermeden en bijkomend wordt de magnetische invloedzone maximaal beperkt door het toepassen van de beste beschikbare technieken.

### 1.5.1.4 BELEID VERGOEDINGEN EN COMPENSATIES

Om schade bij werken op een correcte en aanvaardbare wijze te kunnen vergoeden heeft Elia diverse maatregelen genomen. Met de Belgische landbouworganisaties werd een protocolovereenkomst getekend om schade voor zowel de eigenaars als de gebruikers correct te kunnen bepalen<sup>(51)</sup>. Voor het kappen van bossen wordt een externe bosexpert ingeschakeld om expertises te maken. Ook voor vergoedingen van omwonenden die een nieuwe hoogspanningslijn boven hun woning zullen krijgen werd een gestructureerde aanpak uitgewerkt waarbij externe schatters ingeschakeld worden.

Naast de maatregelen om hinder te beperken en de vergoedingen om directe schade te compenseren werd een aanpak gezocht om voor de lokale gemeenschap enerzijds de resterende hinder te vergoeden en anderzijds hen niet alleen nadelen maar ook lokale voordelen te bezorgen. Hierbij wordt, onder meer via de organisatie Be-Planet, gezocht naar win-win-situaties die, voor zover mogelijk, een directe relatie hebben met de hoogspanningsinfrastructuur. Dit kan bijvoorbeeld het ter beschikking stellen van restgronden aan buurtverenigingen zijn.

## 1.5.2 MILIEUZORG

### 1.5.2.1 BELEID INZAKE HET BEPERKEN VAN NETVERLIEZEN

Elia houdt rekening met de evolutie van de energieverliezen in het transportnet en streeft ernaar om deze zo laag mogelijk te houden. De netverliezen maken deel uit van de opvolging van de CO<sub>2</sub>-footprint van Elia.<sup>(52)</sup>

Bij de keuze van de oplossingen voor de verdere ontwikkeling van het net vertaalt deze doelstelling zich onder andere in de keuze voor hogere spanningsniveaus, in de keuze voor efficiëntere toestellen (transformatoren, kabels, enz.), in de rationalisatie van de bestaande infrastructuur en in de keuze van netuitbating.

### 1.5.2.2 BELEID INZAKE HET INPERKEN VAN GELUIDSHINDER

De voornaamste bron van geluidshinder in het net is verbonden aan de werking van transformatoren. De aankoop van transformatoren met een laag geluidsniveau maakt al vele jaren deel uit van het milieubeleid van Elia. Bovendien wordt bij de oprichting van een nieuw onderstation of bij het verhogen van het transformatievermogen van een bestaand onderstation een geluidsonderzoek uitgevoerd. Op basis van de geluidsmetingen van de bestaande transformatoren wordt een simulatie gemaakt van de situatie na de transformatieversterking, om zo in te schatten welk geluidsniveau ermee gepaard gaat. Dankzij deze werkwijze worden reeds in de ontwerpfase van het project geluiddempende maatregelen voorzien, zoals geluidswerende wanden, zodat de hele (nieuwe en bestaande) infrastructuur beantwoordt aan de geluidsnormen die door milieureglementeringen worden opgelegd.

### 1.5.2.3 BELEID INZAKE DE BESCHERMING VAN HET GRONDWATER EN DE BODEM

De belangrijkste potentiële vervuilsbron voor de bodem, het grond- en het oppervlaktewater is het grote volume minerale olie in de transformatoren.

De standaard toegepaste oplossing bestaat erin om de transformatoren uit te rusten met een vloeistofdichte betonnen kuip, die in geval van een incident met een olie lek alles kan opvangen. De kuipen worden gedimensioneerd voor de extreemste situatie waar ze het volledige volume moeten kunnen opvangen. Om te verzekeren dat het regenwater dat op de installaties valt steeds kan worden afgevoerd zonder enige verontreiniging, worden de kuipen uitgerust met een koolwaterstofafscheider en een bijkomende coalescentiefilter met automatische afsluiter. Elia heeft een interne procedure uitgewerkt die een snelle en efficiënte sanering waarborgt. Als het om een aanzienlijk incident gaat, zal Elia de betrokken overheid contacteren.

Het door Elia gevoerde beleid bestaat erin alle nieuwe transformatoren van een dergelijke vloeistofdichte betonnen kuip te voorzien. Voor bestaande transformatoren zonder opvangkuip heeft Elia een investeringsprogramma om deze zo snel mogelijk in te kuipen. Dit gebeurt systematisch wanneer in de betrokken stations projecten burgerlijke bouwkunde worden uitgevoerd of via specifieke projecten indien er op de betrokken post binnen een redelijke termijn geen andere investeringen gepland zijn.

### 1.5.2.4 BELEID WATERBEHEER POSTEN

De waterhuishouding op de 600-tal hoogspanningsstations die in België door Elia uitgebaat worden bestaat hoofdzakelijk uit hemelwater dat terecht komt op de hoogspanningsinstallaties (transformatoren), de ondoorlaatbare (daken, asfaltweg) en doorlaatbare oppervlakken (grindwegen) en een beperkt watergebruik voor het sanitair. Bij het bouwen van nieuwe posten maar ook bij het uitbreiden of vernieuwen van bestaande posten worden de nodige investeringen voorzien in functie van onze onderstaande principes:

- verzekeren dat het hemelwater dat op de installaties (transformatoren) terecht komt steeds zonder enige (olie) verontreiniging wordt afgevoerd (zie 1.5.2.3);
- de ondoorlaatbare oppervlakte beperken. Dit gebeurt door de wegenissen aan te leggen met versterkte grindkoffers en niet meer met asfalt op beton. Bij de bestaande verhardingen worden de afvoergoten gemeden en voorzien we natuurlijke afvloeiing en infiltratie naast de weg. Tenslotte wordt het hemelwater van de daken opgevangen voor hergebruik (sanitair) en de overloop wordt geïnfilteerd op het eigen terrein.

51 Elia, <http://www.elia.be/nl/over-elia/corporate-social-responsibility/mens-milieu/vergoedingen-landbouw>

52 Rapport sur l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des infrastructures de gaz et d'électricité en Belgique, in overeenstemming met artikel 15.2 van de Europese richtlijn 2012/27/UE, 2015 Elia, <http://www.elia.be/fr/la-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/reduire-les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre>



### 1.5.2.5 BELEID NATUURBEHOUD<sup>(53)</sup>

Het risico op aanvliegen door vogels is er vooral voor bovengrondse hoogspanningsleidingen. Bij nieuwe hoogspanningsleidingen of aangepaste hoogspanningsleidingen wordt op basis van het tracé nagegaan waar zich voor vogels belangrijke risico's zullen voordoen, op basis van studies door vogelbeschermingsorganisaties Natuurpunt en Natagora. De bebakening wordt dan in het project meegenomen en geplaatst op het moment dat de geleiders en waakdraden worden getrokken. Voor bestaande hoogspanningsleidingen is op basis van een studie uit 2012, in detail op het terrein geëvalueerd in 2015, een lijst opgesteld met locaties waar door bebakening het aanvliegrisico door grote en zeldzame vogels tot een minimum kan worden herleid; de bebakening gebeurt in het kader van andere onderhoudswerken aan die hoogspanningsleidingen, wanneer deze leidingen buiten dienst zijn gesteld en er mensen op grote hoogte werken uitvoeren.

Om veiligheidsrisico's door vallende bomen of kortsluiting te vermijden mogen er geen bomen groeien in de nabijheid van hoogspanningslijnen. Tot voor kort bestond het reguliere beheer erin om de 5 à 8 jaar een strook onder de lijnen vrij te maken van opgaande vegetatie. Met de nieuwe aanpak wordt voor zowel bestaande als nieuwe hoogspanningsleidingen, opnieuw op basis van het (geplande) tracé, nagegaan of in bosgebied, natuurgebied, en eventueel zelfs onder mastvoeten in landbouwgebied, de corridor waar de leiding door passeert en die normaal van opgaande begroeiing moet worden gevrijwaard, toch kan worden ingericht met een meerwaarde voor de natuur in het gebied door stabiele vegetaties aan te brengen, en dat volgens de principes van het Life Elia project van 2011 - 2017<sup>(54)</sup>. Deze nieuwe aanpak is niet alleen beter voor de biodiversiteit maar leidt op termijn ook tot een lagere onderhoudskost voor het net.



53 Elia, <http://www.elia.be/fr/a-propos-elia/corporate-social-responsibility/riverains-environnement/reudre-l-impact-environnemental-de-nos-installations>

54 Elia, <http://www.elia.be/nl/veiligheid-en-milieu/Project-Life-Elia>



# 2

## SCENARIO'S VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET TRANSMISSIENET

**2.1** - Kader en context

**2.2** - Tijdshorizons en verhaallijnen

**2.3** - Voornaamste hypothesen per scenario

**2.4** - Energiemix in de verschillende scenario's



Dit hoofdstuk herneemt de karakteristieke eigenschappen van de lange termijn scenario's die gebruikt werden als basis voor dit federaal ontwikkelingsplan. Deze scenario's baseren zich op verschillende toekomstperspectieven voor het elektrische energiesysteem. Ze werden gezamenlijk opgesteld door ENTSO-E en ENTSO-G in het kader van het Ten Year Network Development Plan (TYNDP). De scenario's onderscheiden zich onderling onder meer maar niet uitsluitend door de onzekerheid op gebied van penetratie van hernieuwbare energie, de brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen, de evolutie van het thermische productiepark en de evolutie op het elektrische energieverbruik.

Dit hoofdstuk is onderverdeeld in 4 delen. Vooreerst wordt het **kader en de context** toegelicht waarin de scenario's voor het Federaal Ontwikkelingsplan werden uitgewerkt. In het onderdeel **tijdshorizons en verhaallijnen** worden de scenario's verder beschreven en uitgelegd. De doelstelling is een groot spectrum hypothesen te evalueren, aangevuld met sensitiviteiten op bepaalde kritische parameters. Vervolgens volgt een korte beschrijving van de gevolgde **methodologie** voor de opmaak van de scenario's en een uiteenzetting van de **voornaamste gegevens en hypothesen voor elk scenario**. Deze gegevens vormen de basis van de scenario-opbouw. De overige Europese landen werden eveneens in detail gemodelleerd om evenzeer hun evolutie en diens impact op België te kunnen vatten. Tot slot worden de **belangrijkste trends** per scenario toegelicht.

## 2.1 KADER EN CONTEXT

### 2.1.1 DOELSTELLING VAN LANGE TERMIJN SCENARIO'S

De doelstelling van lange termijn scenario's is niet het voorspellen van de toekomst, maar wel het mogelijk maken om op transparante wijze de impact van beleidskeuzes, macro-economische trends, technologische evoluties etc. op de behoeften aan netontwikkelingen te evalueren onder verschillende omstandigheden. Om de invloed van deze parameters op de netontwikkelingsbehoeften in beeld te brengen, worden verschillende scenario's uitgewerkt. Deze vertonen onderling sterke verschillen om de verscheidene toekomstperspectieven te reflecteren. Dankzij deze aanpak kan een waaier aan situaties worden gedefinieerd waarvoor het net zou kunnen worden ontwikkeld. Elia stemt haar infrastructuurprojecten op een zo robuust mogelijke wijze af op deze verschillende scenario's.



DE LANGE TERMIJN  
SCENARIO'S BEVATTEN  
EEN GROTE WAAIER  
AAN ASSUMPTIES  
EN LATEN ZO TOE DE  
ROBUUSTHEID VAN  
NETONTWIKKELINGEN  
TE EVALUEREN.

## 2.1.2 ALIGNERING MET DE ENERGIETRANSITIE EN DE EUROPESE DOELSTELLINGEN

De Europese Unie streeft ernaar de uitstoot van broeikasgassen in 2050 met 80 tot 95% te verminderen (vergeleken met het niveau van 1990). Dit betekent dat het elektriciteitssysteem tegen dan bijna koolstofvrij moet zijn. De EU heeft intermediaire doelen gesteld inzake reductie van broeikasgasemissies om stapsgewijs deze uitdaging te realiseren. Zo dient de uitstoot van broeikasgassen met 20% te verminderen tegen 2020 en met 40% tegen 2030. Voor de elektriciteitssector betekent dit een vermindering van meer dan 25% tegen 2020 en meer dan 55% tegen 2030<sup>(1)</sup>. Om deze doelstellingen te behalen wordt in het Europees "cap and trade"-emissiehandelssysteem (ETS), waar de CO<sub>2</sub>-prijs voor de elektriciteitssector wordt bepaald, de cap stelselmatig verlaagd.

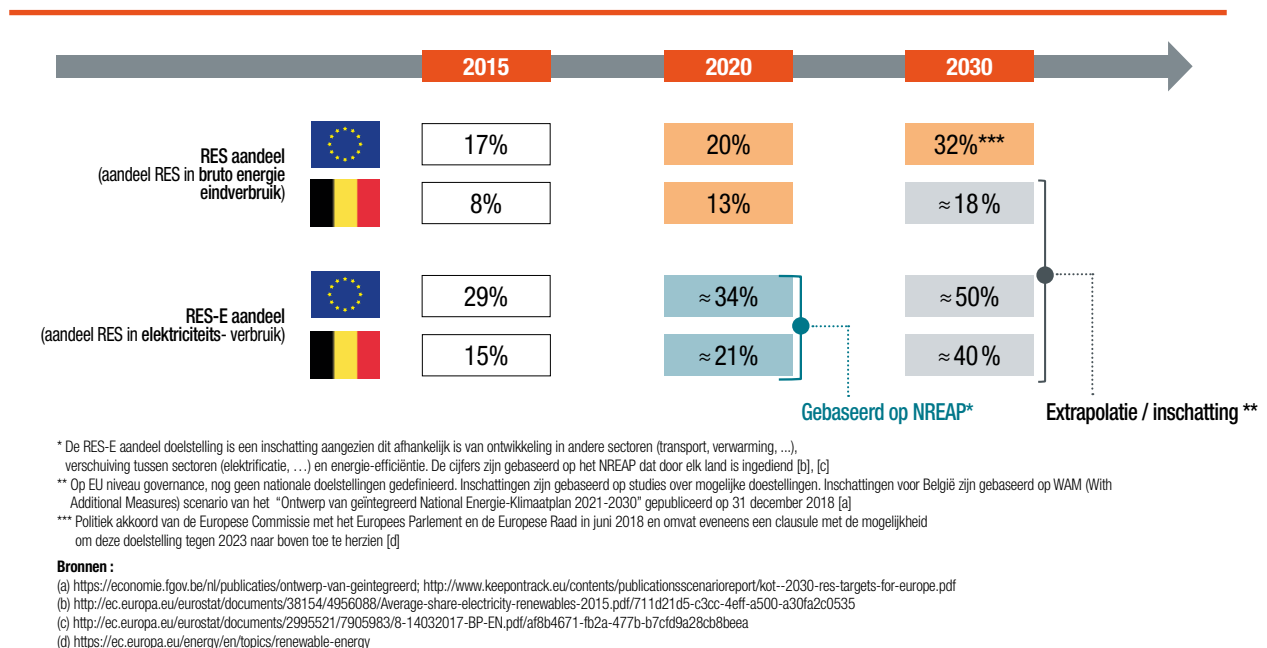
De Europese Unie stelt doelen op twee belangrijke hefboomen om de broeikasgas emissiereductie te bereiken.

De eerste hefboom is de vermindering van het totale energieverbruik door het verhogen van de energie-efficiëntie. Door

de hoeveelheid verbruikte energie te verminderen, vermindert rechtstreeks de hoeveelheid CO<sub>2</sub>-emissies. De EU heeft streefcijfers vastgesteld van 20% vermindering van het primair energieverbruik tegen 2020 en 30% tegen 2030.

De toename van het aandeel van hernieuwbare energie (RES) in het energieverbruik is de tweede hefboom. Op EU-niveau heeft de Europese Commissie toegezegd dat tegen 2020 het eindverbruik van bruto energie voor 20% uit RES moet bestaan. De overeenkomstige nationale doelstelling voor België bedraagt 13%, wat vertaald is door België naar een aandeel van 21% RES voor de elektriciteitssector. In juni 2018 heeft de Europese Commissie met het Europees Parlement en de Europese Raad een politiek akkoord bereikt aangaande een nieuwe, bindende doelstelling voor RES. Deze nieuwe doelstelling stelt dat tegen 2030 32% van het eindverbruik van bruto energie in de EU uit RES dient te bestaan, en omvat eveneens een clause met de mogelijkheid om deze doelstelling tegen 2023 naar boven toe te herzien<sup>(2)</sup>

De doelstellingen inzake hernieuwbare energie voor België en de EU, voor het eindverbruik van energie alsook de equivalente inschatting voor het aandeel van het elektriciteitsverbruik, zijn weergegeven in figuur 2.1.



Figuur 2.1: RES doelstellingen op energie en elektriciteitsverbruik in Europa & België

Een andere belangrijke maatregel om duurzaamheidsdoelstellingen te bereiken, is de elektrificatie van koolstofintensieve sectoren zoals warmte of transport. Dit omdat er mature technologieën beschikbaar zijn om enerzijds elektriciteit op te wekken uit hernieuwbare bronnen en anderzijds om elektriciteit efficiënt om te zetten voor warmte en transport (elektrisch voertuig, warmtepomp, etc).

Ter conclusie, de energietransitie is het startpunt voor de scenariobouw dat voor dit ontwikkelingsplan wordt gebruikt. Het belangrijkste verschil tussen de scenario's onderling is het tempo van penetratie van hernieuwbare energie, de invulling van het aandeel hernieuwbare energie via gecentraliseerde versus gedecentraliseerde bronnen, en het tempo van elektrificatie.

1 A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, European Commission, 2011, [http://ec.europa.eu/archives/commission\\_2010-2014/hedegaard/headlines/topics/docs/com\\_2011\\_112\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/archives/commission_2010-2014/hedegaard/headlines/topics/docs/com_2011_112_en.pdf)

2 Zie <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy>

### 2.1.3 WETTELIJKE BASIS VOOR SCENARIO'S

Het Ontwikkelingsplan en de desbetreffende scenario's moeten worden opgesteld op basis van de meest recente prospectieve studie van de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau, die in januari 2015 werd gepubliceerd<sup>3</sup>. Het feit dat er geen recentere prospectieve studie is verschenen sinds januari 2015, geldt als een passende motivering om voor het voorliggende Ontwikkelingsplan rekening te houden met het aanvullende verslag bij de prospectieve studie, het zogenaamde "monitoringsverslag", dat in december 2017 werd opgesteld door de Algemene Directie Energie in samenwerking met het Federaal Planbureau<sup>4</sup>.

De keuze van de scenario's die worden opgenomen in het voorliggende Federaal Ontwikkelingsplan, is dus gebaseerd op de scenario's die in dit verslag worden uiteengezet, alsook op de aanbevelingen en genomen beslissingen in het kader van de samenwerking tussen Elia, de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau, teneinde dit Federaal Ontwikkelingsplan op te stellen.

Deze aanbevelingen en beslissingen dringen erop aan dat de scenario's van het voorliggende Ontwikkelingsplan:

1. Compatibel zijn met de scenario's van het TYNDP 2018, die zijn ontwikkeld door ENTSO-E en ENTSO-G (3 storylines);
2. Rekening houden met de recentste ontwikkelingen van de beschouwde parameters;
3. Het scenario van het Federaal Planbureau omvatten, dat gebaseerd is op het scenario "EUCCO30" van de Europese Commissie en ook is opgenomen in het TYNDP 2018;
4. Minstens de komende tien jaar bestrijken (2025 en 2030). Er zal ook een vooruitzicht op langere termijn (2035 en 2040) worden geanalyseerd om de behoeften en tendensen op lange termijn te bepalen en bevestigen.

### 2.1.4 DISCLAIMER

Elia bevindt zich niet in een positie om aan te geven welk scenario het meest wenselijk of waarschijnlijk is. Elia wenst wel te benadrukken dat de conclusies van voorliggend ontwikkelingsplan onafscheidbaar zijn van de gekozen hypothesen en kan niet garanderen dat deze hypothesen zullen gerealiseerd worden aangezien deze zaken zich buiten de verantwoordelijkheid van de netbeheerder ontwikkelen. De beleidskeuzes inzake energietransitie worden genomen door de betrokken overheidsinstanties.



<sup>3</sup> "Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030", Algemene Directie Energie van de FOD Economie en het Federaal Planbureau, januari 2015, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/EPE2-NL-V2.pdf>

<sup>4</sup> "Aanvullend Verslag Elektriciteit - Monitoringverslag van de bevoorradingszekerheid, Algemene Directie Energie van de FOD Economie en het Federaal Planbureau, december 2017, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-monitoring-electricite-2017.pdf>

## 2.2 TIJDSHORIZON EN VERHAALLIJNEN

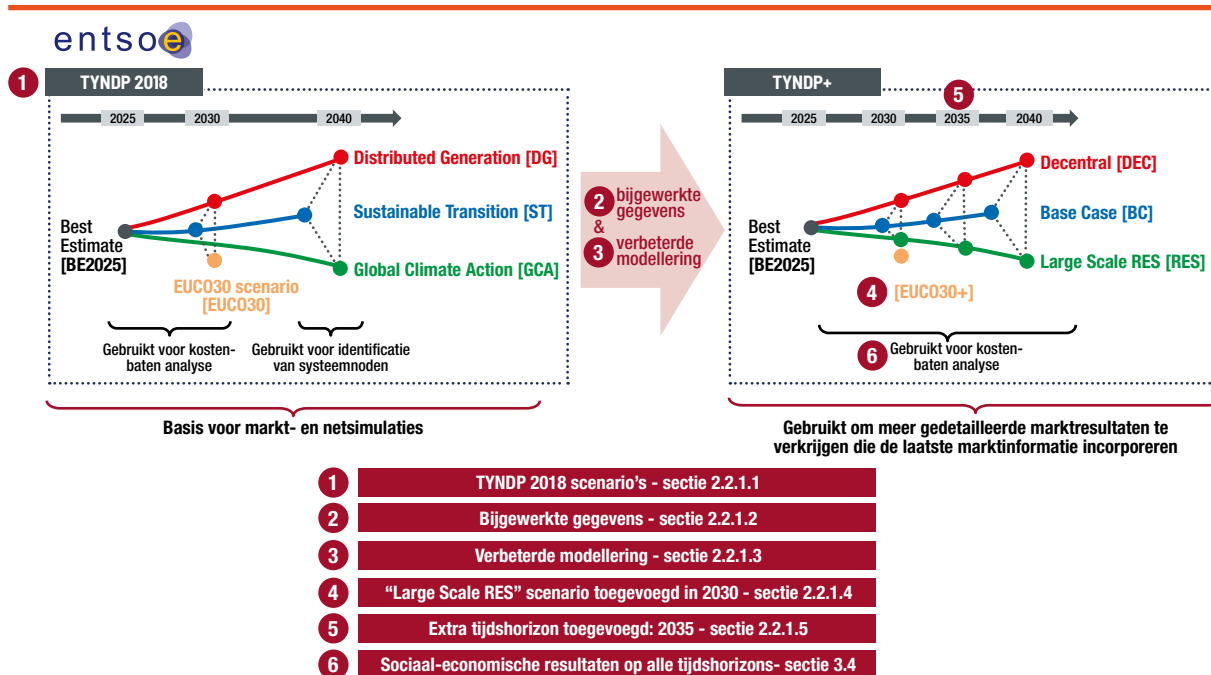
### 2.2.1 OPBOUW VAN DE SCENARIO'S

Om tegemoet te komen aan de wettelijke bepalingen alsook aan de aanbevelingen en genomen beslissingen in het kader van de samenwerking tussen Elia, de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau, werden volgende scenario's weerhouden als basis voor voorliggend Federaal Ontwikkelingsplan:

1. De scenario's van het tienjarig netwerkontwikkelingsplan (TYNDP) 2018, opgesteld door ENTSO-E en ENTSO-G worden integraal hernomen. In deze studie is ook het EUCO30 scenario, ontwikkeld door de Europese commissie opgenomen. Het EUCO30 scenario vervangt het scenario "Global Climate Action" voor tijdshorizon 2030. Naar deze scenario's wordt verder verwezen als de "TYNDP" scenario's;
2. De scenario's van Elia's eerdere studie "Elektriciteitsscenario's voor België tot 2050", geënt op de TYNDP 2018 verhaallijnen, die aangevuld werden met meer gedetailleerde modellerings-technieken en bijgewerkt werden om conform te zijn met de meest recente beleidlijnen in België en de rest van Europa. Naar deze bijgewerkte scenario's wordt verder verwezen als de "TYNDP+" scenario's;
3. Een tijdshorizon 2035 werd toegevoegd om de granulariteit van de resultaten te verbeteren;

4. Op tijdshorizon 2030 werd in de TYNDP+ set van scenario's het TYNDP scenario "Global Climate Action" hernomen, na het doorvoeren van modellering verbeteringen en actualisatie van de parameters, waarbij het hernoemd werd tot "Large Scale RES";
5. Een aangepast "EUCO30"-scenario, rekening houdend met de nieuwste aannames van het Federaal Planbureau voor België wordt eveneens opgenomen ("EUCO30 +"<sup>5</sup>);
6. Voor de TYNDP+ scenario's worden sociaal-economische resultaten getoond voor alle verhaallijnen en tijdshorizons onder beschouwing. Dit in tegenstelling tot het TYNDP dat enkel economische resultaten omvat voor de periode 2025 en 2030.

Een overzicht van de aanpassingen aan de TYNDP scenario's om tot de TYNDP+ scenario's te komen, wordt gegeven in figuur 2.2 en meer in detail uitgewerkt in volgende paragrafen. In dit Federaal Ontwikkelingsplan wordt bij de sociaal-economische welvaartsanalyse door het ontwikkelen van interconnecties de resultaten van zowel de TYNDP als de verbeterde TYNDP+ scenario's gegeven.



Figuur 2.2: Samenstelling van de scenario's voor voorliggend Federaal Ontwikkelingsplan

5 <https://www.plan.be/publications/publication-1778-nl-insights-in-a-clean-energy-future-for-belgium-impact-assessment-of-the-2030-climate-energy-framework>  
Het "EUCO30+"-scenario komt overeen met het "Alt" scenario uit deze studie.

### 2.2.1.1 DE TYNDP 2018 EN TYNDP+ SCENARIO'S

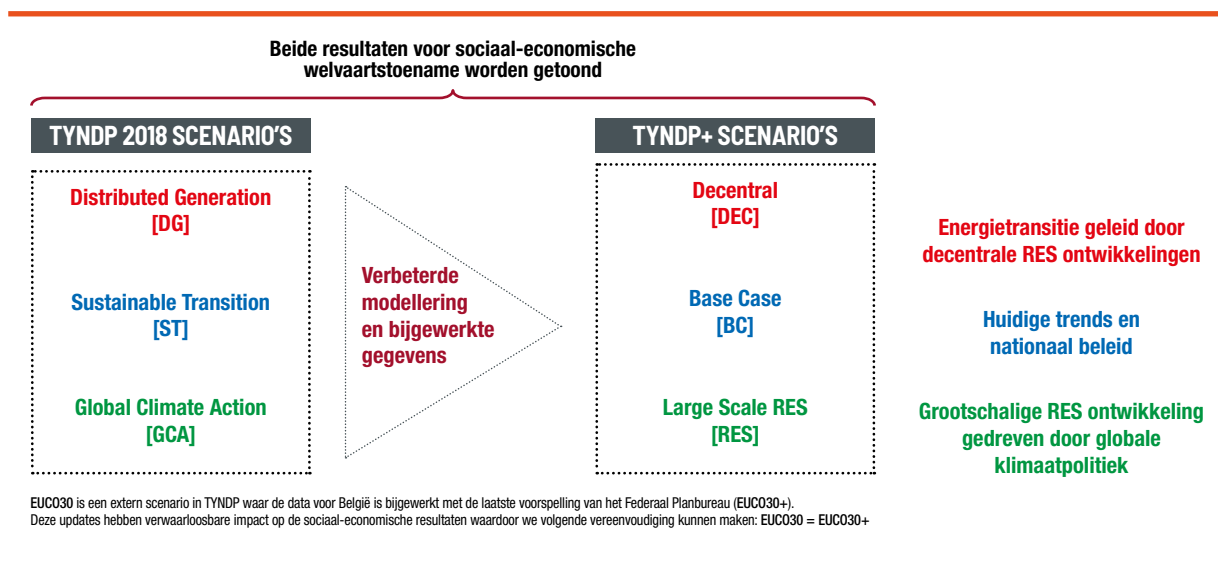
#### HOE WERDEN DE TYNDP 2018-SCENARIO'S GECONSTRUEERD?

De scenario's van het TYNDP 2018 werden ontwikkeld in nauwe samenwerking met diverse Europese spelers op de energiemarkt (milieu- en consumentenorganisaties en producenten, regelgevende instanties, autoriteiten ...). Een eerste consultatie vond plaats in mei-juni 2016 en behandelde de selectie van scenario's en extra input om rekening mee te houden in het proces. Verschillende publieke workshops werden georganiseerd met de belanghebbenden, lidstaten, regelgevende instanties en de Europese Commissie. De details zijn beschreven in het draft verslag van het TYNDP 2018 gepubliceerd in oktober 2017 en in het meer recent verschenen scenariorapport van ENTSO-E. De finale versie werd op 30 maart 2018 gepubliceerd<sup>6</sup>.

#### WELKE GEMEENSCHAPPELIJKE BASIS TUSSEN TYNDP 2018 EN TYNDP + ?

Het TYNDP 2018 baseert zich op 3 Europese toekomstperspectieven voor het elektriciteit en gas lange termijn energiesysteem (2030 tot 2040) en een "best estimate"-perspectief voor 2025. Afhankelijk of we deze perspectieven evalueren in het kader van de TYNDP of TYNDP+ scenario's wordt een andere naam gehanteerd. Dit wordt schematisch weergegeven in figuur 2.3. De perspectieven zijn:

- Best Estimate 2025: een gemeenschappelijk pad tot 2025 genaamd "Best Estimate 2025", bijgewerkt met de meest recente informatie voor buurlanden en de gegevens van het energie pact voor België;
- De duurzame transitie, genoemd "Sustainable Transition" in het TYNDP en "Base Case" in TYNDP+;
- Het gedecentraliseerde pad, genoemd "Distributed Generation" in het TYNDP en "Decentral" in TYNDP+;
- De energietransitie gedreven door Europese klimaatbeleidslijnen, genoemd "Global Climate Action" in het TYNDP en "Large Scale RES" in TYNDP+.



Figuur 2.3: Grafische weergave van de relatie tussen TYNDP en TYNDP+ scenario's



## DE DUURZAME TRANSITIE

Het scenario **“Sustainable Transition”** of **“Base Case”** vertegenwoordigt de minimuminspanning die geleverd moet worden om de voorgestelde EU doelstellingen voor tijdshorizon 2030 te halen. De ontwikkeling van hernieuwbare energie kent een gematigde toename en wordt voornamelijk gesteund door de nationale politieke subsidieregelingen. Na 2030 worden dezelfde tendensen verondersteld zich door te zetten.

In dit scenario is de elektrificatie gering wegens het ontbreken van grote drijfveren die de overgang in de transport- en verwarmingssector van fossiele brandstoffen naar elektrische energie ondersteunen. Echter, een geringe opkomst van elektrische voertuigen is wel voorzien, rekening houdend met de vermindering in kostprijs en de toenemende maturiteit van deze technologie. Het bereiken van de doelstellingen wat betreft decarbonisering is niet gegarandeerd en zal voornamelijk afhangen van de ontwikkelingen in andere sectoren (vb. verwarming & transport). Rekening houdend met de geringe elektrificatie in deze sectoren is er een hoge waarschijnlijkheid dat er wordt afgeweken van de klimaatdoelstellingen in de “energiestrategie 2050” van de EU met een aanzienlijke kloof die ontstaat tussen de jaren 2040 en 2050.

## HET GEDECENTRALISEERDE PAD

In het scenario **“Distributed Generation”** of **“Decentral”** is de energietransitie voornamelijk gestuurd door “prosumenten”. De kost van PV-panelen en batterijen daalt snel. De digitalisatie en de prijssignalen evolueren snel en bieden voldoende drijfveren aan de verbruikers en bepaalde commerciële & industriële instellingen om massaal aan vraagsturing te participeren. Een kader dat een meer efficiënt gebruik van opslagmogelijkheden toelaat wordt onder beschouwing genomen (slimme tellers, prijssignalen, ...) en laat een flexibel gebruik van verwarmingstoestellen en laadpunten voor elektrische wagens toe. Deze digitalisatie draagt bij aan een groot volume aan potentiële vraagsturing tijdens de winterperiodes, zowel bij industriële als residentiële verbruikers. Terzelfdertijd richten deze prosumenten zich voor het transport naar elektrische voertuigen die thuis kunnen opgeladen worden op momenten van surplus-energie geproduceerd door PV-installaties. Naast een verhoogde energie-efficiëntie van gebouwen is ook de elektrificatie in de verwarmingssector in volle ontwikkeling.

## DE ENERGIETRANSITIE GEDREVEN DOOR EUROPESE KLIMAATBELEIDSLIJNEN

In het derde scenario **“Global Climate Action”** of **“Large Scale RES”** wordt de energietransitie voornamelijk ondersteund door de Europese beleidslijnen en de onderlinge samenwerking tussen lidstaten om op de meest geschikte manier de hernieuwbare energiebronnen in Europa aan te wenden. Dit scenario vertegenwoordigt het grootste aandeel aan hernieuwbare energie in het verbruik met dank aan belangrijke ontwikkelingen van windmolenparken onshore & offshore (n.b. in de Noordzee) evenals een belangrijke toename aan PV-installaties in Zuid-Europa. Nieuwe PV-installaties worden eveneens in gebruik genomen in België maar aan een lager tempo dan in het “decentral” scenario, aangezien het intrinsieke potentieel in Zuid-Europa hoger is waardoor het Europees energiebeleid dit favoriseert in dit scenario. De elektrificatie van de transport- en verwarmingssector en de toename van flexibiliteitsmechanismen om deze bijkomende vraag te beheren nemen matig toe in alle landen. Om versneld de broeikasgasemissies te reduceren elimineren alle Europese landen snel hun steen- en bruinkoolcentrales.

## HET EUCO30 SCENARIO VAN DE EUROPESE COMMISSIE<sup>(7)</sup>

In 2016 werd door de Europese Commissie het **EUCO30** scenario als centraal beleidsscenario opgesteld, gebruik makende van PRIMES met het EU referentiescenario 2016 als startpunt. Het scenario reflecteert het behalen van de Europese 2030 doelstellingen volgens de klimaatrichtlijnen opgesteld door de Europese raad in 2014, met een beoogde energie-efficiëntie van 30% (vandaar de naam). EUCO30 werd voorbereid door een consortium van E3Mlab, NTUA en IIASA. Bij de evaluatie van EUCO30 werd bepaald dat, hoewel geen van de bestaande ENTSO-E scenario's een directe vergelijking was voor EUCO30, het GCA scenario hier het dichtst bij aansloot. Bijgevolg werd besloten dat EUCO30 het GCA scenario zou vervangen voor de 2030 tijdshorizon binnen het TYNDP. Echter, de afwijkende methodologie gebruikt bij het opstellen van dit scenario geeft aanleiding tot een discontinuïteit in de vergelijking van de resultaten met de interne TYNDP scenario's.

Een extern scenario “EUCO30” ontwikkeld door de Europese Commissie werd eveneens vertaald naar het elektrisch energiesysteem voor de tijdshorizon 2030. De veronderstelling voor België werd bijgewerkt op basis van een recente studie van het Federaal Planbureau (EUCO30+). Deze geactualiseerde resultaten

hebben een verwaarloosbaar effect op de sociaaleconomische resultaten voor alle interconnectieprojecten in België.

De verhaallijn voor elk van deze scenario's wordt verder uitgewerkt in bijhorende kaderstuk.

### 2.2.1.2 DOORGEVOERDE VERBETERINGEN BETREFFENDE DE GEBRUIKTE GEGEVENS

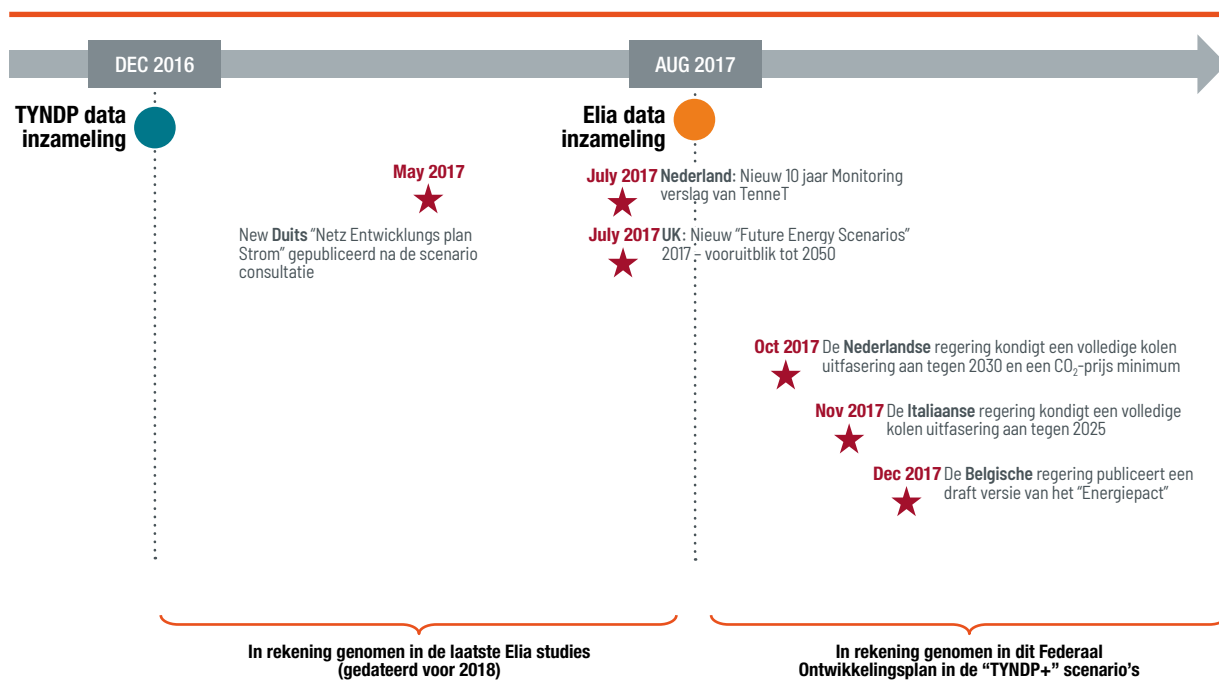
Om een zo actueel mogelijke weergave te bieden van de impact van beleidskeuzes inzake energieweetgeving op de behoeften aan netontwikkeling, werden bepaalde gegevens van de TYNDP 2018 scenario's bijgewerkt om tot de TYNDP+ scenario's te komen. Een overzicht van de wijzigingen aan de gegevens kan gevonden worden in figuur 2.4.

Enkele wijzigingen werden reeds in rekening gebracht door Elia in haar laatste studie<sup>(8)</sup>, zie 2.3.2 voor meer info.

Een andere reeks wijzigingen zijn het gevolg van zeer recente berichtgeving en waren nog onbekend ten tijde van Elia's laatste studie. Het gaat hierbij om volgende zaken:

- Aanpassing van de thermische capaciteit van Italië in lijn met de voorgestelde coal phase-out tegen 2025<sup>(9)</sup>;
- Aanpassing van de thermische capaciteit van Nederland in lijn met de voorgestelde coal phase-out tegen 2030<sup>(10)</sup>;
- Aanpassing van de gegevens voor België voor 2025 in lijn met het voorstel van de Belgische overheid in het kader van het (toenmalige) Energiepact<sup>(11)</sup> en ondertussen opgenomen in de Federale Energie Strategie<sup>(12)</sup>.

Daarboven werd een sensitiviteit toegevoegd op de brandstof- en de CO<sub>2</sub>-prijzen, waardoor voor elk scenario met twee "merit orders" gerekend wordt. Dit in tegenstelling het TYNDP dat één "merit order" per scenario hanteert: een "coal-before-gas" merit order in 2025 en een "gas-before-coal" merit order vanaf 2030.



Figuur 2.4: Overzicht van de wijzigingen aan de TYNDP+ scenario's ten opzichte van de TYNDP 2018 scenario's

8 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, November 2017, [http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)

9 The Latest: Italy to phase out coal for electricity by 2025, Associated Press, Business Insider UK, 10 November 2017, <http://uk.businessinsider.com/ap-the-latest-italy-to-phase-out-coal-for-electricity-by-2025-2017-11?r=US&IR=T>

10 Netherlands to end coal power by 2030, closing down new plants, Climate Home News, 11 October 2017, <http://www.climatechangenews.com/2017/10/11/netherlands-agrees-coal-phase-calls-stronger-2030-eu-emissions-target/>

11 Voici le texte du pacte énergétique, Le Soir, 13 December, 2017, <http://www.lesoir.be/129203/article/2017-12-13/voici-le-texte-du-pacte-energetique>

12 Federale Energie Strategie, 30 maart 2018, <http://www.presscenter.org/nl/pressrelease/20180330/ministerraad-van-30-maart-2018>

### 2.2.1.3 DOORGEVOERDE VERBETERINGEN BETREFFENDE DE MODELLERING VAN HET ENERGIESYSTEEM

De modellering van het elektrische energiesysteem zoals gerealiseerd door ENTSO-E in het TYNDP 2018 vormt ook de basis voor de TYNDP+ scenario's. Hierbij werden echter volgende gebreken verholpen en parameters gewijzigd en dit onder meer om een betere inschatting te verkrijgen van de impact van flexibiliteitsmaatregelen en de klimaatcondities op de economische resultaten:

- Een verbeterde modellering van de vraagsturing (DSM). Verregaande implementatie van vraagontlasting en verschuiving (zie 2.3.1.4);
- Een verbeterde modellering van opslagsystemen type "batterijen" en "Vehicle-to-Grid";
- Een modellering per eenheid van het thermisch productiepark in West-Europa (daar waar het TYNDP deze groepeerd per technologie);
- Het onder beschouwing nemen van een set van 34 klimaatjaren voor economische resultaten.<sup>(13)</sup> De gepubliceerde resultaten zijn de gemiddelde waarden over deze klimaatjaren;
- Het reduceren van de simulatieperimeter (zie hoofdstuk 2);
- Het - indien nodig - aanpassen van de thermische productiecapaciteit in alle gesimuleerde landen op basis van een volledige bevoorradingszekerheidsstudie met honderden "Monte-Carlo" jaren. Dit om tot een goede inschatting van de toekomstige thermische productiecapaciteit te komen in alle landen. Zie 2.3.4;
- Modellering van netreserves door toepassing van "thermal derating" gebaseerd op de Mid-term Adequacy Forecast<sup>(14)</sup> 2025 assumpties voor elk landen.

	TYNDP 2018 scenarios	TYNDP+ scenarios	
<b>Modellering</b>	DSM ontlasting	Voor een beperkt aantal landen	Expliciet gemodelleerd voor alle landen
	DSM verschuiving	Not included	
	Batterijen	Voor een beperkt aantal scenario's, zonder modellering van de capaciteit voor energie-opslag	Expliciet gemodelleerd voor alle landen met in rekening brengen van de capaciteit voor energie-opslag
	Vehicle-to-Grid	Niet in rekening gebracht	In rekening gebracht
	Thermische eenheden	Geaggregeerd per technologie	Eenheid per eenheid voor de CWE regio, Spanje en Groot-Brittannië
	Gelijktijdige max import	Niet in rekening gebracht	In rekening gebracht
	Aantal klimaatjaren	3	Minstens 34
	Perimeter	Alle Europese landen	22 landen
	Adequacy	<b>Beperkte adequacy studie:</b> lage nauwkeurigheid (minder klimaat- & "Monte-Carlo" jaren)	<b>Volwaardige adequacy studie</b> met honderden "Monte-Carlo" jaren
	Balancing- reserves	Niet in rekening gebracht	In rekening gebracht met thermische derating gebaseerd op de MAF 2025 assumpties per land

Figuur 2.5: Belangrijkste verschillen in modellering tussen TYNDP 2018 en TYNDP+ scenario's

#### 2.2.1.4 LARGE SCALE RES SCENARIO VOOR 2030 WERD TOEGEVOEGD

Binnen het TYNDP 2018 werd beslist om het "Global Climate Action" (GCA) 2030 scenario door het EUCO30 scenario te vervangen<sup>(15)</sup>. Omdat het EUCO30 scenario sterk afwijkende waarden vertoont ten opzichte van de overige TYNDP scenario's (n.b. voor het vraagprofiel) werd beslist voor het Federaal Ontwikkelingsplan het "Large Scale RES" scenario, afgeleid van GCA, op te nemen in de scenariolijst. Dit ter verbetering van de coherentie tussen de verschillende tijdschorschors.

#### 2.2.1.5 TIJDSHORIZONS ONDER BESCHOUWING

Het Federaal Ontwikkelingsplan dient, conform de Elektriciteitswet art. 13, een periode van minstens 10 jaar te dekken. Gezien de infrastructuurprojecten een veel langere levensduur beogen, is het belangrijk om ook de robuustheid van deze netversterkingen te evalueren op langere termijn. Bovendien neemt het ontwikkelen van netversterkingen van identificatie van noden tot uiteindelijke indienstname meerdere jaren in beslag, waardoor ook het anticiperen op systeemnoden op langere termijn noodzakelijk is.

<sup>13</sup> Gezien de omvang van het TYNDP 2018 project werd besloten binnen ENTSO-E een clustering van klimaatjaren uit te voeren. De resultaten zijn bijgevolg gewogen gemiddeldes van 3 klimaatjaren

<sup>14</sup> Mid-term Adequacy Forecast 2017, ENTSO-E, 2017, <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>

<sup>15</sup> TYNDP 2018 Scenario Report, ENTSO-E, 2017, [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475\\_ENTSO\\_ScenarioReport\\_Main.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf)

## TIJDSHORIZON 2025

Ook voor de "Best Estimate" verhaallijn werd het TYNDP+ scenario gebaseerd op het TYDNP Best Estimate 2025 scenario. Hierbij werden echter voor België en de buurlanden enkele gegevens gewijzigd om in lijn te zijn met de laatste beleidskeuzes m.b.t. kolen- & nucleaire phase-out (zie 2.2.1.2). Na evaluatie kunnen

we stellen dat deze nieuwe waarden voor België zich bevinden tussen het 2020 scenario uit het laatste strategische reserve-dossier<sup>(16)</sup>, dat een bottom-up scenario is, en het 2030 energie-pact scenario<sup>(17)</sup>. Deze verhaallijn is daarom coherent met de laatste trends en reflecteert tegelijkertijd de resultaten van nationale & Europese energiebeleidsmaatregelen.

### WAT IS HET ENERGIEPACT?

Het Belgische "energiepact" werd goedgekeurd door de 3 gewesten en de federale regering en zet de koers voor het energiebeleid voor de komende jaren. De gedetailleerde maatregelen om dit pact een realiteit te maken moeten nog uitgeklaard worden op het regionale & federale niveau hoewel verscheidene richtlijnen en doelstellingen al beschikbaar werden gesteld in het gepubliceerd document<sup>(18)</sup>. Het energiepact werd op 30 maart 2018 goedgekeurd door de ministerraad en vormt sindsdien onderdeel van de Federale energiestrategie<sup>(19)</sup>.

### WAT BETEKENT HET ENERGIEPACT VOOR DE ELEKTRICITEITSSECTOR?

Het pact heeft als doelstelling de energiesector in België te decarboniseren om de COP21 doelstellingen waar België zich voor heeft geëngageerd te behalen. Voor de elektriciteitssector zijn volgende sleutelcomponenten te vinden in het energiepact:

- Een sterke toename in hernieuwbare energiebronnen tegen 2030 (3 keer meer dan de huidige waarden) met extra offshore windcapaciteit (1,7GW bijkomend) tegenover de huidige 2020 doelstelling, en in totaal (meer dan) 4GW onshore windcapaciteit en 8GW aan fotovoltaïsche capaciteit;
- Een toename aan flexibiliteitsopties om om te gaan met het intermitterend karakter van de hernieuwbare energiebronnen. Dit kan geleverd worden door extra interconnectoren, vraagflexibiliteit, flexibele productie, opslagfaciliteiten of andere technologieën;
- Een toename van het aandeel nul-emissie voertuigen waarvan een deel door elektrische voertuigen wordt voorzien.

De recente studie uitgevoerd door UGent en het Federaal Planbureau<sup>(20)</sup> bevatten eveneens cijfers tot 2050 voor de geïnstalleerde capaciteit RES geleverd door de federale overheid, respectievelijk tot 2050 en tot 2040. Dit geeft aanleiding tot (inschatting op basis van voorgestelde capaciteit uit hernieuwbare bronnen):

- 35 % RES-E aandeel in 2025;
- 45% RES-E aandeel in 2030;
- 65 % RES-E aandeel in 2040;
- 75% RES-E aandeel in 2050.

### WELKE LANGE TERMIJN SCENARIO'S GEBRUIKT IN DIT FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN LIGGEN HET DICHTSTE BIJ DE ENERGIEPACT WAARDEN VOOR DE ELEKTRICITEITSSECTOR?

In dit plan worden 3 lange termijn trajecten gekwantificeerd voor het Europese elektrische energiesysteem. Het voorstel in het scenario "Large Scale RES" waarin België sterk inzet op de ontwikkeling van offshore en onshore windparken ligt het dichtste bij de waarden van het energiepact. Daarenboven is het energiepact ook een combinatie van het "Decentral" en "Large Scale RES" scenario wat betreft de fotovoltaïsche ontwikkeling & flexibiliteitsoptie (7 GW offshore gecombineerd met 17 GW PV tegen 2040).

### OVEREENSTEMMING MET HET EUROPESE BELEID

In het kader van het Europese klimaatbeleid en de doelstellingen tegen 2030 moet elke lidstaat een "nationaal energie- en klimaatactieplan" indienen in de loop van 2018-2019. Nationale doelstellingen (zoals in het verleden gezet voor 2020) kunnen naderhand opgelegd worden om de Europese doelstellingen wat betreft RES ontwikkeling te behalen.

16 The need for strategic reserve for winter 2018-19, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/171129\\_ELIA%20AR-Winter\\_UK.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/171129_ELIA%20AR-Winter_UK.pdf)

17 Impact van het Pact Bijkomende cijfers ter staving van een Energiepact, Federaal Planbureau, Februari 2018, <https://www.plan.be/publications/publication-1755-nl-impact+van+het+pact+bijkomende+cijfers+ter+staving+van+een+energiepact>

18 Voici le texte du pacte énergétique, Le soir, 13 December, 2017, <http://www.lesoir.be/129203/article/2017-12-13/voici-le-texte-du-pacte-energetique>

19 Federale energiestrategie, 30 maart 2018, <http://www.presscenter.org/nl/presrelease/20180330/ministerraad-van-30-maart-2018>

20 Impact van het Pact Bijkomende cijfers ter staving van een Energiepact, Federaal Planbureau, Februari 2018, <https://www.plan.be/publications/publication-1755-nl-impact+van+het+pact+bijkomende+cijfers+ter+staving+van+een+energiepact>

### TIJDSHORIZON 2030

In het TYNDP 2018 proces wordt 2030 als het referentiejaar beschouwd. Zoals eerder vermeld werden drie top-down verhaallijnen opgesteld in samenspraak met de spelers op de energiemarkt (consumentenorganisaties, producenten, regelgevende instanties, ...) aangevuld met een scenario aangeleverd door de Europese Commissie. Binnen ENTSO-E werd een update van de gegevens uitgevoerd in december 2017 (zgn. scenario re-run) om op deze tijdshorizon met zo actueel mogelijke informatie te werken.

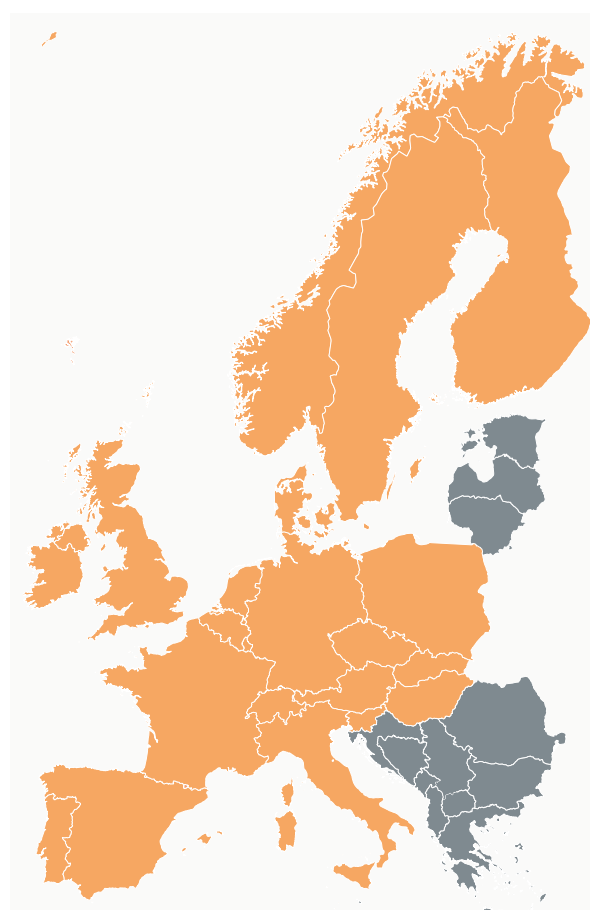
### TIJDSHORIZON 2035 EN 2040

In het kader van het Federaal Ontwikkelingsplan werd ook een langetermijnperspectief onder beschouwing genomen om zodoende de lange termijn behoeften en tendensen te identificeren. De tijdshorizon 2035 is niet beschikbaar in het TYNDP 2018 maar werd door Elia ontwikkeld om een duidelijker beeld te scheppen over de evolutie van de nood aan nieuwe netontwikkelingsprojecten doorheen de tijd.

Daarenboven worden in het TYNDP 2018 proces enkel de tijdshorizons 2025 en 2030 gebruikt voor de kosten-baten analyse van de voorgestelde netontwikkelingen, daar waar de tijdshorizon 2040 enkel dient om de toekomstige systeemnoden in termen van netversterkingen te identificeren. In het Federaal Ontwikkelingsplan worden echter de marktresultaten van de TYNDP+ scenario's voor alle tijdshorizons van 2025 tot en met 2040 gebruikt in de kosten-baten evaluatie.

## 2.2.2 SIMULATIEPERIMETER

Gezien het Belgische net sterk geïnterconnecteerd is, zijn de condities in de buurlanden van cruciaal belang bij de evaluatie van de beoogde netversterkingen. Daarom worden in alle scenario's een groot aantal Europese landen gesimuleerd. Dit laat toe Europese ontwikkelingen zoals die ter ondersteuning van de decarbonisatie-doelstellingen te analyseren op het Europees energiesysteem als geheel. Figuur 2.6 geeft een grafische weergave van de simulatieperimeters van enerzijds de TYNDP scenario's en anderzijds de TYNDP+ scenario's. De meer uitgebreide simulatieperimeter gebruikt in het TYNDP heeft geen significante impact op België en de Belgische projecten. Het betreft hier voornamelijk de Baltische staten en de Balkan regio.



■ Perimeter in de TYNDP+ scenario's  
■ + ■ Perimeter in de TYNDP 2018 scenario's

**Figuur 2.6: Simulatieperimeters gebruikt voor het Federaal Ontwikkelingsplan**

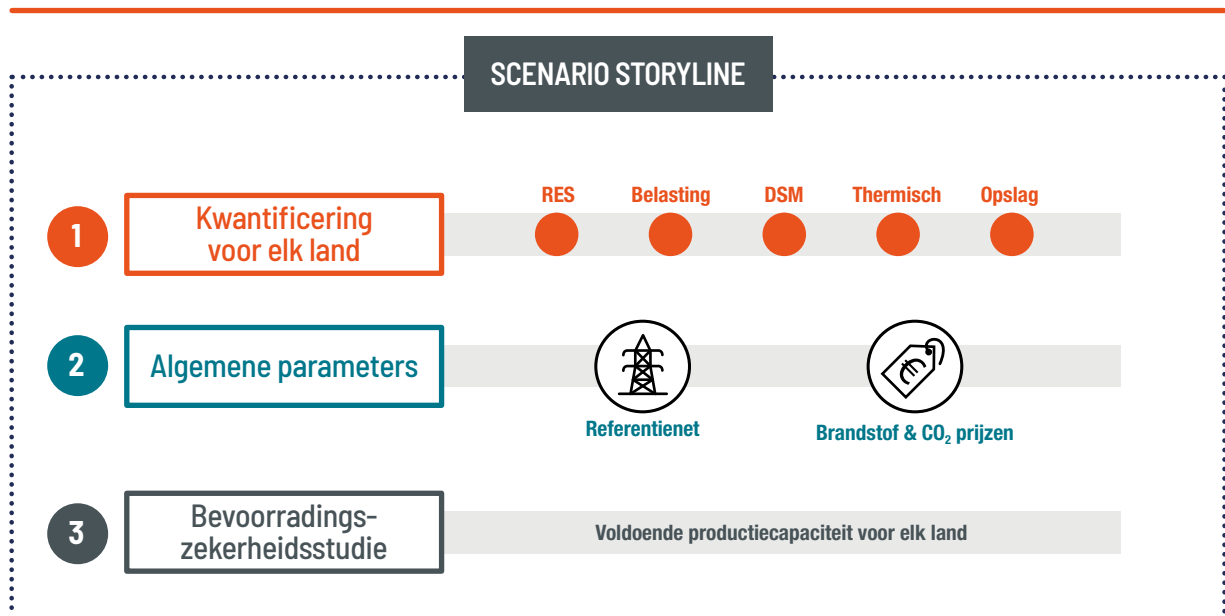
## 2.3 VOORNAAMSTE HYPOTHESEN PER SCENARIO

Voor een uitgebreide beschrijving van de TYNDP-scenario's wordt verwezen naar het "TYNDP 2018 Scenario Report"<sup>(21)</sup> en voor België. Met name de verbeteringen aangebracht aan deze scenario's die leiden tot de TYNDP+ scenario's worden in deze paragraaf verder beschreven.

Bij de kwantificatie van de scenario's wordt gewerkt in 3 stappen. Allereerst worden de 5 voornaamste hypothesen gedefinieerd per land: de vraag naar elektrische energie, de geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare productiebronnen, de geïnstalleerde capaciteit aan thermische productiebronnen, de flexibiliteit aan vraagzijde en de mogelijkheden voor opslag van

energie. Vervolgens worden de globale parameters bepaald: het beschouwde referentienet voor marktuitwisselingscapaciteiten en de brandstof- en CO<sub>2</sub> prijzen. Tot slot wordt een bevoorradingszekerheidsstudie uitgevoerd voor alle gesimuleerde landen zodanig dat er aan de vooropgestelde criteria qua bevoorradingszekerheid voldaan is in elk beschouwd scenario.

In wat volgt worden de hypothesen voor de TYNDP als TYNDP+ scenario's afgebeeld. Om verwarring te vermijden worden tekstueel enkel de hypothesen voor de TYNDP+ scenario's uitgeschreven. De gebruikte hypothesen voor de TYNDP scenario's zijn beschikbaar in Excel formaat op de ENTSO-E website<sup>(22)</sup>.



Figuur 2.7: Kwantificatie van de scenario's

21 TYNDP 2018 Scenario Report, ENTSO-E, maart 2018, [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_2018\\_Final.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf)

"Studie over de perspectieven van elektriciteitsbevoorrading tegen 2030", Algemene Directie Energie van de FOD Economie en het Federaal Planbureau, januari 2015, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/EPE2-NL-V2.pdf>

22 Project list TYNDP2016 assessments.xlsx, ENTSO-E, 5 November 2015, [https://www.entsoe.eu/\\_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018\\_Market\\_Data\\_provisional.xlsx&action=default](https://www.entsoe.eu/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018_Market_Data_provisional.xlsx&action=default)

## 2.3.1 KWANTIFICATIE VOOR BELGIË

Onderstaand worden de belangrijkste hypothesen voor België hernomen waarop de scenario's van het Federaal Ontwikkelingsplan werden gebaseerd. Per scenario wordt uitleg gegeven bij de aannames rond de vraag naar elektrische energie, de geïnstalleerde capaciteit aan hernieuwbare energie, het thermisch productiepark in België, het gebruik van Demand Side Management (DSM) (zowel het verschuiven van de consumptie in de tijd als het tijdelijk reduceren van de consumptie) en de opslagmogelijkheden.

### 2.3.1.1 EVOLUTIE VAN DE VRAAG NAAR ELEKTRICITEIT VOOR BELGIË

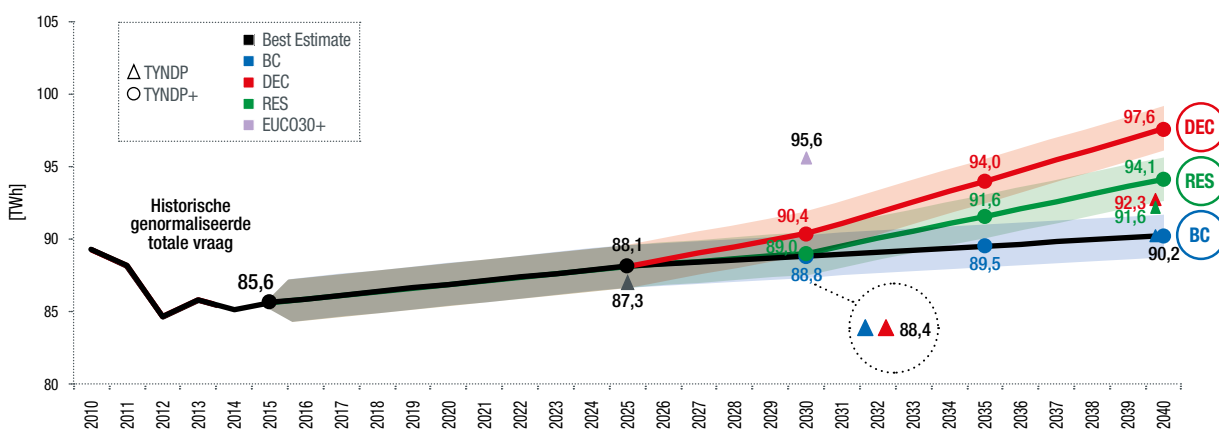
De gehanteerde werkwijze om de toekomstige elektriciteitsvraag in te schatten voor België en de andere landen die deel uit maken van de simulatie is gebaseerd op de methodologie gebruikt in het TYNDP. De totale elektriciteitsvraag houdt rekening met zowel de vraag op het Elia-net als de vraag op het distributienet (inclusief verliezen). Gezien het feit dat kwartiermetingen op de distributienetten zeldzaam zijn, wordt deze vraag geschat middels een combinatie van berekende waarden, metingen en extrapolaties.

De evolutie van de vraag naar elektriciteit steunt op de volgende 3 pijlers:

1. De groei van de vraag ten gevolge van de economische en demografische groei, gecompenseerd door de efficiëntiewinsten;
2. De groeiende elektrificatie ten gevolge van een verhoogde penetratie van elektrische voertuigen en warmtepompen (hybride & elektrisch);
3. De thermosensitiviteit van het verbruik.

De invulling van deze pijlers is gebaseerd op de methodologie ontwikkeld door ENTSO-E en werd in dat kader in een openbare raadpleging voorgelegd. De werkwijze zelf wordt meer in detail beschreven in de Elia studie<sup>(23)</sup>, en ook in het laatste MAF rapport van ENTSO-E<sup>(24)</sup>.

Volgende resultaten werden aldus bekomen voor de evolutie van de vraag:



Figuur 2.8: Evolutie van de totale vraag naar elektriciteit in de verschillende scenario's

De piekvraag in 2025, uitgemiddeld over alle klimaatjaren, wordt ingeschat op 14 GW. Deze neemt licht toe richting 2030 met een gemiddelde piekvraag tussen 14,2 en 14,4 GW, afhankelijk van de elektrificatie beschouwd in het scenario.

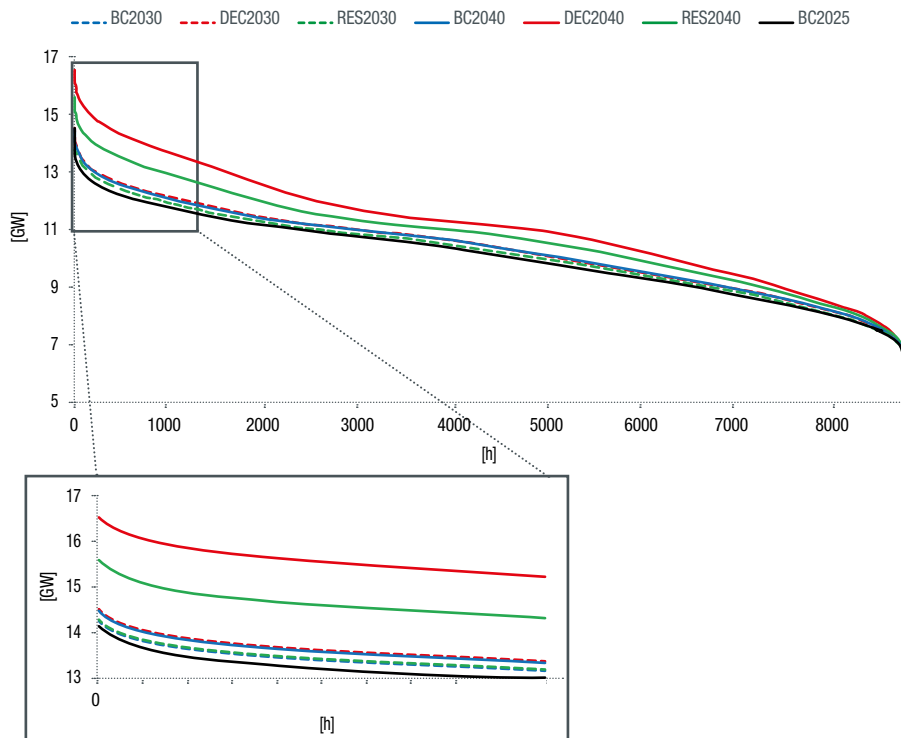
Voor 2040, met een hogere spreiding in aannames rond elektrificatie (zowel in de penetratie van warmtepompen als van elektrische voertuigen), wordt een verschil van 1 GW in de gemiddelde piekvraag tussen de scenario's waargenomen. Het scenario "Large Scale RES" heeft een gemiddelde piekvraag die 1 GW hoger ligt dan het "Base Case"-scenario. Hetzelfde verschil kan worden waargenomen tussen de scenario's "Decentral" en "Large Scale RES".

Figuur 2.9 geeft de monotone curves van de totale Belgische elektriciteitsvraag weer. Aanvullende informatie hierover kan gevonden worden in de Elia-studie<sup>(25)</sup>.

23 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)

24 Mid-Term Adequacy Forecast 2017 edition, ENTSO-E, oktober 2017, [https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF\\_2017\\_report\\_for\\_consultation.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf)

25 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)



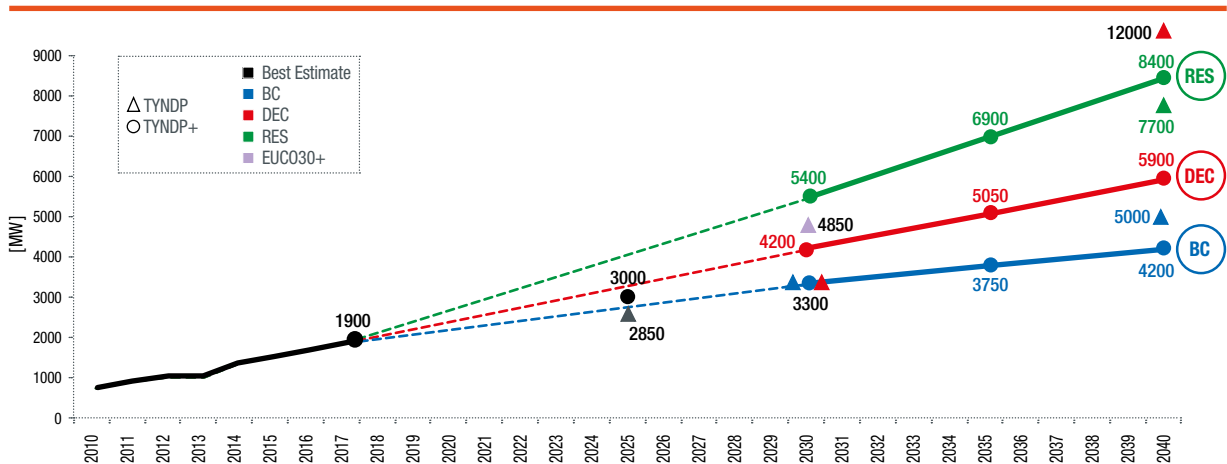
Figuur 2.9: Monotone curve van de totale elektriciteitsvraag voor België - uitgemiddeld over alle klimaatjaren



### 2.3.1.2 EVOLUTIE VAN DE CAPACITEIT AAN HERNIEUWBARE ENERGIE VOOR BELGIË

Bij de berekening van de **onshore windcapaciteit** op korte termijn wordt uitgegaan van de laatste projecties van de regio's. Kwantitatieve informatie hierover kan gevonden worden in<sup>(26)</sup>. Dit groeitempo wordt dan geschaald volgens de filosofie van de verhaallijnen:

- In het "Base Case" scenario (BC) wordt voor de toekomst de helft van het verwachte groeitempo tussen 2015 en 2020 toegepast op de verdere tijdshorizons;
- In het "Decentral" scenario (DEC) wordt dit groeitempo zonder aanpassing overgenomen voor de verdere tijdshorizons;
- In het "Large Scale RES" scenario (RES) wordt tweemaal dit groeitempo verondersteld tot 2040, waarbij het maximale potentieel aan onshore wind voor België bijna wordt bereikt.



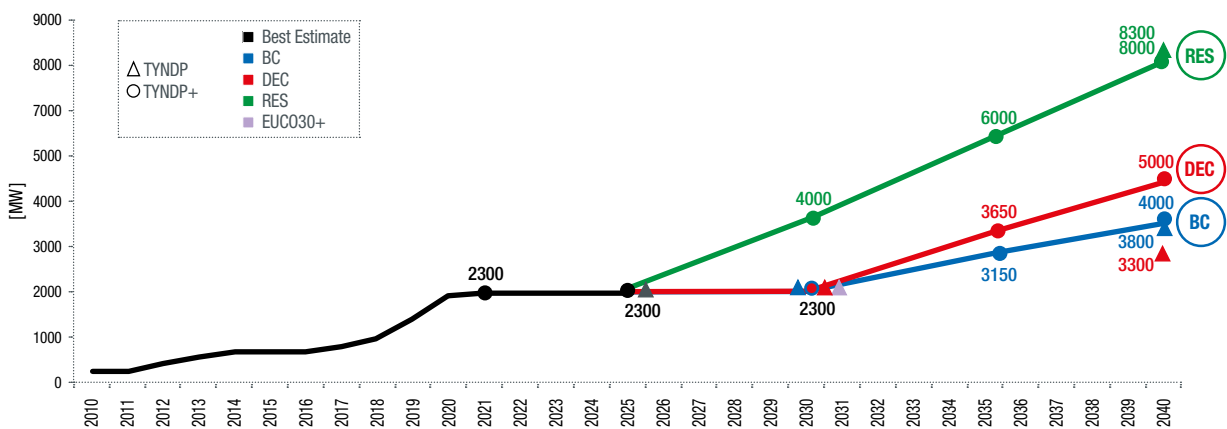
Figuur 2.10: Samenvatting van de hypothesen voor onshore windenergie in België

Voor de bepaling van de **offshore windcapaciteit** vormt de reeds geplande 2.3 GW offshore windcapaciteit de basis. Dit wordt verder aangevuld als volgt voor de tijdshorizon 2030:

- Geen verhoging van offshore windcapaciteit in het "Base Case" & "Decentral" scenario tegen 2030, waarna een verhoging tot respectievelijk 4 en 5 GW gepland wordt tegen 2040;

- Een verhoging tot 4 GW tegen 2030 in het "Large Scale RES" scenario en het bereiken van het maximale offshore potentieel van 8 GW in 2040<sup>(27)</sup>.

De federale regering onderzoekt momenteel de mogelijkheden om bijkomende offshore capaciteit te ontwikkelen (bovenop de reeds geplande 2,3 GW). Voor verdere informatie hieromtrent en implicaties op de behoeften aan netversterkingen wordt verwezen naar hoofdstuk 4.



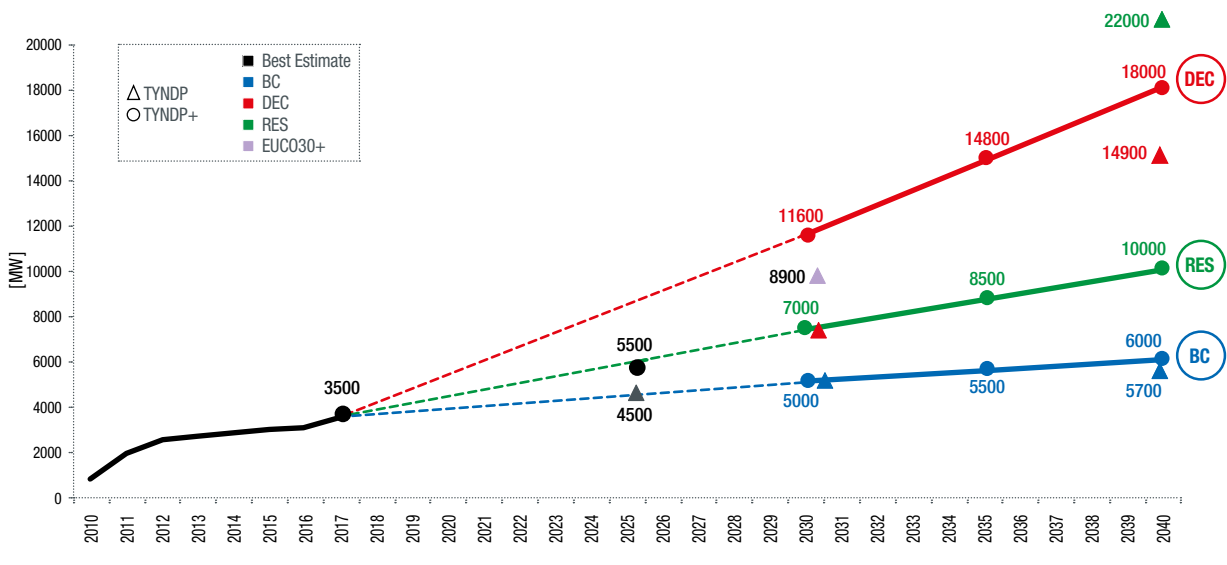
Figuur 2.11: Samenvatting van de hypothesen voor offshore windenergie in België

26 The need for strategic reserve for winter 2018-19, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/171129\\_ELIA%20AR-Winter\\_UK.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/171129_ELIA%20AR-Winter_UK.pdf)

27 Merk op dat de offshore capaciteit aangenomen in het "Global Climate Action 2040"-scenario van het TYNDP gelijk is aan 8,3 GW. Deze capaciteit wordt naar beneden bijgesteld (tot 8 GW) voor het volgende TYNDP

De toekomstig geïnstalleerde capaciteit aan **zonne-energie** werd eveneens gebaseerd op de projecties van de regio's. Constante groeitempó's worden aangenomen zodat:

- In het "Base Case" scenario (BC) 6 GW in 2040 bereikt wordt aan 100 MW capaciteitsverhoging per jaar;
- In het "Decentral" scenario (DEC) 10 GW in 2040 bereikt wordt aan 300 MW capaciteitsverhoging per jaar;
- In het "Large Scale RES" scenario (RES) 18 GW in 2040 bereikt wordt aan 600 MW capaciteitsverhoging per jaar.



Figuur 2.12: Samenvatting van de hypothesen voor zonne-energie in België

### 2.3.1.3 EVOLUTIE VAN DE CAPACITEIT AAN THERMISCHE CENTRALES VOOR BELGIË

De thermische capaciteit is samengesteld uit nucleaire centrales, gascentrales met open cyclus, gascentrales met gecombineerde cyclus, WKK's, biomassa-centrales en afvalverbrandingsovens. De veronderstelde volumes zijn verder onder te verdelen in 2 luiken. Enerzijds is er de extrapolatie van de samenstelling van het huidige thermische productiepark, waarbij rekening wordt gehouden met volgende hypothesen:

- De nucleaire capaciteit is op alle tijdshorizons 0 MW in lijn met de Belgische wet rond de nucleaire uitstap en het besluit om geen nieuwe kerncentrales te bouwen van 2003<sup>(28)</sup> en de wetswijzigingen van 2013<sup>(29)</sup> en 2015<sup>(30)</sup>;
- De huidige piekeenheden (turbojets en dieselgeneratoren) zullen tegen 2025 uit het net zijn verdwenen;
- Voor de gascentrales en gecombineerde stoom/gascentrales wordt een levensduur van 25 jaar aangenomen. Dit resulteert in een resterende capaciteit van 2,3 GW in 2025 en 2030 en 0 GW in 2040 (zie studie<sup>(31)</sup> voor meer info);
- De capaciteit aan WKK's en afvalverbrandingscentrales wordt constant verondersteld op respectievelijk 1800 MW & 300 MW;
- De capaciteit aan biomassa-eenheden wordt verwacht stabiel te zijn in de toekomst. Ze bedraagt 900 MW voor alle verhaallijnen & tijdshorizons.

28 Wet houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie, Justitie, 2003, <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2003/01/31/2003011096/justel>

29 Wet houdende wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie en houdende wijziging van de wet van 11 april 2003 betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales, Justitie, 2013, <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2013/12/18/2013011640/justel>

30 Wet tot wijziging van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie met het oog op het verzekeren van de bevoorradingszekerheid op het gebied van energie, Justitie, 2015, <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2015/06/28/2015011262/justel>

31 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)

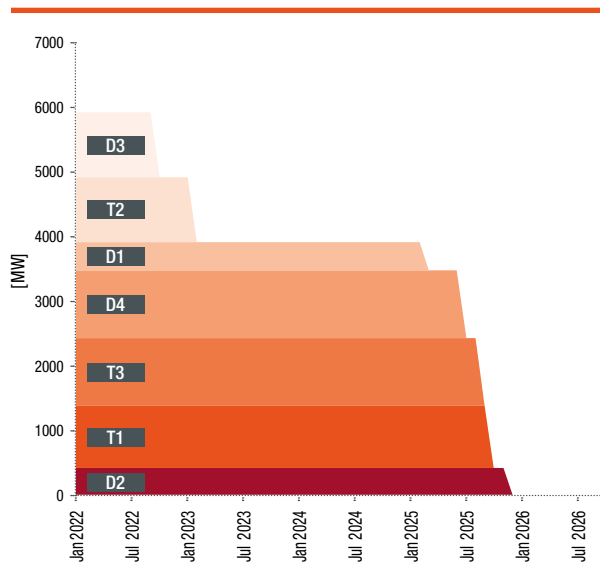
De hypothese die deze studie voor de evolutie van het Belgische nucleaire park gebruikt, is die van de huidige wetgeving. De geplande data voor de buitenwerkingstelling van de verschillende reactoren zijn:

- Doel 3: 1 oktober 2022
- Tihange 2: 1 februari 2023
- Doel 1: 15 februari 2025
- Doel 4: 1 juli 2025
- Tihange 3: 1 september 2025
- Tihange 1: 1 oktober 2025
- Doel 2: 1 december 2025

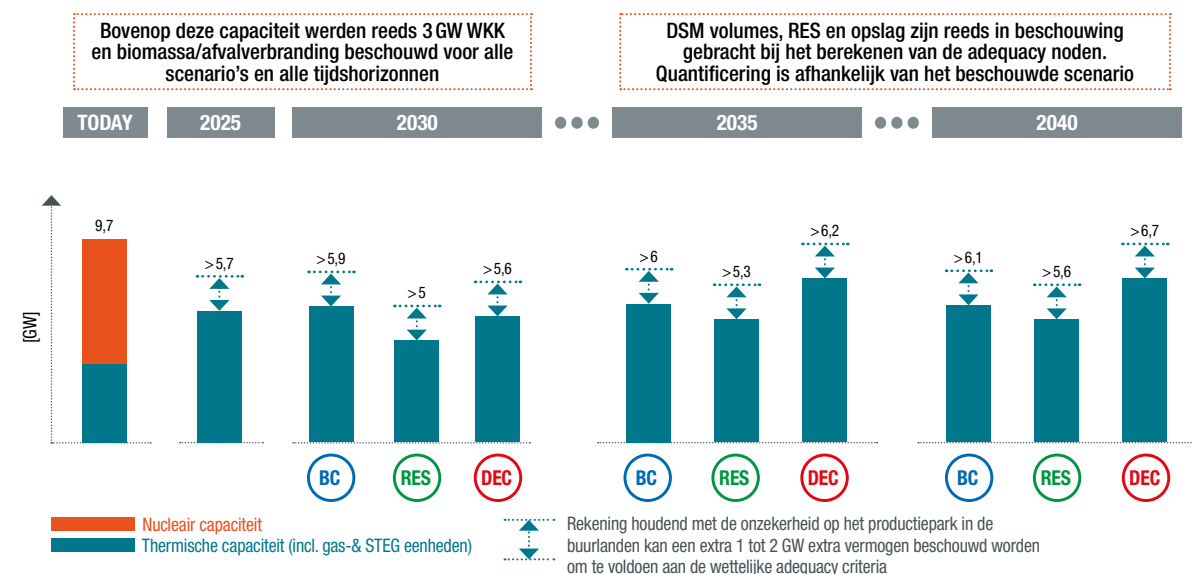
Figuur 2.13 illustreert de buitenwerkingstelling van de kerncentrales volgens de huidige wetgeving. De evolutie van de benodigde thermische capaciteit (bestaande gascapaciteit en extra benodigde capaciteit voor adequacy) wordt in figuur 2.14 schematisch weergegeven.

In de sociaal-economische welvaartsanalyse van de projecten voorgesteld in sectie 3.4 wordt een additioneel volume aan thermische productie opgenomen om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Voor deze analyses wordt dit extra volume verondersteld samengesteld te zijn uit efficiënte gascentrales (type STEG). Het is belangrijk om te begrijpen dat deze hypothese geen zekerheid biedt op de toekomstige energiemix in België en dat de resultaten afhankelijk zijn van de gekozen technologie. De aannames voor TYNDP zijn beschikbaar op de website van ENTSO-E<sup>(32)</sup> en in het monitoringsverslag gepubliceerd door de FOD economie<sup>(33)</sup>.

Wanneer het daarenboven voor de uitgevoerde analyses noodzakelijk is om de thermische capaciteit in België te lokaliseren (bijvoorbeeld in sectie 3.4.5 ter bepaling van de vermeden nood aan redispatch), werd het hierboven vermelde extra volume ingevuld door centrales waarvoor reeds een capaciteitsreservatie bekomen werd (zie sectie 4.1.1), aangevuld met kleinere eenheden die gelijkmatig verspreid werden doorheen het Belgische transmissienet.



Figuur 2.13: Evolutie van de geïnstalleerde capaciteit aan nucleaire in België



Figuur 2.14: Evolutie van de benodigde thermische capaciteit (inclusief bestaande gascapaciteit)

32 TYNDP 2018 - Scenario Report, ENTSO-E, 2018, <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>

33 "Aanvullend Verslag Elektriciteit - Monitoringverslag van de bevoorradingszekerheid, Algemene Directie Energie van de FOD Economie en het Federaal Planbureau, december 2017, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-monitoring-electricite-2017.pdf>

### 2.3.1.4 EVOLUTIE VAN DE FLEXIBILITEIT AAN VRAAGZIJDEN VOOR BELGIË

Als één van de grote verschillen met de TYNDP 2018 scenario's wordt vraagsturing in de TYNDP+ scenario's veel gedetailleerder beschreven. Twee types vraagsturing worden onderscheiden: de vraagontlasting en de vraagverschuiving.

Voor vraagontlasting wordt rekening gehouden met een marktstudie uitgevoerd door E-cube in het kader van de volumebepaling strategische reserves<sup>34</sup>. Hier werd het vermogen aangeboden aan de markt voor 2016 bepaald op 637 MW.

- Voor het "Base Case" en "Large Scale Res" scenario wordt uitgegaan van een jaarlijkse groei van 4% aan vraagsturing vanaf dit punt (1,1 GW voor 2030);
- Voor het "Decentral" scenario wordt uitgegaan van een jaarlijkse groei van 8% (2 GW voor 2030).

Na 2030 wordt verondersteld dat het volume vraagsturing beschikbaar in de markt constant zal blijven, doch met een lichte toename in het "Large Scale Res" (1,3 GW voor 2040).

Aangenomen wordt dat de vraagverschuiving onder andere wordt gecorreleerd met nieuwe technologieën (elektrische voertuigen, batterijen, hybride warmtepompen, digitale meters,...). Een percentage van de vraag, voortkomend uit deze technologieën, kan verschoven worden in de tijd. Meer details hierover zijn te vinden in<sup>35</sup> voor TYNDP 2018 scenario's.

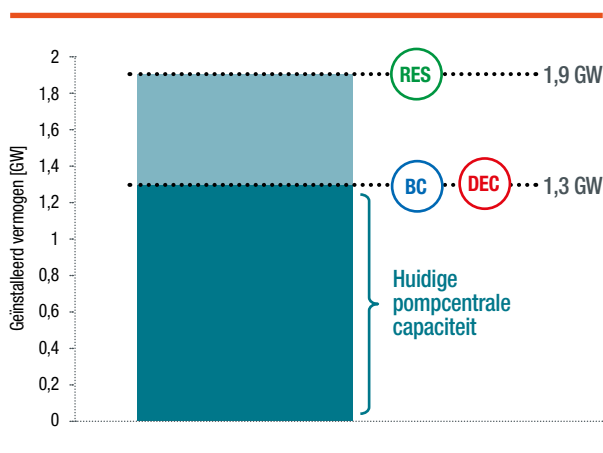
### 2.3.1.5 EVOLUTIE VAN DE OPSLAGMOGELIJKHEDEN VOOR BELGIË

In de scenario's worden 3 grote technologieën gemodelleerd die de opslag van elektrische energie mogelijk maken: pompcentrales, elektrische voertuigen ("Vehicle-to-Grid" - V2G) en standalone batterijen. Interseizoen opslagtechnologieën en transformatie van overtollige elektriciteit in andere energievormen (zoals "Power-to-X") werden niet in aanmerking genomen voor alle tijdshorizonten. Dit type oplossing kan echter in de toekomst een sleutelrol spelen bij het bereiken van langetermijn klimaatdoelstellingen om de grote hoeveelheid hernieuwbare energie te evacueren en in andere sectoren te kunnen gebruiken.

### POMPSTOCKAGE CENTRALES

De huidige geïnstalleerde capaciteit van 1,3 GW voor pomp-opslag in België (Coo 1 & 2 en Plate Taille) wordt beschouwd als zijnde in alle scenario's en tijdshorizonten (voor de TYNDP 2018 en TYNDP+ scenario's). Het dispatchable reservoirvolume is 5,3 GWh (5,8 GWh, waarbij 0,5 GWh wordt beschouwd als) gereserveerd voor ondersteunende diensten). Voor het scenario "Large Scale RES" in 2030 en 2040 werd een extra capaciteit van 600 MW. Het totale reservoir is proportioneel verhoogd tot 7,7 GWh.

Onderstaande figuur 2.15 geeft de weerhouden hypothesen voor de verschillende scenario's weer.



Figuur 2.15: Hypothesen voor pompcentrales

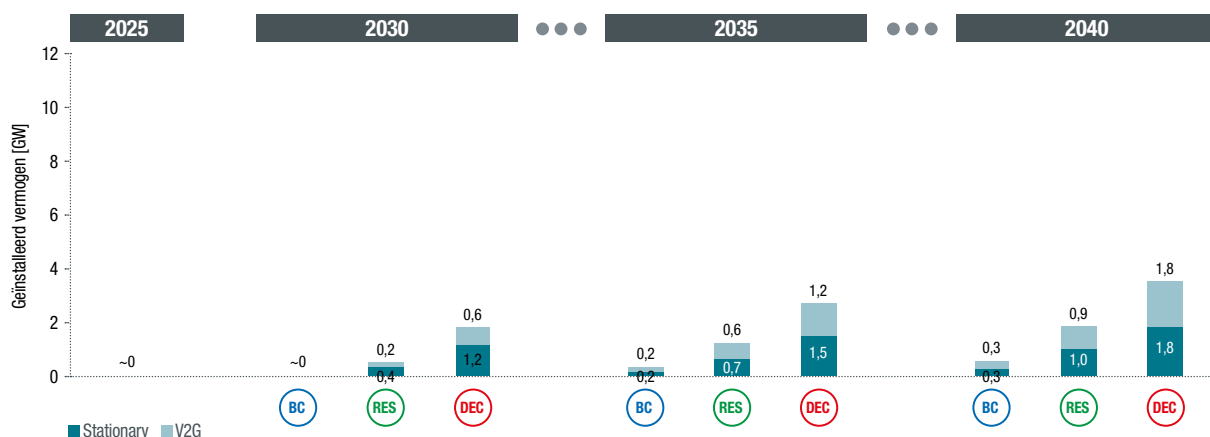
<sup>34</sup> The need for strategic reserve for winter 2018-19 and outlook for 2019-20 and 2020-21, Elia, November 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/20170511\\_E-Cube\\_Market%20Response\\_Report\\_phase1.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/20170511_E-Cube_Market%20Response_Report_phase1.pdf) en [http://www.elia.be/-/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/Elia\\_Market%20Response\\_Implementation%20report.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/Elia_Market%20Response_Implementation%20report.pdf)

<sup>35</sup> Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf) en TYNDP 2018 Scenario Report, ENTSO-E, 2017, [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475\\_ENTSO\\_ScenarioReport\\_Main.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf)

### ELEKTRISCHE VOERTUIGEN EN BATTERIJEN

Naast de pompcentrales worden ook andere technologieën voor energieopslag onder beschouwing genomen in de verschillende scenario's: autonome batterijen en "vehicle-to-grid". In

vooriggend Federaal Ontwikkelingsplan worden de hypothesen onderzocht in de studie<sup>(36)</sup> overgenomen. De hypothesen voor 2035 zijn voornamelijk gebaseerd op een lineaire interpolatie tussen de geïnstalleerde vermogen 2030 et 2040.



Figuur 2.16: Hypothesen voor opslag van elektrische energie

### 2.3.2 KWANTIFICATIE VOOR ONZE BUURLANDEN

Een beschrijving van de aangewende hypothesen voor de buurlanden op gebied van nucleaire energie en energie uit steenkool voor de TYNDP+ scenario's wordt hieronder hernomen. De hypothesen voor de andere landen in de simulatieperimeter werden reeds hernomen in sectie 2.5 van de studies<sup>(37)</sup>.

#### NEDERLAND

De geïnstalleerde capaciteiten komen overeen met het "Monitoring report" van TenneT<sup>(38)</sup> en de dataset die wordt gebruikt in de TYNDP 2018-scenario's. Zoals beschreven in sectie 2.2.1.2, merk op dat volgens de nieuwe "Overheidsovereenkomst" van Nederland, de volledige uitfasering van kolen gepland is tegen 2030. Deze overeenkomst wordt meegenomen in de veronderstellingen die worden gebruikt in de TYNDP+ scenario's. Figuur 2.17 vat al deze aannames samen.

	2016	2025	2030			2035			2040		
			BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	X	X	X	X	X	X
	5,7	3,4	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	4	6	7,5	7	7,5	7,5	7	7,5	7,5	7,5	7,5
	0,5	5	5,5	9	9	9	9,5	15	12	10	21
	1,5	7,5	11,5	16,5	11,5	13,5	23,5	15	15	30	19

Figuur 2.17: Veronderstellingen voor kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Nederland

36 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/elia/aboutelia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/elia/aboutelia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)





37 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/elia/aboutelia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/elia/aboutelia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)

38 Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2014-2030, TenneT TSO B.V., Juli 2015, [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/Dutch/Rapport\\_Monitoring\\_Leveringszekerheid\\_2014-2030.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2014-2030.pdf)

## FRANKRIJK

De veronderstellingen voor Frankrijk zijn dezelfde als die werden gebruikt in de studie<sup>(39)</sup>. Het "Base Case" en "Decentral" scenario voor 2030 is uitgegaan van een ontmanteling van ongeveer 10 GW aan nucleaire capaciteit. Dit veronderstelt dat de nucleaire opwekking gedurende 50 jaar in bedrijf zal zijn. In het scenario "Large Scale RES" wordt verondersteld dat deze theorie in overeenstemming is met de Franse wet "Transition Energétique" en in

overeenstemming is met de input van de Franse TSO (RTE) voor de TYNDP 2018-scenario's. In 2040 werd in alle scenario's 30 GW aan kernenergie overwogen. Deze vertaling komt overeen met de helft van de capaciteit die vandaag in Frankrijk is geïnstalleerd. De kolencapaciteit in Frankrijk is 0 MW vanaf 2030 voor alle scenario's, wat overeenkomt met de plannen van de Franse regering. Figuur 2.18 vat al deze aannames samen.

		2016	2025	2030			2035			2040		
				BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
		63	57	52	52	38	41	41	34	30	30	30
		3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	onshore	12	26,5	36,5	36,5	36,5	42	46,5	42,5	48	57	49
	offshore	0	3,5	7	7	15	8,7	10,5	17,5	10,5	14	20
		6,7	15	31	42	31	36	63	46	41	83	61

Figuur 2.18: Veronderstellingen voor kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Frankrijk





## GROOT-BRITANNIË

De veronderstellingen qua productiecapaciteit zijn gebaseerd op de nieuwste "Future Energy Scenario's" (FES) geproduceerd door National Grid zoals gepubliceerd in juli 2017. Deze scenario's zijn onderworpen aan een grootschalige publieke consultatie en detailleren verschillende energietoekomstperspectieven voor GB. De vertaling van FES is als volgt gemaakt:

- Het FES "Slow Progression"-scenario wordt gebruikt voor de "Base Case"-scenario;
- Het FES "Consumer Power"-scenario wordt gebruikt voor de "Decentral"-scenario;

- Het FES "Two Degrees"-scenario wordt gebruikt voor de "Large Scale RES"-scenario.

Terwijl steenkool al in 2025 van de markt is in alle scenario's, wordt voor de verschillende scenario's telkens een andere evolutie qua nucleaire capaciteit gebruikt. In het scenario "Large Scale RES" worden nieuwe installaties gebouwd om sluitingen te compenseren, aangezien de bestaande installaties hun maximale technische levensduur bereiken. Dit loopt op tot 8 GW in 2030. In 2040 brengen extra kernreactoren dit cijfer naar 16 GW. In de andere scenario's is de bouwsnelheid lager. Figuur 2.19 vat deze aannames samen.

		2016	2025	2030			2035			2040		
				BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
		9	4,6	4	4	8	6,5	9	12	9	14	16
		13	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	onshore	10	16,5	17,5	16,5	18,5	18	17	19,5	18,5	17,5	20,5
	offshore	5	15	19,5	18	22,5	22	20	26	24	21,5	29,5
		11	18	23,5	32	27	26,5	36,5	31	29	41	35

Figuur 2.19: Veronderstellingen voor kernenergie, steenkoolproductie en hernieuwbare energie voor Groot-Brittannië






39 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, november 2017, [http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)

## DUITSLAND

De Duitse gegevens qua thermische capaciteiten zijn gebaseerd op NEP (Netzentwicklungsplan) scenario's voor 2030 [NEP-1]. Het scenario "Base Case" volgt het "NEP-scenario B", waarbij een ontmanteling van ongeveer 20 GW aan kolencapaciteit tussen 2014 en 2030 wordt vooropgesteld. Voor de scenario's "Decentral" en "Large Scale RES" wordt het "NEP-scenario C" gevolgd, wat leidt tot een resterende 20 GW aan steenkool- en bruinkoolgeneratie in 2030.

Voor 2040 werd aangenomen dat 12 GW aan steenkool- en bruinkoolcapaciteit in de scenario's "Base Case" en "Decentral" aanwezig blijft tegenover een volledige verdwijnen ervan in het "Large Scale RES"-scenario. Er wordt geen rekening gehouden met nucleaire opwekking in 2030, wat in overeenstemming is met de plannen voor nucleaire uitfasering in Duitsland. Figuur 2.20 vat al deze aannames samen.

De Duitse gegevensbronnen voor hernieuwbare energie zijn opgenomen in sectie 2.5 van de Elia studie<sup>(40)</sup>.

	2016	2025	2030			2035			2040		
			BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
	11	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	48	31	25	20	20	18	16	16	12	12	X
 onshore	46	55,5	58,5	62,5	72	61	64,5	77	63,5	66,5	81,5
 offshore	4	11	14,5	17,5	24,5	19	23,5	29	23,5	29,5	33,5
	41	57,5	66	100	81,5	70,5	143	111	75	186	141

Figuur 2.20: Veronderstellingen voor kernenergie, productie uit kolen en hernieuwbare energie voor Duitsland



40 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, November 2017, [http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)

## 2.3.3 GLOBALE PARAMETERS

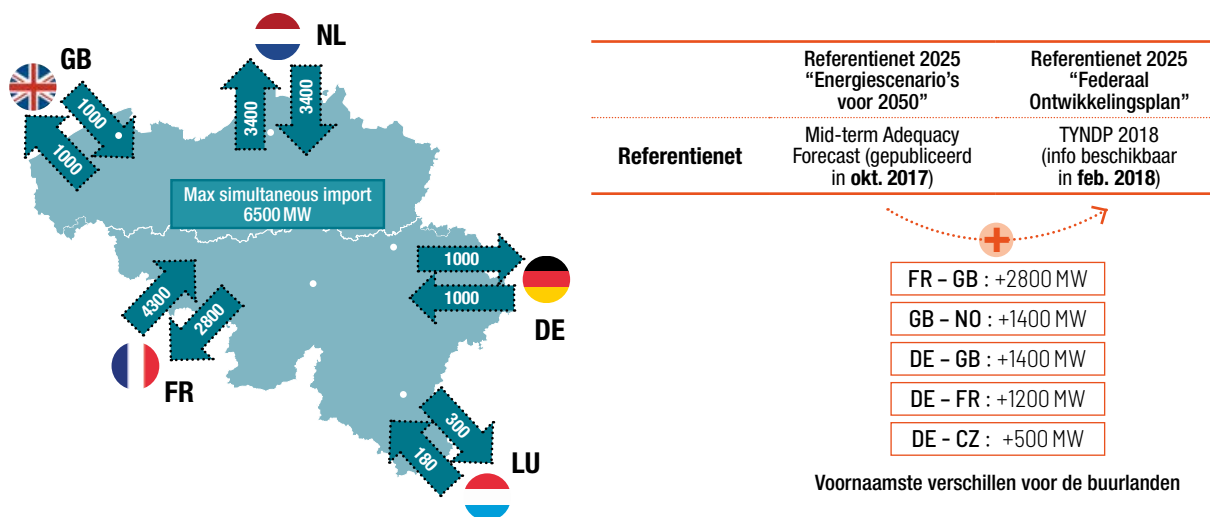
### 2.3.3.1 MARKTUITWISSELINGSCAPACITEITEN TUSSEN BIEDZONES

Om de sociaal-economische welvaartstoename van de ontwikkeling van marktuitwisselingscapaciteiten tussen biedzones te evalueren, dient een hypothese te worden genomen over het te gebruiken startpunt. Hierbij wordt gebruik gemaakt van de NTC-methodologie, waarbij het geheel van de NTC waarden een zogenaamd referentienet vormen.

In februari 2018 werd door ENTSO-E het nieuwe referentienet voor het uitvoeren van kosten-batenanalyses in het TYDNP 2018 gepubliceerd<sup>41</sup>. Dit referentienet is opgebouwd rekening houdend met

de maturiteit van lopende interconnectieprojecten, en heeft als doel om de kosten-batenanalyse van de interconnectieprojecten op een geharmoniseerde manier te kunnen uitvoeren. Dit referentienet wordt door Elia als dusdanig ook gehanteerd in dit ontwikkelingsplan, zie ook hoofdstuk 3.

Hierbij valt op te merken dat dit referentienet geëvolueerd is ten opzichte van het MAF 2017<sup>42</sup> en bij uitbreiding de Elia studie<sup>43</sup>. Voor de Belgische grenzen zijn er geen wijzigingen; er is wel een toename aan marktuitwisselingscapaciteiten op de grenzen van de ons omringende landen zoals weergegeven in figuur 2.21. In het algemeen vergroot hiermee de prijsconvergentie die bereikt wordt met het referentienet en verkleint aldus het markt-integratie-effect van elk individueel project in het kader van een kosten-batenanalyse.



Figuur 2.21: Belangrijkste wijzigingen tussen het referentienet van MAF 2017 en TYDNP 2018

41 Zie waarden overeenkomstig met "NTC 2027 Reference grid" in de tabel op pagina 3 in [https://www.entsoe.eu/Documents/TYDNP%20documents/TYDNP2018/System\\_Need%20Report.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYDNP%20documents/TYDNP2018/System_Need%20Report.pdf)

42 Een volledige beschrijving van de NTCs zoals gebruikt in de MAF2017 kan geconsulteerd worden op (<https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>)

43 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, November 2017, [http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)



### 2.3.3.2 PRIJS VAN BRANDSTOF EN CO<sub>2</sub>

Voor de informatie met betrekking tot brandstofprijzen en CO<sub>2</sub>-prijzen wordt beroep gedaan op het World Energy Outlook rapport van het IEA<sup>(44)</sup>. Om de belangrijke impact van de onzekerheid van de evolutie in primaire energieprijzen, alsook van de prijs van CO<sub>2</sub> af te dekken werden voor elke verhaallijn 2 sensitiviteiten/varianten ontwikkeld:

- "Coal-before-gas" (C2G): lage CO<sub>2</sub>-prijs, gas is duurder dan steenkool;
- "Gas-before-coal" (G2C): hoge CO<sub>2</sub>-prijs, gas is goedkoper dan steenkool.

De hypothesen die in aanmerking worden genomen voor deze twee configuraties worden getoond in figuur 2.22.

Prijzen in €2015/\$2015	2016	2025	2030		2035		2040	
	Indicatieve prijzen	Best Estimate C2G	New Policies C2G	450 G2C	New Policies C2G	450 G2C	New Policies C2G	450 G2C
<b>Kolen [€/tonCoal]</b>	≈60	63	67	51	68	49	69	46
<b>Gas [€/MWh]</b>	≈15	25	32	29	34	30	35	30
<b>CO<sub>2</sub> price [€/t CO<sub>2</sub>]</b>	≈5	26	33	90	39	108	45	126
<b>Ruwe olie [\$ /barrel]</b>	≈60	93	111	73	118	76	124	78

Source: World Energy Outlook 2016

Figuur 2.22: Brandstof en CO<sub>2</sub> prijzen verondersteld in de TYNDP+ scenario's



44 <https://www.iea.org/weo/>

## 2.3.4 OPSTELLEN VAN ADEQUATE SCENARIO'S

In de evaluatie van de projecten wensen we hun bijdrage aan de economische welvaart door een verhoogde integratie van het Europese energiesysteem te evalueren. Zo werken netversterkingen prijsconvergentie tussen landen in de hand en laten ze toe hernieuwbare energie optimaal te integreren in het systeem. Deze beoogde bijdrage onderscheidt zich van de exceptionele bijdrage in tijden van schaarste.

Om te vermijden dat situaties met bevoorradingszekerheidsproblemen een vertekend beeld zouden geven bij de economische evaluatie van de voorgestelde netversterkingen worden voor het Federaal Ontwikkelingsplan Europees adequate scenario's opgesteld. Dit is tevens in lijn met de wettelijke vereisten voor de gebruikte scenario's binnen het Federaal Ontwikkelingsplan<sup>(45)</sup>.

Er wordt voor alle scenario's voldoende productiecapaciteit voorzien om aan de verschillende nationale bevoorradingszekerheidscriteria te voldoen (vb. voor België middelen  $LOLE \leq 3$  uur &  $LOLE95 \leq 20$  uur). In de TYNDP+ scenario's wordt deze extra productiecapaciteit ingevuld in de vorm van efficiënte STEG centrales maar het is belangrijk om in te zien dat elke technologie<sup>(46)</sup> de rol kan spelen om deze productiecapaciteit in te vullen (de economische resultaten kunnen afwijken in functie van de gekozen technologie).

## 2.3.5 OVERZICHTSTABEL VAN DE VOORNAAMSTE TYNDP+ HYPOTHESES

Figuur 2.23 herneemt de sleutelhypothese voor België in het geheel van de TYNDP+ scenario's voor de thermische capaciteit, de hernieuwbare energiebronnen, de opslagfaciliteiten en de evolutie van de totale vraag. De details voor elk van deze zijn te vinden in de voorgaande secties.

		2016	2025	2030			2035			2040				
				BC	DEC	RES	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES		
Voornaamste veronderstellingen voor België	Vraag en elektrificatie	Totale vraag (incl. elektrificatie) [TWh]	≈85	88,1	88,8	<b>90,4</b>	89	89,5	<b>94</b>	91,6	90,2	<b>97,6</b>	94,1	
		Aantal elektrische voertuigen	<10 k	300 k	400 k	<b>900 k</b>	500 k	650 k	<b>1700 k</b>	900 k	900 k	<b>2500 k</b>	1300 k	
	Oplag	pompcentrales [GW]	1,3	1,3	1,3	1,3	<b>1,9</b>	1,3	1,3	<b>1,9</b>	1,3	1,3	<b>1,9</b>	
		stationaire batterijen en EV (3h) [GW]	≈0	0,3	≈0	<b>1,8</b>	0,6	0,4	<b>2,7</b>	1	0,6	<b>3,6</b>	1,5	
	RES	zon ☀️ [GW]	≈3	5,5	5	<b>11,6</b>	7	5,5	<b>14,8</b>	8,5	6	<b>18</b>	10	
		onshore wind 🌪️ [GW]	≈1,5	3	3,3	4,2	<b>5,4</b>	3,8	5,1	<b>6,9</b>	4,2	5,9	<b>8,4</b>	
		offshore wind 🌪️ [GW]	0,7	2,3	2,3	2,3	<b>4</b>	3,2	3,7	<b>6</b>	4	5	<b>8</b>	
	Thermisch	CHP/biomassa/afval	3 (bestaande eenheden)											
		Nucleair [GW]	5,9	0										
		Gas- en STEG eenheden*	3,8	Voldoende om aan adequacy criteria te voldoen: enkel nieuwe STEGs worden beschouwd voor deze studie										

\* Buitendienstname na 25 jaar

Figuur 2.23: Sleutelhypothese voor België in het geheel van de TYNDP+ scenario's

45 Artikel 3 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt: "Het Ontwikkelingsplan houdt eveneens rekening met de nood aan een adequate reservecapaciteit"

46 De capaciteit is afhankelijk van de gekozen technologie, waarbij technologieën met lagere beschikbaarheid (bijvoorbeeld door weersafhankelijkheid) voor dezelfde "adequacy contribution" een groter nominaal geïnstalleerd vermogen zullen vereisen

## 2.4 ENERGIEMIX IN DE VERSCHILLENDE SCENARIO'S

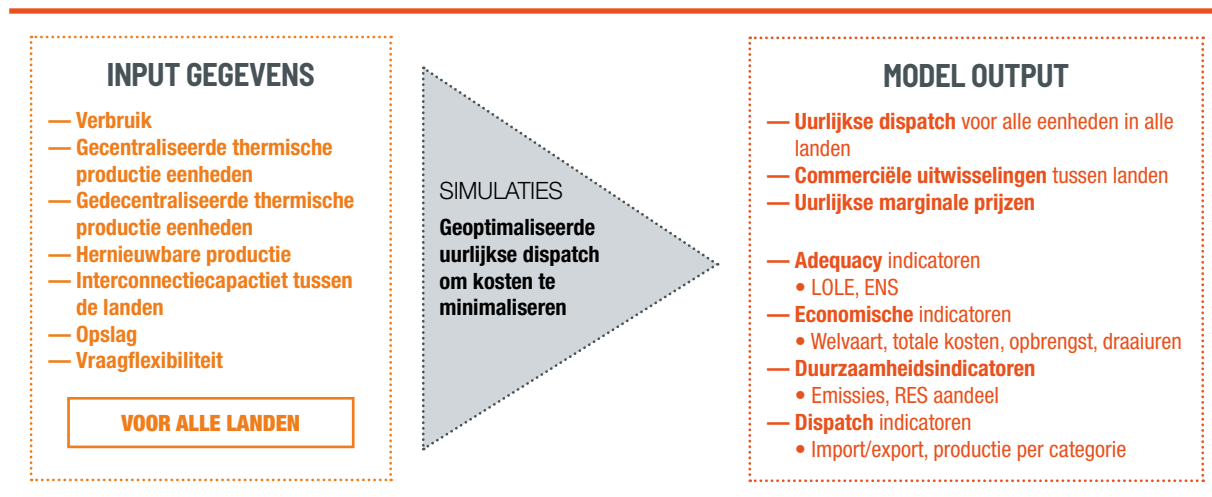
### 2.4.1 SIMULATIE VAN DE ELEKTRICITEITSMARKT OP UURBASIS

Een simulator voor elektriciteitsmarkt ontwikkeld door RTE, ANTARES genaamd, wordt gebruikt om de economische- en bevoorradingszekerheidssimulaties uit te voeren.

ANTARES berekent de meest economische "generation dispatch". Dit is de toewijziging die de productiekosten minimaliseert en tegelijkertijd rekening houdt met de technische beperkingen

van elke productie-eenheid. De toewijsbare productie-eenheden (waaronder thermische en hydro productie, opslageenheden en vraagsturing) en de marktuitwisselingen over de grenzen heen vormen de beslissingsvariabelen in dit optimalisatieprobleem.

Om de Europese elektriciteitsmarkt te simuleren, moeten verschillende aannames en parameters worden gedefinieerd. Deze elementen worden beschreven in de sectie §2.3. Figuur 2.24 geeft een overzicht van de invoer- en uitvoergegevens van het model.



Figuur 2.24: Invoer - en uitvoergegevens voor het model

De **belangrijkste inputgegevens** voor elk land zijn:

- het verbruiksprofiel op uurbasis;
- het geïnstalleerd vermogen van het thermisch productiepark en de beschikbaarheidsparameters of elk uur productieprofielen voor gedistribueerde productie-eenheid;
- het geïnstalleerd vermogen van PV, wind en waterkracht en bijbehorende productieprofielen op basis van de klimaatjaren;
- de interconnecties of vaste commerciële uitwisselingscapaciteiten tussen landen en gelijktijdige maximale importcapaciteit (NTC-methode).

Deze gegevens worden geïntroduceerd door middel van tijdsreeksen per uur of per maand of worden voor een volledig jaar vastgelegd.

ANTARES doet de marktsimulatie door "toekomstige toestanden" te bepalen gebaseerd op een willekeurige selectie van de respectievelijke tijdsreeksen. De tijdsreeks voor een bepaalde

variabele in één klimaatjaar zal altijd gecombineerd worden met een tijdsreeks voor een andere variabele uit hetzelfde klimaatjaar en dit voor alle landen (zie 3.1.3 uit<sup>(47)</sup>).

Gebaseerd op deze invoer-tijdsreeksen worden de optimalisatieproblemen opgelost met een tijdstap van 1 uur en een tijdsvenster van 1 week, waarbij de assumptie van de perfecte informatie op deze tijdschikhorizon gemaakt wordt maar veronderstellend dat de evolutie van de belasting en de RES productie niet gekend is na dit tijdsvenster. Zo worden 52-wekelijkse optimalisatieproblemen opgelost voor elk klimaatjaar. De "merit-order" is gebaseerd op energie aangeboden in de markt aan de marginale kostprijs van elke eenheid (in EUR/MWh). Wanneer een optimum tussen vraag & aanbod is gevonden kan volgende output worden geanalyseerd:

- Marktprijzen per marktzone;
- Uurlijkse dispatch van alle eenheden;
- Uurlijkse commerciële energieuitwisselingen tussen de markt-zones.

47 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, November 2017, [http://www.elia.be/-/media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/-/media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)

Op basis van de output kunnen een groot aantal economische indicatoren worden berekend:

- Bevoorradingszekerheidsindicatoren (LOLE, ENS);
- Economische indicatoren (welvaartstoename, totale systeemkosten, opbrengst per productie categorie, load factor);
- Duurzaamheidsindicatoren (broeikasgasemissies, RES aandeel);
- Dispatch indicatoren (import & export ratio, productie per brandstofcategorie).

Het is belangrijk een aantal modelleringsassumpties goed te begrijpen om de resultaten correct te interpreteren:

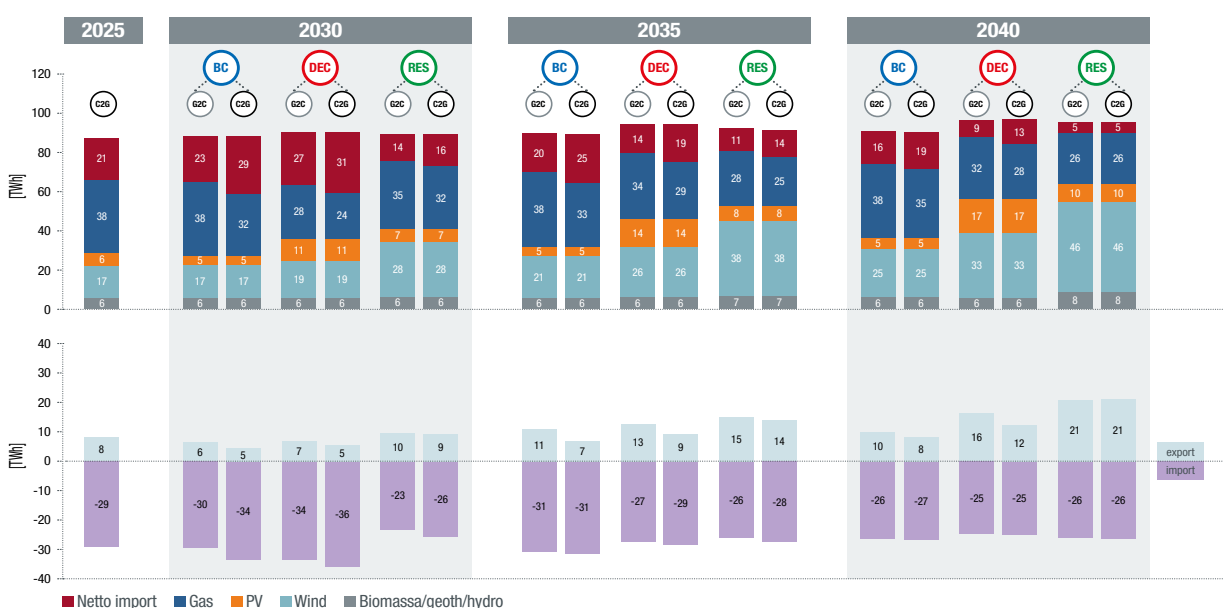
- De simulatie van de markt op uurbasis worden uitgevoerd in de veronderstelling dat alle energie verkocht & gekocht wordt op de day-ahead markt. Er is geen expliciete modellering van lange termijnmarkten noch van korte termijn (intraday & balancing) mechanismen;
- Een optimale oplossing wordt bekomen door de totale systeemkosten te minimaliseren;
- Perfecte markt informatie wordt verondersteld (geen biedstrategieën, marktmacht, ...) in de modellen;
- Pompcentrales, batterijen en vraagflexibiliteit zijn gedispached met het oog op de minimalisering van de systeemkosten. De gebruikte marktmodellen veronderstellen dat prijsverschil de economische dispatch van deze eenheden stuurt. In de realiteit, waar prijsvoorspellingen nodig zijn en onverwachte outages mogelijk zijn, kunnen deze eenheden anders gedispached worden. Ze kunnen ook aangewend worden om bepaalde vraagprofielen te mitigeren of om te reageren op andere markt signalen;
- De marktprijzen die voortvloeien uit de marktmodellen zijn gebaseerd op de marginale kostprijs van de eenheden;
- Een vast rendement is verondersteld voor elke eenheid. Er worden geen efficiëntieschommelingen bij deellast verondersteld. In de realiteit is dit wel het geval;

- De commerciële uitwisselingscapaciteit tussen alle landen, inclusief die binnen CWE, worden gemodelleerd door middel van een maximale vaste commerciële capaciteit genaamd de NTC ("net transfer capacity");
- De "value of lost load" (VOLL) gebruikt in de modellen is verondersteld 3000 EUR/MWh te bedragen, wat overeenstemt met de huidige maximumprijs in de day-ahead markt. De werkelijke waarde van de VOLL is hoger.

## 2.4.2 TOEKOMSTIGE ENERGIEMIX

DE BELGISCHE ENERGIEMIX IN DE TOEKOMST ZAL VOORNAMELIJK SAMENGESTELD ZIJN UIT HERNIEUWBARE EN THERMISCHE EENHEDEN AANGEVULD MET VERHOOGDE UITWISSELINGEN MET DE BUURLANDEN (VOORNAMELIJK IMPORT IN EEN "STATUS QUO" AANPAK, EN GEBALANCEERDE IMPORT/EXPORT IN EEN MEER PROACTIEVE AANPAK).

Op basis van de hypothesen gedefinieerd in sectie 2.3 werd de Europese energiemarkt gesimuleerd op uurbasis voor de verschillende scenario's en tijdshorizonten.



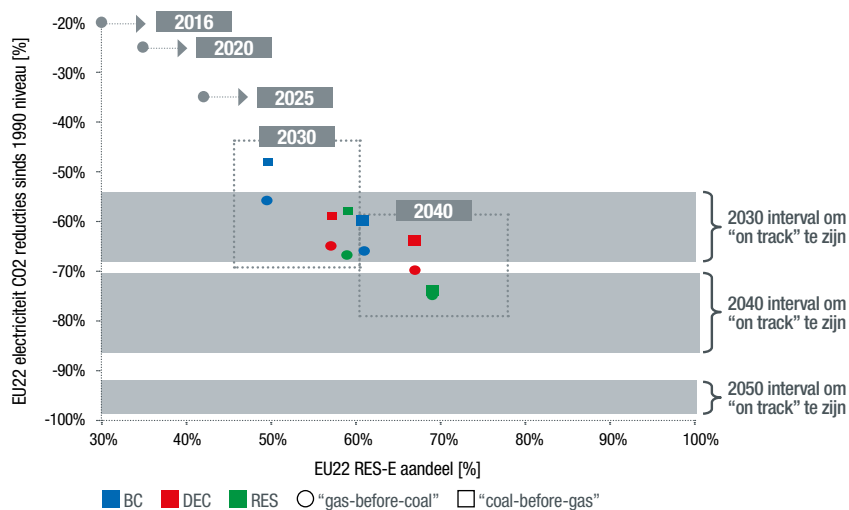
Figuur 2.25: Elektriciteitsproductie mix en grensoverschrijdende uitwisseling in België

Figuur 2.25 herneemt de Belgische energiemix voor elk scenario. De toename van het aandeel van hernieuwbare energiebronnen in de energiemix in de toekomst kan afhankelijk van het beschouwde scenario oplopen tot 67% voor tijdshorizon 2040. De rest van de verbruikte elektrische energie dient geleverd te worden door gascentrales, aangevuld met internationale uitwisselingen.

De commerciële uitwisselingen met de buurlanden zullen naar verwachting ook in de toekomst toenemen, afhankelijk van de penetratie van hernieuwbare energie in het Europese systeem. In alle scenario's heeft België nog steeds een netto-importpositie, echter in de scenario's met meer hernieuwbare wordt de verdeling import-export richting 2040 een stuk evenwichtiger.

### 2.4.3 CO<sub>2</sub> REDUCTIE IN DE ELEKTRICITEITSSECTOR

Om de door de Europese Unie gedefinieerde klimaatdoelstellingen te behalen, zal de elektriciteitssector tegen 2050 bijna volledig koolstofvrij moeten zijn. Hernieuwbare energie in de energiemix van de elektriciteitssector is een manier om deze klimaatdoelen te bereiken, maar niet de enige. Andere technologieën met lage emissie kunnen ook worden gebruikt en op de korte termijn de meest vervuilende technologieën vervangen. Figuur 2.26 toont voor de verschillende scenario's de resultaten in termen van reductie van CO<sub>2</sub>-emissies en het aandeel van hernieuwbare energie in de energiemix voor de elektriciteitssector.



Extra emissie reducties in andere sectoren gedreven door toenemende elektrificatie worden niet weergegeven in deze figuur.

**Figuur 2.26: Reductie van CO<sub>2</sub>-emissies en aandeel hernieuwbare energie in de elektriciteitssector**

Volgende vaststellingen volgen uit bovenstaande figuur:

- Onder de hypothesen van toepassing in het "Base Case" scenario zullen de doelstellingen voor 2050 hoogstwaarschijnlijk niet gehaald worden;
- De scenario's met een verder doorgedreven penetratie aan hernieuwbare energie ("Large Scale RES" en "Decentral") staan waarschijnlijk een verdere evolutie toe richting 2050 om de vooropgestelde klimaatdoelstellingen te bereiken;
- De duurzaamheid van de productie van elektriciteit moet geëvalueerd worden op Europese schaal gezien de toename van meer volatiele hernieuwbare energiebronnen aanleiding zullen geven tot meer uitwisselingen over de landsgrenzen heen.

Een meer gedetailleerde analyse is eveneens beschikbaar onder sectie 4.2 van Elia's laatste studie<sup>(48)</sup>.

48 Electricity Scenarios for Belgium towards 2050, Elia, November 2017, [http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114\\_elia\\_4584\\_adequacyscenario.pdf](http://www.elia.be/~media/files/elia/about-elia/studies/20171114_elia_4584_adequacyscenario.pdf)



# 3

## EVOLUTIE VAN HET 380 KV TRANSMISSIENET OM EEN BETAALBAAR, DUURZAAM EN BETROUWBAAR ENERGIESYSTEEM TE FACILITEREN

**3.1** - Drijfveren

**3.2** - Behoeftendetectie

**3.3** - Het toekomstige 380 kV transmissienet: van lagging  
naar leading

**3.4** - Sociaal-economische welvaartsanalyse

**3.5** - Impact 380 kV op het 220 - 150 - 110 kV transmissienet



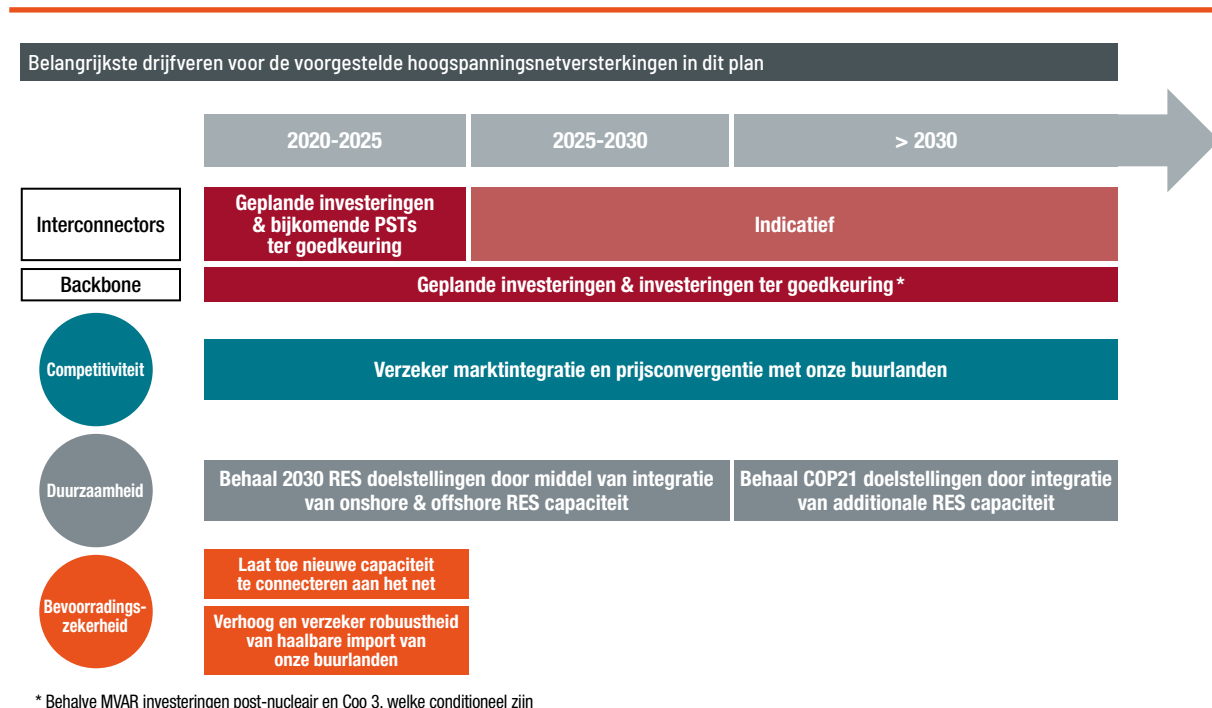
In dit hoofdstuk wordt de rol van het transmissienet binnen de energietransitie toegelicht, en worden de behoeften aan bijkomende transportcapaciteit geïllustreerd aan de hand van markt- en netstudies die Elia heeft uitgevoerd in lijn met de TYNDP 2018<sup>(1)</sup> methodologie. Vervolgens wordt de netarchitectuur geïntroduceerd die deze behoeften invult vanuit een top-down visie. Tot slot wordt middels een sociaal-economische welvaartsanalyse een inzicht gegeven in het marktintegratievoordeel dat hiermee ten voordele van de gemeenschap gerealiseerd wordt.

Hierbij wenst Elia te onderstrepen dat de investeringen zoals vermeld in dit ontwikkelingsplan los staan van eventuele toekomstige beslissingen over de uitfasering van bestaande thermische productie (vb nucleaire uitstap) en de aansluiting van eventuele nieuwe andere centrales. De discussie over deze uitfasering is een kwestie van timing van sommige vermelde investeringen en kan een impact hebben op de fasering, maar stelt de noodzaak ervan niet in vraag.

## 3.1 DRIJFVEREN

Voortgaand op de eerder beschreven ontwikkelingsassen van het net (zie 1.3), illustreert onderstaande figuur 3.1 de drijfveren die in het bijzonder cruciaal zijn voor de verdere ontwikkeling van het 380kV transmissienet, met name het verzekeren van

een competitieve omgeving voor de Belgische marktspelers, het ontwikkelen van een duurzame energievoorziening, en het blijven garanderen van de bevoorradingszekerheid.



Figuur 3.1: Top-down perspectief drijfveren voor de verdere ontwikkeling van het EHV transmissienet

1 (ENTSO Gas & Electricity joint scenarios, ENTSO-E, 2 October, 2017, <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>)



### 3.1.1 IN DE PERIODE TOT 2025

In de periode tot 2025 zijn de reeds geplande investeringen in de interne backbone en in interconnecties onder andere nodig om de nucleaire phase-out op te vangen:

1. Kenmerkend voor de energietransitie in België is de buitendienststelling van productie-eenheden, voor technische of economische redenen, of door het toepassen van de wet op de nucleaire uitstap. Gezien ook de buurlanden geconfronteerd worden met aangekondigde sluitingen van centrales, is het van primordiaal belang om over een voldoende groot en betrouwbaar nationaal productiepark te kunnen beschikken als fundament voor de bevoorradingszekerheid van België. Het bewaken van voldoende potentieel in het transmissienet om grote productie-eenheden aan te sluiten blijft dus van groot belang.

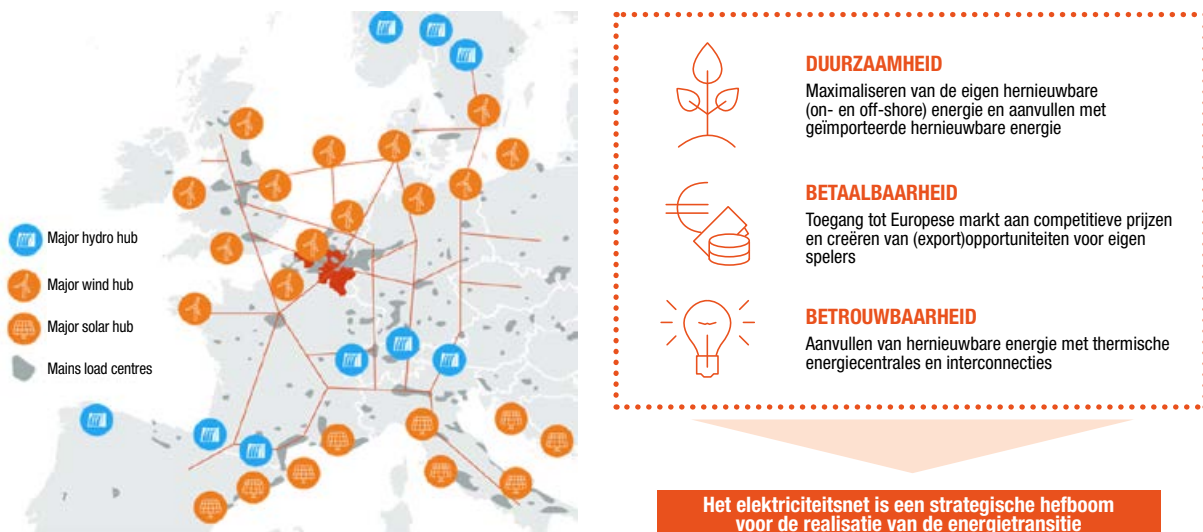
2. De ontwikkeling van interconnecties, een belangrijke bouwsteen voor een goed werkende elektriciteitsmarkt, dient complementair te worden beschouwd aan de verankering van een nationaal productiepark. Robuuste import- en exportmogelijkheden dragen bij tot zowel de competitiviteit als tot de bevoorradingszekerheid van het Belgische systeem.

De lopende investeringen BRABO, ALEGrO en Nemo Link® in combinatie met het optimaliseren van de bestaande infrastructuur (aanpassingen in bestaande posten, het plaatsen van bijkomende dwarsregeltransformatoren op de grenzen, een gerichte uitrol van hoogperformantiegeleiders) staan hierin centraal waardoor het transmissienet het hoofd zal kunnen bieden aan de verwachte stromen in 2025.

### 3.1.2 RICHTING 2030 EN VERDER

Richting 2030 en verder sturen de scenario's (zie hoofdstuk 2) aan op een fundamentele transformatie van het productiepark om de decarbonisatie van het elektriciteitssysteem op Europese schaal

mogelijk te maken. De realisatie van een duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar energiesysteem (zie figuur 3.2) creëert pertinente behoeften op het vlak van netinfrastructuur.



Figuur 3.2: Netontwikkeling als bepalende factor voor een succesvolle energietransitie

De verdere uitbouw van het net op land en in zee is nodig om:

1. De maximale integratie van offshore en onshore hernieuwbare energie binnen het Belgische energielandschap te faciliteren en hiermee een bijdrage te leveren aan de 2030 doelstellingen<sup>(2)</sup>
2. Hernieuwbare energie op Europese schaal te integreren en toegang te hebben tot de meest competitieve prijzen op de internationale markt met een maximale prijsconvergentie als gevolg

De geplande en ter goedkeuring voorgelegde projecten richting 2030 en verder ter versterking van de interne 380 kV backbone staan hierin centraal. De verdere ontwikkeling van interconnectoren kan zich dan enten op de versterkte backbone. Hiertoe schuift Elia een set van indicatieve projecten naar voren op de grenzen met Nederland, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Duitsland waarvoor ook bilaterale studies lopende zijn met de betrokken transmissienetbeheerders. De evolutie van de interconnecties wordt hierbij ook getoetst aan de 2030 doelstellingen inzake interconnectiviteit.

### 3.1.2.1 2030 DOELSTELLINGEN INZAKE INTERCONNECTIVITEIT

De bijeenkomst van de Europese Raad in oktober 2014 heeft het voorstel van de Europese Commissie van mei 2014 ondersteund – waarbij men de huidige elektrische interconnectie doelstelling van 10% tegen 2020<sup>(3)</sup> (gedefinieerd als de verhouding van importcapaciteit tegenover de geïnstalleerde productiecapaciteit) wil uitbreiden naar 15% tegen 2030 – meer expliciet rekening houdend weliswaar met de kostaspecten en het potentieel van marktuitwisselingen in de relevante regio's.

Om deze nieuwe 15% doelstelling werkbaar te maken, heeft de Europese Commissie beslist om een Expert Groep aan te stellen voor het leveren van technisch advies. De aanbevelingen van deze Expert Groep zijn verwerkt in een rapport<sup>(4)</sup> en stellen dat

1. Een multi-criteria assessment zich complementair opstelt aan het overkoepelende 15% criterium. De ontwikkeling van bijkomende interconnectoren moet worden overwogen als aan minstens één van volgende 3 drempelwaarden voldaan wordt:
  - a. **Minimisatie van prijsverschillen:** deelstaten moeten mikken om gemiddelde jaarlijkse prijsverschillen te beperken. Maximaal 2€/MWh wordt aangeraden tussen lidstaten, regio's of biedingzones als indicatieve drempel
  - b. **Garantie op dekking van de vraag naar elektriciteit in alle condities:** in landen waar de nominale transmissiecapaciteit<sup>(5)</sup> van interconnectoren lager is dan 30% van hun piekvraag
  - c. **Faciliteren van het export-potentieel van overproductie aan hernieuwbare energie:** in landen waar de nominale transmissiecapaciteit lager is dan 30% van hun geïnstalleerde hernieuwbare energie capaciteit

2. Elk project dat bijdraagt om deze doelstellingen te halen moet zich kandidaat stellen voor inclusie in het TYNDP en de toekomstige lijsten voor PCI. De Europese Commissie gebruikt het PCI-proces als tool om het behalen van de doelstellingen inzake interconnectiviteit te stimuleren.
3. Als noodzakelijke voorwaarde moet elke nieuwe interconnector deel uit maken van een socio-economische kosten-baten analyse en enkel geïmplementeerd worden indien de potentiële baten de kosten overstijgen.
4. Tot slot, wordt een verhoogde publieke betrokkenheid vanaf de beginfase van ontwikkeling van interconnecties aangeraden.

Daarenboven worden landen aangemaand regelmatig opties voor bijkomende interconnectoren te onderzoeken indien zij zich voor criteria 1.b en 1.c tussen 30% en 60% bevinden. Indien een lidstaat aan deze criteria voldoet, betekent dit a priori niet dat er geen investeringsnoden zouden kunnen ontstaan waarbij deze lidstaat betrokken is. Gegeven namelijk de Europese dimensie van deze criteria, kunnen omliggende lidstaten wel nog steeds een drijfveer hebben om hun graad van interconnectiviteit verder te verhogen. Het rapport van de Expert Group meldt dat op basis van de 2030 scenario's van het TYNDP16 en het geplande net in 2020:

- België zich voor deze criteria boven de drempelwaarde van 60% bevindt;
- Van onze buurlanden Nederland zich eveneens boven deze drempelwaarde bevindt, terwijl Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Duitsland voor minstens 1 criterium de 30% niet halen.

Betreffende het criterium rond prijsverschillen wordt verwezen naar de analyse in 3.2.2.

In haar mededeling over het versterken van de energienetten van Europa van 23 november 2017 stelt de Europese Commissie voor om het streefcijfer van 15% interconnectie te operationaliseren door middel van de drie hogervermelde drempelwaarden/indicatoren. De vertaling van deze doelstelling in officieel wetgevend kader is in 2018 volop aan de gang in het kader van de onderhandelingen over het Clean Energy Package (verordening inzake de governance van de Energie-unie).

2 Consultation on the preparation of a legislative proposal on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the European Union's greenhouse gas emission reduction, European Commission, 26 March 2015, [https://ec.europa.eu/clima/consultations/articles/0025\\_en](https://ec.europa.eu/clima/consultations/articles/0025_en)

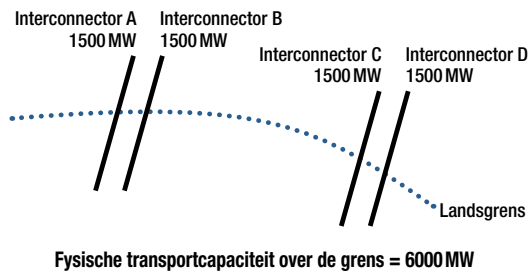
3 Ook bekend als de Barcelona interconnectie criteria

4 Towards a sustainable and integrated Europe, Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets, November 2017, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report\\_of\\_the\\_commission\\_expert\\_group\\_on\\_electricity\\_interconnection\\_targets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf)

5 Het rapport (zie vorige voetnoot) stipuleert dat de "nominale transmissiecapaciteit" rekening dient te houden met de systeemveiligheidsvereisten. Dit komt overeen met de definitie van "N-1 veilige fysieke transportcapaciteit" gebruikt doorheen dit document

## “CAPACITEIT”: DEFINITIES GEBRUIKT DOORHEEN DIT DOCUMENT

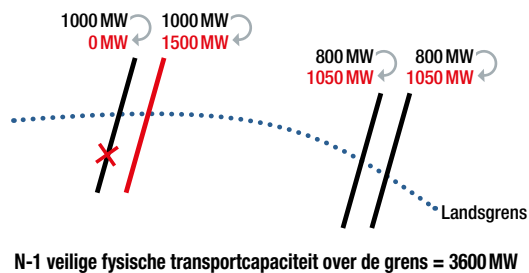
Termen verbonden aan “capaciteit” worden in verschillende contexten en betekenissen gebruikt doorheen dit document. Hierbij is het belangrijk eenduidig te omschrijven wat er met de verschillende termen beschreven wordt om de juiste nuances aan te kunnen brengen.



Als basis heeft elk netelement een **fysische transportcapaciteit**, bepaald door de elektrische stroom die dit netelement veilig kan transporteren onder gestandaardiseerde omstandigheden (bijvoorbeeld qua omgevingstemperatuur), rekening houdend met de limieten van alle onderdelen van dit netelement, waaronder bijvoorbeeld de doorhang van een luchtlijn.

Bij uitbreiding kan dit concept ook gebruikt worden voor een combinatie van netelementen (bijvoorbeeld deel uitmakend van een landsgrens), waarbij eenvoudigweg de som wordt gemaakt over de afzonderlijke fysische transportcapaciteiten van de beschouwde netelementen.

Deze theoretische waarde houdt echter geen rekening met enerzijds het feit dat natuurlijke fluxpatronen doorheen het net niet leiden tot een perfect evenwichtige verdeling van de stromen over een combinatie van netelementen (bijvoorbeeld een landsgrens), en anderzijds dat een basisprincipe van netuitbating uitgaat van het op elk moment kunnen ondervangen van de uitval van eender welk netelement, het zogenaamde “N-1 principe”.



Het concept “**N-1 veilige fysische transportcapaciteit**”<sup>(6)</sup> houdt hier wel rekening mee en vormt in de praktijk het uitgangspunt om het net te dimensioneren. Een verhoging van deze capaciteit kan bijvoorbeeld bekomen worden door het versterken van de interconnectoren of middels het gebruik van dwarsregeltransformatoren, waardoor een optimalisatie van de verdeling van de stromen over een combinatie van netelementen mogelijk gemaakt wordt.

Wanneer men spreekt over capaciteiten op grenzen (van biedzones) is met name de marktuitwisselingscapaciteit van belang. Dit is de capaciteit die aan de groothandelsmarkt voor elektriciteit (bijvoorbeeld in de Day-Ahead marktkoppeling) ter beschikking wordt gesteld om commerciële uitwisselingen tussen biedzones mogelijk te maken. De manier waarop deze capaciteit bepaald wordt is afhankelijk van de geldende methodologie, dewelke kan variëren per objectief (netuitbating of netuitbating), per grens en per tijdshorizon. In de netuitbating wordt bijvoorbeeld op de Belgische grenzen in Day-Ahead de Flow-Based methodologie toegepast, terwijl voor het TYNDP een geharmoniseerde NTC-gebaseerde methodologie wordt toegepast. Concreet zal elk van deze methodologieën op een bepaalde (maar niet noodzakelijk dezelfde) manier concepten zoals transitstromen, loopflows, betrouwbaarheidsmarges etc. in rekening brengen.

Waar dit rapport naar marktuitwisselingscapaciteit of NTC's verwijst, zijn de vermelde waarden voor redenen van consistentie steeds bepaald op basis van de methodologie toegepast voor het TYNDP.<sup>(7)</sup> Aangezien zoals hogervermeld berekeningsconcepten verschillen afhankelijk van de toepassing, zijn de bekomen waarden niet rechtstreeks en onveranderd toepasbaar op de operationele processen gebruikt in de netuitbating.

Tot slot kunnen er nog andere redenen zijn waarvoor de totale marktuitwisselingscapaciteit van een biedzone (over al haar grenzen heen) gelimiteerd dient te worden, en die niet verbonden zijn aan de fysische transportcapaciteit van netelementen als basis. Een typevoorbeeld dat van toepassing is voor het Belgische systeem is de “**simultane importcapaciteitsbeperking**”, dat een beperking oplegt aan de maximale totale import voor het Belgische systeem waarbij de uitbatinglimieten voor spanningsbeheer vervuld kunnen blijven. Typisch zijn het vooral productie-eenheden en specifieke infrastructuur voor spanningsregeling (condensatorbatterijen, shunt-reactoren, static var compensators, etc.) die bijdragen tot dit objectief.

Voor elk van de voorgaande concepten geldt dat de overeenkomstige waarden kunnen **variëren doorheen de tijd** (van dag tot dag en zelfs van uur tot uur) omwille van allerhande omstandigheden, zoals bijvoorbeeld omgevingstemperaturen, internationale productie uit hernieuwbare energiebronnen, niveau en lokalisatie van het verbruik, etc. De gerapporteerde waarden werden bepaald onder vooropgestelde hypothesen. Investerings in het transmissienet kunnen vervolgens leiden tot een verhoging van de marktuitwisselingscapaciteit die maximaal bereikt kan worden onder de ideale omstandigheden of tot een robuuster maken van de marktuitwisselingscapaciteit onder een meer uitgebreide verzameling van omstandigheden (of, maar niet noodzakelijk, tot beide).

6 Het getoonde voorbeeld is fictief en illustreert enerzijds de ongelijke verdeling van de elektriciteitsstromen over een grens onder invloed van de marktomstandigheden (zwarte cijfers) en anderzijds het N-1 principe, waarbij de uitval van één element een ongelijke impact kan hebben op de overblijvende elementen (rode cijfers). In dit fictieve voorbeeld wordt geen aanwezigheid van dwarsregeltransformatoren verondersteld; deze zouden de ongelijke stroomverdelingen evenwichtiger kunnen verdelen, en zo de N-1 veilige fysische transportcapaciteit over de grens kunnen optrekken

7 De TYNDP-methodologie omvat een luik behoeftendetectie en een luik kosten-batenanalyse. De methodologie voor de behoeftendetectie wordt beschreven in hoofdstuk 7 van [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/european\\_power\\_system\\_2040.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/european_power_system_2040.pdf) en de methodologie voor de kosten-batenanalyse is terug te vinden onder <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology/Pages/default.aspx> en [https://consultations.entsoe.eu/system-development/cba-2-0/consult\\_view/](https://consultations.entsoe.eu/system-development/cba-2-0/consult_view/)

## 3.2 BEHOEFTEDETECTIE

In het kader van het tweejaarlijkse Ten Year Network Development Plan (TYNDP) worden de noden aan bijkomende transmissiecapaciteit bestudeerd door de verschillende transmissienetbeheerders van ENTSO-E.

In het TYNDP18 proces is deze zogenaamde Identification of System Needs (IoSN) studie uitgevoerd op 2040 scenario's.<sup>8</sup> Verwijzend naar het bijhorend regionaal investeringsplan voor de Noordzee regio<sup>9</sup>, kunnen we afleiden dat het elektriciteitsstelsel in het komende decennium geconfronteerd zal worden met belangrijke uitdagingen ten gevolge van de energietransitie.

### DE ENERGIETRANSITIE IN DE NOORDZEE REGIO WORDT GEKENMERKT DOOR<sup>10</sup>

- Een structurele omwenteling van het productiepark, inclusief i) verschuiving van thermische naar hernieuwbare productie ii) afname van nucleaire productie en iii) verschuiving van kolen naar gas;
- De verdere ontwikkeling van offshore hernieuwbare energie;
- Een nood aan extra interconnectiecapaciteit in het systeem als bijdrage aan de bevoorradingszekerheid en om potentieel curtailment van hernieuwbare energiebronnen te vermijden
- Nood aan (en toegang tot) bijkomende flexibele middelen voor het evenwichtsbeheer op zowel nationaal als synchrone zone niveau ter ondersteuning en garantie van een stabiele netfrequentie met voldoende inertie

Via marktstudies worden de overeenkomstige behoeften aan de verdere ontwikkeling van markttuitwisselingscapaciteiten geïdentificeerd. Aan de hand van netsimulaties wordt nagegaan of een bepaalde netconfiguratie voldoende gedimensioneerd is om de elektriciteitsstromen, die voortvloeien uit de marktsimulaties, doorheen het net te transporteren zonder dat de veiligheid van het systeem in het gedrang komt. Dergelijke simulaties laten toe om toekomstige congesties in het net te identificeren.

Op Europese schaal zijn de belangrijkste conclusies uit de TYNDP IoSN rapporten<sup>11</sup>:

- De huidige grensoverschrijdende uitwisselingscapaciteit is onvoldoende om een economisch optimale uitwisseling van elektriciteit vanuit Europees perspectief mogelijk te maken.
- De stromen die voortvloeien uit de beschreven productiemix in de verschillende scenario's worden groter, volatieler en minder voorspelbaar, onder meer ten gevolge van het variabel karakter van hernieuwbare energiebronnen. Zelfs zonder bijkomende toename van de grensoverschrijdende capaciteit zal een versterking van de interne netwerken nodig zijn om deze stromen te accommoderen.
- Vanwege de vermaasde netstructuur en de centrale ligging binnen het Noordzeegebied zijn de congesties het meest uitgesproken in het gebied Centraal-West-Europa. Het feit dat congesties worden waargenomen met een volledig intact netwerk (een netwerk in N-conditie zonder geplande of ongeplande onbeschikbaarheden) is een sterk signaal dat investeringen in het netwerk vereist zijn.

Een eerste netstudie wordt beschreven in paragraaf 3.2.1 om de gevolgen voor het transmissienet van de veranderende energiemix richting 2040 te analyseren. Deze netsimulaties behouden in eerste instantie de markttuitwisselingscapaciteiten (NTC's) zoals deze vooropgesteld werden voor tijdshorizon 2020 (zie tabel 3.1). De behoefte aan bijkomende markttuitwisselingscapaciteiten op basis van marktstudies en de impact op de transmissienetten van deze bijkomende capaciteiten zullen beschreven worden in respectievelijk paragrafen 3.2.2 en 3.2.3.

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

9 Regional Investment Plan 2017 Regional Group North Sea, ENTSO-E, [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip\\_NS\\_Full.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip_NS_Full.pdf)

10 Zie [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip\\_NS.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip_NS.pdf) alsook sectie 1.2 in [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip\\_NS\\_Full.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip_NS_Full.pdf).

11 Zie sectie 3.3.2 op pagina 28 van [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip\\_NS\\_Full.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip_NS_Full.pdf)

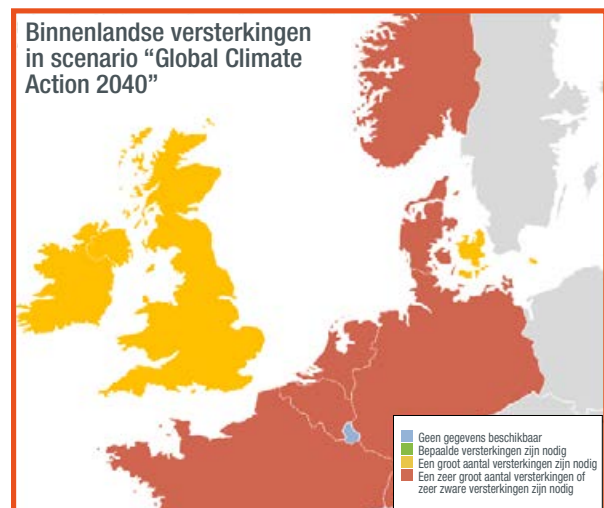
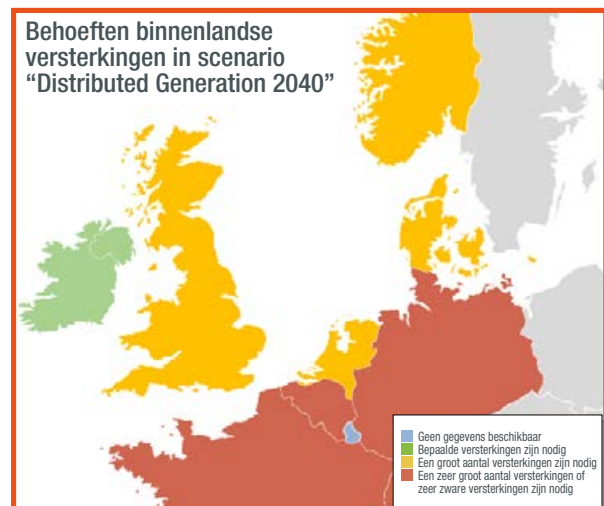
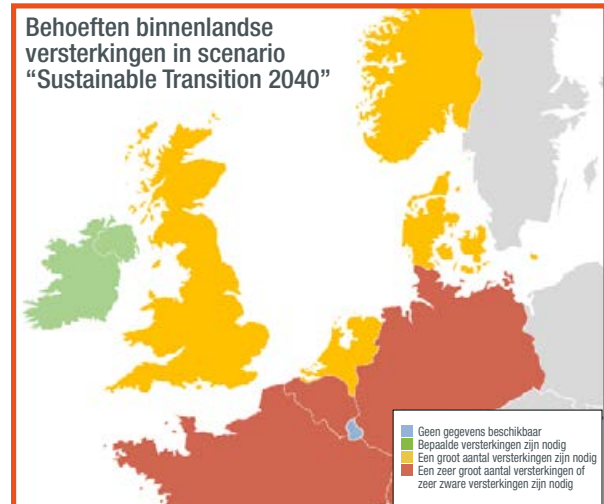
### 3.2.1 IMPACT VAN DE VERANDERENDE ENERGIEMIX OP DE STROMEN IN HET NET

Een simulatie met de voor 2020 geplande Europese transmissienetten en markuitwisselingscapaciteiten werd uitgevoerd ten opzichte van de energiemix van de drie TYNDP18 2040 scenario's "Global Climate Action", "Sustainable Transition" en "Distributed Generation". Figuren 3.3 en 3.4<sup>(12)</sup> tonen de overeenkomstig verwachte congesties in 2040 op de grenzen respectievelijk de staat van het interne net.

Uit de gevoerde netsimulaties blijkt dat het transmissienet geconfronteerd wordt met grotere en meer volatiele stromen, onder meer ten gevolge van de variabele hernieuwbare productie verspreid doorheen Europa. Het net gepland in 2020 kan deze stromen niet aan waardoor significante overbelastingen zullen optreden, met name in het CWE-gebied omdat het net in deze regio zowel de noord-zuid als de west-oost stroomuitwisselingen moet faciliteren. Structurele netversterkingen bovenop de reeds lopende investeringen zijn daarom nodig om de verwachte stroomuitwisselingen op te vangen.



Figuur 3.3: Verwachte congesties op de AC interconnecties, geldig in alle bestudeerde scenario's



Figuur 3.4: Nood aan versterking van de interne netten

12 Regional Group North Sea Investment Plan editie 2018, ENTSO-E, 2018, pagina 28-29, [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip\\_NS\\_Full.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf)

## 3.2.2 BEHOEFTE AAN BIJKOMENDE MARKTUITWISSELINGSCAPACITEITEN

### 3.2.2.1 EVOLUTIE VAN DE PRIJSVERSCHILLEN OP DE GROOTHANDELSMARKT VOOR ELEKTRICITEIT

Om de competitiviteit van België te beoordelen binnen de TYNDP+ scenario's zoals voorgesteld in hoofdstuk 2 werd het verwachte prijsverschil tussen België en de buurlanden ingeschat (zie figuur 3.5) voor de verschillende tijdshorizonten. Deze prijsverschillen zijn gebaseerd op de marktuitwisselingscapaciteiten van het referentienet 2027 zoals opgenomen in tabel 3.1. De prijsverschillen die getoond worden zijn gemiddelde waarden van een reeks van 34 simulaties waarin op een probabilistische wijze het variabel karakter van hernieuwbare energie is ondervangen. Figuur 3.5 toont het gemiddelde van de absolute waarden van de prijsverschillen per uur met onze buurlanden.

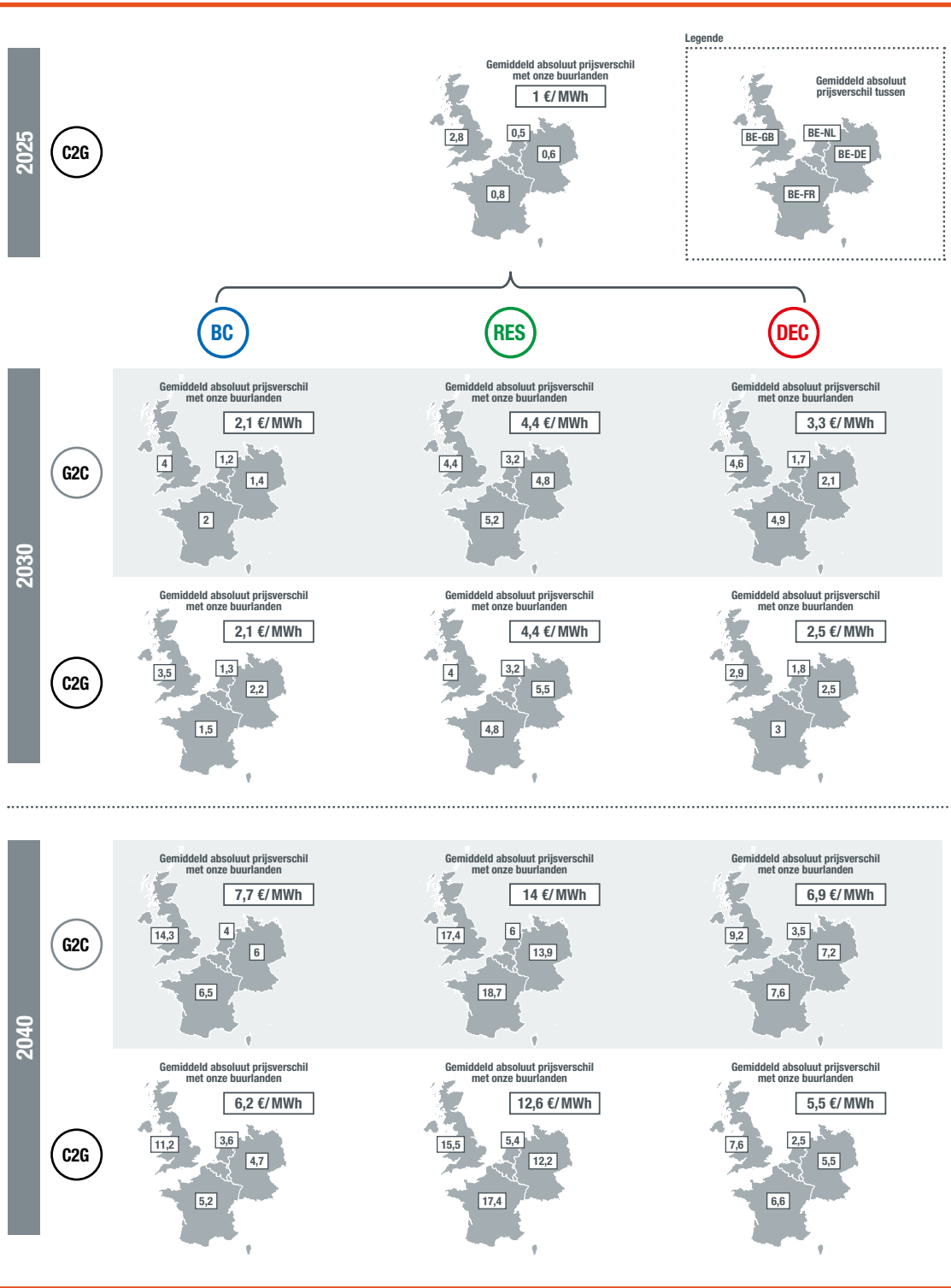
Op **tijdshorizon 2025** is het prijsverschil tussen België en de buurlanden relatief beperkt (1 EUR/MWh gemiddelde absolute prijsdelta) met meer uitgesproken prijsconvergentie tussen België en Nederland, Duitsland en Frankrijk dan tussen België en Groot-Brittanië (2,8 EUR/MWh gemiddelde absolute prijsdelta).

Vanaf **tijdshorizon 2030** is een duidelijker onderscheid zichtbaar met prijsverschillen tussen 2,1 en 4,4 EUR/MWh gemiddeld, afhankelijk van het gekozen scenario, en stijgend bij een hogere penetratie aan hernieuwbare energie. Een meer uitgesproken prijsverschil is op te merken tussen België en Duitsland in een "coal-before-gas" merit order vanwege de in Duitsland geïnstalleerde capaciteit aan steen- en bruinkoolcentrales (en bij uitbreiding in de rest van Oost-Europa).

Een nog groter prijsverschil met de buurlanden wordt zichtbaar in **tijdshorizon 2040** met gemiddelde absolute prijsverschillen tussen 6,9 en 14 EUR/MWh in een 'gas-before-coal' configuratie en tussen 5,5 en 12,6 EUR/MWh in een "coal-before-gas" configuratie. Dit onderscheid is voornamelijk te verklaren door het verschil in marginale kostprijs van efficiënte gecombineerde cyclus gaseenheden (STEG), de minder efficiënte open-cyclus gasturbines en de steenkoolcentrales. Waar de vraagcurve de "merit-order" snijdt is zeer afhankelijk van de evolutie van de brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen. Deze parameters beïnvloeden sterk de prijsverschillen en dus ook de socio-economische welvaartsresultaten door het toevoegen van marktuitwisselingscapaciteiten zoals geïllustreerd in sectie 3.5.

De toenemende prijsverschillen doorheen de energietransitie zijn een sterk signaal om de mogelijkheden voor het ontwikkelen van bijkomende interconnecties te onderzoeken. Dit in lijn met de 2€/MWh richtlijn van de Europese werkgroep interconnectiedoelstellingen 2030. Elia en de transmissienetbeheerders in de buurlanden nemen hierin hun verantwoordelijk door de nodige projecten in te schrijven in het TYNDP 2018 en studies op te zetten om technische oplossingen in kaart te brengen en hierop een kosten-batenanalyse uit te voeren.





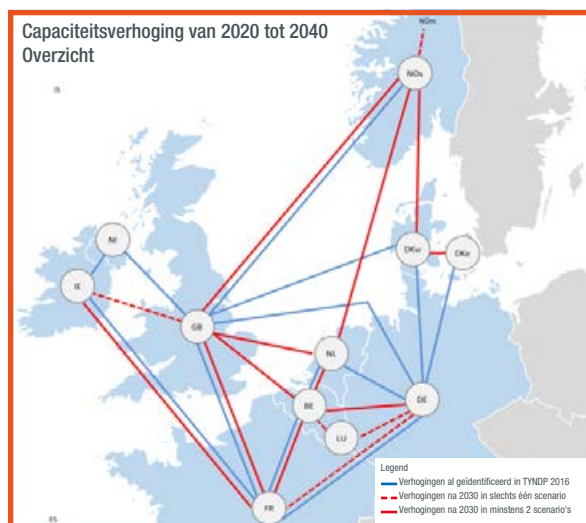
Figuur 3.5: Prijsverschil tussen België en de buurlanden in de verschillende scenario's

### 3.2.2.2 BEHOEFTE AAN BIJKOMENDE MARKT-UITWISSELINGSCAPACITEIT IN DE NOORDZEE REGIO

Het signaal om de ontwikkeling van bijkomende interconnecties tussen België en haar buurlanden te onderzoeken wordt onderschreven door de TYNDP18 loSN studie. Figuur 3.6 illustreert de behoeften aan het ontwikkelen van bijkomende marktuitwisselingscapaciteiten richting 2040 in de Noordzee regio, zoals geïdentificeerd met de TYNDP18 loSN methodologie.

Deze behoeften onderlijnen de centrale rol die het Belgische net speelt met betrekking tot de

- Verdere integratie tussen het Verenigd Koninkrijk en het Europese continent om i) prijsverschillen weg te werken, ii) RES-productie te optimaliseren en iii) bevoorradingszekerheid te bevorderen in periodes met hoge vraag gecombineerd met weinig wind & zon;
- Verdere integratie tussen Duitsland, Frankrijk, België en Nederland om i) de inzet van het beschikbare productiepark te optimaliseren en aldus prijsverschillen weg te werken ii) bevoorradingszekerheid te bevorderen in periodes met hoge vraag gecombineerd met weinig wind & zon.



**Figuur 3.6: behoeften aan bijkomende marktuitwisselingscapaciteiten voor de Noordzeeregio richting 2040, TYNDP18**

**Het realiseren van de behoeften aan marktuitwisselingscapaciteiten in de Noordzeeregio, zoals geïllustreerd in Figuur 3.6, levert voordelen<sup>(13)</sup> op en maakt deel uit van de oplossing om de energietransitie rondom de Noordzee vorm te geven:**



**Tot 16 €/MWh** vermindering in marginale kosten van elektriciteitsproductie



**19 tot 97 TWh** minder curtailment van hernieuwbare energieproductie



**-5 tot +23 Mton** vermindering van CO<sub>2</sub>



**Tot 180 GWh** vermindering van de Energy Not Served

Voor de Belgische grenzen wordt zo in het TYNDP 2018 de behoefte aangetoond voor de evolutie van de marktuitwisselingscapaciteiten van 2020 naar 2040.

Tabel 3.1 toont een algemene tendens dat een quasi verdubbeling aan marktuitwisselingscapaciteit nodig is op de Belgische grenzen om de energietransitie binnen de 2040 scenario's te realiseren. De verschillen tussen de scenario's 2040 geven weer dat de optimale invulling hiervan afhankelijk is van het pad dat de energietransitie zal volgen.

GRENS - RICHTING	NTC2020	REFERENTIENET = NTC2027	NTC SUSTAINABLE TRANSITION 2040	NTC DISTRIBUTED GENERATION 2040	NTC GLOBAL CLIMATE ACTION 2040
BE-FR // FR-BE	1800 // 3300	2800 // 4300	4300 // 5800	3800 // 5300	4300 // 5800
BE-NL // NL-BE	2400 // 1400	3400 // 3400	4900 // 4900	4400 // 4400	4900 // 4900
BE-GB // GB-BE	1000 // 1000	1000 // 1000	2500 // 2500	2000 // 2000	2000 // 2000
BE-DE // DE-BE	1000 // 1000	1000 // 1000	1000 // 1000	2000 // 2000	2000 // 2000
BE-LU // LU-BE	300 // 180	300 // 180	300 // 180	300 // 180	800 // 680

**Tabel 3.1: Evolutie behoeften aan marktuitwisselingscapaciteit [MW] op de Belgische grenzen van 2020 naar 2040, alsook de NTCs 2027 die de referentie vormen voor het uitvoeren van de kosten-batenanalyses**

<sup>13</sup> Europe Power System 2040: completing the map & assessing the cost of non-grid, ENTSO-E, 2017, <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040>



### 3.2.3 IMPACT VAN BIJKOMENDE MARKTUITWISSELINGSCAPACITEITEN OP HET TRANSMISSIENET

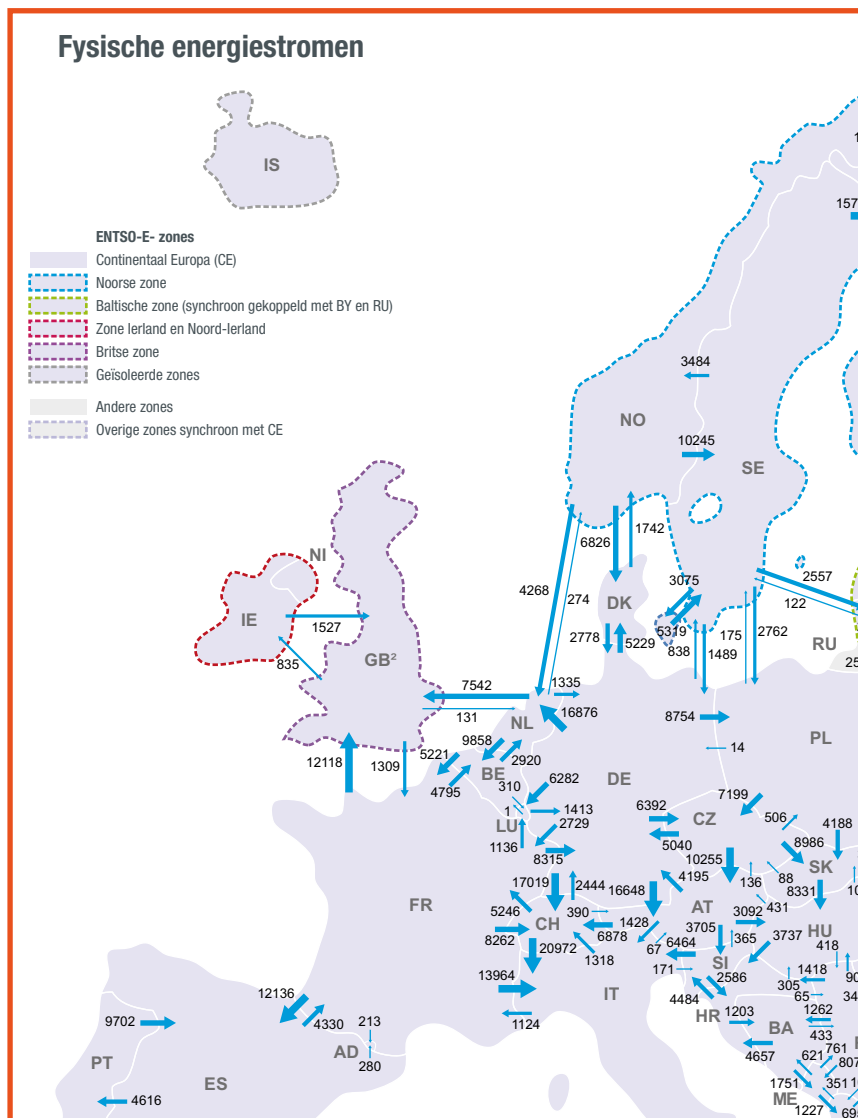
Ter bepaling van de noodzaak aan bijkomende investeringen in het transmissienet werden netsimulaties uitgevoerd waarin de voornoemde evolutie aan marktuitwisselingscapaciteiten in 2040 zoals geïdentificeerd in 3.2.2.2 werd opgenomen.

De toename van de energiestromen ten opzichte van vandaag is duidelijk te merken bij het vergelijken van de uitwisselingen geobserveerd in 2016 en de verwachte uitwisselingen in het scenario 2040 Global Climate Action met bijhorende 2040 marktuitwisselingscapaciteiten. Figuur 3.7<sup>(14)</sup> illustreert de totale stromen op jaarbasis per grens en per richting zoals geobserveerd in 2016.

Figuur 3.8<sup>(15)</sup> illustreert de verwachte totale fysieke stromen op jaarbasis per grens en per richting in het scenario 2040 Global Climate Action met de 2040 marktuitwisselingscapaciteiten.

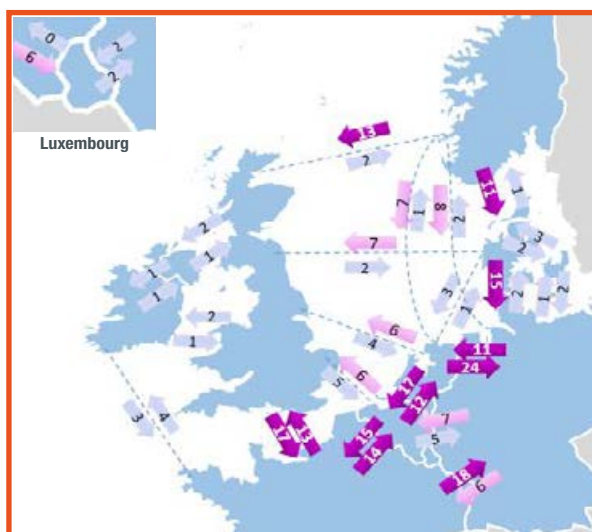
De trend die zich aftekent is een verdubbeling tot verdrievoudiging van de stromen:

- Tussen het Verenigd Koninkrijk en Continentaal Europa werd in 2016 ca. 20 TWh uitgewisseld. Richting 2040 wordt een stijging naar ca. 50 TWh ingeschat;
- Op de Belgisch-Nederlandse en Belgisch-Franse grens stijgen de stromen van ca. 10-15 TWh naar ca. 30 TWh per grens;
- Tussen Duitsland enerzijds en Nederland, België, Luxemburg, Frankrijk anderzijds stijgen de stromen respectievelijk van ca. 35 TWh naar ca. 70 TWh.



Figuur 3.7: Geobserveerde stromen in 2016 – som van fysieke stromen op jaarbasis in GWh

14 ENTSO-E statistical factsheet 2016, ENTSO-E, 2016, map physical energy flows, pagina 14, [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe\\_sfs\\_2016\\_web.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs_2016_web.pdf)  
 15 Regional Group North Sea Investment Plan editie 2018, ENTSO-E, 2018, figuur 4-9 op pagina 37 [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip\\_NS\\_Full.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rqip_NS_Full.pdf)



**Figuur 3.8: Verwachte stromen in het 2040 GCA-scenario met bijhorende 2040 marktuitwisselingscapaciteiten - som van fysische stromen op jaarbasis in TWh**

Figuur 3.9<sup>(16)</sup> toont de 5<sup>e</sup> percentiel waarden in de TYNDP18 2040 scenario's Sustainable Transition (linksboven), Distributed Generation (rechtsboven) en Global Climate Action (onder). Dit betekent dat de stromen in een bepaalde richting en over een bepaalde grens gedurende 5% van de tijd groter of gelijk zijn dan de getoonde waarde.



**Sustainable Transition**



**Distributed Generation**



**Global Climate Action**

**Figuur 3.9: Verwachte stromen in de 2040 scenario's met bijhorende 2040 marktuitwisselingscapaciteiten - 5<sup>e</sup> percentiel voor beide richtingen in MW**

Voor de AC-grenzen tussen België, Nederland, Frankrijk en Duitsland betekent dit een enorme uitdaging. Gedurende minstens 10% van de tijd worden stromen van 5-8 GW verwacht, wat significant meer is dan wat deze grenzen met het geplande 2020 net aankunnen.

Onderstaande figuur 3.10 illustreert de congesties in het Belgische net op basis van de verwachte energiemixen, bijhorende marktuitwisselingscapaciteiten en resulterende stromen in de TYNDP18 2040 scenario's Sustainable Transition (linksboven), Distributed Generation (rechtsboven) en Global Climate Action (onder). Deze simulaties werden uitgevoerd uitgaand van het referentienet 2027.<sup>17)</sup> De congesties worden gekwantificeerd aan de hand van de beschikbaarheid van de netelementen enerzijds en de frequentie- en ernstgraad anderzijds:

- Verbindingen in zwart met rode schaduw zijn congesties die zich reeds voordoen in N-toestand dus met een volledige beschikbaarheid van het net;
- Verbindingen in rood en geel zijn congesties die zich voordoen in N-1 toestand dus bij uitval van een netelement. Rood betekent dat de congesties zwaarder zijn en/of veelvuldiger voorkomen.

De bijkomende installatie van dwarsregeltransformatoren en het gebruik ervan om de flows te sturen kan de congesties gedeeltelijk verlichten door een optimalere verdeling van de stromen over het transmissienet mogelijk te maken. Dit zal echter niet volstaan om de congesties volledig op te lossen. **Verdere structurele versterkingen en uitbreidingen van het interne Belgische net en de interconnecties zijn nodig.**



Sustainable Transition



Distributed Generation



Global Climate Action

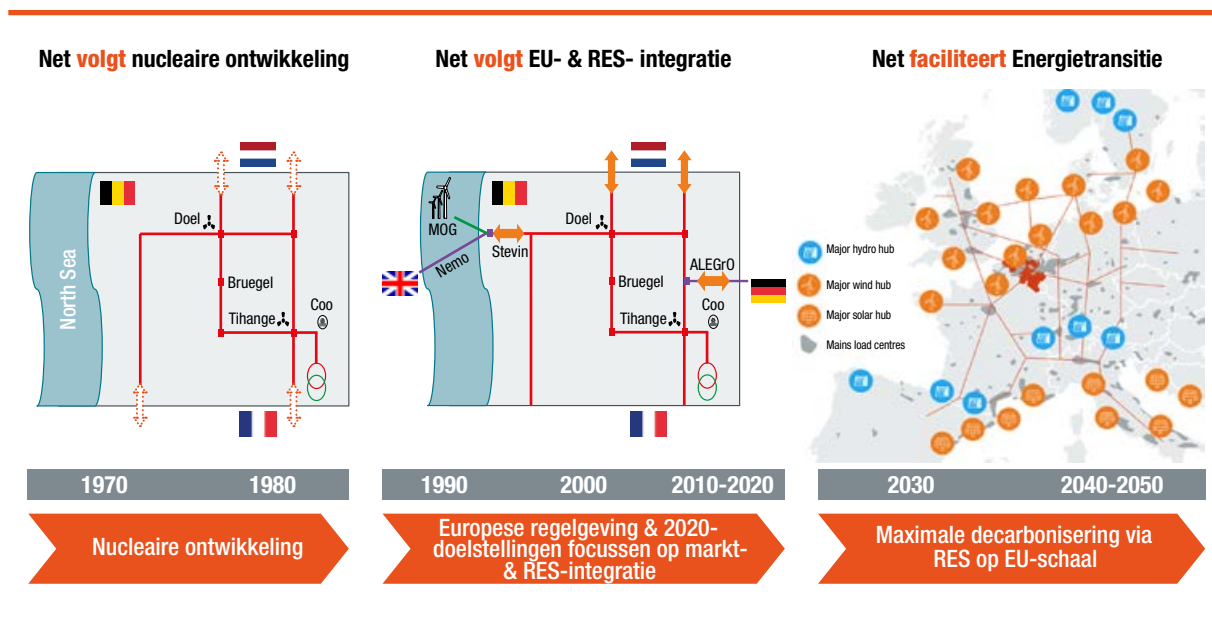
Figuur 3.10: Geïdentificeerde bottlenecks in het Belgische 380 kV-net (TYNDP2018)

<sup>17</sup> De bijhorende NTCs staan beschreven in tabel 3.1. In secties 3.3 en 3.4 wordt tevens aangegeven welke van de voorgestelde versterkingen zijn opgenomen in dit referentienet. Voor deze analyse werd aan het referentienet voor de as Massenhoven-Van Eyck -heden bestaande uit 1 draadstel 380 kV- reeds een tweede 380 kV draadstel toegevoegd

### 3.3 HET TOEKOMSTIGE 380 KV TRANSMISSIENET: VAN LAGGING NAAR LEADING

In vorige sectie 3.2 werden de behoeften aan bijkomende transportcapaciteit geïllustreerd aan de hand van markt- en netstudies. Deze sectie beschrijft hoe deze behoeften worden ingevuld vanuit een top-down perspectief, met als doel enkel die projecten te introduceren waarop in sectie 3.4 een sociaal-economische welvaartsanalyse zal worden toegepast.

Het Belgische transmissienet speelt een belangrijke rol in het faciliteren van de transitie van de energiemix in België én de andere landen rondom de Noordzee. Het maximaal ontwikkelen van het Belgische hernieuwbare potentieel alsook de ontwikkeling van een sterk intern net en dito interconnecties zijn sleutelfactoren om de decarbonisatie van het elektriciteitssysteem en hiermee de COP21 objectieven te realiseren. De netontwikkeling is een bepalende en sturende factor voor een succesvolle energietransitie en is een actieve beleidskeuze geworden. Figuur 3.11 illustreert deze evolutie in de netontwikkeling.



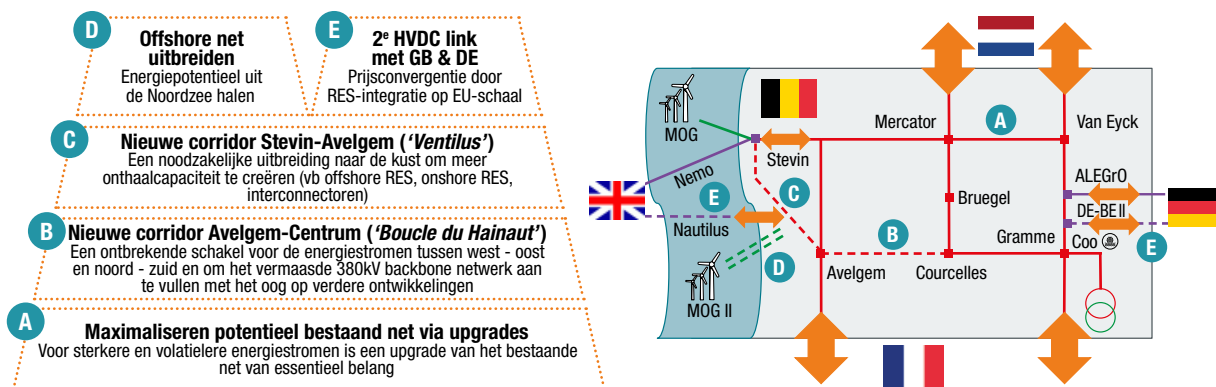
Figuur 3.11: Evolutie van de ontwikkeling van netinfrastructuur

Echter, de ontwikkeling van nieuwe netinfrastructuur kost tijd. De doorlooptijd van idee tot ingebruikname van nieuwe netinfrastructuur is ongeveer 10 jaar. Omdat de meeste hernieuwbare energiebronnen in een veel sneller tempo worden aangelegd is het van groot belang om gericht te versnellen in de ontwikkeling van infrastructuurprojecten zodat het toekomstige transmissienet op tijd klaar is. Men zal moeten evolueren naar proactieve en leidende netontwikkeling om belangrijke en structurele knelpunten te voorkomen, die anders de energietransitie zouden kunnen blokkeren. Integendeel, de maximalisering van het bestaande netwerk via upgrades en de tijdige oplevering van nieuwe corridors zullen het potentieel van hernieuwbare energiebronnen ontsluiten en als een drijvende kracht fungeren voor de energietransitie.

Het principe (zie 1.4 ontwikkelingsmethodologie van het net) dat wordt gehanteerd om tot een kosten-efficiënte oplossing te komen is in eerste instantie inzetten op het maximaal benutten van het potentieel van bestaande infrastructuur voor zowel de interne 380 kV backbone alsook voor bestaande interconnecties. Hierdoor kunnen aanzienlijke efficiëntiewinsten worden gerealiseerd met relatief beperkte investeringskosten. Een voorbeeld hiervan is de integratie van dwarsregeltransformatoren in de bestaande hoogspanningsposten om de stroomfluxen in grotere mate te kunnen sturen. Om de structurele nood aan transmissiecapaciteit in te vullen dienen echter ook de verbindingen te worden versterkt. Het inzetten van hoogperformantiegeleiders laat toe om de capaciteit van de bestaande verbindingen quasi te verdubbelen.

Gezien de omvang en het karakter van de energietransitie is het **maximaal benutten van bestaande infrastructuur echter niet voldoende**. Voor België verschuift het zwaartepunt van de energiemix o.a. naar de Noordzee, waarvoor het net historisch minder ontwikkeld is. **Waar bestaande corridors reeds maximaal zijn benut of waar geografisch geen bestaande corridors zijn, maar wel een behoefte is aan transportcapaciteit, dienen nieuwe corridors te worden ontwikkeld.** Ook bij de ontwikkeling van een nieuwe corridor wordt steeds gekozen voor een oplossing die, in verhouding tot de kost, de meeste baten opbrengt. Hier spelen zowel het vervullen van verschillende (toekomstgerichte) behoeften als de technologiekeuze een belangrijke rol.

Om de behoeften aan transmissiecapaciteit in te vullen streeft Elia naar een **robuuste, flexibele en modulaire netwerkinfrastructuur**: dergelijke aanpak is vanuit Belgisch perspectief een belangrijke strategische hefboom om de energietransitie te realiseren, waarbij **keuzevrijheid** wordt geboden wat betreft de toekomstige energiemix en flexibiliteit op het pad om die te bereiken. Figuur 3.12 illustreert deze aanpak waarbij de belangrijkste investeringen in het 380 kV net geclusterd zijn in 5 investeringspakketten volgens een modulaire logica.



Figuur 3.12: Modulaire uitbouw van het 380 kV netwerk



Onderstaande secties 3.3.1 tem 3.3.5 geven toelichting bij deze investeringspakketten. Een exhaustieve opsomming en volledige beschrijving van de projecten voor het 380 kV transmissienet volgt in hoofdstuk 4.

### 3.3.1 MAXIMAAL HET POTENTIEEL BENUTTEN VAN BESTAANDE INFRASTRUCTUUR

Dit pakket investeringen laat toe om onthaalcapaciteit te creëren voor de aansluiting van nieuwe productiecapaciteit, alsook het ondervangen van gewijzigde fluxpatronen met grotere stromen ten gevolge van een andere constellatie van het productiepark en verhoogde marktuitwisselingen.

**1. Verdubbelen van de capaciteit van de ringstructuur Mercator - Bruegel, Mercator - Massenhoven, Massenhoven - Van Eyck, Bruegel - Courcelles, Gramme - Van Eyck, Gramme - Courcelles.** Deze 380 kV interne backbone in het centrum-oosten van het land vormt een bottleneck voor de verwachte stromen in noord ↔ zuid en oost ↔ west richtingen.

Deze versterking zal gebeuren middels het aanbrengen van hoogperformantiegeleiders en zal gefaseerd verlopen over een periode van meer dan 10 jaar. In een eerste fase wordt de as Massenhoven - Van Eyck alsook een deel van de as Mercator - Courcelles versterkt, wat bijdraagt tot het creëren van onthaalcapaciteit richting 2025.

**2. Versterken van de bestaande interconnecties met Nederland en Frankrijk** in de periode **2020-2025** om de N-1 veilige fysische transportcapaciteit op beide grenzen met **ca. 2.5 GW** te vergroten

- **Noordgrens:** de westelijke zijde inclusief de Antwerpse noord-zuid as tussen Zandvliet en Mercator wordt versterkt middels de verdere realisatie van het investeringsprogramma BRABO en het upgraden van de verbinding Zandvliet (BE) - Rilland (NL) naar hoogperformantiegeleiders, inclusief twee bijkomende dwarsregeltransformatoren. Beide versterkingen maken reeds deel uit van het referentienet 2027 waarop de behoeftendetectie in sectie 3.2 is gebaseerd. De realisatie van BRABO en het gebruik van de 4 dwarsregeltransformatoren te Zandvliet draagt eveneens bij tot het congestiebeheer tussen Zandvliet en Mercator en het creëren van onthaalcapaciteit in de regio. De nood aan eventueel bijkomstige versterkingen op de Antwerpse noord-zuid as is afhankelijk van de behoefte aan onthaalcapaciteit in de regio, en dient bijgevolg te worden geëvalueerd binnen het kader van desbetreffende aansluitingsstudies.
- **Zuidgrens:** een versterking van de westelijke 380 kV lijnen middels het upgraden van de verbindingen vanuit Avelin/Mastaing (Frankrijk) naar Avelgem (België) en verder tot in Horta met hoogperformantiegeleiders is reeds in ontwikkeling. De 220 kV-verbindingen met Frankrijk worden uitgerust met dwarsregeltransformatoren. Beide versterkingen maken reeds deel uit van het referentienet 2027 waarop de behoeftendetectie in sectie 3.2 is gebaseerd. Tegen 2025 dient ook het gebruik van de oostelijke 380 kV verbinding Lonny-Achène-Gramme te worden geoptimaliseerd

(bijvoorbeeld middels dwarsregeltransformator) om de verwachte congesties na de nucleaire phase-out op te vangen.

**3. Verdere versterking van de interconnecties met Nederland en Frankrijk richting 2030** om de N-1 veilige fysische transportcapaciteit op beide grenzen bijkomend met **ca. 1 GW** te vergroten

- **Noordgrens:** een versterking van de oostelijke interconnector VanEyck-Maasbracht met hoogperformantiegeleiders en twee bijkomende dwarsregeltransformatoren dient verder te worden bestudeerd met TenneT en gecoördineerd met de evolutie op de Nederlands-Duitse grens.
- **Zuidgrens:** een structurele versterking van Lonny-Achène-Gramme, via dwarsregeltransformatoren en hoogperformantiegeleiders maar mogelijks ook andere oplossingen, dient verder te worden bestudeerd met RTE en gecoördineerd met de evolutie op de Frans-Duitse grens.

Hiermee wordt richting 2030 een totale N-1 veilige fysische transportcapaciteit van ~ 6 GW verwacht op de grens met Nederland alsook op de grens met Frankrijk. Dit cijfer is te bevestigen in het kader van de bilaterale studies met TenneT en RTE.

**4. Gerichte versterkingen in hoogspanningsposten,** complementair aan voorgaande punten

- Optimalisatie van de structuur in het onderstation Mercator
- Installatie van bijkomende spanningsregelende middelen
- Gerichte investeringen in extra transformatiecapaciteit 380/150 kV naar het onderliggende transportnet

**5. Coo III:** een eventuele uitbreiding van de pomppopslagcapaciteit te Coo geeft aanleiding tot een nood aan versterking van



### 3.3.2 NIEUWE CORRIDOR AVELGEM-CENTRUM (“BOUCLE DU HAINAUT”)

De grootste overblijvende bottleneck in het interne 380 kV backbone netwerk vormt de verbinding tussen Avelgem en Mercator. Deze verbinding is op heden de enige 380 kV verbinding tussen het westen en het centrum van het land en wordt momenteel versterkt middels de plaatsing van hoogperformantiegeleiders. Dat creëert een fysieke transportcapaciteit van ca. 6 GW (ca. 3 GW N-1 veilig) tussen het westen en het centrum van het land.

Naar de toekomst toe is dit echter structureel onvoldoende. Richting 2025 wordt verwacht dat er zich situaties voordoen waarbij import uit Frankrijk (via de westelijke verbinding Avelin-Avelgem) en Groot-Brittannië (Nemo Link®) gelijktijdig optreedt met de evacuatie van de momenteel reeds besliste 2.3 GW offshore wind op zee. Na 2025 zullen deze situaties frequenter voorkomen, gegeven de nucleaire exit en naarmate het aandeel hernieuwbare energie toeneemt in de productiemix van Frankrijk en Groot-Brittannië. Daarbovenop dient rekening te worden gehouden met het groot potentieel aan hernieuwbare energie in de Noordzee en de kustregio, wat de ontwikkeling van meerdere GW bijkomende onthaalcapaciteit vergt aan de westelijke zijde van het land (zie ook 3.3.3). Om deze maximaal te ondervangen is een fysieke transportcapaciteit van minstens 6 GW nodig. Voor dergelijke nood aan bijkomende fysieke transportcapaciteit is een structurele oplossing nodig in de vorm van een nieuwe 380 kV corridor tussen Avelgem en het centrum van het land.

**Avelgem - Centrum (“Boucle du Hainaut”)** is dus een belangrijke en noodzakelijke nieuwe corridor met positieve impact op de prijsconvergentie met de buurlanden. Deze corridor is bovendien een noodzakelijke voorwaarde om onthaalcapaciteit te creëren aan de westelijke zijde van het land, waarop de nieuwe corridor Stevin-Avelgem zich kan enten. De evolutie van 1 naar 2 corridors tussen het westen en het centrum van het land creëert ook de nodige flexibiliteit om onderhoudswerken in te plannen op dit deel van het net.

### 3.3.3 NIEUWE CORRIDOR STEVIN-AVELGEM (“VENTILUS”)

De verbinding Stevin-Avelgem (“Ventilus”) is noodzakelijk om onthaalcapaciteit te creëren voor het hernieuwbaar potentieel van de Noordzee en de kustregio aangezien met de geplande 2.3 GW offshore wind en de Nemo Link® interconnector de onthaalcapaciteit van de Stevin-as reeds volledig benut zal zijn tegen 2020. Het potentieel aan hernieuwbare energie-ontwikkelingen wordt gekenmerkt door bijkomende offshore capaciteit (wind, golven, drijvende zonnepanelen, energie-opslag), een eventuele verdere uitbouw van de interconnectiecapaciteit met het Verenigd Koninkrijk (Nautilus), en onshore wind.

Deze verbinding biedt ook potentieel voor de toekomstige ontwikkelingen van het historisch minder sterk uitgebouwd hoogspanningsnet in West-Vlaanderen, wat de lokale bevoorradingszekerheid ten goede komt.

Deze nieuwe verbinding zal ook gekoppeld worden met de Stevin-as, zodat het ontstaan van twee antennestructuren – met een minder efficiënte ontwikkeling van onthaalcapaciteit en met belangrijke risico's qua lokale bevoorrading bij incidenten – vermeden kan worden.

Rekening houdend met het groot potentieel aan nodige onthaalcapaciteit aan de westelijke zijde van het land wordt deze corridor met een fysieke transportcapaciteit van minstens 6 GW voorzien.

### 3.3.4 UITBREIDING VAN HET OFFSHORE NET: MOG FASE 2

De realisatie van een volgende fase van het **Modular Offshore Grid** wordt onderzocht om de aansluitingen van bijkomende offshore productie op zee te bundelen en kostenefficiënt aan land te brengen. Recentere aanbestedingsprocedures voor bijkomende offshore capaciteit hebben ook aangetoond dat het **pro-actief design van een offshore transmissienetwerk** leidt tot het reduceren van de globale kost, onder meer door het verminderen van het risico bij de ontwikkelaar door het optimaal positioneren van de netinfrastructuur.

Hierbij zal ook rekening gehouden worden met een mogelijke toekomstige vermazing van dit netwerk om het volledige potentieel van de Noordzee te kunnen capteren.

### 3.3.5 EEN TWEDE HVDC INTERCONNECTOR MET HET VERENIGD KONINKRIJK (NAUTILUS) EN DUITSLAND (DE-BE II)

Een tweede HVDC interconnector met het Verenigd Koninkrijk en/of een tweede HVDC interconnector met Duitsland vullen de behoeften in aan bijkomende marktuitswisselingscapaciteiten zoals geïdentificeerd in 3.2.2. Deze interconnecties zullen de integratie van hernieuwbare energie op Europese schaal bevorderen en bijdragen tot een verdere prijsconvergentie. Hierdoor blijft België competitief ten aanzien van de buurlanden en wordt de mogelijkheid gecreëerd voor nieuwe efficiënte productie om waarde te capteren op de geïntegreerde Europese markt.

De geschikte timing om deze interconnectoren te realiseren hangt af van het ritme waarmee de energietransitie zich zal voltrekken alsook de energiewetgeving die hierbij gehanteerd zullen worden. Naast de timing maakt ook de capaciteit van de verbinding het onderwerp uit van verdere studies die Elia voert met de betrokken partners, zijnde National Grid Interconnectors Holding Ltd (NGIHL) voor de ontwikkeling van Nautilus respectievelijk Amprion voor de ontwikkeling van DE-BE II.

## 3.4 SOCIAAL-ECONOMISCHE WELVAARTSANALYSE

Bovenvermelde bouwblokken van het toekomstig 380 kV netwerk omvatten de ontwikkeling van bijkomende marktuitwisselingscapaciteit op de grenzen met Frankrijk, Nederland, het Verenigd

Koninkrijk en Duitsland alsook een fundamentele upgrade van het interne 380 kV net.

Tabel 3.2 toont de projecten waarop een sociaal-economische welvaartsanalyse wordt toegepast.<sup>(18)</sup>

GRENS	ID	PROJECT	TYNDP2018 ID	ONDERDEEL REFERENTIENET & NTC'S 2027	BIJDRAGE IN NTC	ANNUÏTEIT (CAPEX+OPEX) [M€]	CAPEX [M€]	OPEX [M€]
BE-GB	26	Nautilus	121	NEE	1400 MW	86,2	1000	8
BE-DE	40	BE-DE II	225	NEE	1000 MW	51,7	600	4,8
BE-FR	43-44	Lonny-Achene-Gramme	280	NEE	1000 MW	7,9	100	0,1
BE-FR	41-42	Avelin-Horta HTLS + Aubange - Moulaine	23 + 173	JA	1500 MW	13,1	160	0,5
BE-NL	33	Van Eyck-Maasbracht	377	NEE	1000 MW	4,0	50	0,1
BE-NL	29-32, 34-35	Brabo II & III + Zandvliet-Rilland	297 + 262	JA	2000 MW	19,17	240	0,4
Interne backbone	9-16, 20, 27	HTLS op ring Mercator-Van Eyck-Gramme-Courcelles + Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut") + optimalisatie poststructuur Mercator	252 + 340	Geen onderdeel van het referentienet. Toename in NTC niet van toepassing, evaluatie via avoided redispatch methodologie		87,9	1100	2,2

Tabel 3.2: Lijst projecten voor sociaal-economische welvaartsanalyse

Voor elk project wordt de volgende informatie weergegeven:

- De referentie naar de overeenkomstige TYNDP2018 project ID;
- Of dit project al dan niet deel uitmaakt van het 2027 referentienet. Dit referentienet met bijhorende NTC's is terug te vinden in tabel 3.1 en wordt als basis gebruikt om de kosten-batenanalyse uit te voeren;
- De bijdrage in NTC die wordt toegepast in de kosten-batenanalyse om het effect van een verhoging in marktuitwisselingscapaciteit te evalueren. Voor een project dat deel uitmaakt van het referentienet wordt dit effect berekend door het referentienet te vergelijken met een situatie waarin de bijdrage in NTC in mindering is gebracht. Voor een project dat geen deel uitmaakt van het referentienet wordt dit effect berekend door het referentienet te vergelijken met een situatie waarin de bijdrage aan NTC is toegevoegd aan het referentienet;
- De annuïteit van de totale geschatte investeringskost van het project (dus niet enkel het Belgische deel), inclusief de jaarlijkse operationele kosten, zoals opgenomen in het TYNDP18 wordt tevens ter illustratie getoond. Hierbij dient te worden aangehaald dat een groot deel van deze projecten zich in studiefase bevinden, waarbij deze studies verder vorm zullen geven aan de oplossing en bijgevolg een actualisatie van de investeringskost met zich zullen meebrengen. Voor de berekening van de annuïteit werd uitgegaan van een afschrijvings-termijn van 25 jaar en een WACC van 6%.

<sup>18</sup> De bijdrage van de projecten Stevin-Avelgem (Ventilus) en MOG fase II betreft in deze het kosten-efficiënt aansluiten van een bijkomend pakket 2 GW offshore capaciteit alsook om tegemoet te komen aan de andere drijfveren voor onthaalcapaciteit (zie hoofdstuk 4), en wordt in deze sectie buiten beschouwing gelaten



Op deze projecten wordt binnen het TYNDP18 proces een kosten-batenanalyse toegepast volgens de methodologie gedefinieerd door ENTSO-E.<sup>(19)</sup> Deze methodologie omvat een uitgebreid kader om de voordelen van elk project te illustreren op pan-Europees niveau.

Een sleutelparameter aan de “baten” zijde van deze methodologie is de sociaal-economische welvaartsparameter (SEW).

Deze parameter illustreert het economisch voordeel<sup>(20)</sup> dat een beoogde verhoging van de marktuitswisselingscapaciteit levert aan de gemeenschap middels het optimaliseren van het beschikbare productiepark rekening houdend met de merit order van de verschillende productietypes (RES, gas etc). In dit ontwikkelingsplan wordt deze sociaal-economische welvaartsparameter geanalyseerd op Belgisch en Europees niveau volgens het scenario framework beschreven in hoofdstuk 2.

### HOE WORDT DE SOCIAAL-ECONOMISCHE WELVAARTSANALYSE GEDAAN IN DEZE STUDIE?

De sociaal-economische welvaartsparameter (SEW) wordt berekend op Belgisch & Europees niveau.

Voor **België** wordt de SEW berekend via de methode die in kosten-batenmethodologie omschreven staat als “total surplus” methode. Hierbij wordt de som gemaakt van de impact op consumenten (consumentensurplus), de impact op producenten (producentensurplus) en de impact op de congestierente.

#### HET CONSUMENTENSURPLUS:

Het consumentensurplus is gedefinieerd als het verschil tussen de groothandelsprijs voor elektriciteit en de prijs die de marktpartijen hiervoor willen betalen.

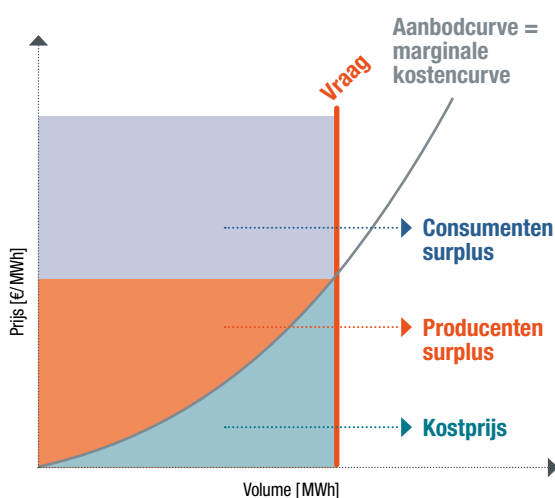
#### HET PRODUCENTENSURPLUS:

Het producentensurplus is gedefinieerd als het verschil tussen de opbrengsten (groothandelsprijs voor elektriciteit x verhandeld volume) die de producenten bekomen en de variabele productiekosten.

#### DE CONGESTIERENTE

De congestierente is gedefinieerd als het prijsverschil tussen een importerende en exporterende biedzone vermenigvuldigd met de uitgewisselde energie (op uurbasis).

Voor **Europa** wordt de SEW berekend via de methode die in kosten-batenmethodologie omschreven staat als “total generation cost savings” methode. Hierbij wordt een economische optimalisatie uitgevoerd van het beschikbare productiepark zodat de totale productiekosten in het gehele systeem worden geminimaliseerd. Deze methode wordt ook in het TYNDP gebruikt.



Figuur 3.13: Het consumenten- en producentensurplus

De berekening van de SEW door het toevoegen van marktuitswisselingscapaciteiten (NTCs) wordt altijd afgetoetst tegenover een set van referentie-NTCs.

De resulterende SEW parameters die hier getoond worden vertegenwoordigen het (gewogen) gemiddelde van een probabilistische Monte Carlo simulatie die meerdere klimaatjaren in rekening brengt en is uitgevoerd met Antares.

Het objectief is hier om trends weer te geven en alzo een inzicht te verschaffen welke factoren binnen het beschouwde scenario framework de sociaal-economische welvaart beïnvloeden. Gezien de meer doorgedreven uitwerking van deze TYNDP+ scenario's – alsook de meer uitgebreide beschouwde tijdschizonten – in dit rapport geeft dit een complementair beeld t.o.v. de SEW-analyse die via het TYNDP2018 proces wordt gerealiseerd. Het in beschouwing nemen van de 2025 tijdschizonten ondersteunt het identificeren van trends, doch impliceert geenszins dat alle vermelde projecten tegen 2025 beoogd worden. Met betrekking tot de beoogde timing van de projecten wordt verwezen naar hoofdstuk 4.

Een uitgebreider overzicht van de baten die het project met zich meebrengt (decarbonisatie, bevoorradingszekerheid, stabiliteit van het systeem, flexibiliteit van het systeem, etc.) en die meewegen in de globale kosten-batenanalyse, wordt gegeven in het

TYNDP2018. Een samenvatting van deze globale kostenbatenanalyse werd voor de ter goedkeuring voorgelegde interconnectieprojecten opgenomen in hoofdstuk 6. Daarnaast maakt een diepgaande sociaal-economische business case evaluatie structureel deel uit van bilaterale studies die Elia voert met de betrokken partner-TSOs, waarbij een breder panorama aan sensitiviteiten kan worden geïntegreerd. Een sensitiviteit op de CO<sub>2</sub>-prijzevolutie, een sensitiviteit op het beschikbare productiepark, een sensitiviteit aangaande het referentienetwerk, etc zijn hier voorbeelden van.

Tot slot is het ook belangrijk te vermelden dat er tussen de betrokken transmissienetbeheerders gewerkt wordt aan een meer accurate modellering van het netwerk binnen het marktmodel, volgens de filosofie van de flow-based marktwerking, dewelke in de toekomst tot bijkomende inzichten kan leiden.

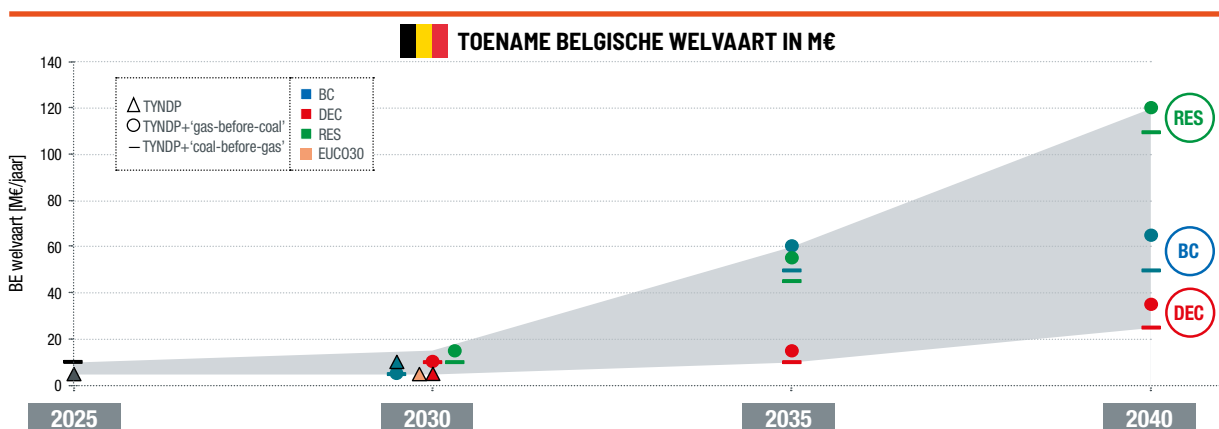
<sup>19</sup> ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology/Pages/default.aspx> en [https://consultations.entsoe.eu/system-development/cba-2-0/consult\\_view/](https://consultations.entsoe.eu/system-development/cba-2-0/consult_view/)

<sup>20</sup> The impact of electricity prices on jobs and investment in the Belgian manufacturing industry, Vives Policy Paper, maart 2018, <http://www.febelic.be/web/press%20.%20media%202018/1011306087/iist1187970177/f1.html>

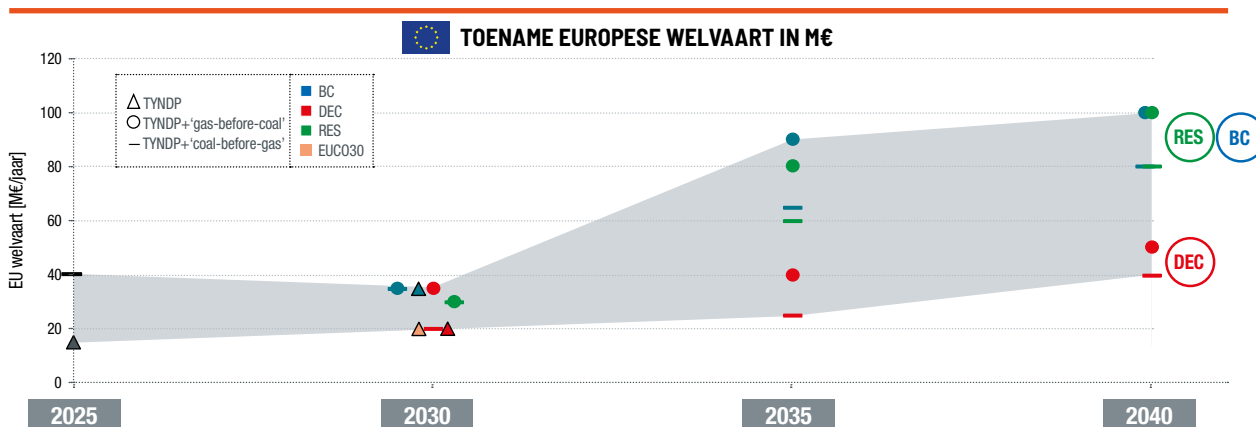
### 3.4.1 SOCIAAL-ECONOMISCHE WELVAART VOOR DE BE-GB GRENS

In deze sectie wordt de impact op de welvaart voor België en Europa besproken van een tweede interconnector met het Verenigd Koninkrijk (Nautilus). Dit project geeft aanleiding tot een verhoging van de marktuitwisselingscapaciteit met mogelijk 1400 MW (in beide richtingen). Deze capaciteit is toe te voegen

aan de 1000 MW gerealiseerd door Nemo Link<sup>(21)</sup> die reeds is opgenomen in het referentienet. De totale toekomstige marktuitwisselingscapaciteit tussen België en Groot-Brittannië zou daardoor op 2400 MW komen (in beide richtingen).



Figuur 3.14: Belgische welvaart gegenereerd door het project Nautilus



Figuur 3.15: Europese welvaart gegenereerd door het project Nautilus

Nautilus genereert in alle scenario's een welvaartstoename op zowel Belgisch als Europees niveau, en dit met een stijgende trend naarmate de energietransitie zich voltrekt.

In wat volgt worden de belangrijkste elementen die bijdragen aan de welvaartstoename toegelicht.

Van 2025 naar 2030 stijgt het prijsverschil op de groothandelsmarkt voor elektriciteit tussen Groot-Brittannië en België van 2,8 EUR/MWh naar 2,9-4,4 EUR/MWh indien de marktuitwisselingscapaciteit niet verhoogd zou worden (figuur 3.5). Deze toename is het meest uitgesproken in de scenario's die een grotere penetratie aan hernieuwbare energie bevatten en is als volgt te verklaren.

21 Nemo Link®, <http://www.nemo-link.com/>

Initieel neemt het Belgisch productiepark een competitieve positie in ten aanzien van Groot-Brittannië, gegeven de veronderstelling dat de extra productiecapaciteit benodigd om de toekomstige sluiting van de nucleaire centrales in België af te dekken voornamelijk samengesteld zal zijn uit efficiënte gascentrales (STEG). Op momenten met een hoge vraag naar elektriciteit en/of lage infeed aan hernieuwbare energie zal de hernieuwbare en nucleaire basis van Groot-Brittannië niet volstaan om in haar behoeften te voorzien, en zullen gaseenheden de prijs zetten. Dankzij de inzet van efficiënte STEG-eenheden in Continentaal Europa (inclusief België) zal de groothandelsprijs in Continentaal Europa lager liggen dan in Groot-Brittannië. Nautilus maakt het op deze momenten mogelijk om extra energie naar Groot-Brittannië te exporteren;

Naarmate het aandeel goedkopere energie in de productiemix van Groot-Brittannië toeneemt, vanwege de toename aan hernieuwbare energie (alle 3 scenario's) en de toename aan nucleaire energie (scenario "Large Scale RES"), ontstaan er ook marktuitwisselingsopportuniteiten in omgekeerde richting. Op momenten met een hoge infeed aan hernieuwbare energie en/of lage vraag zal er een overschot aan goedkope energie beschikbaar zijn in Groot-Brittannië. Op deze momenten zullen de groothandelsprijzen in Groot-Brittannië lager zijn dan in België en maakt Nautilus het dus mogelijk om goedkopere energie uit Groot-Brittannië te importeren.

Het is belangrijk op te merken dat deze conclusie en de conclusies die volgen sterk zullen afhangen van de technologieën die worden gebruikt voor de toekomstige Belgische productiecapaciteit. Een combinatie van STEG- en OCGT-eenheden kan een ander resultaat opleveren.

**Vanaf 2035** geeft het Nautilus project aanleiding tot een betere synergie in het beheer van hernieuwbare energie tussen de twee landen en vermindert het de gemiddelde marginale prijs in België. De welvaart die door het project wordt gegenereerd, wordt voornamelijk bepaald door de evolutie van het nucleaire park en de capaciteit aan offshore wind in Groot-Brittannië. In 2040 is de bijdrage aan de Belgische welvaart bijna verdubbeld ten opzichte van 2035 in het scenario "Large Scale RES" met een gemiddelde waarde van 120 M€ per jaar. Het "Decentral"-scenario toont lagere cijfers vanwege de veronderstelde beperkte penetratie van offshore windparken in Groot-Brittannië. Een "gas-voor-steenkool"-prijsconfiguratie genereert op langere termijn meer welvaart dan een "steenkool-voor-gas" prijsconfiguratie, waarbij de impact het meest uitgesproken is op Europees niveau.

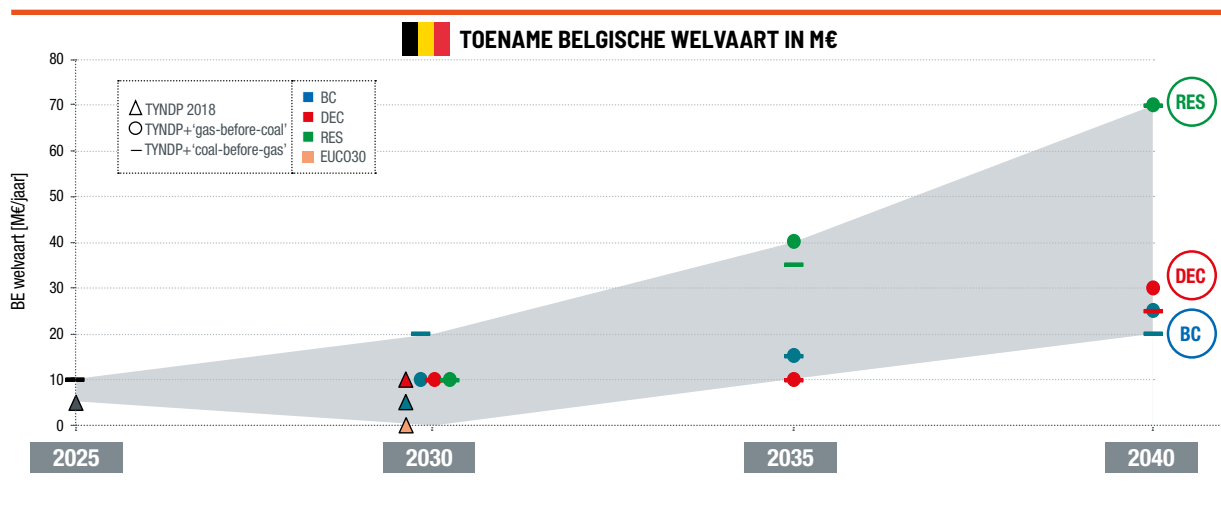
Op basis van de resultaten van de verschillende gesimuleerde scenario's, zijn de belangrijkste elementen om op te volgen aangaande de sociaal-economische welvaartscreatie door Nautilus:

- De evolutie van offshore wind en het nucleaire park in Groot-Brittannië;
- De evolutie van de totale marktuitwisselingscapaciteit tussen Groot-Brittannië met het Europese vasteland. Een tragere evolutie dan aangenomen in het referentienet zal leiden tot een grotere welvaartscreatie door Nautilus en omgekeerd;
- De technologiemix, vooral qua flexibele productiecapaciteit, in België;
- De evolutie van beleidslijnen omtrent CO<sub>2</sub> emissies in Groot-Brittannië specifiek en in Europa als geheel.

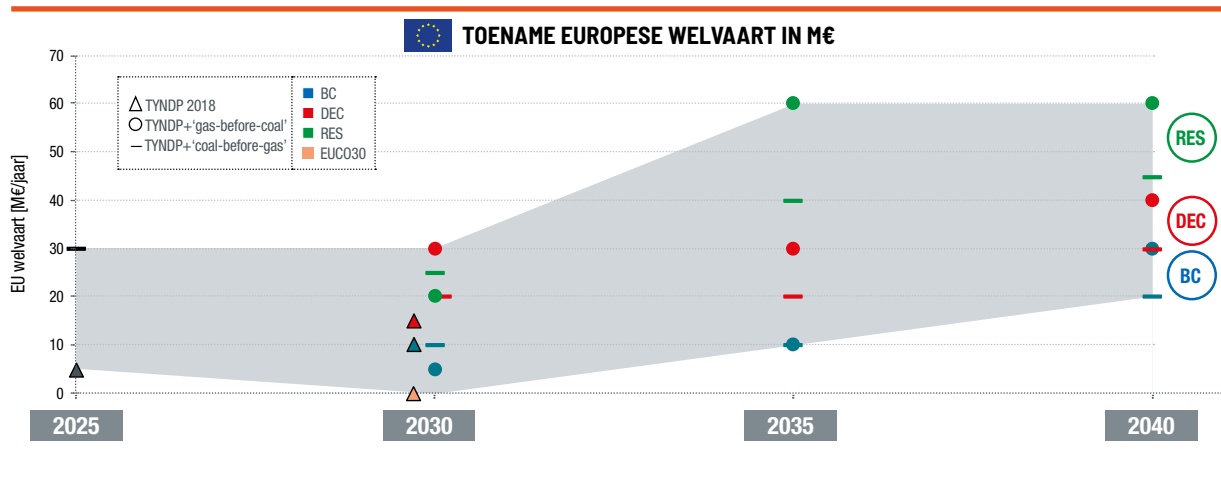
### 3.4.2 SOCIAAL-ECONOMISCHE WELVAART VOOR DE BE-DE GRENS

In deze sectie wordt de impact op de welvaart voor België en Europa besproken van een tweede interconnector met Duitsland (BE-DE II). Dit project geeft aanleiding tot een verhoging van de marktuitwisselingscapaciteit met 1000 MW (in beide richtingen).

De totale toekomstige marktuitwisselingscapaciteit tussen België en Duitsland zou daardoor op 2000 MW komen (in beide richtingen).



Figuur 3.16: Belgische welvaart gegenereerd door het project BE-DE II



Figuur 3.17: Europese welvaart gegenereerd door het project BE-DE II

BE-DE II genereert in alle scenario's een welvaartstoename op zowel Belgisch als Europees niveau, en dit met een stijgende trend naarmate de energietransitie zich voltrekt.

In wat volgt worden de belangrijkste elementen die bijdragen aan de welvaartstoename toegelicht.

**In de periode tot 2030** is de welvaartstoename voornamelijk gedreven door de reductie van de marktprijs in België. De toename aan marktuitwisselingscapaciteit met Duitsland laat toe de energie geproduceerd in de steenkool- en bruinkoolcentrales in Duitsland en Polen te importeren naar België, waar het de duurere binnenlandse gascentrales vervangt. Dit fenomeen vertaalt zich in een verhoogde Belgische welvaart in een "coal-before-gas" prijsconfiguratie. Dit effect is nog meer uitgesproken voor België in het "Base Case"-scenario, dat wordt gekenmerkt door een hogere steenkool-/bruinkoolcapaciteit in Duitsland in vergelijking met de "Large Scale RES"- en "Decentral"-scenario's.

**Vanaf 2035** wordt de toename aan Belgische en Europese welvaart voornamelijk gedreven door de integratie van hernieuwbare energie en meer in het bijzonder de installatie van windmolenparken in Noord- en Oost-Europa. Anderzijds, op momenten met hogere prijzen in Noord- en Oost-Europa zal BE-DE II toelaten om de energie te exporteren van efficiënte gasenheden in België.

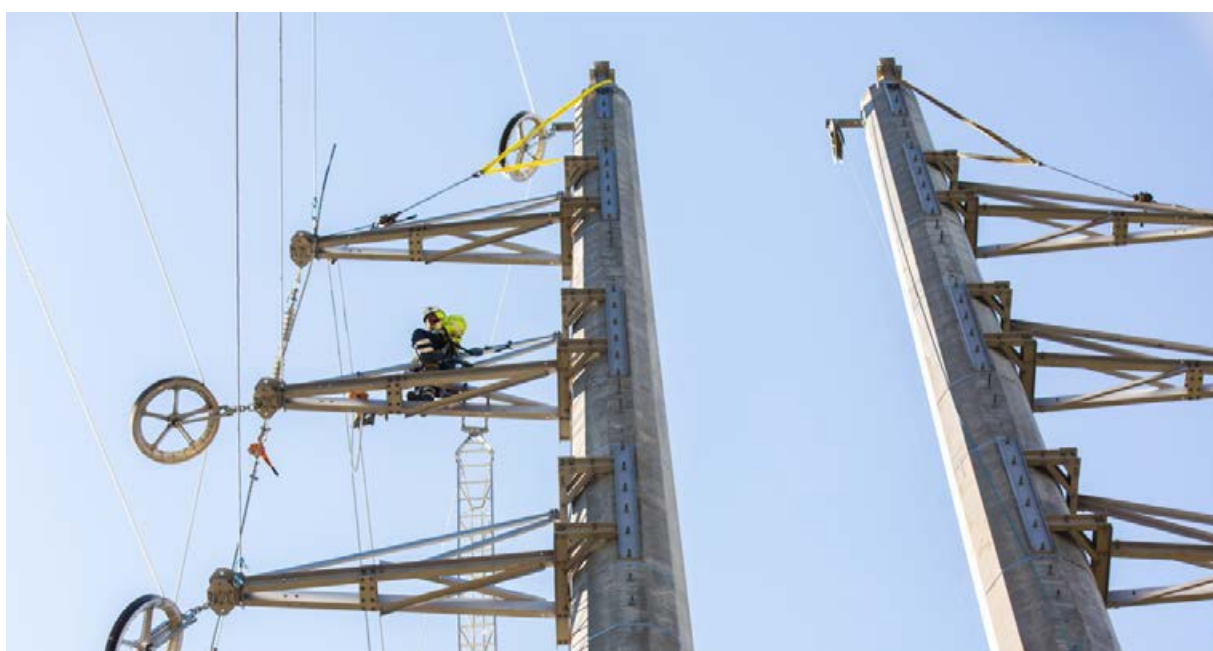
In het laatste akkoord van de Duitse overheid van februari 2018<sup>(22)</sup> werd een versnelling van de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen overeengekomen om ten minste 65% van het elektriciteitsverbruik van het land tegen 2030 te dekken (tegenover 36% vandaag). Deze versnelling wordt voornamelijk aangedreven door een intensievere integratie van nieuwe windparken

en fotovoltaïsche panelen in het land. Deze overeenkomst maakt deel uit van de verwezenlijking van de Europese klimaatdoelstelling 2050, waar de Duitse regering de doelstelling om het energiesysteem koolstofarm te maken opnieuw heeft bevestigd. Deze overeenkomst volgt voornamelijk de trend van het "Large Scale RES"-scenario, waarbij de welvaart die wordt gegenereerd door het BE-DE II-project op Belgisch niveau in 2040 70 MEUR per jaar bereikt, twee keer zoveel als in 2035.

Het verschil tussen een "coal-before-gas" en een "gas-before-coal" merit order heeft vanaf 2035 een relatief beperkte impact voor België. Het blijft echter op Europees niveau relatief belangrijk vanwege de toenemende kloof in marginale prijzen tussen de CCGT- en OCGT-eenheden.

Op basis van de resultaten die zijn verkregen via de verschillende gesimuleerde scenario's, zijn de belangrijkste elementen om op te volgen aangaande de sociaal-economische welvaartscreatie door BE-DE II:

- De penetratie van hernieuwbare energiebronnen in Duitsland;
- De planning voor de ontmanteling van steenkool & bruinkool-eenheden in Duitsland en Oost-Europa;
- De technologiemix, vooral qua flexibele productiecapaciteit, in België;
- De algemene evolutie van de marktuitwisselingscapaciteit tussen Duitsland en de omliggende landen alsook de evolutie van de daaraan gekoppelde netversterkingen.



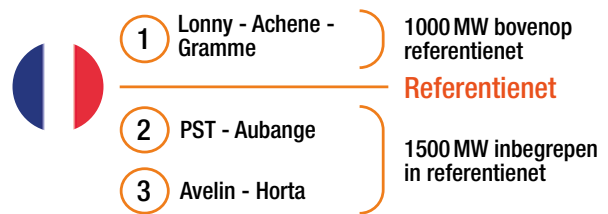
22. <http://www.theenergycollective.com/jon-berntsen/2421527/new-german-government-adopts-coal-phase-name>; <http://reneweconomy.com.au/germany-lifts-2030-renewable-energy-target-65-12576/>

### 3.4.3 SOCIAAL-ECONOMISCHE WELVAART VOOR DE BE-FR GRENS

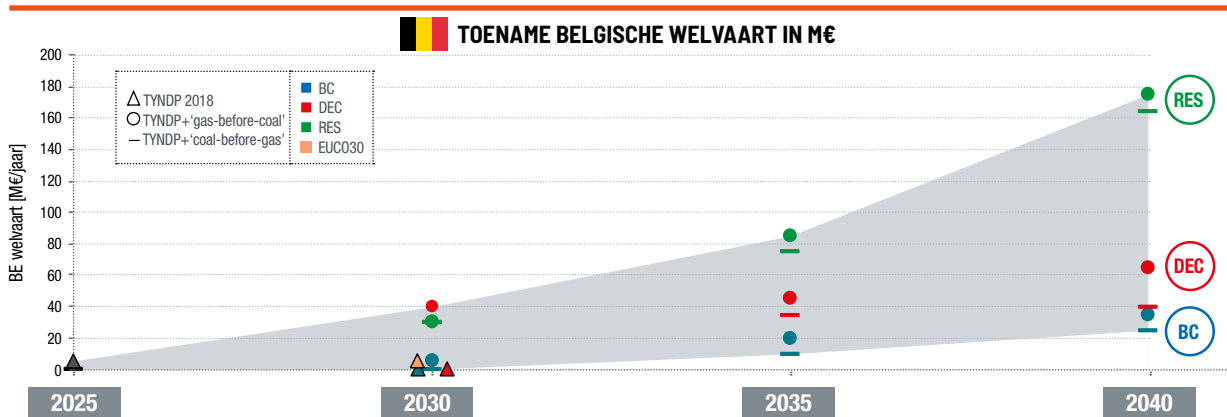
De sociaal-economische welvaartsanalyse voor de Belgisch-Franse grens ten aanzien van de versterkingen op deze grens is uitgevoerd in twee stappen, zoals weergegeven in figuur 3.18.

- In **stap 1** worden de versterkingen Avelin - Horta en PSTs Aubange geëvalueerd. Deze projecten maken deel uit van het referentienet en leveren tezamen een bijdrage aan marktuitwisselingscapaciteit van 1500 MW op de Belgisch-Franse grens. De welvaartsbijdrage wordt aldus berekend door het referentienet, dewelke een marktuitwisselingscapaciteit van 2800 (BE>FR) / 4300 (FR>BE) MW heeft op de Belgisch-Franse grens, te vergelijken met een situatie waarin de marktuitwisselingscapaciteit 1300 (BE>FR) / 2800 (FR>BE) MW bedraagt op de Belgisch-Franse grens;
- In **stap 2** wordt de versterking van Lonny - Achène - Gramme geëvalueerd door deze toe te voegen aan het referentienet.

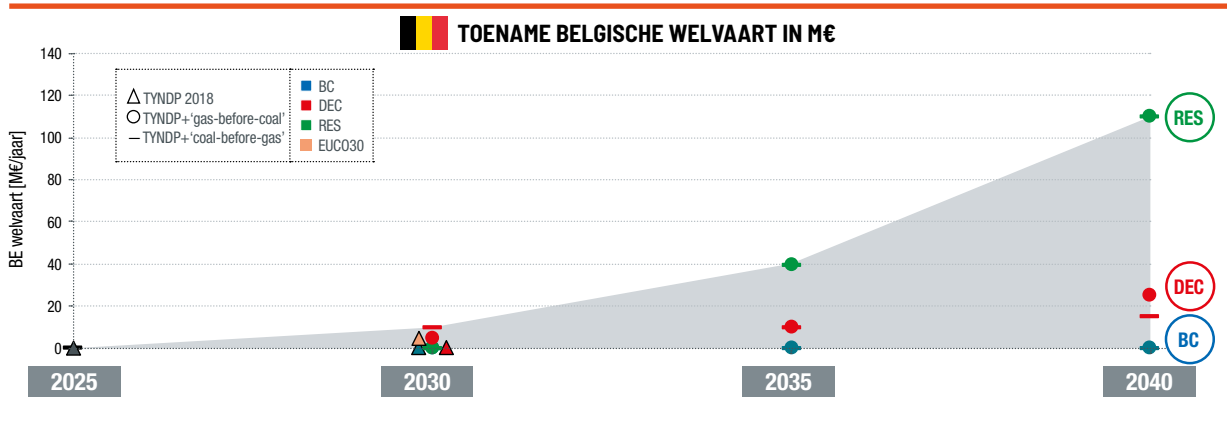
De welvaartsbijdrage wordt aldus berekend door het referentienet, dewelke een marktuitwisselingscapaciteit van 2800 (BE>FR) / 4300 (FR>BE) MW heeft op de Belgisch-Franse grens, te vergelijken met een situatie waarin de marktuitwisselingscapaciteit 3800 (BE>FR) / 5300 (FR>BE) MW bedraagt op de Belgisch-Franse grens.



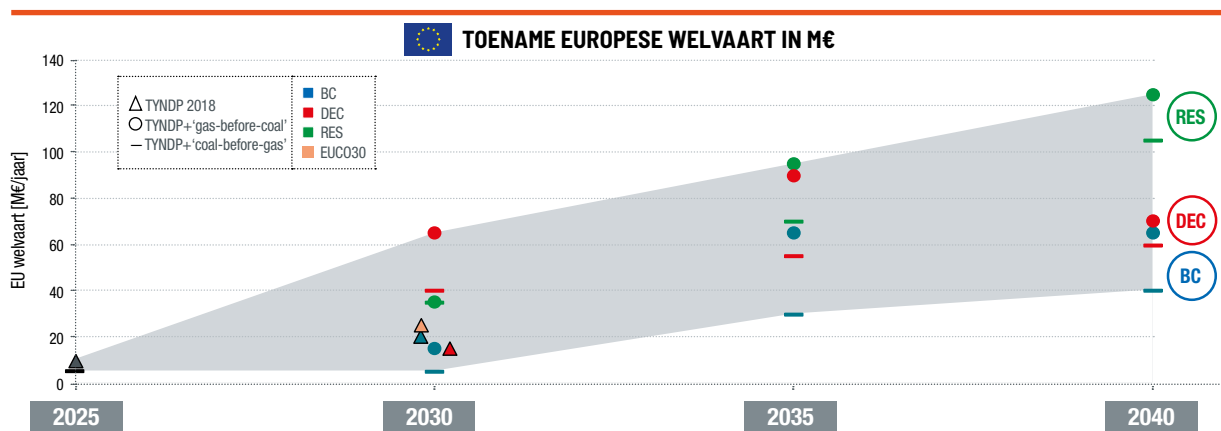
Figuur 3.18: Overzicht van de versterkingen op de Belgisch-Franse grens



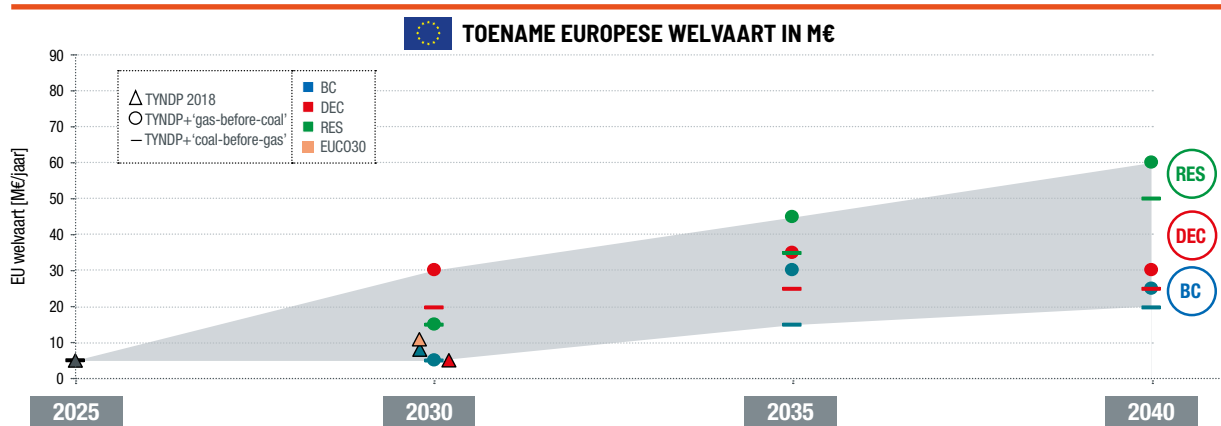
Figuur 3.19: Belgische welvaart gegenereerd door versterkingen Avelin - Horta en PSTs Aubange



Figuur 3.20: Belgische welvaart gegenereerd door versterking Lonny - Achène - Gramme



Figuur 3.21: Europese welvaart gegenereerd door versterkingen Avelin - Horta en PSTs Aubange



Figuur 3.22: Europese welvaart gegenereerd door versterking Lonny - Achène - Gramme

In 2025 wordt de Belgische welvaartstoename voornamelijk gevoed door de daling van de prijzen in België, maar dit blijft relatief beperkt. De toename van de marktuitswisselingscapaciteit laat toe om energie te importeren geproduceerd door de Franse kerncentrales en steenkool of bruinkool eenheden beschikbaar in Zuid-Europa, waarbij deze deels de productie van gasgestookte eenheden in België vervangen.

In 2030 is de Belgische welvaartstoename het hoogst in het "Decentral" scenario. Dit wordt voornamelijk verklaard door de competitieve positie die Frankrijk kan innemen als gevolg van de daar beschikbare nucleaire capaciteit (52 GW in het "Decentral" scenario tegen 38 GW in het scenario "Large Scale RES") en de penetratie van duurzame energie (voornamelijk zonne-energie in Zuid-Europa) die opgenomen is in dit scenario.

De resultaten wijzen ook op een vermindering aan curtailment van hernieuwbare energie in de CWE-regio wat kan oplopen tot ~1 TWh in het meest duurzame scenario. Dit laat toe om het gebruik van fossiele brandstoffen in het oosten van de CWE-regio (vooral steenkool en bruinkool) te verminderen.

Tegen 2040 wordt de toenemende penetratie van hernieuwbare energie de belangrijkste drijfveer. De vermindering aan curtailment van hernieuwbare energie kent een stijging tot ~3 TWh in de CWE-regio. Dit laat toe om het gebruik van nucleaire energie (Frankrijk) en fossiele brandstoffen in de CWE-regio (vooral gascentrales) te verminderen.

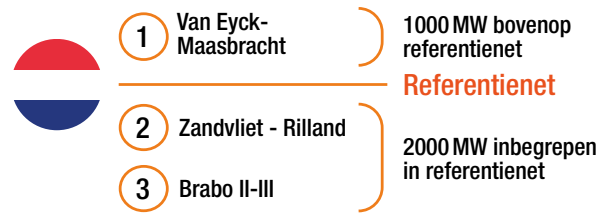
In 2030 en nog meer uitgesproken in 2040 is de toename aan Belgische welvaart voornamelijk afhankelijk van de penetratie van hernieuwbare energie in het systeem en de evolutie van het Franse nucleaire productiepark. Deze welvaartstoename loopt op tot € 20 miljoen per jaar in 2030, afhankelijk van het scenario, tot meer dan € 100 miljoen per jaar in 2040 voor het scenario gekenmerkt door een grotere penetratie aan hernieuwbare energie. Op Europees niveau worden dezelfde trends waargenomen.

### 3.4.4 SOCIAAL-ECONOMISCHE WELVAART VOOR DE BE-NL GRENS

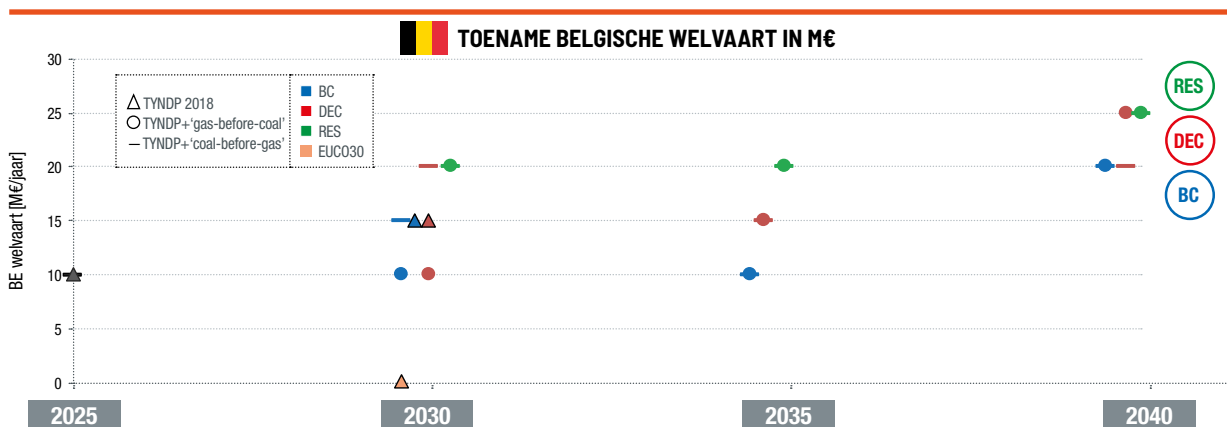
De sociaal-economische welvaartsanalyse voor de Belgisch-Nederlandse grens ten aanzien van de versterkingen op deze grens is uitgevoerd in twee stappen, zoals weergegeven in figuur 3.23.

- In **stap 1** worden de versterkingen BRABO II-III en Zandvliet - Rilland geëvalueerd. Deze projecten maken deel uit van het referentienet en leveren tezamen een bijdrage aan marktuitwisselingscapaciteit van 2000 MW op de Belgisch-Nederlandse grens. De welvaartsbijdrage wordt aldus berekend door het referentienet, dewelke een marktuitwisselingscapaciteit van 3400 MW heeft op de Belgisch-Nederlandse grens, te vergelijken met een situatie waarin de marktuitwisselingscapaciteit 1400 MW bedraagt op de Belgisch-Nederlandse grens;
- In **stap 2** wordt de versterking van Van Eyck - Maasbracht geëvalueerd door deze toe te voegen aan het referentienet.

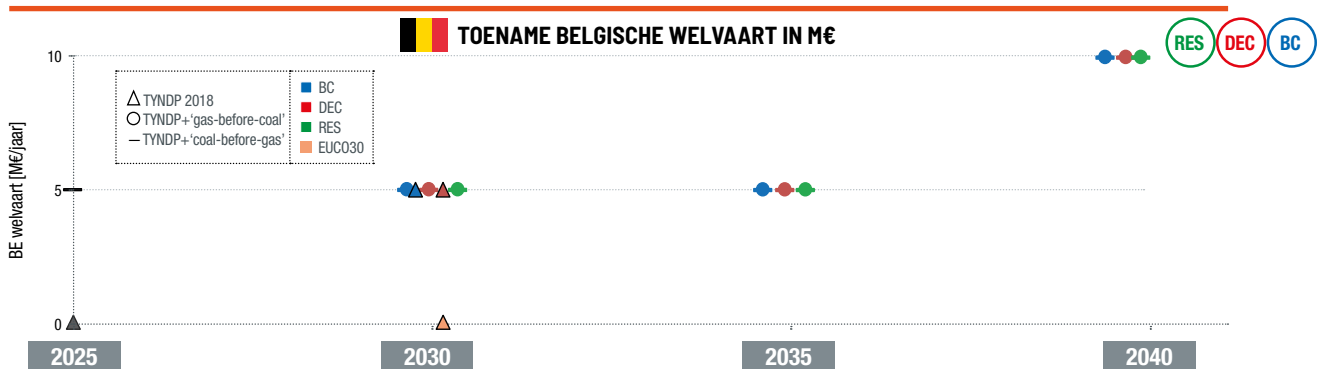
De welvaartsbijdrage wordt aldus berekend door het referentienet, dewelke een marktuitwisselingscapaciteit van 3400 MW heeft op de Belgisch-Nederlandse grens, te vergelijken met een situatie waarin de marktuitwisselingscapaciteit 4300 MW bedraagt op de Belgisch-Nederlandse grens.



Figuur 3.23: Overzicht van de versterkingen op de Belgisch-Nederlandse grens

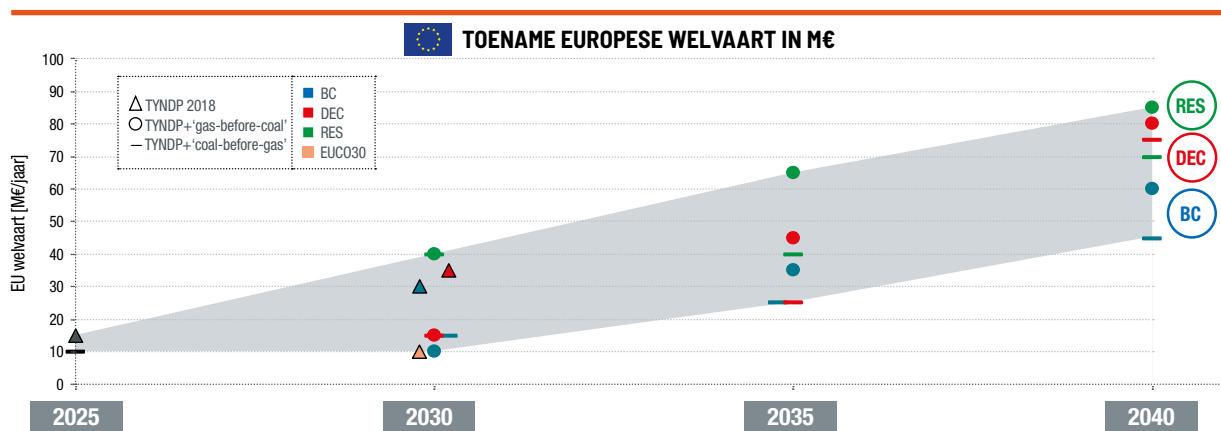


Figuur 3.24: Belgische welvaart gegenereerd door de versterkingen BRABO II-III en Zandvliet - Rilland

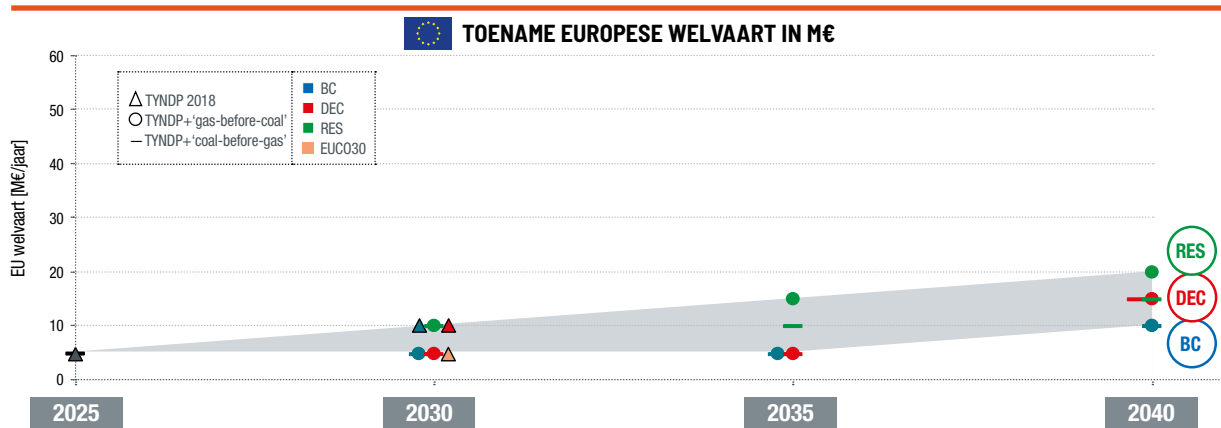


Figuur 3.25: Belgische welvaart gegenereerd door de versterking Van Eyck - Maasbracht





Figuur 3.26: Europese welvaart gegenereerd door de versterkingen Brabo II-III en Zandvliet - Rilland



Figuur 3.27: Europese welvaart gegenereerd door de versterking Van Eyck - Maasbracht

De toename aan markuitwisselingscapaciteit met Nederland draagt a rato van 5-10 M€ per 1000 MW bij aan de Belgische welvaart. Dit blijft relatief stabiel tot 2040.

Vanuit Europees oogpunt genereert het eerste pakket versterkingen (BRABO II-III en Zandvliet-Rilland) tussen de 10 en 50 M€ welvaart in 2030 en 40-80 M€ in 2040. Ook het tweede pakket (Van Eyck - Maasbracht) doet de Europese welvaart nog significant toenemen, met waarden tot 10-30 M€ in 2040.

Tegen 2025 biedt de verhoging van de markuitwisselingscapaciteit op de Belgisch-Nederlandse grens toegang tot goedkopere energie uit Nederland en Duitsland (voornamelijk steenkool en bruinkool), wat de groothandelsprijzen voor elektriciteit in België reduceert op momenten waarin STEG-eenheden de prijs bepalen.

Vanaf 2030 worden alle steenkool- en bruinkool-eenheden in Nederland permanent gesloten verondersteld, zoals bepaald in het Nederlandse Overheidsakkoord. Het is belangrijk te herhalen dat de aannames voor kolencapaciteit in Nederland in de drie scenario's van TYNDP in de orde van 4,5 GW liggen en geen rekening houden met de laatste aankondiging van de Nederlandse regering over dit onderwerp, in tegenstelling in de TYNDP+

scenario's. Na de sluiting van deze fossiele centrales wordt de toename van de welvaart vooral gevoed door de penetratie van hernieuwbare energie in het systeem. De toename van de uitwisselingscapaciteit maakt het op de langere termijn mogelijk om een betere synergie van hernieuwbare energiebronnen te benutten die beschikbaar zijn in Nederland en ook in Duitsland, waar een surplus aan hernieuwbare productie ook kan worden geëvacueerd.

### 3.4.5 SOCIAAL-ECONOMISCHE WELVAARTSBIJDRAGE VAN DE INTERNE BACKBONE UPGRADE

In deze sectie wordt de sociaal-economische welvaartsbijdrage van de upgrade van het interne 380 kV backbone net, specifiek "HTLS op ring Mercator-Van Eyck-Gramme-Courcelles", "Avelgem-Centrum ('Boucle du Hainaut')", en de "optimalisatie poststructuur Mercator", ingeschat aan de hand van de verwachte vermeden nood aan redispatch. Na een korte beschrijving van de gebruikte methode in sectie 3.4.5.1. worden de resultaten besproken in sectie 3.4.5.2.

### 3.4.5.1 METHODE VOOR DE BEPALING VAN DE VERMEDEN NOOD AAN REDISPATCH

Wanneer na het sluiten van de groothandelsmarkt voor elektriciteit blijkt dat de resulterende fysieke stromen te groot zijn om op een netveilige wijze doorheen het interne 380 kV backbone net getransporteerd te kunnen worden, wordt door de transmissienetbeheerder aan redispatch gedaan. Onder redispatch wordt verstaan: een vermindering van productie op een bepaalde locatie, gecompenseerd door een gelijke verhoging van productie op een andere locatie teneinde een veilige nettoestand te bekomen. De mate waarin een beroep moet worden gedaan op dergelijke redispatch vermindert dankzij het versterken van de interne backbone. Aangezien het op- en afregelen van productie een kost met zich meebrengt, kan een vermeden maatschappelijke kost – en dus een welvaartsbijdrage – toegekend worden aan het versterken van het interne 380 kV backbone net.

Om de redispatch kosten te monetiseren wordt de kosten-baten methodologie van ENTSO-E toegepast. Deze methodologie:

- past allereerst een optimalisatie toe van beschikbare PSTs en topologische maatregelen om de nood aan redispatch zoveel mogelijk te beperken;
- hanteert een bepaalde volgorde voor het uitvoeren van de redispatch: eerst conventionele productie afregelen alvorens hernieuwbare productie af te regelen, en eerst binnenlands een oplossing zoeken alvorens cross-border redispatch toe te passen;
- stelt dat de maatschappelijke kost van redispatch gelijk is aan het verschil in productiekosten tussen de productie-eenheid die wordt afgeregeld en de productie-eenheid die wordt opgeregeld. Een redispatch tussen twee productie-eenheden van hetzelfde type (vb. CCGTs) is in deze aanpak “gratis”. Eventuele kosten aangerekend door aanbieders van redispatch middelen bovenop de productiekosten worden hier niet in rekening genomen;
- houdt geen rekening met eventuele compensatie van misgelopen subsidies bij het beperken van de offshore windproductie.

Deze conservatieve aanpak impliceert dat de sociaal-economische welvaartsbijdrage zoals hieronder toegelicht wellicht een onderschatting is van de realiteit.

### 3.4.5.2 RESULTATEN

De analyse is uitgevoerd op het 2030 Sustainable Transition scenario, hierbij rekening houdend met het thermische productiepark zoals beschreven in sectie 2.3.1.3 en het referentienet (zie tabel 3.2) waaraan een bijkomend pakket van 2 GW offshore capaciteit is toegevoegd.

De verwachte vermeden redispatch bedraagt tussen 4500 GWh en 5100 GWh op jaarbasis. Zonder de versterking van het interne 380 kV backbone net zou dit significant pakket energie dienen te worden afgeregeld op de productiemiddelen die de markt wil inzetten (inclusief offshore wind) en te worden gecompenseerd door het opstarten van (duurdere) productie-eenheden elders in het net. De versterking van het interne 380 kV backbone net realiseert door het vermijden van deze redispatch een sociaal-economische welvaart tussen 350 M€ en 400 M€ per jaar.

## 3.4.6 CONCLUSIE VAN DE WELVAARTSANALYSE

In dit hoofdstuk 3 werden de behoeften aan bijkomende transportcapaciteit geïllustreerd aan de hand van markt- en netstudies die Elia heeft uitgevoerd. Vervolgens wordt de netarchitectuur geïntroduceerd die deze behoeften invult vanuit een top-down visie waarbij we met een **robuuste, flexibele en modulaire** aanpak de energietransitie kunnen realiseren.

### 3.4.6.1 ONTWIKKELING VAN INTERCONNECTIES

Dit ontwikkelingsplan stelt een investeringsprogramma in interconnecties voorop met:

- In de periode tot 2025 enerzijds reeds eerder geplande investeringen, en anderzijds enkele projecten die ter goedkeuring worden voorgelegd om middels het inzetten van dwarsregeltransformatoren de bestaande interconnectiecapaciteit te optimaliseren;
- In de periode 2025-2030 indicatieve investeringen voor zowel het verder versterken van de bestaande interconnecties met Nederland en Frankrijk, alsook het ontwikkelen van nieuwe HVDC interconnecties met het Verenigd Koninkrijk en Duitsland. Deze projecten zullen verder worden bestudeerd met de respectievelijke partner-TSOs, terwijl de eventuele goedkeuring voor realisatie in een later stadium voorgelegd zal worden rekening houdend met de hieronder vermelde factoren.

Middels een sociaal-economische welvaartsanalyse werd een inzicht gegeven in het marktintegratievoordeel dat dankzij deze projecten ten voordele van de gemeenschap gerealiseerd wordt. De resultaten, beschreven voor de TYNDP+ scenario's werden ook grafisch naast deze van TYNDP 2018 geplaatst om een complementair beeld te kunnen geven.

Uit deze resultaten blijkt dat:

- Het marktintegratievoordeel toeneemt naarmate de energietransitie zich voltrekt rondom de Noordzee;
- Interconnecties met Nederland en Frankrijk in meerdere 2030 scenario's een marktintegratievoordeel opleveren dat de investeringskosten dekt, en vanaf 2035 dit geldt voor alle scenario's;
- Bijkomende interconnecties met Groot-Brittannië en Duitsland vanaf 2035 en afhankelijk van het scenario een marktintegratievoordeel opleveren dat de investeringskosten dekt;
- Het nodig is om de evoluties inzake energietransitie en energiepolitieken in België en diens buurlanden te blijven monitoren en de welvaartsanalyses te actualiseren om op het gepaste moment een beslissing over deze projecten te kunnen nemen.

Een allesomvattende kosten-baten analyse omvat daarnaast meer dan (enkel) de SEW-indicator. Een uitgebreider overzicht van de baten die het project met zich meebrengt vanuit Europees perspectief (decarbonisatie, bevoorradingszekerheid, stabiliteit van het systeem, flexibiliteit van het systeem, etc.), en die meewegen in de globale kosten-batenanalyse, wordt gegeven in het TYNDP2018.

Naast de SEW-indicator zullen dus ook andere elementen van belang zijn voor de investeringsbeslissing en realisatiehorizon van bijkomende interconnecties. Dergelijke diepgaandere sociaal-economische kosten-batenanalyse maakt structureel deel uit van bilaterale studies die Elia voert met de betrokken partner-TSOs.

### 3.4.6.2 ONTWIKKELING INTERNE BACKBONE

Daarnaast stelt dit ontwikkelingsplan een investeringsprogramma in de interne backbone voorop met geplande investeringen die zowel de capaciteit van bestaande verbindingen maximaliseren alsook nieuwe corridors openen tussen de kust en het binnenland.

De onthaalcapaciteit die hiermee gecreëerd wordt laat toe om het hernieuwbaar energiepotentieel van de Noordzee en de kustregio te ontwikkelen en eventuele nieuwe centrales aan te

sluiten. Dit levert de gemeenschap voordelen op inzake bevoorradingszekerheid en decarbonisatie.

Middels een sociaal-economische welvaartsanalyse werd daarnaast een inzicht gegeven in de vermeden nood aan redispatch. De resultaten tonen aan dat de versterking van het interne 380kV net noodzakelijk is om hoge redispatch kosten te vermijden die noodzakelijk zouden zijn om het interne Belgische net te vrijwaren van congesties.

De vooropgestelde ontwikkeling van het interne 380kV net is aldus van essentieel belang om tegemoet te komen aan de uitdagingen die de energietransitie met zich meebrengt. Gezien de doorlooptijd van dergelijke projecten danig lang is, is het van groot belang om nu te starten met de ontwikkeling van deze infrastructuurprojecten zodat het toekomstige transmissienet op tijd klaar is. Een proactieve netontwikkeling is nodig om belangrijke en structurele knelpunten te voorkomen, die anders de energietransitie zouden kunnen blokkeren.

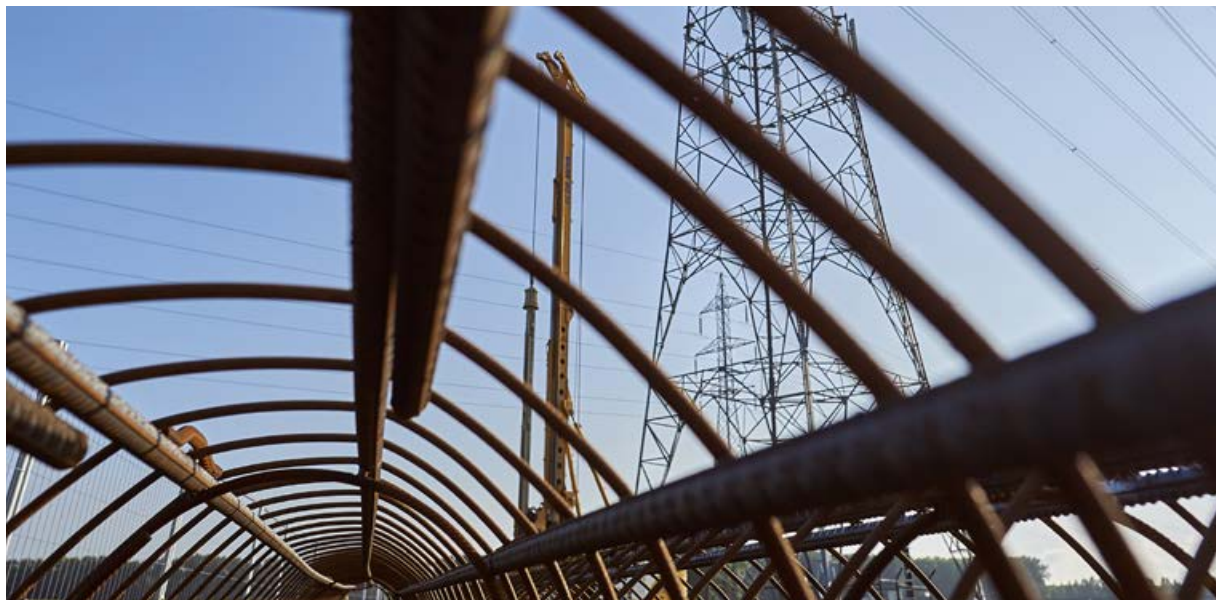
## 3.5 IMPACT 380 KV OP HET 220 – 150 – 110 KV TRANSMISSIENET

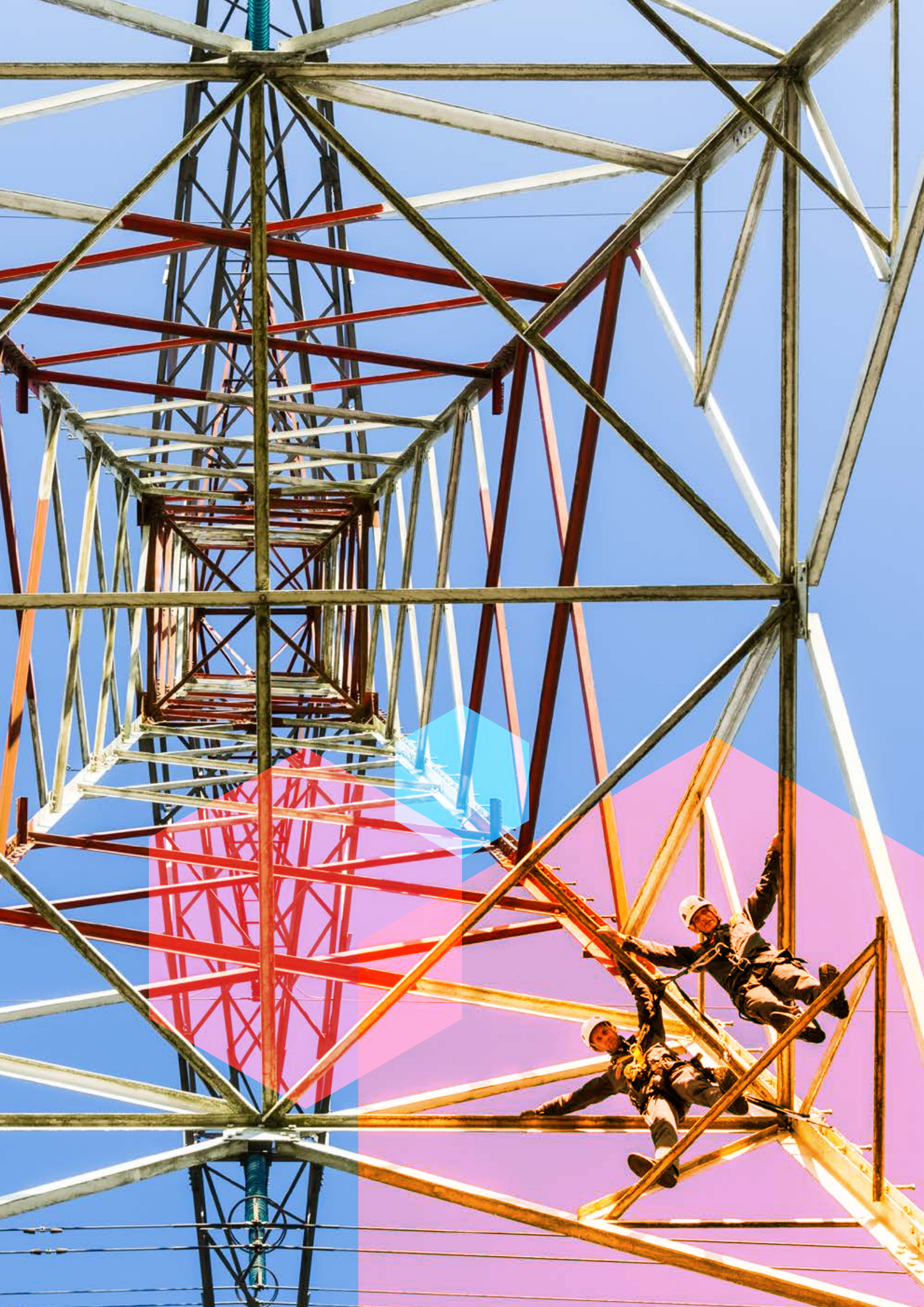
Naast de ontwikkeling van het 380kV-netwerk is de versterking van de 220 kV, 150 kV- en 110 kV-netwerken ook belangrijk en wordt voornamelijk gedreven door de integratie van decentrale opwekking op basis van hernieuwbare energiebronnen, de lokale evolutie van het verbruik en de vervanging van verouderde apparatuur.

Specifiek te vermelden is dat deze netten vaak een parallelle weg vormen aan het 380 kV transportnet. Gezien elektriciteit de weg van de minste weerstand volgt, krijgen deze netten een deel van de stromen van het 380 kV net te verwerken en nemen ze aldus een deel van de transportrol van dit net op zich. Aangezien de

stromen doorheen het 380 kV transportnet steeds groter worden, vergroot ook dit effect op de 150 kV en 220 kV netten. De upgrade naar hoogperformantiegeleiders van het resterende gedeelte van de interne 380 kV backbone zal dit effect nog versterken, en passende maatregelen dienen hiervoor genomen te worden.

Verdere toelichtingen rond deze problematiek alsook de andere drijfveren worden hernomen in hoofdstuk 5 dat specifiek aan de ontwikkelingen van deze netten gewijd wordt.





# 4

## TECHNISCHE OPLOSSINGEN VOOR DE ONTWIKKELING VAN HET 380 KV TRANSMISSIENET

- 4.1** - De ontwikkeling van de interne backbone van het 380 kV net
- 4.2** - Ontwikkeling van de interconnecties
- 4.3** - Aansluiting en integratie van offshore windproductie
- 4.4** - Centrale energieopslag en ontwikkeling van het net
- 4.5** - Langetermijnpotentieel van de energietransitie
- 4.6** - Overzichtskaart EHV-projecten



Voortgaand op de geïdentificeerde behoeften aan extra transmissiecapaciteit (zie hoofdstuk 3), worden in dit hoofdstuk de individuele projecten toegelicht die deel uitmaken van het investeringsprogramma om aan deze noden te voldoen voor de tijdshorizon 2020 tot 2030.

Deze projecten zetten in op het versterken van het interne net, het integreren van bijkomende offshore productiecapaciteit en het verder uitbouwen van de interconnecties. Dat gebeurt al naargelang via een upgrade van bestaande lijnen of met behulp van nieuwe verbindingen. In elk geval kiest Elia voor de meest voordelige oplossing in functie van het maatschappelijk belang.

Het gecoördineerde beheer binnen ENTSO-E (uitwisselen van gegevens, gemeenschappelijk gebruik van methodes, identificatie van behoeften, bespreken van onderzoeksresultaten, etc.) is essentieel voor een optimale en geïntegreerde ontwikkeling van de Europese backbone. Dit wordt geïllustreerd door het feit dat de hieronder voorgestelde projecten ter ontwikkeling van de interconnecties, het merendeel van de interne backbone projecten alsook de verder te bestuderen pistes voor langetermijnontwikkeling deel uitmaken van het Europese netontwikkelingsplan, het TYNDP. Een aantal specifieke projecten zijn hierbij expliciet erkend als "projecten van gemeenschappelijk belang" (PCI - "Project of Common Interest") door de Europese Commissie, namelijk Nemo Link<sup>®</sup>, ALEGrO, Horta - Mercator, BRABO II & III, België-UK II "Nautilus", België-Duitsland II zijn opgenomen in de 3<sup>e</sup> PCI lijst<sup>(1)</sup>.

Het is zeer belangrijk dat men zich bewust is van de bredere context en het belang van de projecten zoals voorgesteld in voorliggend ontwikkelingsplan; de uitbouw van een sterk en Europees geïntegreerd net is een strategische hefboom voor de realisatie van de energietransitie en bijhorende voordelen op economisch en milieuvlak.

---

1 Informatie betreffende PCI, inclusief het overzicht van de projecten, is terug te vinden op: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

## 4.1 DE ONTWIKKELING VAN DE INTERNE BACKBONE VAN HET 380 KV NET

De transitie van de energiemix wordt enerzijds gekenmerkt door een omslag naar hernieuwbare energie en anderzijds door de uitfasering van bestaande thermische productie, en dit op Europese schaal. De realisatie van een sterke en toekomstgericht interne backbone, waarop deze transitie zich kan enten, is absoluut prioritair.

Versterkingen van de interne backbone creëren onthaalcapaciteit voor de integratie van nieuwe productie-eenheden, en spelen een belangrijke rol in het behoud van de prijsconvergentie met de buurlanden en de betrouwbaarheid van het net doordat de uitgewisselde stromen steeds groter, volatieler en internationaler zullen worden. Inderdaad, een hernieuwbare energiemix gekenmerkt door zijn ruime geografische spreiding doorheen Europa en moeilijk voorspelbare en volatiele productie, is een heel andere situatie dan de historische situatie van een statisch gecentraliseerd productiepark met coördineerbare en stabiele productie. Afhankelijk van de weersomstandigheden kunnen stromen van het noorden, zuiden, oosten of westen komen en dit kan meermaals per dag wisselen. Het transmissienet moet deze stromen kunnen transporteren teneinde de goedkoopst beschikbare energiemix te kunnen aanbieden ten voordele van de netgebruikers en de consument. Indien deze infrastructuur niet tijdig uitgebouwd wordt, leidt dit tot grote bottlenecks en resulteert dit in hoge kosten aan redispatching om de netveiligheid te blijven garanderen.

De fysische transportcapaciteit van bestaande backbone verbindingen wordt quasi verdubbeld door de uitrol van hoogperformantiegeleiders, met waar nodig de integratie van dwarsregeltransformatoren om de fluxen te sturen. Tussen de

kust en het binnenland is dit niet voldoende om de behoeften in te vullen, en zijn nieuwe verbindingen noodzakelijk. Meer bepaald is de snelle realisatie van de twee nieuwe corridors Stevin-Avelgem ("Ventilus") en Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut") essentieel. Het bouwen van deze 2 nieuwe corridors is prioritair voor een optimale toegang tot de Europese markt, de maximale integratie van het Belgische hernieuwbare potentieel en de betrouwbaarheid van het net. Gelet op de lange doorlooptijd voor het realiseren van nieuwe corridors, o.a. omwille van de nodige tijd voor het vergunningsproces, zoekt Elia vandaag reeds naar een breed draagvlak dat toelaat de formele vergunningsprocedures in 2019 op te starten.

Daarnaast zijn investeringen in spanningsregelende middelen nodig. Enerzijds om te lage spanningen te vermijden bij hoge import, anderzijds om te hoge spanningen te vermijden op momenten met weinig verbruik. Deze investeringen maken het spanningsbeheer onafhankelijker van de evolutie van het productiepark en laten toe om de simultane importcapaciteit te verhogen.

Tot slot staat de interne backbone intrinsiek in voor het voeden van de onderliggende 150 kV en 220 kV netten. Om de impact op deze onderliggende netten van enerzijds de grotere stromen doorheen de backbone en anderzijds de verminderende beschikbare productiemiddelen op deze spanningsniveaus te beperken zijn gerichte investeringen nodig. Deze investeringen bestaan uit het versterken van de link met de interne 380 kV backbone middels het installeren van bijkomende transformatoren, en het beperken of vermijden van parallelle vermogensstromen over de onderliggende netten.



## 4.1.1 CAPACITEITSRESERVATIES

De aansluiting van elke nieuwe productie-eenheid voor elektriciteit op het Elia-net verloopt volgens een welbepaald proces. Overeenkomstig het federaal technisch reglement vindt de reservering van productiecapaciteit op een precies tijdstip in het aansluitingsproces plaats. Deze capaciteitsreservering bepaalt aldus vanaf welk tijdstip Elia met de geplande productie-eenheid rekening moet houden in zijn netwerkanalyses.

Voor dit ontwikkelingsplan wordt rekening gehouden met de onshore en offshore projecten die een capaciteitsreservatie op het transmissienet hebben<sup>(2)</sup>. Momenteel zijn er 2 grote binnenlandse capaciteitsreservaties voor het transmissienet, naast de toegekende windmolenparken offshore (Northwester 2, Mermaid, Seastar) en onshore. Tabel 4.1 lijst deze op.

#	GEMEENTE	AANSLUITING OP HET ELIA NET	VERMOGEN	DATUM TOEKENNING PRODUCTIEVERGUNNING
1	Dilsen-Stokkem	Dilsen 380	2 x 460 MW	13/04/2016
2	Seneffe	Courcelles 380	450 MW	14/07/2014
<b>Totaal</b>			<b>1370 MW</b>	

**Tabel 4.1: Projecten ter aansluiting van productie-eenheden op het transmissienet met een capaciteitsreservatie**

De komende jaren verwacht Elia zich aan meerdere aansluitingsaanvragen voor grote productie-eenheden. Elia blijft de verdere ontwikkeling van deze dossiers opvolgen, evenals het globale kader met initiatieven inzake een capaciteitssteunmechanisme in het kader van de uitfasering van bestaande thermische productie (bijvoorbeeld de nucleaire uitstap) richting 2025.



2 Op website CREG is de lijst van productievergunningen te raadplegen via <http://www.creg.be/nl/professionals/productie/overzicht-houders-productievergunning>



## 4.1.2 OVERZICHT PROJECTEN

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de projecten die kaderen in de ontwikkeling van de interne backbone, inclusief de

netversterkingsnaden gerelateerd aan de aansluiting van centrale productie-eenheden op het 380 kV net (exclusief offshore wind, welke in sectie 4.3 behandeld wordt).

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECT-STATUS
Interne backbone versterking centrum - oost	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck: versterking met hoogperformantiegeleiders en een tweede 380 kV draadstel op bestaande masten, inclusief de installatie van een koppeling in Massenhoven 380 kV	13-15	Gepland	2024	Studie
	Mercator-Bruegel-Courcelles-Gramme-VanEyck, Mercator-Massenhoven & Mercator-Lint: versterking met hoogperformantiegeleiders van de assen Mercator-Bruegel, Bruegel-Courcelles, Gramme-Van Eyck, Gramme-Courcelles, Mercator-Massenhoven, alsook de installatie van een 4 <sup>e</sup> draadstel 380 kV tussen Mercator en Lint	9-12, 16	Ter goedkeuring	2025-2035	Studie
Nieuwe corridor Avelgem - Centrum ("Boucle du Hainaut")	Nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding inclusief de plaatsing van dwarsregeltransformatoren die een oplossing biedt voor de nood aan transportcapaciteit tussen Avelgem en het centrum van het land (langs de as Bruegel-Courcelles), inclusief een versterking van de transformatiecapaciteit in Henegouwen.	27	Ter goedkeuring	2026-2028	Studie
Nieuwe corridor Stevin - Avelgem ("Ventilus")	Het inlossen van de Stevin-as naar een knooppunt verder landinwaarts (bv. Izegem/Avelgem) via een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding, om onthaalcapaciteit te creëren voor het hernieuwbaar energiepotentieel van de Noordzee & de Kustregio, inclusief een eventuele versterking van de transformatiecapaciteit in West-Vlaanderen.	28	Ter goedkeuring	2026-2028	Studie
Mercator	Herstructurering van de post Mercator teneinde de poststructuur te optimaliseren om zowel de transportcapaciteit Horta-Mercator (na HTLS) als de Antwerpse noord-zuid as maximaal te benutten	20	Ter goedkeuring	2025	Studie
Saeftinghe dok ("CP ECA")	Verhoging van de 380 kV lijnen en het ondergronds brengen van de 150 kV lijn voor constructie havendok	36	Conditioneel	2023	Studie
Aansluiting productie-eenheid op Dilsen 380	Capaciteitsreservatie (920 MW) te Dilsen-Stokkem. Oprichten nieuw station 380 kV te Dilsen, en dit inlossen op een draadstel tussen Gramme en Van Eyck	4	Conditioneel	~ 3 jaar na beslissing	Studie
Aansluiting productie-eenheid op Courcelles 380	Capaciteitsreservatie (450 MW) te Seneffe. Aansluitingsveld op het 380 kV station van Courcelles te voorzien, geen verdere versterking van de backbone nodig	3	Conditioneel	1,5 à 2 jaar na beslissing	Studie
Middelen voor spanningsbeheer - fase I	Statische spanningsregelmiddelen (225 Mvar condensatorbatterijen)	21	Gepland	2020	Studie
Middelen voor spanningsbeheer - fase II	Extra statische spanningsregelmiddelen (355 Mvar condensatorbatterijen en 540 Mvar shuntreactoren)	22-23	Gepland	2021-2022	Studie
Middelen voor spanningsbeheer - fase III	Extra statische & dynamische spanningsregelmiddelen gelinkt aan de nucleaire uitstap, zowel voor injectie als absorptie van reactieve energie	24	Conditioneel	2025	Studie
Interactie tussen het 380 kV-net en het onderliggend transmissienet	Versterking van de 380/150 kV transformatiecapaciteit in Lillo & Kallo	5-6	Ter goedkeuring	2022	Studie
	Versterking van de 380/150 kV transformatiecapaciteit in Rodenhuize	7	Gepland	2022	Gepland
	Bijkomende noden ter versterking van de transformatiecapaciteit in Limburg	8	Conditioneel	> 2025	Studie
Black-Out Mitigation (BOM)	Installatie van dieselgeneratoren en privaat satellietnetwerk op 456 posten	45	Gepland	2018-2029	In uitvoering
Security	Beveiliging van posten en sites	46	Ter goedkeuring	nvt	Gepland
Optische vezel netwerk	Uitbreiding en versterking van optische vezelnetwerk	47	Ter goedkeuring	nvt	Gepland
Dynamic Line Rating (DLR) en RTTR (Real Time Thermal Rating)	Investeringen voor de plaatsing van Ampacimons	48	Ter goedkeuring	nvt	Gepland

Tabel 4.2: Overzichtstabel interne backboneprojecten

### 4.1.3 INTERNE BACKBONE VERSTERKING CENTRUM - OOST

De ringstructuur bestaande uit de 4 assen Mercator – Van Eyck, Van Eyck – Gramme, Gramme – Courcelles, en Mercator – Courcelles wordt fundamenteel versterkt, grotendeels middels het plaatsen van hoogperformantiegeleiders.

Zoals eerder gesteld is de upgrade van het bestaande 380 kV backbone netwerk nodig om de betrouwbaarheid van het net te vrijwaren in een toekomst waarin de uitgewisselde stromen steeds groter, volatieler en internationaler worden. De interne backbone versterking centrum – oost vormt mede de basis van een toekomstgericht sterk intern 380 kV net, waarop andere projecten – zoals de verdere ontwikkeling van interconnecties – zich kunnen enten. Dit zorgt in zijn geheel voor een toename van de prijsconvergentie met het buitenland van de groothandelsprijzen van elektriciteit.

De uitvoering van deze werken is niet eenvoudig wegens de vele tijdelijke uitdienstnames die nodig zijn om op de bestaande lijnen te kunnen werken. Er wordt rekening gehouden met een tijdshorizon van 10 à 15 jaar om deze werken uit te kunnen voeren. Dit zal gefaseerd verlopen, te beginnen met de as Massenhoven – Meerhout – Van Eyck.

#### MASSENHOVEN – MEERHOUT – VAN EYCK

Dit project stond reeds (conditioneel) in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan 2015-2025.

Het project interne backbone versterking centrum-oost (Massenhoven – Meerhout – Van Eyck) betreft de versterking van de bestaande bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding (heden bestaande uit 1 draadstel) tussen Massenhoven via Meerhout tot in Van Eyck door:

- Het realiseren van een tweede 380 kV draadstel in hoogperformantiegeleiders op de bestaande masten tussen Massenhoven en Van Eyck. Op het trajectdeel tussen Massenhoven en Heze wordt hiertoe het bestaande 150 kV draadstel vervangen door een 380 kV draadstel. Op het trajectdeel van Heze naar Meerhout en vervolgens tot in Van Eyck is er heden één 380 kV draadstel aanwezig en wordt een tweede 380 kV draadstel bijgeplaatst;
- Het vervangen van het bestaande 380 kV draadstel door een 380 kV draadstel in hoogperformantiegeleiders;
- De installatie van een koppeling in de post Massenhoven;
- Het toevoegen van nieuwe velden alsook een upgrade van bestaande velden in de betrokken posten om de capaciteit van deze hoogperformantiegeleiders te kunnen benutten.

De condities uit vorig ontwikkelingsplan waren gelinkt aan de evolutie van de transitstromen, de daadwerkelijke aansluiting van productie-eenheden in de betrokken regio's en het perspectief van een verdere versterking van de noordgrens tussen Van Eyck en Maasbracht.

De drijfveren voor de capaciteitsverhoging van deze as zijn bevestigd aan de hand van de markt- en netsimulaties:

- Middellange termijn (2025): naarmate de nucleaire phase-out zich voltrekt wordt meer energie vanuit verder gelegen locaties aangevoerd om de grote verbruikscentra in het centrum te voeden. Dit resulteert in hogere stromen op de as Massenhoven – Van Eyck in de richting vanuit Van Eyck naar Massenhoven. Versterking van de as is noodzakelijk om congesties die mogelijk de marktuitwisselingen zouden kunnen beperken te vermijden. Bovendien is de versterking een nodige voorwaarde om onthaalcapaciteit te creëren voor nieuwe centrales o.a. ter vervanging van de nucleaire productie. Vroegere capaciteitsreservaties getuigen van een duidelijke interesse in deze regio;
- Langere termijn: transitie naar een meer hernieuwbaar elektriciteitssysteem met toegenomen internationale, volatiele en minder voorspelbare stromen. Deze versterking maakt het mogelijk om de interconnector tussen Van Eyck en Maasbracht te versterken.

Het project interne backbone versterking centrum-oost (Massenhoven – Meerhout – Van Eyck) is in studie met een beoogde indienstname in 2024.

#### MERCATOR-BRUEGEL-COURCELLES-GRAMME-VANEYCK, MERCATOR-MASSENHOVEN & MERCATOR-LINT

Deze cluster van projecten betreft het plaatsen van hoogperformantiegeleiders op het resterende gedeelte van de 380 kV ringstructuur.

De upgrade naar hoogperformantiegeleiders voor het deel Gramme – Van Eyck stond reeds (conditioneel) in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan 2015-2025. De condities waren gelinkt aan de evolutie van de transitstromen, de daadwerkelijke aansluiting van productie-eenheden in de betrokken regio's en het perspectief van een verdere versterking van de noordgrens tussen Van Eyck en Maasbracht. De drijfveren voor de capaciteitsverhoging zijn bevestigd aan de hand van de markt- en netsimulaties:

- Middellange termijn (2025): versterking van de ringstructuur is noodzakelijk om congesties in het Belgische interne net die mogelijk de marktuitwisselingen zouden kunnen beperken te vermijden. Daarnaast biedt ze de mogelijkheid tot het creëren van onthaalcapaciteit op de as Mercator-Bruegel;
- Langere termijn: transitie naar een meer hernieuwbaar elektriciteitssysteem met toegenomen internationale, volatiele en minder voorspelbare stromen. Rekening houdend met de bestaande capaciteitsreservaties, maakt deze versterking het mogelijk om de interconnector tussen Van Eyck en Maasbracht te versterken, alsook een tweede interconnector met Duitsland te integreren.

Het project interne backbone versterking centrum – oost (Mercator-Bruegel-Courcelles-Gramme-VanEyck, Mercator-Massenhoven & Mercator-Lint) betreft de versterking van alle bestaande 380 kV verbindingen uit de ringstructuur "Mercator – Bruegel; Bruegel – Courcelles; Courcelles – Gramme; Gramme-VanEyck; Mercator – Massenhoven" door het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding door hoogperformantiegeleiders alsook het plaatsen van een 4<sup>e</sup> draadstel tussen Mercator en Lint.

Het project interne backbone versterking centrum-oost (Mercator-Bruegel-Courcelles-Gramme-VanEyck, Mercator-Massenhoven & Mercator-Lint) is in studie en beoogt een gefaseerde uitrol in de periode 2025 tot 2035.

#### 4.1.4 NIEUWE CORRIDOR AVELGEM – CENTRUM (“BOUCLE DU HAINAUT”)

Het project nieuwe corridor Avelgem – Centrum (“Boucle du Hainaut”) betreft de aanleg van een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding inclusief de plaatsing van dwarsregeltransformatoren die een oplossing biedt voor de nood aan bijkomende transportcapaciteit tussen Avelgem en het centrum van het land (bvb. het knooppunt Courcelles, te bevestigen na uitvoering verdere studies). Deze nieuwe corridor maakt het tevens mogelijk om synergiën te creëren met de ontwikkeling van het onderliggende 150 kV net door onder andere de link tussen het 380 kV en 150 kV net te versterken (zie 4.1.10).

Op vandaag worden het westen en het centrum van het land maar via één 380 kV as met elkaar verbonden, namelijk de verbinding Avelgem via Horta naar Mercator. Deze verbinding is een aandachtspunt in het net; ze wordt momenteel versterkt door het plaatsen van hoogperformantiegeleiders.

Dit is echter op termijn onvoldoende: de markt- en netsimulaties tonen aan dat deze enige verbinding opnieuw op haar limiet zal zitten door de steeds grotere en meer volatiele internationale uitwisselingen van stromen. Naarmate de nucleaire exit zich voltrekt wordt vaker een gelijktijdige import verwacht vanuit Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk. Dit effect versterkt naarmate er meer hernieuwbare energie geïnstalleerd wordt in de Noordzee, wat ertoe leidt dat de verbinding Avelgem-Mercator op termijn een structurele bottleneck zal vormen, met gevolgen voor de marktwerking, olopende kosten voor redispatching, en toegangsbependingen voor hernieuwbare energie. Figuur 4.1 illustreert dit.



Figuur 4.1: Eén enkele corridor Avelgem-Mercator tussen west-oost wordt onhoudbaar

Om deze bottleneck op te lossen is een structurele oplossing nodig door middel van een bijkomende verbinding die de lus in het net, tussen Avelgem en het binnenland, zal sluiten. Dit zal een positieve impact hebben op de convergentie van de prijzen, en deze bijkomende verbinding is tevens een noodzakelijke voorwaarde om onthaalcapaciteit te creëren aan de westelijke zijde van het transmissienet, waarop de nieuwe corridor Stevin – Avelgem (zie 4.1.5) en het bijhorend potentieel aan hernieuwbaar energie van de Noordzee en de kustregio zich kan enten.

Een bijkomende verbinding verbetert bovendien sterk de betrouwbaarheid van het net en maakt het net beter onderhoudbaar. Immers, door deze bijkomende verbinding kan de elektriciteit langs een tweede weg van west naar oost (en van oost naar west)

getransporteerd worden. Aangezien er meerdere wegen zijn voor transport hoeft het onderbreken van één weg niet automatisch te leiden tot het verminderen van de marktuitwisselingscapaciteit.

Rekening houdend met de verwachte stromen en drijfveren voor het creëren van onthaalcapaciteit dient deze nieuwe corridor aan een fysische transportcapaciteit van minstens 6 GW te voldoen. De corridors Avelgem – Mercator & Avelgem – Centrum (“Boucle du Hainaut”) bereiken zo samen een fysische transportcapaciteit van ca. 12 GW (ca. 9 GW N-1 veilige fysische transportcapaciteit) tussen het westen en het centrum van het land.

Het project nieuwe corridor Avelgem-Centrum (“Boucle du Hainaut”) is in studie met een beoogde indienstname in 2026-2028<sup>(3)</sup>.

3 Elia ambieert een beoogde indienstname in 2026 waarbij deze datum afhankelijk is van het tijdig verkrijgen van de nodige vergunningen en het bestaan van een groot maatschappelijk draagvlak waarbij de verschillende betrokken actoren hun verantwoordelijkheid opnemen

#### 4.1.5 NIEUWE CORRIDOR STEVIN – AVELGEM (“VENTILUS”)

Het project nieuwe corridor Stevin-Avelgem (“Ventilus”) betreft de aanleg van een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding die een oplossing biedt voor de nood aan bijkomende transportcapaciteit tussen Stevin, met inlissing van de bestaande Stevin-as, naar een knooppunt verder landinwaarts (bijv. Izegem/Avelgem), om onthaalcapaciteit te creëren voor het hernieuwbaar energiepotentieel van de Noordzee & de Kustregio. Het hoogspanningsnet in West-Vlaanderen is historisch minder ontwikkeld waardoor het transport van de geplande bijkomende productie een nieuwe verbinding vereist. Deze nieuwe corridor maakt het tevens mogelijk om synergiën te creëren met de ontwikkeling van het onderliggende 150 kV net door onder andere de link tussen het 380 kV en 150 kV net te versterken (zie 4.1.10).

Waar de Stevin-as en de ca. 3 GW onthaalcapaciteit ervan volstonden voor de indienstname van de geplande 2,3 GW offshore (wind)productie en de energiestromen van en naar Nemo Link<sup>4</sup>, zal deze capaciteit na deze indienstname tegen 2020 volledig gebruikt zijn. De Noordzee biedt echter nog een belangrijk bijkomend potentieel aan offshore capaciteit. Het ontwikkelen van dit gezamenlijk potentieel speelt een cruciale rol in de energietransitie voor de landen omheen de Noordzee in het behalen van de klimaatdoelstellingen, en vereist naast offshore netontwikkeling ook de verdere ontwikkeling van het onshore net om de offshore geproduceerde hernieuwbare energie tot bij de consument te krijgen.

In het Belgische deel van de Noordzee wordt momenteel gezocht naar concessies voor 1,7 à 2 GW aan bijkomende offshore productiecapaciteit. Het vastleggen van een geschikte locatie maakt deel uit van een nieuw Marien Ruimtelijk Plan (MRP 2020-2026)<sup>4</sup> dat door de regering op 7 december 2018 werd goedgekeurd.

Dit is een nieuw gegeven ten opzichte van vorig ontwikkelingsplan, en oriënteert de oplossing om de nodige onthaalcapaciteit te creëren voor deze bijkomende offshore productie naar een tweede 380 kV hoogspanningsverbinding in West-Vlaanderen, vertrekkende van de Stevin post te Zeebrugge naar het bestaande 380 kV net rond Izegem/Avelgem, en met de inplanting van een nieuw onderstation (voorlopig draagt dit de naam “TBD”) langsheen het traject.

Hiernaast zijn er nog bijkomende factoren die de nood aan onthaalcapaciteit in West-Vlaanderen verder kunnen doen toenemen, en het belang van een tweede 380 kV hoogspanningsverbinding in West-Vlaanderen onderstrepen:

- In het MRP 2014-2020 zijn zones gedefinieerd voor energieopslag; ook in het in opmaak zijnde MRP 2020-2026 kan offshore energieopslag mogelijk zijn in bepaalde zones;

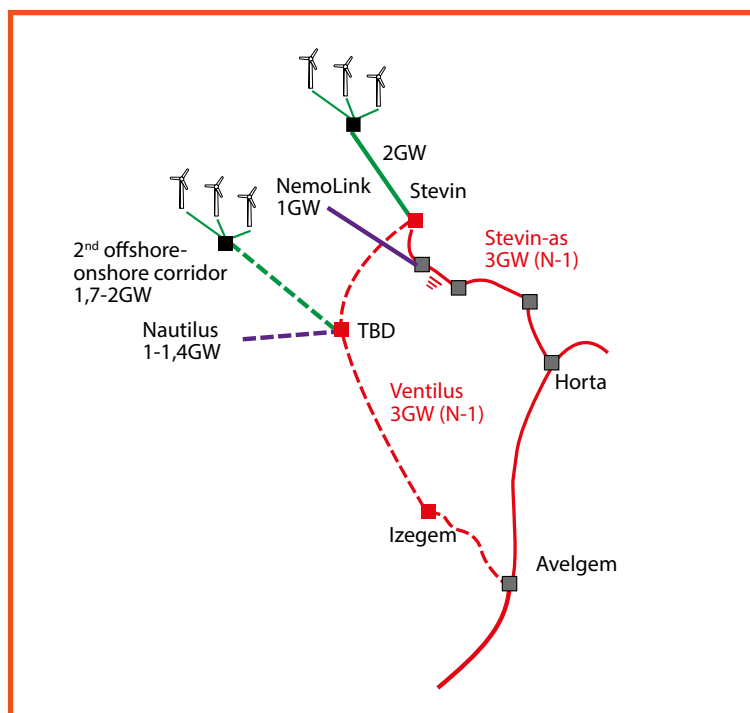
- Een mogelijke tweede gelijkstroomverbinding met het Verenigd Koninkrijk (Nautilus), waarbij de nieuwe hoogspanningsverbinding mogelijkheden creëert om deze dichter bij de kust – bijvoorbeeld op het nieuwe onderstation (“TBD”) – en dus kostenefficiënter aan te sluiten;
- De toekomstscenario's gaan uit van een verdere ontwikkeling van onshore hernieuwbare energie alsook onshore productiecapaciteit. Dit onderstreept het potentieel aan synergiën tussen de ontwikkeling van de nieuwe 380 kV hoogspanningsverbinding en de onderliggende 150 kV netten;
- Op langere termijn gaan de toekomstscenario's uit van een verdere ontwikkeling van offshore hernieuwbare energie in de Noordzee na 2030 (al dan niet in de Belgische wateren).

Gezien deze drijfveren wordt beoogd om bij het ontwikkelen van de nieuwe corridor Stevin – Avelgem (“Ventilus”) op een kostenefficiënte manier maximaal nieuwe onthaalcapaciteit te creëren. Een wisselstroomverbinding met twee draadstellen 380 kV creëert intrinsiek een onthaalcapaciteit van ca. 3 GW, rekening houdend met het criterium dat het net ten alle tijde het verlies van een draadstel moet kunnen opvangen. Dankzij het inlussen van de nieuwe hoogspanningsverbinding met de Stevin-as vergroot de netveiligheid doordat er meerdere paden zijn om uitvalsituaties op te vangen en vergroot de toename in onthaalcapaciteit ten opzichte van een niet geluste structuur. Voorstudies wijzen uit dat de totale onthaalcapaciteit op het 380 kV net voor de regio West-Vlaanderen zo toeneemt van ca. 3 GW (Stevin-as) naar ca. 7 GW (Stevin-as + nieuwe corridor Stevin-Avelgem).

Het toenemend belang van de onthaalcapaciteit en bevoorradingszekerheid aan de westelijke zijde van het transmissienet onderstreept de nood om een doorverbinding te creëren tussen de Stevin-as en het onderstation “TBD” van de nieuwe hoogspanningsverbinding. Zoniet blijft het risico bestaan op vermindering/afschakeling van import/productie of afschakelen van belasting bij onderhoud of incident.

Om de voordelen van het inlussen te realiseren dient de fysische transportcapaciteit van de doorverbinding tussen het nieuwe onderstation “TBD” en Stevin minstens 3 GW in N toestand (dus bij volledige beschikbaarheid van de doorverbinding) te bedragen. Een grotere dimensionering van 6 GW, zoals de rest van de verbinding Stevin – Avelgem (“Ventilus”), is echter te verkiezen om maximaal het potentieel van Zeebrugge te vrijwaren voor het onthalen van hernieuwbare energie zowel onshore als offshore. Immers, het aanspreken van dit hernieuwbaar potentieel is essentieel in het pad naar maximale decarbonisatie tegen 2050 waarbij de dimensionering van de doorverbinding de ontwikkeling van dit potentieel op lange termijn mede vorm geeft.

<sup>4</sup> Een Marien Ruimtelijk Plan reserveert beschikbare ruimte op zee binnen een bepaald tijds kader voor het uitoefenen van bepaalde activiteiten (scheepvaart, toerisme, zandwinning, offshore wind, etc.) en probeert er terzelfdertijd voor te zorgen dat ecologische, economische en sociale doeleinden behaald worden. Een Marien Ruimtelijk Plan is geldig voor een periode van 6 jaar. Op basis van het huidige MRP (MRP 2014-2020) is een herziening lopende die in de loop van 2019 afgerond zal worden. In de loop van 2019 wordt er dus een nieuw marien ruimtelijk plan verwacht dat het ruimtegebruik in het Belgisch deel van de Noordzee bepaalt tot 2026; het MRP 2020-2026



Figuur 4.2: Nieuwe corridor Stevin-Avelgem ("Ventilus") met het nieuwe onderstation "TBD"

Aan de andere zijde kan de nieuwe hoogspanningsverbinding in Izegem worden geïntegreerd mits upgrade van de bestaande 380 kV verbinding tussen Izegem en Avelgem naar hoogperformantiegeleiders.

Het project nieuwe corridor Stevin-Avelgem ("Ventilus") is in studie met een beoogde indienstname in 2026-2028<sup>5)</sup>.

#### 4.1.6 MERCATOR

Het project Mercator betreft de herstructurering van de post Mercator teneinde deze aan te passen aan de toekomstige capaciteitsnoden en de verwachte energiestromen in dit knooppunt, bijkomend aan eerdere aanpassingen in dit onderstation (vb BRABO III). Daartoe zijn meerdere drijfveren:

- Om de volledige transportcapaciteit van de verbinding Horta - Mercator (uitgerust met hoogperformantiegeleiders) te kunnen benutten dient het schakelmateriaal in de post Mercator verder vervangen te worden;
- Het vermijden van beperkingen voor de marktwerking in geval van onderhoud op een railstel van de post;
- De optimalisatie van de velden per railstel teneinde een betere doorstroming te bekomen zowel west-oost als noord-zuid.

Het project Mercator is in studie met een beoogde indienstname in 2025.

#### 4.1.7 SAEFTINGHE DOK ("CP ECA")

Dit project is conditioneel opgenomen in voorliggend ontwikkelingsplan in functie van de concrete realisatie van het Saeftinghe dok.

Het project betreft het verplaatsen van vier 380 kV lijnen en een 150 kV lijn om de bouw van een nieuw getijdendok "Saeftinghedok" op de Antwerpse linkeroever mogelijk te maken. Een aantal varianten werden besproken met het Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen waaruit uiteindelijk de verhoging van de 380 kV lijnen en het ondergronds brengen van de 150 kV lijn weerhouden werd voor verdere studie.

Het project Saeftinghe dok is in studie met een beoogde indienstname in 2023, voor zover de beschreven variant en timing weerhouden wordt als oplossing (zie Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen).

#### 4.1.8 POTENTIËLE AANSLUITING VAN NIEUWE PRODUCTIE-EENHEDEN

##### 4.1.8.1 DILSEN

Er bestaat een capaciteitsreservatie voor een STEG-centrale van 2 maal 460 MW, waarvoor in 2016 een productievergunning is afgeleverd aan de kandidaat-producent Dils-Energie. Voor de aansluiting van deze centrale is de oprichting van een nieuw 380 kV station te Dilsen-Stokkem nodig, geïntegreerd op de as Gramme-Van Eyck. Dit project is conditioneel opgenomen in

<sup>5</sup> Elia ambieert een beoogde indienstname in 2026 waarbij deze datum afhankelijk is van het tijdig verkrijgen van de nodige vergunningen en het bestaan van een groot maatschappelijk draagvlak waarbij de verschillende betrokken actoren hun verantwoordelijkheid opnemen

voorliggend ontwikkelingsplan in functie van de concrete aanvraag tot aansluiting op het transmissienet.

#### 4.1.8.2 SENEFFE

Er bestaat een capaciteitsreservatie op het 380 kV station te Courcelles voor een STEG-centrale te Seneffe van 450 MW, waarvoor in 2014 een productievergunning is afgeleverd aan de kandidaat-producent Eni Power Generation. Voor de aansluiting van deze centrale zijn geen specifieke netversterkingen nodig buiten de bouw van een aansluitingsveld in het 380 kV station Courcelles, waarop de kabel tussen het onderstation en de centrale kan worden aangesloten. Dit project is conditioneel opgenomen in voorliggend ontwikkelingsplan in functie van de concrete aanvraag tot aansluiting op het transmissienet.

#### 4.1.8.3 BIJKOMENDE PRODUCTIECAPACITEIT

De komende jaren verwacht Elia zich aan meerdere aansluitingsaanvragen voor grote productie-eenheden. Elia blijft de verdere ontwikkeling van deze dossiers opvolgen, evenals het globale kader met eventuele initiatieven inzake een capaciteitssteunmechanisme, en de hieruit volgende noden inzake netaansluitingen en netversterkingen. Deze bijkomende noden kunnen veranderingen teweegbrengen voor de in dit hoofdstuk 4 vermelde projecten.

### 4.1.9 MIDDELEN VOOR SPANNINGSBEHEER

Dankzij de verdere ontwikkeling van de interconnecties met de buurlanden nemen de importmogelijkheden vanuit de buurlanden aanzienlijk toe. Zoals vermeld in het kaderstuk over capaciteit in sectie 3.1 moeten – naast de fysieke transportcapaciteit op de grenzen – ook andere factoren in rekening gebracht worden om de stabiliteit van het Belgische netwerk en een correcte spanningshuishouding te kunnen garanderen in combinatie met hoge importniveaus. Een hoger importniveau vergt de beschikbaarheid van meer middelen die reactieve energie kunnen injecteren in het net.

In juni 2018 werd de simultane importcapaciteitsbeperking verhoogd van 4500 MW tot 5500 MW. Uitgevoerde studies hieromtrent toonden aan dat dit op een systeemveilige manier kon dankzij de bijdrage aan reactieve energie van het Stevin-project en nieuwe 150 kV kabels in de regio Henegouwen. Een bijkomende specifieke maatregel vormt de dagelijkse proactieve monitoring door de controlecentra van de spanningsbehoeften verbonden aan de verwachte netsituatie van de volgende dag, om zo eventuele moeilijkheden tijdig te identificeren en indien nodig maatregelen te nemen, o.a. in de programma's van de Belgische productie-eenheden.

Om een verdere verhoging van de simultane importcapaciteitsbeperking mogelijk te maken, zijn gerichte investeringen in regelmiddelen voor reactief vermogen nodig. Het benutten van een verhoogde importcapaciteit door de markt impliceert immers minder draaiende klassieke centrale eenheden in het Belgische net. En aldus de noodzaak om via een andere weg,

zijnde gerichte investeringen in regelmiddelen voor reactief vermogen, aan de criteria inzake spanning en stabiliteit van het net te voldoen.

Onderstaand stappenplan verduidelijkt het opzet om de simultane importcapaciteitsbeperking verder gefaseerd te verhogen.

Daarnaast zullen vanaf Fase II, naast middelen voor injectie van reactief vermogen, ook bijkomende middelen ter absorptie van reactief vermogen nodig zijn. Het beheer van de spanning in de 150 kV en 220 kV netten kent immers een specifieke uitdaging om té hoge spanningen te vermijden. Deze te hoge spanningen zijn mede het gevolg van het toenemend aantal kabels in het netwerk. Kabels genereren intrinsiek meer reactief vermogen dan lijnen. Daarenboven draaien er op momenten met weinig vraag naar elektriciteit ook weinig centrale productie-eenheden en kan er relatief gezien minder reactief vermogen door deze eenheden worden geabsorbeerd. Met andere woorden, er is een nood aan de installatie van reactieve compensatiemiddelen om het teveel aan reactief vermogen op specifieke momenten te absorberen.

#### FASE I (2020)

Uitgevoerde studies hebben aangetoond dat er mits beperkte bijkomende investeringen een verhoging van de simultane importcapaciteitsbeperking naar 6500 MW gerealiseerd kan worden na de voltooiing van het ALEGrO project. Dit project levert via de regelmogelijkheden van het conversiestation intrinsiek een belangrijke bijdrage tot de spanningsregeling in de regio.

Hiernaast is een investering in extra statische spanningsregelmiddelen, meer specifiek 3 condensatorbatterijen (samen 225 Mvar), voor de injectie van reactief vermogen in het net noodzakelijk.

Het project “middelen voor spanningsbeheer – fase I” is in studie met een beoogde indienstname in 2020.

#### FASE II (2021-2022)

Elia stelt een verdere verhoging van de simultane importcapaciteitsbeperking van 6500 MW naar 7500 MW in het vooruitzicht. Voor deze verdere verhoging zijn bijkomende regelmiddelen in het net noodzakelijk. Concreet betreft dit de investering in 4 condensatorbatterijen (samen 355 Mvar), voor de injectie van reactief vermogen in het net.

Hiernaast is eveneens een investering in shunt reactoren noodzakelijk op plaatsen verspreid in het transmissienet teneinde een oplossing te bieden voor té hoge spanningen (bij laag verbruik). Er zullen shunt reactoren worden geplaatst in de onderstations Aubange 220 kV (130Mvar), Verbrande Brug 150 kV (2x75Mvar), Horta 380 kV (130Mvar) en Rimièrre 220 kV (130Mvar).

Het project “middelen voor spanningsbeheer – fase II” is in studie met een beoogde indienstname in de periode 2021-2022.

#### FASE III (2025)

Onder invloed van de evolutie van het productiepark, en meer specifiek de voorziene nucleaire uitstap in 2025, tonen de uitgevoerde studies aan dat er een nood zal zijn aan bijkomende regelmiddelen voor reactief vermogen in het net, zowel qua injectie als qua absorptie. Deze nood duidt op statische én dynamische spanningsregelsbehoeften.

Deze behoeften kunnen middels investeringen respectievelijk door condensatorbatterijen of shunt reactoren (voor de statische noden), en door SVC (Static Var Compensator), STATCOM (Static Synchronous Compensator) of synchrone compensatoren (voor de dynamische noden) ingevuld worden. Voor wat betreft de dynamische noden zijn er mogelijkheden tot synergie tussen de oplossing voor injectie en absorptie van reactief vermogen. Daarnaast wordt ook een verdere marktontwikkeling voor reactief vermogen verder bestudeerd om deze noden (gedeeltelijk) af te dekken.

Dit project is conditioneel opgenomen in voorliggend ontwikkelingsplan omdat dat de exacte behoefte, timing en technologische oplossing zal worden bijgestuurd in functie van de evolutie van het productiepark, de marktontwikkeling voor reactief vermogen, de evolutie in het reactief gedrag van de belasting, als ook de te bereiken simultane importcapaciteit.

Het project "middelen voor spanningsbeheer – fase III" is in studie met een beoogde indienstname rond 2025.

#### 4.1.10 INTERACTIE 380 KV EN ONDERLIGGEND TRANSMISSIENET

Het 380 kV net vormt de ruggengraat van het systeem, en dient voor het transporteren van grote vermogens over lange afstanden. Het 150 kV net, en de niet-grensoverschrijdende verbindingen in het 220 kV net hebben als primair doel het elektriciteitstransport naar de belangrijke verbruikscentra. De grote industriële afnemers zijn erop aangesloten en historisch gezien ook de meeste thermische centrales.

Echter komt er steeds meer druk te staan op deze 150 kV en 220 kV netten:

- Enerzijds is er minder productiecapaciteit aanwezig in deze netten, gegeven de (aangekondigde) sluitingen van bestaande thermische eenheden; dit zorgt voor respectievelijk tekorten en overschotten in de verschillende zones van deze netten. Deze leiden tot transitstromen bovenop de stromen die de belasting voeden en waarvoor deze netten gedimensioneerd werden;
- Anderzijds vormen deze geografisch uitgestrekte netten die op meerdere plaatsen gevoed zijn door trafo's 380/150 kV en 380/220 kV een parallelle weg aan het 380 kV transportnet. Gezien elektriciteit alle beschikbare parallelle wegen volgt, gaat een deel van de (inter)nationale transitstromen door deze 150 en 220 kV netten, en nemen ze een deel van de transportrol van het 380 kV net op zich. Omdat de (transit)stromen doorheen het 380 kV transportnet steeds groter worden, vergroot ook dit effect op de 150 kV en 220 kV netten. De upgrade naar hoogperformantiegeleiders van het resterende gedeelte van de interne 380 kV backbone laat deze grotere stromen toe op het 380 kV net, maar de onderliggende 150 kV en 220 kV netten zijn hier niet op gedimensioneerd.

Daarnaast houden de projecten voor de nieuwe corridors 380 kV een mogelijkheid in om, afhankelijk van het weerhouden

tracé, de transformatiecapaciteit naar het ondergelegen net te versterken.

Om deze trend te keren en de onafhankelijkheid van de 150 kV en 220 kV netten ten opzichte van de evolutie van het centrale productiepark te garanderen, bestaat de oplossing er in de eerste plaats in om de transformatie van het 380 kV net naar de onderliggende 150 kV en 220 kV netten gericht te versterken. Bijkomend kan het nodig zijn om het onderliggende net op bepaalde punten te "openen" en zo de verschillende zones te ontkoppelen. De parallelle stromen worden daarbij volledig vermeden. In sommige gevallen kan men gebruik maken van dwarsregeltransformatoren binnen de 150 kV of 220 kV netten om de fluxen te sturen tussen de verschillende zones.

De investeringen in het versterken van de link tussen het 380 kV net en de onderliggende netten worden hier toegelicht. Eventuele additionele versterkingen in de onderliggende netten die hierdoor worden getriggerd alsook de noodzaak aan dwarsregeltransformatoren in de onderliggende netten worden toegelicht in hoofdstuk 5.

De noodzaak aan de installatie van transformatoren is al deels aan bod gekomen in vorig ontwikkelingsplan. Voor de tijdshorizon 2020-2030 stond het volgende project reeds in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan 2015-2025:

- Installatie van een 380/150 kV transformator te Rodenhuize, met een beoogde indienstname in 2022.

Daarnaast zijn volgende bijkomende noden aan 380/150 kV transformatoren geïdentificeerd in het kader van voorliggend ontwikkelingsplan:

- Installatie van twee 380/150 kV transformatoren in Lillo (bijkomend aan de reeds voorziene 380/150 kV transformator als onderdeel van BRABO III), met een beoogde indienstname in 2022;
- Installatie van een 380/150 kV transformator in Kallo, als nodige en noodzakelijke voorwaarde om BRABO III te realiseren, met een beoogde indienstname in 2022.

Tot slot zijn er studies lopende om de verdere evolutie aan transformatiecapaciteit in de periode na 2025 te bepalen. Onderstaande lijst geeft een high-level indicatie qua localisatie/regio op basis van de eerste studieresultaten:

- Installatie van één 380/150 kV transformator in de regio Limburg vb. in de post van André Dumont. Dit project is conditioneel opgenomen in voorliggend ontwikkelingsplan, waarbij de conditie een concrete aanvraag tot aansluiting van productiecapaciteit in de regio is;
- De nieuwe corridors Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut") en Stevin-Avelgem ("Ventilus") zullen toelaten om, afhankelijk van het weerhouden tracé, synergiën te zoeken om de link met het onderliggende 150 kV net te versterken. De timing van deze twee corridors wordt heden ingeschat op 2026-2028. De eventuele bijkomende ontwikkeling van transformatiecapaciteit wordt in de respectievelijke projecten opgenomen.

### 4.1.11 PROJECTEN VOOR EEN EFFICIËNTERE BENUTTING OF BEHEER VAN HET NET

Onder projecten voor een efficiëntere benutting of beheer van het net worden de projecten bedoeld die toelaten om het gebruik van het net te optimaliseren, alsook de projecten die specifiek een bepaalde standaard nastreven etc. Dergelijke projecten hebben betrekking op alle spanningsniveaus van het transmissienet. Voorbeelden zijn:

#### BOM: BLACK-OUT MITIGATION

Dit project stond reeds in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan en is alleen ter informatie opgenomen om een duidelijk beeld te geven van de ontwikkelingsstatus van het transmissienetwerk.

Het project Black-out Mitigation betreft het versterken van de hulpdiensten in alle hoogspanningsposten middels de upgrade van bestaande batterijen alsook het uitrusten van 456 als prioritair geïdentificeerde hoogspanningsposten met enerzijds dieselgeneratoren en anderzijds een privaat satellietnetwerk. De uitrol van de dieselgeneratoren is voorzien in de periode 2018-2028. De uitrol van het privaat satellietnetwerk is voorzien in de periode 2020-2029.

#### SECURITY: BEVEILIGING VAN ONDERSTATIONS EN SITES

Het project betreft de investeringen voor de horizon 2020-2030 in maatregelen om de kritieke infrastructures van Elia beter te beveiligen, dit eveneens om tegemoet te komen aan EPCIP directive<sup>6</sup> die op 1 juli 2011 vertaald werd in de wet op de kritieke infrastructures. Een nieuwe politiek met betrekking de beveiliging van hoogspanningsposten werd in 2017 ingevoerd. Deze politiek omvat niet alleen extra beveiligingsmaatregelen voor kritieke infrastructures maar ook beveiligingsconcepten voor tal van andere hoogspanningsposten, dit aan de hand van specifieke postcategorieën. Met deze investeringen wenst Elia tegemoet te komen aan een snel wijzigend security landschap, dit met als oogmerk het beveiligingsniveau van haar posten, assets en gebouwen te verhogen alsook het IT-netwerk beter te beschermen.

#### OPTISCHE VEZEL NETWERK

Het project optische vezel netwerk betreft investeringen voor de horizon 2020-2030 in een uitbreiding en versterking van het optische vezelnetwerk teneinde optimaal de supervisie en bediening van de assets te integreren in de operationele activiteiten van Elia.

De belangrijkste drijfveren daartoe zijn:

- de vervanging, in lijn met de marktrevolutie, van de TDM<sup>7</sup> door IP-technologie voor datacommunicatie. Deze evolutie vereist, voor het waarborgen van de goede werking van de beveiligingsapparatuur, dat de telecommunicatie over optische vezel verloopt;
- de groeiende nood aan bandbreedte door de IEDs<sup>8</sup> in de onderstations (remote asset management, camera bewaking, cyber security "hub & spoke approach", sensors, enz...);
- de noodzaak aan vervanging van oude koperverbindingen die einde levensduur zijn en/of onvoldoende bandbreedte bieden.

#### DLR (DYNAMIC LINE RATING) EN RTTR (REAL TIME THERMAL RATING)

Dit project betreft investeringen voor de horizon 2020-2030 voor de plaatsing van Ampacimons (= dynamic line rating) op verschillende lijnen die bijna verzadigd zijn om hun reële transportcapaciteit, in functie van de weersomstandigheden en hun belastingsniveau, beter in te schatten. Daarnaast betreft dit ook de uitrustingen die geplaatst kunnen worden op kabelverbindingen vanaf 110 kV met als doel in real-time de transportcapaciteit van de verbinding in te schatten zonder schade toe te brengen ten gevolge van oververhitting.



6 European Programme for critical infrastructure protection, European Commission, last update 13 April 2018, [https://ec.europa.eu/home-affairs/what-we-do/policies/crisis-and-terrorism/critical-infrastructure\\_en](https://ec.europa.eu/home-affairs/what-we-do/policies/crisis-and-terrorism/critical-infrastructure_en)

7 Time Division Multiplexing

8 Intelligent Electronic Devices



## 4.2 ONTWIKKELING VAN DE INTERCONNECTIES

Sinds de liberalisering van de energiemarkt en onder de impuls van de 2020 doelstellingen om de Europese energiemarkten te integreren heeft Elia, in samenspraak met de transmissienetbeheerders van de buurlanden, ingezet op de ontwikkeling van interconnecties in het belang van de gemeenschap. Vorig federaal ontwikkelingsplan omvatte projecten voor de versterking van bestaande interconnecties met Nederland en Frankrijk, als ook projecten voor een eerste HVDC interconnectie met zowel het Verenigd Koninkrijk als Duitsland. Enerzijds leveren deze projecten een bijdrage aan de Belgische bevoorradingszekerheid, en anderzijds vergroten ze de mogelijkheden om goedkope energie te importeren vanuit de buurlanden wanneer deze daar beschikbaar is. Op middellange termijn wordt deze trend aangescherpt door de geplande kernuitstap die een fundamentele wijziging van de Belgische productiemix met zich mee zal brengen.

Een verdere ontwikkeling van interconnecties is van essentieel belang om tegemoet te komen aan de uitdagingen die de energietransitie met zich meebrengt. Verwijzend naar hoofdstuk 3 stelt dit ontwikkelingsplan een Belgisch elektriciteitssysteem in het vooruitzicht dat op lange termijn vooral ondersteund wordt door een productiemix van maximale hoeveelheden hernieuwbare energie in combinatie met flexibele productiecapaciteit en aangevuld met grensoverschrijdende elektriciteitstransmissie via interconnecties (import en export van elektriciteit, geproduceerd elders in Europa).

Een strategisch verantwoorde uitbouw van interconnectiecapaciteit vormt een opportuniteit voor België als land. Deze

interconnectiecapaciteit draagt bij tot de verwezenlijking van de Belgische klimaatdoelstellingen en biedt de beste garantie voor concurrentiële prijzen in vergelijking met onze buurlanden. Bijkomende interconnecties brengen ook economische opportuniteiten met zich mee voor ons huidig en toekomstig binnenlands productiepark. Uit de welvaartsanalyse blijkt dat bijkomende interconnectiecapaciteit toegevoegde waarde brengt in scenario's die een sterke toename van hernieuwbare energie vooropstellen.

Enerzijds stelt dit ontwikkelingsplan een investeringsprogramma voorop voor het optimaliseren van de bestaande interconnecties met Nederland en Frankrijk richting 2025. Anderzijds wordt het verder ontwikkelen van nieuwe interconnectoren, waaronder bijkomende HVDC interconnecties met het Verenigd Koninkrijk en Duitsland indicatief opgenomen in dit plan. Studies worden verder gevoerd rond de verdere uitbouw van interconnecties, met daarbij een aftoetsing op hun toegevoegde waarde en een monitoring van de onderliggende hypothesen ter verantwoording van elk project. De uitkomst van deze studies kan zo mogelijk aanleiding geven tot het ter goedkeuring opnemen van bijkomende interconnectieprojecten in een volgend federaal ontwikkelingsplan.

Zo wordt uiteindelijk een optimale timing van de investeringen bekomen, rekening houdend met hun toegevoegde waarde, de interactie tussen de ontwikkeling van interconnecties en de interne netten alsook de doorlooptijd van vergunningen en werken aan beide zijden van de grens.



## 4.2.1 OVERZICHT PROJECTEN TER ONTWIKKELING VAN DE INTERCONNECTIES

Tabel 4.3 vat de projecten samen die kaderen in de ontwikkeling van de interconnecties. Het portfolio is het resultaat van samenwerking met de betrokken transmissienetbeheerders van de buurlanden. Via bilaterale en ENTSO-E-gecoördineerde studies worden immers de noden en mogelijke oplossingen in kaart gebracht én geanalyseerd vanuit een technisch-economische invalshoek. Voor de resultaten van de door Elia uitgevoerde studies alsook uit het TYNDP 2018, wordt er verwezen naar hoofdstuk 3.

INTERCONNECTIE	PROJECT	OMSCHRIJVING	ID	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECT-STATUS
Noord-grens	BRABO II	Nieuwe bovengrondse 380 kV lijn met twee draadstellen Zandvliet - Lillo - Liefkenshoek en nieuw onderstation 380 kV in Lillo	29-30	Gepland	2020	In uitvoering
	BRABO III	Nieuwe bovengrondse 380 kV lijn met twee draadstellen Liefkenshoek - Mercator	31-32	Gepland	2025	Studie
	Zandvliet-Rilland	Versterking tussen Zandvliet - Rilland door plaatsing twee extra dwarsregeltransformatoren in Zandvliet en de versterking van de bovengrondse wisselstroomverbinding tussen Zandvliet-Rilland met hoogperformantiegeleiders	34-35	Ter goedkeuring	2022	Gepland
	Van Eyck - Maasbracht	Versterking tussen Van Eyck - Maasbracht door de installatie van dwarsregeltransformatoren en hoogperformantiegeleiders	33	Indicatief	2030	Studie
Zuidgrens	Avelin-Horta	Hoogperformantiegeleiders tussen Avelin/Mastaing (FR) en Avelgem (BE), daarna tot Horta (Zomergem)	42	Gepland	2022	Gepland
	Aubange-Moulaine	Versterking van de 220 kV as Aubange - Moulaine door installatie van 2 dwarsregeltransformatoren te Aubange	41	Ter goedkeuring	2021	Gepland
	Lonny-Achène-Gramme	Fase I betreft een versterking middels installatie van een dwarsregeltransformator te Achène/Gramme tegen ten laatste 2025	43	Ter goedkeuring	2025	Studie
	Lonny-Achène-Gramme	Fase II: verdere versterking tegen 2030	44	Indicatief	2030	Studie
België - Verenigd Koninkrijk	Nautilus: Tweede interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk	Tweede HVDC interconnectie Verenigd Koninkrijk - België	26	Indicatief	≥ 2028	Studie
België - Duitsland	ALEGr0	1 GW HVDC-verbinding tussen Lixhe (BE) en Oberzier (DE)	1	Gepland	2020	In uitvoering
	DE-BE II: Tweede interconnectie tussen België en Duitsland	Tweede HVDC interconnectie Duitsland - België	40	Indicatief	≥ 2028	Studie

Tabel 4.3: Overzichtstabel interconnectieprojecten

## 4.2.2 TIJDSHORIZON 2020-2025

### 4.2.2.1 NOORDGRENDS

De westelijke zijde van de noordgrens wordt versterkt in verschillende fasen middels de realisatie van de projecten BRABO en Zandvliet-Rilland.

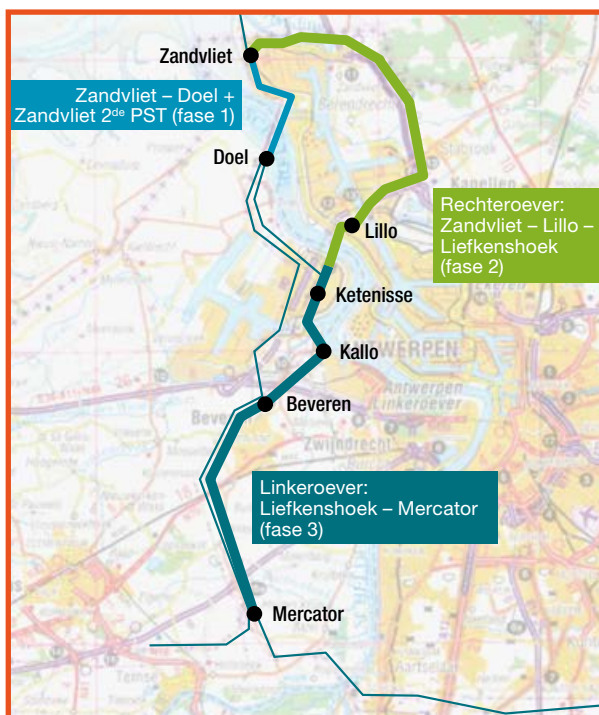
Beiden dragen bij tot de ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit op de noordgrens wat de kans verkleint dat de noordgrens een beperkende factor zal vormen voor marktuitswisselingen in de CWE-zone, gekenmerkt door steeds grotere en variabele bulkstromen.

#### BRABO II EN BRABO III

Deze projecten stonden reeds in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan en zijn alleen ter informatie opgenomen om een duidelijk beeld te geven van de ontwikkelingsstatus van het transmissienet.

In 2016 werd, zoals aangekondigd in het vorig ontwikkelingsplan, BRABO fase I gerealiseerd, zijnde de installatie van een tweede dwarsregeltransformator te Zandvliet alsook een tweede 380 kV draadstel op de verbinding Doel-Zandvliet.

BRABO II en III omvatten de creatie van een additionele 380 kV luchtlijnverbinding met twee draadstellen tussen de stations van Zandvliet en Mercator (Kruibeke) op de Antwerpse noord-zuid-as, teneinde de beoogde verhoging van de interconnectiecapaciteit op de noordgrens op een meer robuuste manier te bestendigen, hierbij rekening houdend met het verzekeren van het stijgend industrieel verbruik rond de haven van Antwerpen (vooral fase II) en het creëren van onthaalcapaciteit voor centrale productie (vooral fase III).



Figuur 4.3: Illustratie BRABO-project

Het 380 kV net en het onderliggende 150 kV net in de regio van Antwerpen zal hiertoe een grondige aanpassing ondergaan:

- BRABO-fase II betreft het gedeelte “Zandvliet – Lillo – Liefkenshoek” en omvat het aanleggen van een nieuwe 380 kV verbinding vertrekkende van het bestaande 380 kV station te Zandvliet, inclusief een nieuw op te richten 380 kV station te Lillo met een 380/150 kV transformator. Deze nieuwe verbinding steekt de Schelde over ter hoogte van Liefkenshoek en zal tijdelijk worden aangesloten op de nabijgelegen bestaande 380 kV verbinding tussen Doel en Mercator;
- Dit traject maakt gebruik van een bestaand 150 kV luchtlijntraject van Zandvliet via Oorderen tot Lillo. Als onderdeel van BRABO-fase II zal deze 150 kV verbinding voorafgaand ondergronds worden gebracht middels de installatie van twee 150 kV kabels;
- Om op Linkeroever de aansluiting van de nieuwe 380 kV lijn mogelijk te maken op de bestaande 380 kV verbinding tussen Doel en Mercator, zal een deel van de 150 kV luchtlijn tussen Ketenisse en Doel voorafgaand ondergronds worden gebracht;
- BRABO-fase III betreft het gedeelte “Liefkenshoek – Mercator” en omvat het ombouwen van de bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding. Om deze verbinding te kunnen bouwen, zullen een deel van de 150 kV luchtlijnverbindingen tussen het onderstation Kallo enerzijds en de onderstations Ketenisse en Mercator anderzijds door ondergrondse kabelverbindingen moeten vervangen worden. Additionele 380/150 kV transformatie (zie 4.1.10) en bijkomende 150 kV verbindingen (zie hoofdstuk 5) tussen linker- en rechteroever zullen moeten geïnstalleerd worden in de Antwerpse haven. Eveneens moet de aansluiting van het onderstation Beveren-Waas aangepast worden;
- In functie van het optimaliseren van de onthaalcapaciteit in de regio en de weerhouden technische oplossing om de additionele 380/150 kV transformatie te realiseren, wordt er mogelijks een 380 kV onderstation ontwikkeld te Kallo.

Dit project is opgenomen in de derde lijst van “Projects of Common Interest (PCI)” van de Europese Commissie, wat diens maatschappelijk belang in relatie tot het Europese beleid inzake energie en de daaruit volgende nodige versterking van de elektrische infrastructuur onderstreept.

BRABO I werd reeds gerealiseerd, BRABO II is in uitvoering met een beoogde indienstname in 2020 en BRABO III is in studie met een beoogde indienstname in 2025. Deze datum van indienstname kan worden bijgesteld in functie van de evolutie van de internationale energiestromen, het verbruik en het productiepark in de regio voor de komende jaren.



#### ZANDVLIET-RILLAND

Het project werd in 2017 omgevormd naar een concreet investeringsproject dat conform de voorziene procedures reeds werd afgestemd met de CREG.

Het project Zandvliet-Rilland ("Further Reinforcement North Border") betreft de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie tussen Zandvliet (België) en Rilland (Nederland) door

- Het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding tussen Zandvliet en Rilland door hoogperformantiegeleiders;
- De plaatsing van twee extra dwarsregeltransformatoren;
- De herstructurering van de poststructuur in Zandvliet inclusief plaatsing van een bijkomend 380 kV GIS onderstation.

Het project Zandvliet-Rilland heeft als projectstatus gepland met een beoogde indienstname in 2022.

#### 4.2.2.2 ZUIDGRENS

De 380 kV en 220 kV assen van de zuidgrens worden versterkt, wat de kans verkleint dat de zuidgrens een beperkende factor zal vormen voor marktuitwisselingen in de CWE-zone, gekenmerkt door steeds grotere en variabele bulkstromen.

#### AVELIN-HORTA

Dit project stond reeds in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan en is alleen ter informatie opgenomen om een duidelijk beeld te geven van de ontwikkelingsstatus van het transmissienet.

Het project Avelin-Horta betreft twee deelprojecten. Enerzijds de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie tussen Avelin/Mastaing (Frankrijk) en Avelgem (België) door het vervangen

van de bestaande geleiders door hoogperformantiegeleiders, en anderzijds het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding tussen Avelgem en Horta (Zomergem) door hoogperformantiegeleiders.

Zoals vermeld in vorig ontwikkelingsplan vormt de interconnectie tussen Avelin en Avelgem de primaire bottleneck voor het kunnen importeren van energie via Frankrijk. Dit mede doordat deze interconnector gelegen is aan de westelijke zijde van de grens en hierdoor het meest beïnvloed wordt door de integratie van offshore wind en interconnecties tussen het continent en het Verenigd Koninkrijk.

De versterking tussen Horta en Avelgem speelt hierin een dubbele rol:

- In de richting van zuid (Avelgem) naar noord (Horta), zullen er situaties zijn waarbij er grotere vermogens moeten worden getransporteerd dan wat de verbinding vandaag aankan. Een versterking is nodig om de bijkomende import via Avelin-Avelgem te kunnen transporteren.
- In omgekeerde richting zal ze de energie opgewekt door de windmolens op zee en komende van de Nemo Link interconnector die via de Stevin-as tot in Horta wordt gebracht, verder transporteren en via de koppeling met de onderliggende netten (zoals in Avelgem) verdelen naar de consument. Hierbij is deze verbinding onderhevig aan toenemende Europese noord-zuidfluxen, waarvan een significante toename werd vastgesteld in de laatste jaren, verbonden aan de hernieuwbare energie-evolutie in Duitsland. De combinatie van beide factoren maakt een upgrade van de verbinding noodzakelijk;

Het project Avelin-Horta heeft als projectstatus gepland met een beoogde indienstname in 2022.

### AUBANGE-MOULAINE

Het project werd in 2017 omgevormd naar een concreet investeringsproject dat conform de voorziene procedures reeds werd afgestemd met de CREG.

Het project Aubange-Moulaine betreft de versterking van de bestaande 220 kV-interconnectie tussen Aubange (België) en Moulaine (Frankrijk) door de plaatsing van twee dwarsregeltransformatoren in de post Aubange.

Deze versterking van de zuidgrens is complementair aan de versterking van Avelin-Avelgem. Reeds vandaag vormt Aubange-Moulaine occasioneel een bottleneck voor marktuitwisselingen. Gegeven de toenemende stromen zal deze interconnector op termijn overbelast zijn zelfs zonder het verlies van een netelement, waardoor deze sterk beperkend zou worden voor marktuitwisselingen. De installatie van dwarsregeltransformatoren bouwt verder op de investering die in 2009/2010 werd uitgevoerd toen een tweede draadstel werd geplaatst, en laat toe om de transportcapaciteit van deze 220 kV-verbinding efficiënt te blijven benutten, ook bij toenemende stromen.

Het project Aubange-Moulaine heeft als projectstatus gepland met een beoogde indienstname in 2021.

### LONNY-ACHENE-GRAMME FASE I

Het project Lonny-Achène-Gramme (fase I) betreft een eerste stap in de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie tussen Achène/Gramme (België) en Lonny (Frankrijk). Deze eerste stap is nodig om de hogere stromen ten gevolge van de impact van de nucleaire phase-out te kunnen opvangen. De referentie-oplossing is de plaatsing van een dwarsregeltransformator aan Belgische kant, hetgeen de meest haalbare oplossing is voor realisatie tegen 2025. Een dwarsregeltransformator is op langere termijn echter onvoldoende, waardoor een tweede projectfase nodig zal zijn (zie 4.2.3.2).

Het project Lonny-Achène-Gramme (fase I) is in studie met een beoogde indienstname in 2025.

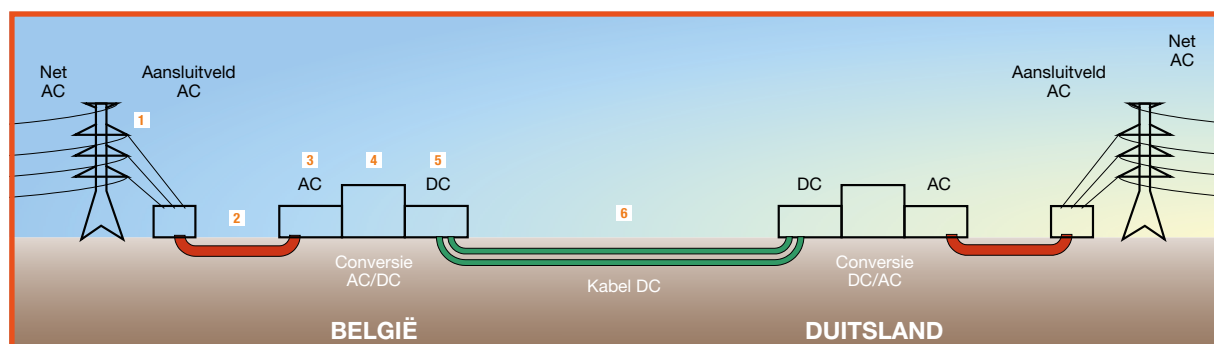
### 4.2.2.3 INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN DUITSLAND: ALEGRO

Dit project stond reeds in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan en is alleen ter informatie opgenomen om een duidelijk beeld te geven van de ontwikkelingsstatus van het transmissienetwerk.

Het ALEGrO-project<sup>9)</sup> betreft de realisatie van een ondergrondse kabelverbinding van 1000 MW op gelijkstroom (HVDC) met een lengte van ongeveer 90 km. De verbinding wordt gemaakt tussen het station Lixhe in België en het station Oberzier in Duitsland. Het zal de eerste rechtstreekse interconnectie vormen tussen België en Duitsland.

Dit project is opgenomen in de derde lijst van "Projects of Common Interest (PCI)" van de Europese Commissie, wat diens maatschappelijk belang in relatie tot het Europese beleid inzake energie en de daaruit volgende nodige versterking van de elektrische infrastructuur onderstreept.

Het project ALEGrO is in uitvoering met een beoogde indienstname in 2020.



Figuur 4.4: Illustratie ALEGrO

9 ALEGrO, Elia, <http://www.elia.be/nl/projecten/netprojecten/alegro/>

## 4.2.3 TIJDSHORIZON 2025-2030

### 4.2.3.1 NOORDGRENSEN: VAN EYCK - MAASBRACHT

Het project Van Eyck-Maasbracht is indicatief opgenomen in dit ontwikkelingsplan. Het project bevindt zich in de studie-fase en betreft de studie naar de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie tussen Van Eyck (België) en Maasbracht (Nederland).

Dit project maakt deel uit van de strategie om via gerichte versterkingen het potentieel van de bestaande interconnecties op de noordgrens maximaal te benutten; dit om de verwachte hogere stromen ten gevolge van de evolutie in de energiemix (met meer hernieuwbare energie) aan te kunnen.

De referentie-oplossing is het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding tussen Van Eyck en Maasbracht door hoogperformantiegeleiders, de plaatsing van twee extra dwarsregeltransformatoren en de herstructurering van de poststructuur in Van Eyck. Ook andere varianten worden bestudeerd. Voorstudies tonen aan dat dit de N-1 veilige fysische transportcapaciteit op de noordgrens met ca. 1 GW kan vergroten. Het maximaal benutten van deze capaciteitsverhoging wordt mede mogelijk gemaakt door de HTLS-upgrades van Massenhoven-Van Eyck en Van Eyck-Gramme als onderdeel van de interne backbone versterking centrum - oost (zie 4.1.3).

De optimale oplossing zal trilateraal onderzocht worden door Elia, TenneT (de transmissienetbeheerder in Nederland) en Amprion (de betrokken transmissienetbeheerder in Duitsland) gezien de sterke link met de evolutie van de Nederlands-Duitse grens en de achterliggende interne netten. De verdere studie dient aan te tonen wat de meest gewenste oplossing is, een kosten-batenanalyse te omvatten alsook een optimalisatie van de timing voor realisatie.

Het project Van Eyck-Maasbracht is in studie met een beoogde indienstname in 2030.

### 4.2.3.2 ZUIDGRENSEN: LONNY - ACHÈNE - GRAMME (FASE II)

Het project Lonny-Achène-Gramme (fase II) is indicatief opgenomen in dit ontwikkelingsplan. Het project bevindt zich in studie-fase en betreft de studie naar de versterking van de bestaande 380 kV-interconnectie tussen Achène/Gramme (België) en Lonny (Frankrijk).

Dit project maakt deel uit van de strategie om via gerichte versterkingen het potentieel van de bestaande interconnecties op de zuidgrens maximaal te benutten; dit om de verwachte hogere stromen ten gevolge van de evolutie in de energiemix (met meer hernieuwbare energie) aan te kunnen.

De referentie-oplossing is het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding tussen Achène/Gramme (België) en Lonny (Frankrijk) door hoogperformantiegeleiders, de plaatsing van een tweede dwarsregeltransformator (volgend op fase I) en de herstructurering van de poststructuur in Achène/Gramme. Ook andere varianten worden bestudeerd, rekening houdend met enerzijds de optimale sturing van de stromen via dwarsregeltransformatoren tussen de assen Avelin-Avelgem en Lonny-Achène-Gramme en anderzijds de efficiëntiewinst van het ontwikkelen van een structuur met 2 draadstellen ten opzichte van het behouden van de huidige structuur van Lonny-Achène-Gramme met 1 draadstel.

De oplossing wordt bilateraal onderzocht door Elia samen met RTE en bouwt verder op fase I (zie 4.2.2.2). De verdere studie dient aan te tonen wat de meest gewenste oplossing is, een kosten-batenanalyse te omvatten alsook een optimalisatie van de timing voor realisatie.

Het project Lonny-Achène-Gramme (fase II) is in studie met een beoogde indienstname in 2030.

### 4.2.3.3 2° INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN HET VERENIGD KONINKRIJK

Het project, genaamd Nautilus, bevindt zich in studiefase en betreft de studie naar een tweede HVDC interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk met een capaciteit van 1 à 1,4 GW.

Dit project is een invulling van de behoefte om het Verenigd Koninkrijk en Continentaal Europa sterker met elkaar te integreren zoals toegelicht in hoofdstuk 3. Dit project is ook opgenomen in de derde lijst van "Projects of Common Interest (PCI)" van de Europese Commissie<sup>(10)</sup>, wat diens maatschappelijk belang in relatie tot het Europese beleid inzake energie en de daaruit volgende nodige versterking van de elektrische infrastructuur onderstreept.

Dankzij de nieuwe onshore corridors Avelgem - Centrum ("Boucle du Hainaut", zie 4.1.4) en Stevin - Avelgem ("Ventilus", zie 4.1.5) wordt er onthaalcapaciteit gecreëerd tussen de kust en het binnenland. Zo ontstaat de mogelijkheid om Nautilus dicht bij de kust aan te sluiten. Dit is een nieuw gegeven ten opzichte van vorig ontwikkelingsplan.

De referentie-oplossing voor de aansluiting van Nautilus op het onshore transmissienet is de integratie op de nieuwe corridor Stevin - Avelgem ("Ventilus"). Deze nieuwe 380 kV hoogspanningsverbinding in West-Vlaanderen, vertrekkende van de Stevin post te Zeebrugge naar het bestaande 380 kV net rond Izegem/Avelgem, voorziet in een nieuw onderstation (voorlopig draagt dit de naam "TBD") langs het traject, wat perspectieven biedt om Nautilus hierop aan te sluiten. De bevestiging van deze referentiepiste alsook de keuze van meest geschikte aanlandingslocatie op de kust maakt onderdeel uit van verder onderzoek, waarbij

<sup>10</sup> Dit betreft PCI nummer 1.15 "Interconnector between the Antwerp area (BE) and the vicinity of Kemsley (UK)". Deze naam werd aanvankelijk gegeven op basis van initiële pistes qua aansluitingspunten. Met de recente studies is deze initiële piste bijgestuurd en is een synergie gecreëerd om Nautilus dicht bij de kust aan te sluiten

rekening gehouden wordt met verschillende mogelijkheden en beperkingen van de onshore en offshore tracés.

De oplossing wordt momenteel bilateraal onderzocht door Elia en NGIHL<sup>11</sup> rekening houdend met diverse maatschappelijke, technische en economische randvoorwaarden. Het actualiseren van de kosten-batenanalyse maakt hier deel van uit.

Binnen het North Sea Energy Cooperation<sup>12</sup> wordt tevens onderzoek gevoerd naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd net in de Noordzee (zie ook 4.5.2), waarbij ook opties worden bekeken om hybride projecten te ontwikkelen (dit is een combinatie van een interconnectieproject met aansluitingen voor offshore windcapaciteit, ook windconnector genoemd). Verdere studies zullen uitwijzen of dit een relevante piste is voor Nautilus.

Het project Nautilus wordt verder bestudeerd met het oog op een eventuele toekomstige opname ter goedkeuring in een volgend federaal ontwikkelingsplan. Onder andere de timing, de technische uitwerking van de oplossing (capaciteit, technologie, route, interconnectiepunt etc.), de keuzes inzake energiepolitieken die mede het pad van de energietransitie vormgeven en het toekomstig regulatorisch kader spelen hierin een rol.

Op basis van voorlopige studieresultaten wordt vandaag uitgegaan van een indienstname ten vroegste in 2028, rekening houdend met het feit dat de ontwikkeling van dergelijke infrastructuur ongeveer 10 jaar in beslag neemt.

#### 4.2.3.4 2<sup>e</sup> INTERCONNECTIE TUSSEN BELGIË EN DUITSLAND

Het project bevindt zich in studiefase en betreft de studie naar een tweede HVDC interconnectie tussen België en Duitsland.

Dit project is een invulling van de behoefte om de interconnectiecapaciteit tussen België en Duitsland verder te ontwikkelen zoals toegelicht in hoofdstuk 3. Dit project is opgenomen in de derde lijst van "Projects of Common Interest (PCI)" van de Europese Commissie, wat diens maatschappelijk belang in relatie tot het Europese beleid inzake energie en de daaruit volgende nodige versterking van de elektrische infrastructuur onderstreept.

De referentie-oplossing is een ondergrondse kabelverbinding van 1 GW (capaciteit te bevestigen als onderdeel van de studie) op gelijkstroom (HVDC). De keuze van het meest geschikte aansluitingspunt kant België en kant Duitsland maakt onderdeel uit van verder onderzoek. Het resulterende tracé is niet noodzakelijkerwijze hetzelfde tracé als het eerder vermelde ALEGrO project.

De oplossing wordt momenteel bilateraal onderzocht door Elia samen met Amprion (de betrokken transmissienetbeheerder aan Duitse zijde). De verdere studie heeft als doel om de optimale oplossing te bepalen, rekening houdend met diverse maatschappelijke, technische en economische randvoorwaarden. Het actualiseren van de kosten-batenanalyse maakt hier deel van uit.

Het project wordt verder bestudeerd met het oog op een eventuele toekomstige opname ter goedkeuring in een volgend federaal ontwikkelingsplan. Onder andere de timing, de technische uitwerking van de oplossing (capaciteit, technologie, route, interconnectiepunt etc.), de keuzes inzake energiepolitieken die mede het pad van de energietransitie vormgeven en het toekomstig regulatorisch kader spelen hierin een rol.

Op basis van voorlopige studieresultaten wordt vandaag uitgegaan van een indienstname ten vroegste in 2028, rekening houdend met het feit dat de ontwikkeling van dergelijke infrastructuur ongeveer 10 jaar vraagt.

11 NGIHL staat voor National Grid Interconnector Holdings Ltd en is een onderdeel van het bedrijf National Grid plc, dat eigenaar en beheerder is van gas- en elektriciteitsinfrastructuur o.a. in het Verenigd Koninkrijk

12 North Seas Energy Cooperation, European Commission, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/north-seas-energy-cooperation>

## 4.3 AANSLUITING EN INTEGRATIE VAN OFFSHORE WINDPRODUCTIE

### 4.3.1 KLIMAATDOELSTELLINGEN EN ECONOMISCH POTENTIEEL

De Europese doelstelling om tegen 2020 een aandeel van 20% aan energie uit hernieuwbare bronnen in het totale energieverbruik in Europa te bereiken (EU Directive 2009/28/EC), werd voor België in een concrete doelstelling van 13% vertaald. In België zal een belangrijk deel van deze doelstelling gerealiseerd worden via offshore windenergie. De Belgische windparken op de Noordzee moeten tegen 2020 immers ongeveer één derde van de totaal te behalen elektriciteitsproductie uit hernieuwbare energiebronnen leveren. België behoort met 877 MW geïnstalleerd vermogen in 2017 tot de koplopers wat betreft de uitbouw van offshore windenergie in Europa (samen met het Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Denemarken en Nederland). Eenmaal alle projecten op de negen toegekende domeinconcessies zullen gerealiseerd zijn, zal België beschikken over een totaal van ongeveer 2,3GW aan geïnstalleerde offshore windcapaciteit.

In juni 2018 heeft de Europese Commissie met het Europees Parlement en de Europese Raad een politiek akkoord bereikt aangaande een nieuwe, bindende doelstelling voor RES.

Deze nieuwe doelstelling stelt dat tegen 2030 32% van het eindverbruik van bruto energie in de EU uit RES dient te bestaan, en omvat eveneens een clause met de mogelijkheid om deze doelstelling tegen 2023 naar boven toe te herzien. De federale regering onderzoekt momenteel dan ook de mogelijkheden tot het ontwikkelen van een volgend pakket aan offshore hernieuwbare energie (bovenop de reeds geplande 2,3GW).

Tenslotte dient te worden meegegeven dat deze beslissingen een tussenstap zijn op weg naar een verdere decarbonisering van de samenleving zoals gestipuleerd in het COP21 klimaatakkoord van Parijs, hetgeen voor het transmissienet verdere uitdagingen met zich meebrengt op lange termijn (zie 4.5). Naast uitdagingen bieden deze klimaatdoelstellingen echter ook kansen op economisch vlak, voor de ontwikkeling van nieuwe technologieën en het creëren van kwalitatief hoogstaande jobs in de groeisector van hernieuwbare energie.

### 4.3.2 AANSLUITEN VAN OFFSHORE PRODUCTIECAPACITEIT

Tabel 4.4 vat de projecten samen die kaderen in het aansluiten van offshore productiecapaciteit.

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECT-STATUS
<b>Modular Offshore Grid – fase I</b>	Fase 1 van het modulair offshore net (MOG) - voor gecentraliseerd energietransport van vier offshore windparken via drie 220 kV wisselstroomkabels tot aan Stevin 380/220 kV in Zeebrugge		Gepland	2019	In uitvoering
<b>Modular Offshore Grid – fase II</b>	Bijkomende offshore netinfrastructuur (één of meerdere offshoreplatformen), om bijkomende offshore energie (bovenop de reeds geplande 2,3GW) aan te sluiten en via kabels te verbinden met het onshore transmissienet	25	Conditioneel	2026-2028	Studie

Tabel 4.4: Overzichtstabel projecten voor aansluiten van offshore productiecapaciteit



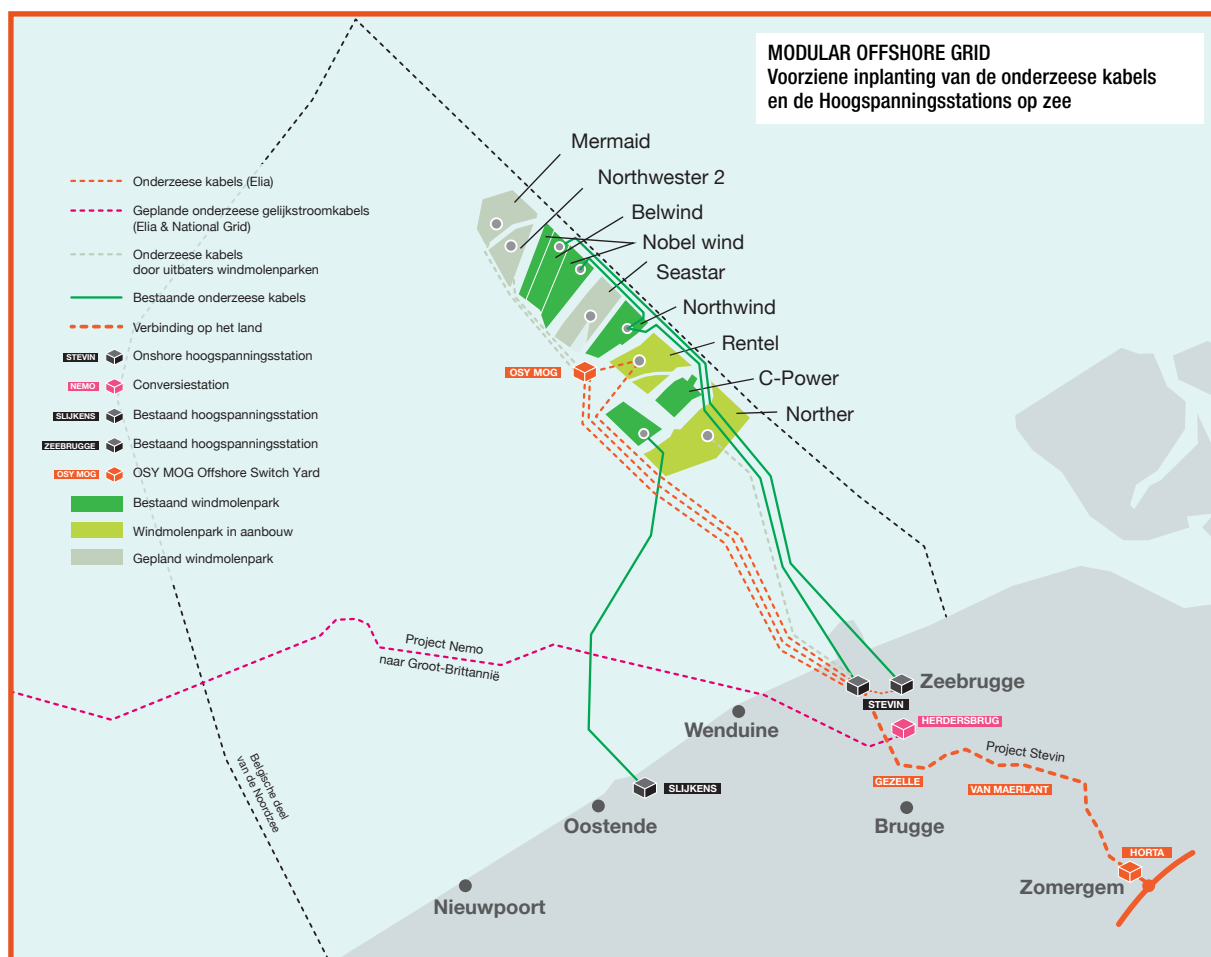
#### 4.3.2.1 MODULAR OFFSHORE GRID – FASE I

Dit project stond reeds in vorig goedgekeurd ontwikkelingsplan 2015-2025 en is ter informatie opgenomen in het voorliggende ontwikkelingsplan om een duidelijk beeld te geven van de ontwikkelingsstatus van het transmissienetwerk.

Op 13/4/2017 heeft de raad van bestuur van Elia de investering goedgekeurd voor het zogenaamde “stopcontact op zee” of “Modular Offshore Grid (MOG)”. Met deze beslissing worden vier nieuwe offshore windparken (nl. Rentel, Northwester 2, Mermaid en Seastar) op een efficiënte en betrouwbare manier op het Belgische onshore net aangesloten. Het project bestaat uit een

offshore platform zowat 40 km buiten de kust van Zeebrugge. De kabels van de vier offshore windparken zullen op dit platform toekomen. Via drie onderzeese 220 kV kabels zal het offshore platform verbonden worden met het hoogspanningsstation Stevin in Zeebrugge zodat de geproduceerde windenergie in het Belgische onshore net kan worden geïnjecteerd. De totale geïnstalleerde capaciteit van de vier windparken wordt geschat op 1030 MW.

Zodra het volledig is gebouwd en de gezamenlijke infrastructuur die door de windparken werd gebouwd door Elia is overgenomen, zal Elia eigenaar en beheerder zijn van de offshore installaties van het MOG.



Figuur 4.5: “Stopcontact op de Noordzee” of “Modular Offshore Grid (MOG)”

Deze installaties vormen een eerste bouwsteen van een toekomstig Noordzeenet (Modular Offshore Grid in de brede zin van het woord) en kan een verdere rol spelen in het realiseren van het langetermijn potentieel van een verdere ontwikkeling van offshore energie (bovenop de 2,3 GW die vandaag voorzien is) en eventuele grootschalige energieopslag in de Noordzee. Het ontwikkelen van een Modular Offshore Grid draagt bij aan de verdere integratie van hernieuwbare energie en helpt België om de Europese klimaatdoelstellingen te realiseren.

Het project MOG in haar eerste fase is in uitvoering met een beoogde indienstname in 2019 en verdere werken in 2020.

#### 4.3.2.2 MODULAR OFFSHORE GRID – FASE II

Het vervolgpriject kaderend in het MOG betreft bijkomende offshore netinfrastructuur (één of meerdere offshore platformen) alsook kabelverbindingen, om bijkomende offshore energie (bovenop de reeds geplande 2,3GW in de toegekende domeinconcessies) aan te sluiten en te verbinden met het onshore transmissienet.

In het Belgische deel van de Noordzee wordt momenteel gezocht naar 1,7 à 2 GW (indicatief) aan bijkomende offshore wind productiecapaciteit (alsook andere vormen van energieproductie). Het vastleggen van een geschikte locatie maakt deel uit van een nieuw Marien Ruimtelijk Plan (MRP 2020-2026) dat zones voor o.a. energieactiviteiten vastlegt en ten laatste tegen 2020 verwacht wordt (zie 4.1.5).<sup>13)</sup>

Recente tendering procedures hebben aangetoond dat het pro-actief design van een offshore transmissienetwerk, in samenwerking met verschillende stakeholders, leidt tot het reduceren van het risico bij de ontwikkelaar van het offshore windpark en tot een positieve impact op de tenderprijs. Elia onderschrijft voorgaande filosofie en zal dan ook actief met de overheid en geïnteresseerde ontwikkelaars samenwerken om, op basis van in het nieuwe MRP 2020-2026 vastgelegde locaties, het optimale design uit te werken voor de aansluiting van de tweede golf offshore windparken. Hierbij zal ook rekening gehouden worden met een mogelijke toekomstige vermazing van de verschillende delen van dit netwerk om het volledige potentieel van de Noordzee, samen met de buurlanden, te kunnen capteren.

De offshore referentie-oplossing betreft één of meerdere offshore platformen, om de bijkomende offshore productie uit de verschillende zones aan te sluiten en te verbinden met het onshore transmissienet met kabelverbindingen. Dankzij de nieuwe onshore corridors Avelgem – Centrum ("Boucle du Hainaut", zie 4.1.4) en Stevin – Avelgem ("Ventilus", zie 4.1.5) wordt er onthaalcapaciteit gecreëerd tussen de kust en het binnenland.

De referentie-oplossing voor de aansluiting op het onshore transmissienet is de integratie op de nieuwe corridor Stevin – Avelgem ("Ventilus"). Deze nieuwe 380 kV hoogspanningsverbinding in West-Vlaanderen, vertrekkende van het onderstation Stevin te Zeebrugge naar het bestaande 380 kV net rond Izegem/Avelgem, voorziet in een nieuw onderstation ("TBD") langs het traject om de tweede offshore-onshore corridor op aan te sluiten. De keuze van meest geschikte aanlandingslocatie op de kust maakt onderdeel uit van verder onderzoek, waarbij rekening gehouden wordt met verschillende mogelijkheden en beperkingen van de onshore en offshore tracés.

In de context van een proactief design zal de verdere studie een kosten-batenanalyse omvatten en aantonen wat de meest gewenste oplossing is, alsook een optimalisatie van de timing voor realisatie. De studie omvat ook een luik om te bepalen of het wenselijk is om te evolueren naar een hybride project (dit is een combinatie van een interconnectieproject met aansluitingen voor offshore windcapaciteit, ook windconnector genoemd). Dit studieluik past binnen het onderzoek naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd net in de Noordzee en opvolging gebeurd binnen het North Seas Energy Cooperation (zie 4.5.2).

Het project "Modular Offshore Grid – fase II" is conditioneel opgenomen in voorliggend ontwikkelingsplan, waarbij de voorwaarde gelinkt is aan de goedkeuring van het ontwerp van wet tot wijziging van de elektriciteitswet met het oog op het invoeren van een concurrerende inschrijvingsprocedure voor de bouw en exploitatie van productie-installaties in de zeegebieden, dat de voorname rollen en verantwoordelijkheden kadert, o.a. deze van Elia. Het project wordt verder ontwikkeld rekening houdend met het feit dat de keuze voor de oplossing (netdesign en technologie) onderhevig is aan verschillende beleidskeuzes inzake locatie van de toekomstige windparken, de timing van realisatie en de fasering ervan, de beoogde maximumcapaciteit van de nieuwe windparken, alsook het hieraan verbonden wettelijk en regulatorisch kader.

Het project "Modular Offshore Grid – fase II" is in studie met een beoogde indienstname in 2026-2028, en tevens gelinkt aan de tijdige oplevering van de hiervoor aangegeven onshore netversterkingen<sup>14)</sup>.

<sup>13</sup> Het planproces voor het Marien Ruimtelijk Plan 2020-2026 loopt grotendeels parallel aan het proces voor het voorliggend Ontwikkelingsplan. De precieze locaties en oppervlakte, ... van de bijkomende productiezones werden door de regering op 7 december 2018 goedgekeurd. De laatste stand van zaken kan opgevraagd worden bij de bevoegde instanties (<https://www.health.belgium.be/nl/milieu/zeen-oceanen-en-antarctica/noordzee-en-oceanen/mariene-ruimtelijke-planning>).

<sup>14</sup> Elia ambieert een beoogde indienstname in 2026 waarbij deze datum afhankelijk is van het tijdig verkrijgen van de nodige vergunningen en het bestaan van een groot maatschappelijk draagvlak waarbij de verschillende betrokken actoren hun verantwoordelijkheid opnemen

## 4.4 CENTRALE ENERGIEOPSLAG EN ONTWIKKELING VAN HET NET

In het kader van de energietransitie kan gecentraliseerde opslag van energie mee inspelen op de noden voor meer flexibiliteit in het systeem. De ontwikkeling van bijkomende gecentraliseerde opslag, onshore en/of offshore, impliceert dat deze wordt geïntegreerd in het elektrisch systeem. Vanuit dit perspectief licht

het Ontwikkelingsplan toe welke de complementaire noden aan netontwikkeling zijn.

Tabel 4.5 vat de projecten samen die kaderen in het aansluiten van centrale energie-opslag.

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECT-STATUS
Aubange - Brume - Gramme	Plaatsing tweede draadstel (Aubange - Brume) en versterking met hoogperformantiegeleiders (Brume - Gramme)	2	Conditioneel	Conditioneel	Studie

Tabel 4.5: Overzichtstabel projecten voor aansluiten van centrale energie-opslag

### 4.4.1 ONSHORE OPSLAG VAN ENERGIE

Voor verscheidene vormen van grootschalige opslag van energie zou een aansluiting op het transmissienet aangewezen kunnen zijn: HV-batterijen, hydraulische eenheden met turbine- en pompwerking, etc.

Tot op heden heeft Elia geen concrete aanvragen gekregen voor het aansluiten van bijkomende energieopslagcapaciteit aan het transmissienet op land. Doch wordt de ontwikkeling geopperd van bijkomende eenheden met turbine- en pompwerking (vb Coo, La Roche).

Voor bijkomende eenheden in Coo wijzen voorstudies erop dat de aansluiting van dit type installatie specifieke maatregelen zou vereisen voor het beheer van de congesties op de 380 kV as Aubange - Brume - Gramme, waarvoor een project wordt opgenomen in dit ontwikkelingsplan.

#### AUBANGE - BRUME - GRAMME

Dit project is conditioneel opgenomen in voorliggend ontwikkelingsplan omdat de nood en timing afhankelijk is van een concrete aanvraag tot aansluiting van bijkomende productiecapaciteit in Coo (project Coo III).

Het project Aubange - Brume - Gramme betreft de versterking van de bestaande 380 kV verbinding tussen Brume en Gramme door het vervangen van de bestaande geleiders van de bovengrondse wisselstroomverbinding door hoogperformantiegeleiders alsook het plaatsen van een tweede 380 kV draadstel (hoogperformantiegeleiders) op de bestaande masten tussen Aubange en Brume.

### 4.4.2 OFFSHORE OPSLAG VAN ENERGIE

Heden is er geen capaciteitsreservatie voor het aansluiten van een installatie met offshore opslag van elektriciteit op het Belgische transmissienet. Er zijn echter wel signalen dat dergelijke installatie zich zou kunnen realiseren binnen de tijdshorizon van dit ontwikkelingsplan:

- Het wettelijk kader in België voorziet in het huidige Marien Ruimtelijk Plan (MRP 2014-2020) twee zones in de Belgische Noordzee waarin een domeinconcessie voor de bouw en exploitatie van installaties voor de opslag van hydro-elektrische energie (energie-atol) kan worden toegekend. Een revisie van het huidig MRP 2014-2020 is lopende zoals eerder vermeld;
- Het third party project iLand<sup>(15)</sup> is opgenomen in de derde lijst van "Projects of Common Interest (PCI)" van de Europese Commissie alsook in het nieuwe TYNDP 2018 met bijhorende kosten-batenanalyse<sup>(16)</sup>.

De 3 GW onthaalcapaciteit van de Stevin as zal tegen 2020 volledig gebruikt worden door de indienstname van de geplande 2,3GW offshore (wind)productie en de energiestromen van en naar Nemo Link<sup>®</sup>. Om een conventionele toegang tot het net te bieden aan een energie-atol is bijkomende onthaalcapaciteit nodig van de offshore zone naar het binnenland. In voorliggend ontwikkelingsplan zijn verschillende projecten opgenomen die gezamenlijk bijkomende onthaalcapaciteit creëren, zijnde de tweede fase van het MOG (zie 4.3.2.2) en de nieuwe corridors Stevin-Avelgem ("Ventilus", zie sectie 4.1.5) en Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut", zie sectie 4.1.4). Dankzij deze projecten kan potentieel een conventionele toegang geboden worden aan een energie-atol, uiteraard in functie van de noden van het energie-atol en voor zoverre dit binnen de globale invulling van de gecreëerde onthaalcapaciteit past.

Naast een conventionele toegang tot het Elia-net, kan er ook een flexibele toegang verleend worden aan een energie-atol. Deze bestaat erin om het energie-atol aan te sluiten op een bestaande infrastructuur zonder verdere netversterking, maar met inachtneming van specifieke beperkingen. In dit aansluitingsprincipe wordt de elektriciteitsproductie van een energie-atol gedurende specifieke momenten beperkt om de overeenkomstige congestie op het Elia-netwerk op te heffen.

Dit alles maakt het onderwerp uit van verdere studies indien dergelijke dossiers zich verder concretiseren.

<sup>15</sup> iLand is een 3<sup>rd</sup> party project voor opslag van elektriciteit

<sup>16</sup> ENTSO-E, [https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/storage\\_projects/1002](https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/storage_projects/1002)

## 4.5 LANGETERMIJNPOTENTIEEL VAN DE ENERGIETRANSITIE

De hierboven voorgestelde projecten kaderen binnen de tijdshorizon van dit Ontwikkelingsplan als antwoord op de uitdagingen die de verschillende bestudeerde scenario's van de Belgische en Europese energiemix met zich meebrengen.

Complementaire investeringen in offshore en onshore netten in de Noordzeeregio zullen nodig zijn indien de politiek zich engageert voor een nog meer uitgesproken energietransitie richting

2040 en 2050. De hieronder beschreven denkpistes worden ter informatie voorgesteld. Ze zullen verder worden bestudeerd en geactualiseerd binnen het kader van volgende Europese en federale netontwikkelingsplannen, inclusief een socio-economische kosten-batenanalyse die de voordelen voor de gemeenschap afweegt ten opzichte van de investeringskosten. Tabel 4.6 vat de projecten samen die kaderen in het langetermijn potentieel van de energietransitie.

PROJECT	OMSCHRIJVING	ID	TYPE GOEDKEURING	GEPLANDE REALISATIE	PROJECT-STATUS
Interconnectie met Luxemburg	Versterking interconnectie België - Luxemburg	17	Indicatief	2035	Studie
Interconnectie met Nederland & Frankrijk	Studie naar de verdere ontwikkeling van onshore corridors binnen de Noordzeeregio, en de behoeften die nieuwe corridors op noord- en zuidgrens hierin kunnen invullen	18	Indicatief	TBD	Studie
North Sea Offshore Grid	Studie naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd grensoverschrijdend net in de Noordzee	19	Indicatief	TBD	Studie

Tabel 4.6: Projecten die kaderen in het langetermijnpotentieel van de energietransitie

### 4.5.1 VERDERE ONTWIKKELING VAN INTERCONNECTIES

De behoeftendetectie uitgevoerd op de 2040 scenario's (zie hoofdstuk 3) heeft een behoefte aan bijkomende marktuitselingscapaciteit geïdentificeerd in het Global Climate Action scenario op de interconnector met Luxemburg. Een project ter versterking van de interconnector met Luxemburg met als richtdatum 2035 is ter studie ingediend in de TYNDP18 en hernomen in dit ontwikkelingsplan.

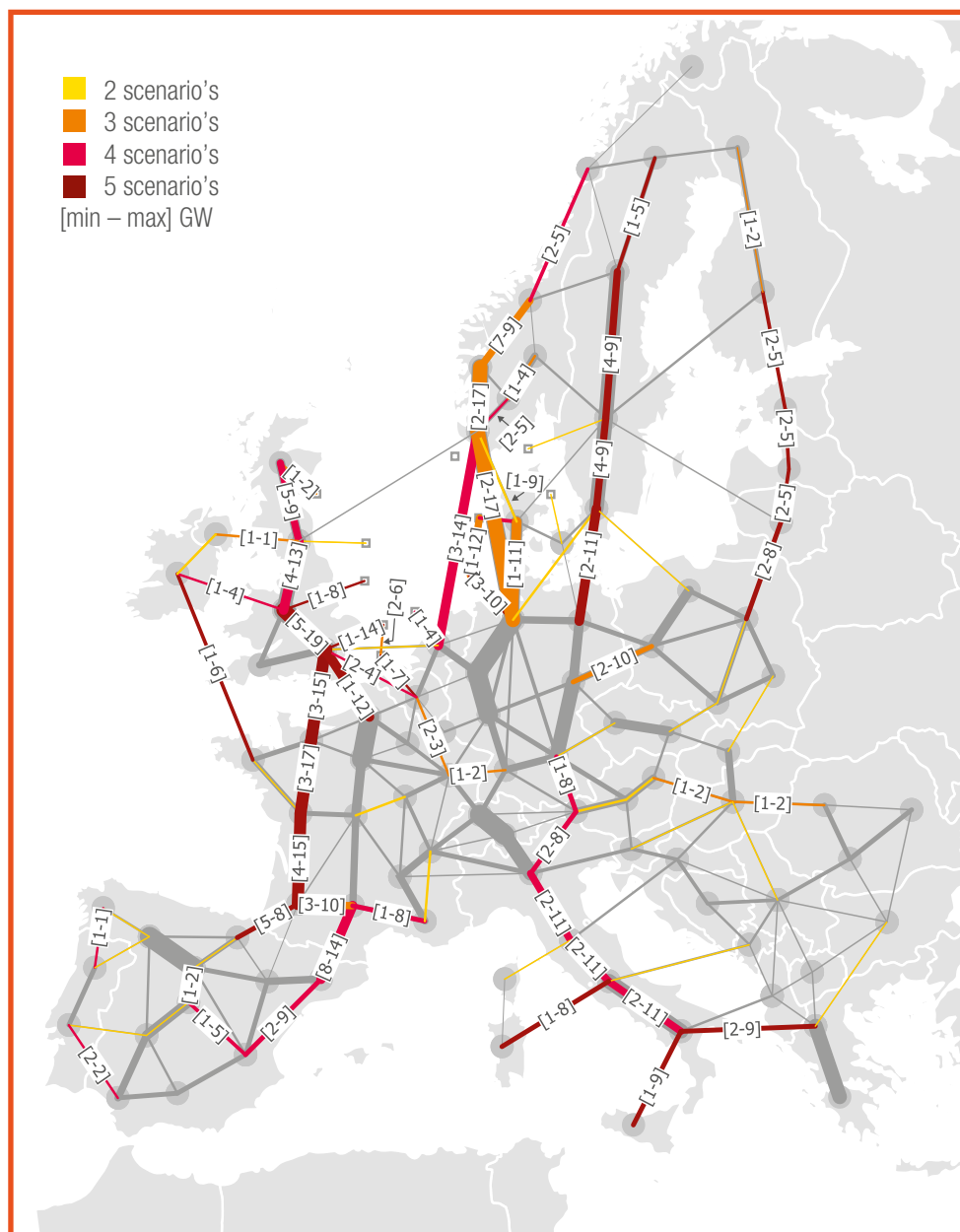
Daarnaast werd in deze behoeftendetectie tegen 2040 een significante toename van de stromen vastgesteld tot meer dan 6 GW op de zuidgrens in alle scenario's, en tot 7 à 8 GW op de noordgrens in scenario's met een meer uitgesproken energietransitie, zijnde de scenario's Distributed Generation en Global Climate Action. Het maximaal versterken van de bestaande corridors met dwarsregeltransformatoren en hoogperformantiegeleiders, zoals beoogd met de projecten vermeld in 4.2, zal de totale N-1 veilige fysieke transportcapaciteit doen toenemen tot ca. 6 GW op noord- en zuidgrens. Er zullen dus momenten blijven bestaan waarbij het net de verwachte stromen niet aankan. Een verdere toename van de transportcapaciteit op de noord- en zuidgrens impliceert de ontwikkeling van nieuwe corridors.

Het perspectief van dergelijke nieuwe corridors komt eveneens naar voren binnen de "e-Highway 2050" studie<sup>(17)</sup>. Deze studie werd gefinancierd door de Europese Commissie en heeft onderzoeksinstituten, universiteiten en transmissienetbeheerders (inclusief Elia) samengebracht met als opdracht het bepalen van een modulair ontwikkelingsplan voor het Europese transmissienet richting 2050 in lijn met de 2050 doelstellingen van de Europese Unie betreffende energie en klimaat. Vanuit deze doelstellingen is gekeken naar de noden om het Europese transmissienet te versterken teneinde de integratie van grote hoeveelheden hernieuwbare energie te faciliteren binnen het kader van een geïntegreerde Europese energiemarkt.

17 <http://www.e-highway2050.eu>

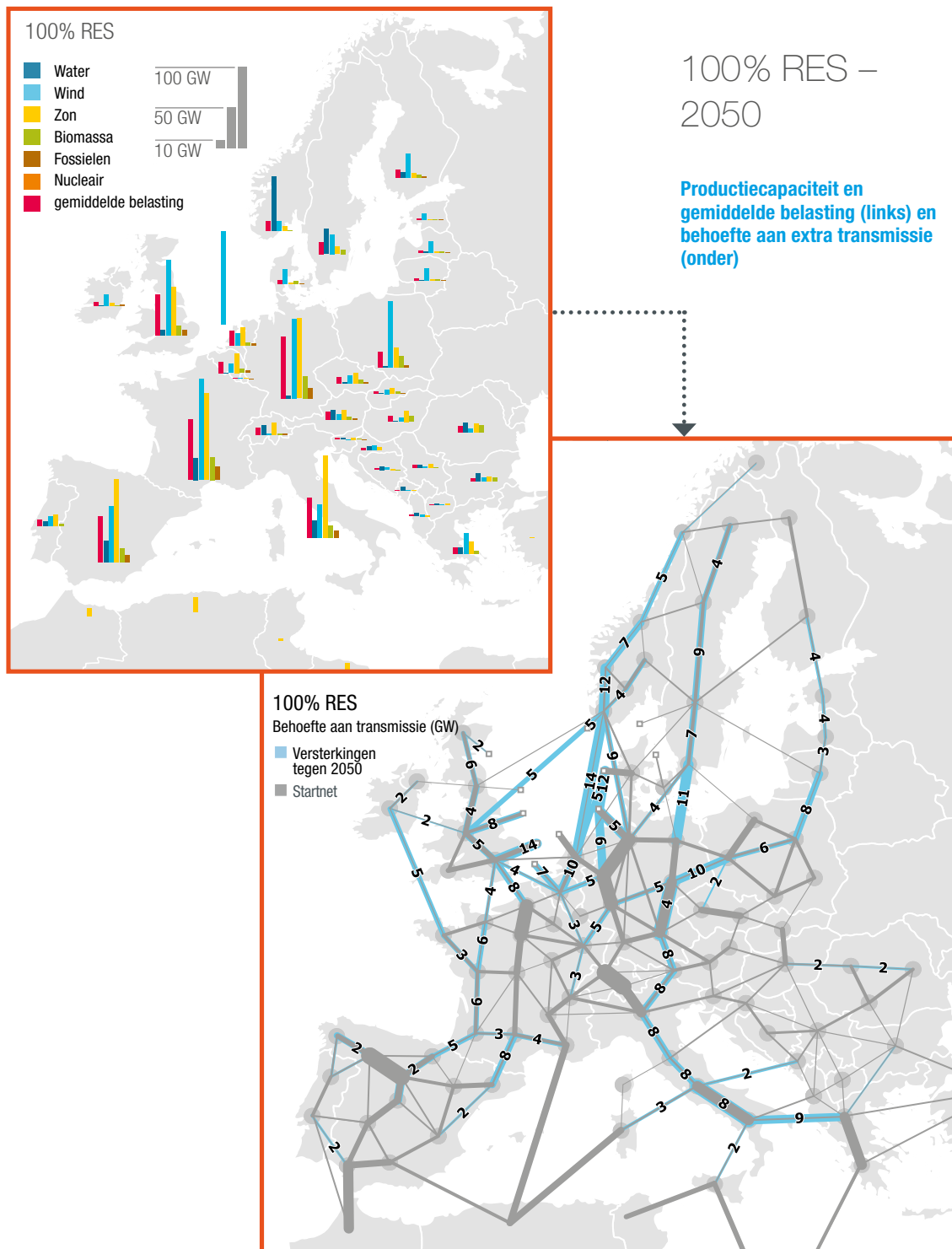
Figuur 4.6 schetst een beeld van de mogelijke architecturen van het toekomstige Europese transmissienet, in functie van de verscheidene scenario's voor de horizon 2050. De belangrijkste conclusie is dat deze architecturen een samenstelling zijn van de al geïdentificeerde projecten in het kader van Europese

netontwikkelingsplannen (TYNDP) aangevuld met regionale corridors voor energietransport over grote afstanden, waarbij het aantal en de grootte van deze corridors toeneemt naarmate het aandeel hernieuwbare energie in de productiemix toeneemt.



Figuur 4.6: Behoeftte aan extra transmissiecapaciteit geconsolideerd over de verschillende scenario's (bron: eHighway 2050)

Figuur 4.7 geeft de behoeften aan extra transmissiecapaciteit weer in een 100% RES-scenario.



Figuur 4.7: Behoefte aan extra transmissiecapaciteit in een 100% RES-scenario (bron: eHighway 2050)

## 4.5.2 NORTH SEA OFFSHORE GRID

De productiecapaciteit van hernieuwbare energie binnen de Belgische exclusieve economische zone zal wellicht toenemen tot 4 GW richting 2030 door de tweede golf aan offshore energie bovenop de reeds toegekende concessies (zie 4.3). Binnen de context van een voortzetting van de energietransitie wordt verwacht dat het aandeel van offshore hernieuwbare energie in de energiemix verder zal stijgen.

Het potentieel in de Belgische exclusieve economische zone is echter beperkt door de beschikbare oppervlakte waarbij ook rekening moet gehouden worden met scheepvaartroutes, beschermde natuurgebieden, gebieden voor zandwinning, afstand tot de kust ed. Het maximale potentieel wordt geschat op 8 GW<sup>(18)</sup>.

Het kan verwacht worden dat dit potentieel niet voldoende groot zal zijn om de Europese ambities inzake decarbonisatie op de lange termijn te realiseren. De Belgische exclusieve economische zones is echter maar een klein deel van de Noordzee. Vandaar dat het voor de langetermijn ambitie voor België interessant kan zijn om zich in te schrijven in een initiatief voor grootschalige opwekking van hernieuwbare energie verderop in de Noordzee en te voorzien in een verbinding naar België door middel van de ontwikkeling en integratie van een internationaal vermaasd net in de Noordzee.

Een dergelijk internationaal net in de Noordzee werd in het verleden onder andere bestudeerd binnen het "North Sea Countries" Offshore Grid Initiative" (NSCOGI)-platform, en biedt synergievoordelen voornamelijk bij grootschalige ontwikkeling van hernieuwbare energie (50 GW en meer) door een meer optimale benutting van de infrastructuur. Om verdere internationale afstemming en integratie van energieprojecten in de Noordzee te realiseren, wordt het NSCOGI vandaag verdergezet vanuit de "North Sea Energy Cooperation (NSEC)".

Eerste stappen in die richting worden momenteel gezet door identificatie en studie van concrete hybride projecten in het Noordzeegebied tussen België, Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Het doel van de studie is enerzijds de synergiën tussen offshore wind aansluitingen en interconnecties verder in kaart te brengen en anderzijds acties te ondernemen om het regulatorisch kader voor dergelijke projecten verder uit te werken. Voorbeelden van projecten onder studie zijn:

- De combinatie van 2 GW bijkomende offshore windenergie in de Belgische exclusieve economische zone, met een tweede interconnector tussen België en het Verenigd Koninkrijk ("Nautilus").
- Het zogenaamde "WindConnector" project van Tennet en The Crown Estate, die offshore windenergie in de zone Ijmuiden Ver (Nederland) combineert met een interconnector tussen Nederland en het Verenigd Koninkrijk.

Op langere termijn wordt gekeken naar de verdere ontwikkeling van de Doggersbank, een relatief ondiep gedeelte in de Noordzee. Het meest opvallende initiatief is de North Sea Wind Power Hub<sup>(19)</sup>, onder ontwikkeling door een consortium op aansturen van TenneT NL en Energinet.dk, met de ambitie om een of meerdere energie-eilanden te bouwen als energieknooppunt in het midden van de Noordzee voor aansluiting van windparken en met meerdere interconnecties naar de landen rond de Noordzee.

Om een internationaal net in de Noordzee mogelijk te maken worden er technologische innovaties verwacht in voornamelijk offshore HVDC-technologie. Het Europees onderzoeksproject PROMOTioN<sup>(20)</sup> voert onder andere onderzoek naar compacte DC vermogensschakelaars en compacte multi-terminal AC/DC convertoren. Elia volgt dit van nabij op.

Het transmissienet zal dankzij de ontwikkeling van de tweede fase van het Modular Offshore Grid, en de nieuwe onshore corridors Avelgem – Centrum ("Boucle du Hainaut") en Stevin – Avelgem ("Ventilus") toelaten om een bijkomend pakket offshore productiecapaciteit te integreren en alzo bijdragen tot 2030 doelstellingen inzake hernieuwbare energie.

Het ontginnen van het potentieel van 8 GW aan hernieuwbare energie in het Belgische deel van de Noordzee zoals hierboven vermeld en welke tevens het uitgangspunt vormt in het 2040 RES-scenario, is voor zover de overheid zich hiertoe zou engageren een drijfveer voor het ontwikkelen van één of meerdere bijkomende offshore-onshore corridors. Deze corridor(s) zijn nodig om de offshore energie naar geschikte locaties in het binnenland te transporteren. Dit zou kunnen uitgevoerd worden via gelijkstroomverbindingen en/of een wisselstroomcorridor. De complementariteit van bijkomende corridor(s) met de ontwikkeling van onshore hernieuwbare energie en van additionele interconnecties, maakt evenzeer het onderwerp uit van verdere studies.

18 Towards 100% renewable energy in Belgium by 2050, Federal Planning Bureau (FPB) en Institut de Conseil et d'Etudes en Développement Durable (ICEDD) en Vlaams Instituut voor Technologisch Onderzoek (VITO), 2013, [https://www.icedd.be/17/mediatheque/energie/renouvelable/130419\\_Backcasting\\_FinalReport.pdf](https://www.icedd.be/17/mediatheque/energie/renouvelable/130419_Backcasting_FinalReport.pdf)  
19 <https://northseawindpowerhub.eu/>  
20 "Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks", ©PROMOTioN, <https://www.promotion-offshore.net/>

## 4.6 OVERZICHTSKAART EHV-PROJECTEN

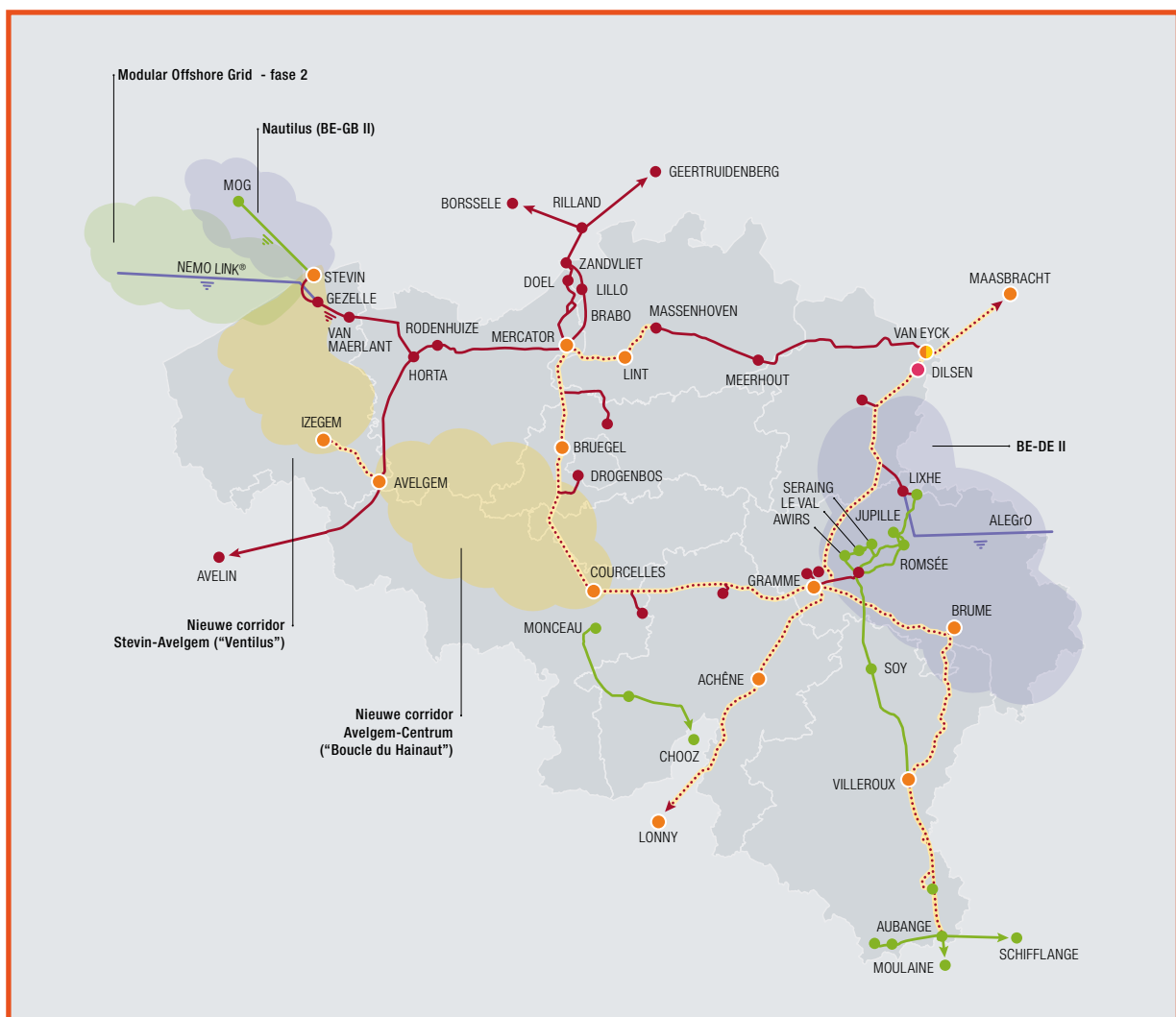
Onderstaande figuren 4.8 (periode 2020-2025) en figuur 4.9 (periode 2025-2030) illustreren de EHV-projecten zoals toegelicht in dit hoofdstuk. De vervangingsprojecten worden

niet afgebeeld (zie hoofdstuk 5). De legende wordt vermeld in bijlage 6.



Figuur 4.8: Overzichtsk kaart EHV-projecten (periode 2020-2025)





Figuur 4.9: Overzichtskartaal EHV-projecten (periode 2025-2030)



# 5

## TECHNISCHE OPLOSSINGEN VOOR DE ONTWIKKELING VAN DE 220-150-110 KV-NETTEN

- 5.1** - Algemene visie op de ontwikkeling van de netten 220 kV, 150 kV en 110 kV
- 5.2** - Provincie Antwerpen
- 5.3** - Brussels Hoofdstedelijk Gewest
- 5.4** - Provincie Henegouwen
- 5.5** - Provincie Limburg
- 5.6** - Provincie Luik
- 5.7** - Provincie Luxemburg
- 5.8** - Provincie Namen
- 5.9** - Provincie Oost-Vlaanderen
- 5.10** - Provincie Vlaams-Brabant
- 5.11** - Provincie Waals-Brabant
- 5.12** - Provincie West-Vlaanderen



Naast de ontwikkeling of versterking van interconnecties en de interne backbone 380 kV vergen de 220 kV-, 150 kV- en 110 kV-netten ook belangrijke investeringen die voornamelijk gedreven worden door de integratie van decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen, de lokale evolutie van het verbruik, en de vervanging van verouderde apparatuur. De aangewezen netontwikkeling wordt bepaald door netstudies uit te voeren op geografisch en elektrisch coherente gehelen.

Verwijzend naar de eerdere vermelde ontwikkelingsassen van het net (zie 1.3), hangen de nodige investeringen in deze netten, evenals hun timing, af van de historisch netopbouw of van plaatsgebonden factoren zoals industriële activiteit en het potentieel voor de uitbouw van decentrale productie. De ontwikkelingen in de verschillende provincies vertonen daarentegen ook een aantal raakpunten. Meer bepaald kunnen investeringen vaak gekaderd worden binnen een algemene visie die uitgewerkt werd om te beantwoorden aan een specifieke behoefte of groep van behoeften. Deze visies worden hieronder toegelicht in een eerste paragraaf.

Vervolgens worden de voorziene investeringen in de spanningsniveaus 220, 150 en 110 kV per provincie beschreven. In bepaalde specifieke gevallen wordt deze conventie niet gevolgd en worden projecten in een ander deel beschreven om de functionele coherentie van het transmissienet te respecteren. Bij de beschrijving van de projecten zijn geografische kaarten gevoegd waarop de (ruime) locatie van deze projecten wordt aangegeven. Een exhaustieve en gedetailleerde beschrijving van de investeringen op deze spanningsniveaus is als bijlage bij dit document gevoegd.

Gezien de onzekerheid die er heerst over de evolutie van het verbruik en van de decentrale productie, is het aangewezen om een ruime waaier aan oplossingen uit te werken om op zoveel mogelijke toekomstige behoeften in te spelen. De geijkte oplossingen worden dan uitgevoerd wanneer de onderliggende hypothesen werkelijkheid worden. Om dit te verwezenlijken, en ook om het net op efficiënte wijze te dimensioneren, steunt de in het Ontwikkelingsplan gekozen methodologie op twee tijdshorizonten:

- **een eerste fase**, die beperkt is tot de korte termijn (2020-2025<sup>1)</sup>). Over de parameters die de voorgestelde investeringen bepalen, bestaat een hoge mate van zekerheid. De investeringen waarvoor een goedkeuring gevraagd wordt, worden gepland en de gedetailleerde engineeringstudies worden gestart;
- **een tweede fase**, die betrekking heeft op een periode op langere termijn (2025-2030) en waarvoor nog geen definitieve beslissingen zijn genomen bij gebrek aan voldoende nauwkeurige informatie over de parameters die hierop een invloed hebben. De investeringen die in het kader van deze tweede fase worden aanbevolen, moeten bijgevolg worden beschouwd als indicatieve versterkingspistes, die voor herziening vatbaar zijn naarmate de onzekerheden verminderen. De gegrondheid van deze indicatieve pistes zal in het kader van de volgende ontwikkelingsplannen opnieuw worden beoordeeld. Oplossingen waarvoor een investeringsbeslissing dient genomen te worden in de eerste periode (2020-2025), worden wel ter goedkeuring voorgelegd.

1 Van 1 januari 2020 tot en met 1 januari 2025. Dit wordt op equivalente wijze omschreven als projecten in de periode tot 2025

## 5.1 ALGEMENE VISIE OP DE ONTWIKKELING VAN DE NETTEN 220 KV, 150 KV EN 110 KV

### 5.1.1 RATIONALISEREN VAN DE LOKALE TRANSPORTNETTEN 36 KV EN 70 KV DOOR EVOLUTIE NAAR HOGERE SPANNINGSNIVEAUS

Elia streeft naar een globaal optimum voor het hoogspanningsnet dat ze beheert op basis van de regionale en federale bevoegdheden<sup>2</sup>. Om die reden omvat dit plan eveneens investeringen die de lagere spanningsniveaus ten goede komen.

Het stijgen van het lokale verbruik of de komst van decentrale productie kan ertoe leiden dat de capaciteit van het lokale 36 kV- of 70 kV-net overstegen wordt. Een evolutie naar een hoger spanningsniveau zoals 110 kV of 150 kV geniet dikwijls de voorkeur ten opzichte van een verdere versterking van deze netten. Deze overgang is immers vaak kosten- en energie-efficiënter, en beperkt de totale netinfrastructuur indien de 36 kV- en 70 kV-netten, die bovendien vervangingsnaden vertonen, ontmanteld worden.

Het blijkt eveneens meer en meer dat het de voorkeur verdient om een transformatie naar de middenspanningsnetten te voorzien vanuit de hogere spanningsniveaus in plaats van vanuit de 36 kV of 70 kV-netten. Op deze manier worden immers deze lagere spanningsniveaus ontlast, en kunnen versterkingen van het 36 kV- of 70 kV-net vermeden worden. Vaak beantwoordt deze investering ook aan een vervangings- of versterkingsnood van een middenspanningstransformator. Dit principe geldt voornamelijk op plaatsen met een hoge verbruiksdensiteit, zoals in de stedelijke gebieden of industriële zones.

Een evolutie naar een hoger spanningsniveau kan ook te verkiezen zijn indien het net ingrijpende herstructureringen ondergaat. Vele onderstations, middenspanningstransformatoren en verbindingen van de 36 kV- en 70 kV-netten bereiken immers hun einde levensduur, hetgeen een opportuniteit vormt om deze overgang te bewerkstelligen. Zo worden lange 36 kV- en 70 kV-verbindingen die hun einde levensduur bereiken vervangen door transformatoren 150/70 kV of 150/36 kV om de voeding van de 70 kV- en 36 kV-netten te blijven verzekeren en de transportfunctie van deze netten te beperken. Dit laatste kan ook nodig zijn wanneer de groter wordende vermogensuitwisselingen op de hogere spanningsniveaus zich verderzetten op de lagere spanningsniveaus en deze hierdoor overbelast worden.

In specifieke zones waar de netten op een verschillende historische basis zijn ontwikkeld, leidt dezelfde aanpak tot andere conclusies. Dit is bijvoorbeeld het geval voor het transmissienet van een groot gedeelte van de provincie Namen en de provincie Luxemburg, dat de spanningsniveaus 380 kV en 70 kV omvat en niet 150 kV. In deze regio wordt het spanningsniveau 110 kV ingevoerd om het niveau 70 kV geleidelijk te vervangen. In ieder geval

sluiten de spanningsniveaus 150 en 110 kV elkaar uit: in eenzelfde geografisch gebied wordt slechts een enkel niveau ontwikkeld.

### 5.1.2 ONTKOPPELEN VAN DE TRANSMISSIENETTEN 220 KV EN 150 KV

Zoals besproken in §4.1.10 is er een duidelijke interactie tussen het 380 kV backbone net en het onderliggende transmissienet, en bestaat er een nood om de 150 kV- en 220 kV-netten meer en meer te ontkoppelen, en uit te baten als geïsoleerde zones die gevoed worden door een aantal transformatoren 380/150 kV of 380/220 kV. Om dit laatste te bekomen dienen er op verschillende locaties bijkomende transformatoren 380/150 kV of 220/150 kV bijgeplaatst te worden. Een alternatief voor een volledige splitting bestaat er in een stroombeperkend element te plaatsen op de verbindingen tussen twee 150 kV-zones om overbelastingen van deze verbindingen te vermijden, zoals een dwarsregeltransformator of een seriespoel. Tenslotte dient vermeld dat de twee nieuwe 380 kV corridors Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut") en Stevin-Avelgem ("Ventilus") het tevens mogelijk maken om synergiën te creëren met de ontwikkeling van het onderliggende 150 kV-net door onder andere de link tussen het 380 kV- en 150 kV-net te versterken.

### 5.1.3 VERHOGEN KORTSLUITVASTHEID 150 KV-ONDERSTATIONS

Het kortsluitniveau in de 150 kV-netten wijzigt door een gestaag toenemend aantal kabelverbindingen ten opzichte van luchtlijnen en het bijplaatsen van transformatoren 380/150 kV en 220/150 kV. Op bepaalde locaties leiden deze structurele wijzigingen tot een sterke stijging van het kortsluitniveau waardoor eveneens de kortsluitvastheid van het aanwezige hoogspanningsmateriaal verhoogd moet worden. Analyses tonen aan dat het onderbrekingsvermogen van de vermogensschakelaars vaak de zwakste schakel vormt. In deze gevallen is het meestal mogelijk om de vermogensschakelaars te vervangen door een performanter type. Hierbij is het niet mogelijk de einde levensduur van deze netelementen af te wachten, en is een proactieve aanpak vereist.

### 5.1.4 INTEGRATIE VAN CENTRALE EN DECENTRALE PRODUCTIE

Het bestaande transmissienet laat reeds een verregaande integratie van decentrale productie-eenheden toe (zie 1.3.2), zeker indien deze zich vestigen op plaatsen waar het net over voldoende capaciteit beschikt of wanneer er beroep kan gedaan worden op een flexibele nettoegang. In een aantal gevallen kan de toename van de decentrale productie echter een specifieke versterking of uitbreiding van het net rechtvaardigen.

<sup>2</sup> Indien van toepassing wordt eveneens met de aangewezen distributienetbeheerder het globaal optimum nagestreeft

De oprichting van een 30- of 36 kV-hub vormt een veelvuldig toegepast concept. Hierbij wordt een 30 kV- of 36 kV-aansluitingspunt voorzien voor de decentrale productie-eenheden dat gevoed wordt vanuit een hoger spanningsniveau (150, 220 of 380 kV) door middel van één transformator, te vergelijken met de opvoertransformator van een klassieke centrale. Technisch-economische analyses die Elia samen met de distributienetbeheerders uitvoert, bevestigen immers de relevantie van een spanningsniveau dat voldoende hoog is voor de aansluiting van clusters van decentrale productie. De perimeter voor aansluitingen op middenspanning (10 tot 15 kV) is namelijk beperkt tot een straal van 10 tot 15 km rond het injectiepunt. Wanneer grotere vermogens aangesloten moeten worden en/of buiten de bovenvermelde perimeter is het mogelijk dat het huidige middenspanningsniveau niet voldoet voor zulke aanvragen. Deze omstandigheden doen zich voor bij ontwikkeling van nieuwe KMO-zones en aansluiting van grotere clusters van decentrale productie of een combinatie van beide. Aangezien een oplossing op 10 of 15 kV hier niet mogelijk is en een rechtstreekse aansluiting op het transmissienet een te hoge kost betekent voor het beperkte vermogen dat moet worden aangesloten, is een 30 of 36 kV spanningsniveau de beste keuze.

Een versterking van het transmissienet wordt voorzien op plaatsen waar nog een groot potentieel aan bijkomende decentrale productie wordt verwacht. Het concept van de flexibele nettoegang laat ook hier toe de realisatie van het potentieel aan bijkomende decentrale productie maximaal af te wachten en de investeringen doelgericht uit te voeren.

Het bestaande 220 kV- en 150 kV-transmissienet biedt op vele locaties eveneens nog onthaalcapaciteit voor middelgrote centrale productie-eenheden met vermogens tot 300 MW. Grotere eenheden worden preferentieel aangesloten op de backbone 380 kV teneinde voldoende marge voor aansluiting van decentrale productie-eenheden te behouden op 220 kV en 150 kV.

Het ontkoppelen van deze netten en het verhogen de kortsluitvastheid, zoals beschreven in bovenstaande paragrafen, vergroot in vele gevallen de aansluitingscapaciteit voor centrale productie-eenheden en grotere clusters van decentrale productie-eenheden.

### 5.1.5 BEHOEFTE AAN BIJKOMENDE TRANSFORMATIECAPACITEIT NAAR MIDDENSPIJNING TEN GEVOLGE VAN EEN TOENAME VAN DE AFNAME IN HET MIDDENSPIJNINGSNET

Elia streeft er continu naar om de bestaande infrastructuur optimaal te benutten. Bij een nood aan bijkomende transformatiecapaciteit naar middenspanning omwille van een stijging van de afname, wordt ook hier steeds het technisch-economische optimum gezocht in samenspraak met de distributienetbeheerders.

In geval van een overschrijding van de transformatiecapaciteit naar middenspanning in een onderstation is de aanpak als volgt:

- samen met de distributienetbeheerders wordt nagegaan wat de mogelijkheden zijn om belasting over te hevelen naar naburige onderstations teneinde een netversterking te vermijden;
- indien een belastingoverheveling onmogelijk is, zal allereerst getracht worden het vermogen van de aanwezige transformatie te verhogen door het plaatsen van een bijkomende transformator;
- in geval van zeer lage middenspanningsniveaus (5 en 6 kV) zal ook een rationalisering van de spanningsniveaus in samenspraak met de betrokken distributienetbeheerders bestudeerd worden teneinde toekomstgericht te investeren in transformatoren met hogere uitgangsspanningen;
- een nieuwe site zal enkel opgericht worden in geval van een volledige verzadiging van de bestaande sites of indien een versterking of uitbreiding van het middenspanningsnet vanuit bestaande onderstations technische-economisch niet te verantwoorden valt.

Een complementaire analyse gaat na hoe de graad van overschrijding van de beschikbare transformatiecapaciteit evolueert in de toekomst, en laat toe de investering op het aangewezen moment te voorzien.

### 5.1.6 VERVANGINGSINVESTERINGEN

De operationele staat van het net wordt voortdurend bewaakt via systematische dataverzameling. Op basis van de opgebouwde knowhow en het gebruik van modellen die de performantie voorspellen, worden de onderhoudsprogramma's en de vervangingsbehoeften van minder betrouwbare uitrustingen geïdentificeerd en uitgevoerd. Dit geoptimaliseerde beheer kan echter niet wegnemen dat er belangrijke en toegenomen vervangingsbehoeften zijn ten gevolge van de veroudering van het net. De modernisering van verouderde uitrustingen vormt dan ook een belangrijke ontwikkelingsas voor het transmissienet. Deze uitrustingen moeten worden vervangen om de netgebruikers een zeer hoog betrouwbaarheidsniveau evenals de veiligheid te blijven garanderen.

Indien er zich vervangingsbehoeften stellen, wordt de netinfrastructuur niet systematisch identiek gereconstrueerd. Er wordt altijd de voorkeur gegeven aan de technisch en economisch beste oplossing, waarbij een vervangingsinvestering eveneens een invulling geeft aan andere noden, zoals het verhogen van de transportcapaciteit of andere vervangingsnoden. Het is echter niet altijd mogelijk om een dergelijke synergie te vinden. Een geïsoleerd 1-op-1 vervangingsproject vormt in bepaalde gevallen de meest aangewezen oplossing. Daarom wordt er in iedere provincie eveneens een belangrijk programma voor de vervanging van de netinfrastructuur voorzien.

## 5.2 PROVINCIE ANTWERPEN

### 5.2.1 NOORDERKEMPEN

De komst van grote hoeveelheden decentrale productie (vooral windmolens en WKK-eenheden gebonden aan glastuinbouw) vereisten de ontsluiting van de Noorderkempen van Rijkevorsel tot boven Hoogstraten met een transformatie vanuit het 150 kV-net. Rijkevorsel werd reeds voorzien van een bijkomende transformator 150/15 kV en in Hoogstraten werd een transformatiestation 150/36/15 kV gebouwd dat gekoppeld is met het hoogspanningsnet door de ondergrondse kabel 150 kV naar Rijkevorsel te verlenen tot in Hoogstraten.

De bouw van een luchtlijn 150 kV naar Meer die opgenomen was in het dossier voor aanpassing van het Provinciaal Ruimtelijk UitvoeringsPlan "Glastuinbouw" werd afgevoerd bij de stopzetting door de provincie van dit plan. In functie van de ontwikkeling van het overige potentieel aan decentrale productie rond Hoogstraten en Meer wordt deze lijn vervangen door de mogelijkheid om in een volgende fase een tweede ondergrondse verbinding 150 kV te realiseren van Rijkevorsel naar Hoogstraten om zodoende aldaar bijkomende transformatiecapaciteit 150/36 kV en 150/15 kV te ontwikkelen en aansluitingsmogelijkheden te creëren op Hoogstraten via een hub 36 kV in Meer.

Hiertoe is een onderstation 150 kV in Rijkevorsel nodig en zal vanuit Rijkevorsel dan weer een 150 kV verbinding aangelegd worden tot in Beerse. Voor een verdere ontsluiting van de Noorderkempen op 150 kV zal de lijn 70 kV Beerse - Turnhout - Mol opgewaarderd worden naar 150 kV, in combinatie met een volledig onderstation 150 kV in Beerse, een bijkomende transformator 150/70 kV in Turnhout en een bijkomende 150 kV kabelverbinding tussen Massenhoven (vanaf het aftakpunt Guut), Rijkevorsel en Beerse. Dit scenario heeft als twee grote voordelen dat enerzijds de Noorderkempen op een volwaardige wijze worden ingelust in het 150 kV-net en anderzijds dat de dringende vervanging (om reden van ouderdom) van de dubbele 150 kV lijn van Massenhoven via Poederlee naar Mol kan vermeden worden. Deze lijn kan immers afgebroken worden nadat de verbinding Massenhoven - Rijkevorsel - Turnhout - Beerse volledig gerealiseerd zal zijn.

Tenslotte werden er nog pistes onderzocht om de vernieuwing van het onderstation Mol 70 kV en een aantal 70 kV lijnen in de regio Kempen te vermijden door het plaatsen van een 150/70 kV transformator in Herentals gevoed vanuit Heze 150 kV.

Voor de evacuatie van het bijkomende vermogen dat opgewekt wordt door de decentrale productie in de Noorderkempen richting de verbruikscentra wordt een bijkomende 150 kV kabelverbinding van Poederlee naar Heze voorzien. Hierbij wordt gebruik gemaakt van de reeds voorziene 150 kV-kabel tussen Heze en Herentals.

In een latere fase zal het nodig zijn om het verouderde 70 kV onderstation van Rijkevorsel te verlaten. Hiertoe zal de voeding van het middenspanningsnet voorzien worden vanuit 150 kV door de installatie van een 2<sup>de</sup> transformator 150/15 kV in Rijkevorsel. Enkel de reservevoeding zal dan nog betrokken worden uit het 70 kV-net door één transformator 70/15 kV in aftakking te plaatsen op de 70 kV lijn St Job - Beerse.

### 5.2.2 HERSTRUCTURERING ANTWERPEN

De verouderde voedingsnetten 70 kV en 6 kV in en rond Antwerpen werden stelselmatig vervangen door respectievelijk 150 en 15 kV (zie 5.1.1.).

Wanneer de distributienetbeheerder de overheveling van 6 kV naar 15 kV heeft uitgevoerd, kunnen de onderstations Moonstraat, Oever, Hovenierstraat en Belliardstraat volledig ontmanteld worden, inclusief de 70 kV verbindingen naar deze onderstations. Dit geldt evenzo voor de vier transformatoren 70/6 kV van Zurenborg en de vier transformatoren 70/6 kV van Merksem.

De transformatie 150/70 kV in Merksem zal enkel nog nodig blijven voor de voeding van Tabaksvest en de reservevoeding van de Noorderkempen via de 70 kV verbindingen naar St-Job, Rijkevorsel, Kalmthout en Beerse. De transformatie 150/70 kV in Zurenborg blijft met 1 transformator nog bestaan voor de 2<sup>de</sup> voeding van Tabaksvest en de voeding van Infrabel.

Verder drong de vervanging van het onderstation Schelle 70 kV zich op en was ook een lange verbinding 70 kV tussen Schelle en Mechelen aan vervanging toe. Een herstructurering en vereenvoudiging van dit 70 kV-net was mogelijk mits de verplaatsing van een 150/70 kV transformator van Schelle naar Malderen. Deze aanpassing zal in de loop van 2018 uitgevoerd zijn.

Verdere ontwikkelingen in Antwerpen wijzen op een toekomstige transformatorversterking 150/15 kV in de nieuwere onderstations Damplein en Petrol.

### 5.2.3 OPRICHTING TRANSFORMATIE NAAR MIDDENSPIJNING IN MEERHOUT

Omwille van de belastingstoename in de kanaalzone nabij Heze en Geel-Oevel is het voorzien om in het bestaande onderstation Meerhout 380-150 kV een transformatie 150/15 kV op te richten d.m.v 2 transformatoren 150/15 kV 50MVA. Met deze cabine zal het mogelijk zijn om een groot deel van de belasting van Heze en zelfs van Mol vanuit Meerhout te kunnen voeden. De belasting en injectie van decentrale productie van het onderstation van Geel-Oevel 70/15 kV kan dan op zijn beurt verschoven worden richting Heze zodat onderstation Geel-Oevel, dat volledig aan vervanging toe is, kan verlaten worden. Het verschuiven van belasting van Mol naar Meerhout vermijdt dan weer grote investeringen in transformatieversterking in de omgeving van Mol-Balen.

### 5.2.4 HERSTRUCTURERING 70 KV-NET MECHELEN - HEIST-OP-DEN-BERG - AARSCHOT - DIEST

De 70 kV lijn Mechelen - Heist-op-den-Berg - Aarschot heeft haar einde levensduur bereikt voor wat betreft zowel de masten als de geleiders en de uitrustingen. Deze lijn vormt een verbinding tussen de transformatoren 150/70 kV in Mechelen en in Diest en verzorgt de reservevoeding van Heist-op-den-Berg en de voeding van Aarschot.

Om de vervanging te vermijden van deze 35 km lange lijn werd eerder gedacht aan de ontmanteling ervan. Hiertoe zal het nodig zijn om de transformatie in Heist-op-den-Berg volledig te voorzien vanuit het 150 kV-net. Voor de zone rond Diest wordt aan een netversterking 70 kV gedacht door het installeren van een bijkomende trafo 150/70 kV in Diest aangesloten op een kabelverbinding 150 kV vanuit Meerhout.

### 5.2.5 VERSTERKING VAN DE ANTWERPSE HAVEN

Het Brabo project, meer specifiek BRABO II-III, met de bouw van een 380 kV lijn vanuit Zandvliet via Lillo naar Mercator versterkt de 380 kV backbone (zie 4.2.2.1) en voorziet tevens in de ontsluiting van het volledige havengebied op 380 kV. Vooral met de bouw van een 380 kV onderstation in Lillo is de installatie van bijkomende transformatorcapaciteit 380/150 kV mogelijk. Een eerste transformator 380/150 kV werd reeds voorzien in Lillo ter vervanging van de transformatie in Mercator die door de ombouw van de lijn Kallo-Mercator van 150 kV naar 380 kV niet meer beschikbaar zal zijn voor het havengebied.

Omwille van het aanwezige kortsluitvermogen en de vraag naar aansluiting van toenemende belasting moet het 150 kV-net gesplitst worden. Hiervoor zijn enkele netstructuurwijzigingen noodzakelijk en moet in een aantal onderstations de vervanging voorzien worden van vermogensschakelaars 40 kA door 50 kA. Daarenboven betekent dit dat bijkomende transformatoren 380/150 kV nodig zijn zowel op linkeroever als op rechteroever. Concreet zal er in eerste instantie een 2<sup>de</sup> transformator 380/150 kV in Lillo worden geïnstalleerd en een transformator 380/150 kV in Kallo of Ketenisse. In Lillo vraagt dit de uitbreiding van de bestaande onderstations 380 kV en 150 kV.

Ter verzekering van de redundantie zal een bijkomende kabelverbinding 150 kV van Kallo via Ketenisse naar Lillo noodzakelijk zijn en de versterking van een bestaande verbinding tussen Scheldelaan en Zwijndrecht. In de zone Zandvliet - Noordland zullen de vermogensschakelaars van het AIS onderstation vervangen moeten worden door schakelaars met een onderbrekingsvermogen van 50 kA.

De vervangingsprojecten van de lijnen Merksem-Massenhoven en Lint-Mortsel die vermeld zijn in §5.2.6 zullen een langdurige onbeschikbaarheid van de transformatoren 380/150 kV van Meerhout en Lint met zich meebrengen. Een 3<sup>de</sup> transformator in Lillo wordt nodig om deze onbeschikbaarheid voor het havengebied op te vangen samen met een verdere opsplitsing, een herstructurering van het net tussen 7<sup>de</sup> Havendok en Ekeren en een ont-dubbeling van de as 150 kV tussen Zwijndrecht en Zurenborg.

### 5.2.6 VERVANGINGSPROJECTEN

Het gelijktijdig bereiken van het einde van de levensduur van zowel hoogspanningsschakelmateriaal als laagspanningsmateriaal genereert heel wat vervangingsprojecten, waaronder de belangrijkste: het vervangen van hoog- en laagspanningsmateriaal in de onderstations (150 kV) van Zandvliet, Lint (ook 380 kV), Massenhoven, Schelle, Merksem, Scheldelaan, Mortsel, Zwijndrecht, Burcht, 7<sup>de</sup> Havendok, Lillo, Sidal, Amoco, Heist-op-den-Berg, Ekeren, Meerhout, Mol, Balen, Wommelgem, Oelegem, Malle en Putte.

Voor wat betreft de verbindingen zijn er vooral de vervangingsnoden voor de hoogspanningslijnen uitgerust met geleiders van het type ALST<sup>(3)</sup> op volgende 150 kV lijnen:

- Massenhoven - Poederlee - Mol (deze vervanging wordt echter vermeden door de projecten in de Noorderkempen, zoals beschreven in sectie §5.2.1);
- Merksem - Mortsel;
- Lint - Mortsel;
- Lint - Schelle;
- Massenhoven - Merksem.

Voor sommige bovengrondse lijnverbindingen zijn de uitrustingen voor de ophanging van de geleiders te vervangen. Dit is het geval voor de 150 kV lijn van Lint naar Putte, evenals de lijn van Lint naar Verbrande Brug.

Ondergrondse verbindingen uitgevoerd met oliegevulde kabels zijn te vervangen op volgende 150 kV trajecten:

- Petrol - Zurenborg;
- Zurenborg - Mortsel.

Omwille van de voorbereidende werken die gestart zijn voor de Oosterweelverbinding aan de Antwerpse Ring, werd er een verplaatsingsopdracht ontvangen voor de kabels Merksem-Dam-plein. Daardoor moeten deze kabelverbindingen gedeeltelijk vervangen worden en omgeleid via een nieuwe leidingtunnel onder de ring.

3 ALST: Aluminium Staal (ALAC - Aluminium Acier)





Figuur 5.1: Overzichtskartaart netinvesteringen provincie Antwerpen

## 5.3 BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

### 5.3.1 INLEIDING

In het kader van de langetermijnstudie over het oosten van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest die in 2016 werd uitgevoerd, kon een ingrijpende en flexibele evolutievisie van het 150 kV-net worden uitgewerkt, die beantwoordt aan de verbruiksverwachtingen die door de distributienetbeheerder werden bekendgemaakt. In deze visie worden ook alle geïdentificeerde noodzakelijke vervangingen behandeld en wordt een sterke rationalisering van het onderliggende 36 kV-net mogelijk.

Tijdens de periode 2020-2030 zal de herstructurering van het 150 kV-net van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest worden voltooid. Meer bepaald zullen de werkzaamheden aan de nieuwe 150 kV-lus in het westen van Brussel worden voltooid. Daarnaast zullen ook in het oosten van het gewest een aantal werkzaamheden worden uitgevoerd die in de langetermijnstudie van 2016 werden geïdentificeerd.

Al deze investeringen leiden tot een lichte toename van de totale lengte van het 150 kV-kabelnet (ongeveer 5 km), maar maken wel een sterke rationalisering van het volledige onderliggende 36 kV-net mogelijk. De totale lengte van de kabels wordt immers met bijna 195 km verminderd.

### 5.3.2 ONTWIKKELINGEN IN HET WESTELIJK GEDEELTE VAN BRUSSEL

De langetermijnstudie over het westen van Brussel voorzag de installatie van een 150 kV-lus vanaf het onderstation Bruegel, via Sint-Agatha-Berchem naar Molenbeek en Heliport. De afname van het onderstation van Sint-Agatha-Berchem zal van 36 kV naar 150 kV worden overgeheveld door de buitendienststelling van het 36 kV-onderstation en de vervanging ervan door een 150 kV-onderstation. In Molenbeek en Heliport worden ook nieuwe 150 kV-onderstations gebouwd.

Tussen het nieuwe onderstation Heliport en het onlangs in bedrijf gestelde onderstation Pacheco zal een 150 kV-verbinding worden aangelegd. Deze tweede verbinding naar Pacheco zal de hoofd- en hulpvoeding van de afname van dit onderstation vanaf het 150 kV-net mogelijk maken. Bovendien zal de verbinding de betrouwbaarheid van het 150 kV-net doen toenemen doordat in het uiterste noodgeval een koppeling kan worden gemaakt tussen de zones van Brussel die vanuit Verbrande Brug in het oosten en Bruegel in het westen worden gevoed.

De 150/36 kV-transformatoren van Dilbeek en Relegem, die ver verwijderd zijn van de afname die ze voeden in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, alsook een van de transformatoren van het onderstation Molenbeek, zullen buiten dienst worden gesteld. Ter compensatie zullen twee nieuwe transformatoren in de onderstations Heliport en Schaarbeek worden geïnstalleerd en zal de hoofdvoeding van de afname van het onderstation Molenbeek rechtstreeks op 150 kV worden overgenomen.

### 5.3.3 ONTWIKKELINGEN IN HET OOSTELIJK GEDEELTE VAN BRUSSEL

De studie die in 2016 werd uitgevoerd over het oosten van Brussel, heeft een reeks aanpassingen van het 150 kV-net geïdentificeerd, ter aanvulling van de investeringen die al in deze zone werden gedaan. In navolging van wat in het westelijke gedeelte van het Gewest werd gerealiseerd, maken de overwogen aanpassingen een grondige herstructurering van het onderliggende 36 kV-net mogelijk.

Hierbij zal een 150/36 kV-transformator worden geïnstalleerd in het onderstation Schaarbeek, ter vervanging van de 150/36 kV-transformator van de Verbrande Brug. Deze bereikt immers zijn einde levensduur en bevindt zich geografisch ver ten opzichte van de afname die hij voedt.

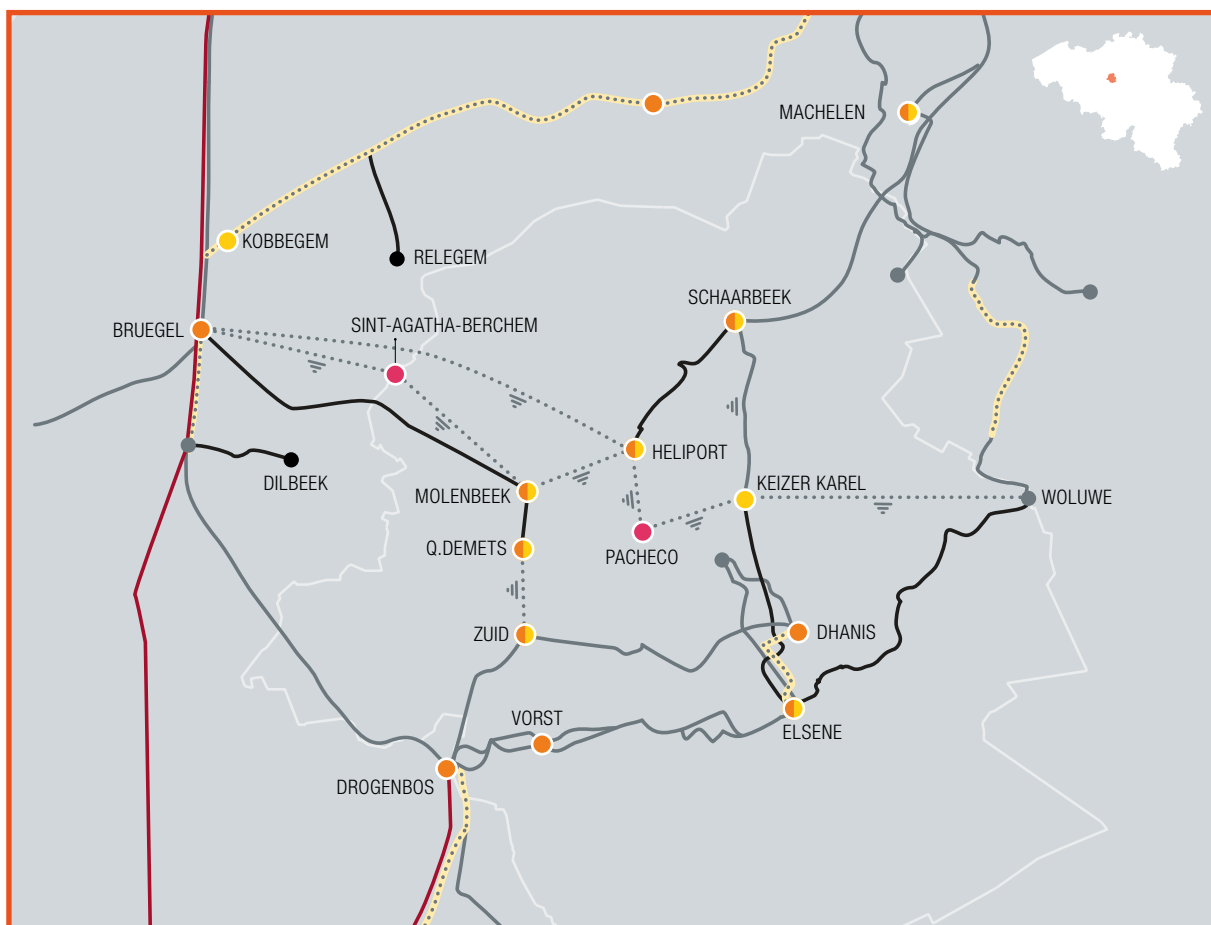
In het kader van de vernieuwing van het 150 kV-onderstation van Elsene zijn beide 150/36 kV-transformatoren binnenkort aan vervanging toe. Een van de twee transformatoren zal door een 150/11 kV-transformator worden vervangen die de afname zal overnemen van het middenspanningsonderstation Volta (Elsene). Dankzij de overdracht van belasting naar het 150 kV-net en een herstructurering van de 36 kV-deelnetten in die zone zal slechts een van de twee 150/36 kV-transformatoren moeten worden vervangen.

Ten slotte voorziet een piste, die nog in overleg met de distributienetbeheerder moet worden bevestigd, de benutting van het 150 kV-onderstation Keizer Karel. Dit station werd onlangs in bedrijf gesteld via de voltooiing van de 150 kV-lus Schaarbeek - Keizer Karel - Woluwe. De installatie van een tweede 150/11 kV-transformator kan ervoor zorgen dat de belasting van het onderstation volledig vanuit 150 kV gevoed wordt om zodoende aanzienlijke investeringen in 36 kV te vermijden.

### 5.3.4 VERVANGINGSPROJECTEN

De periode 2020-2030 omvat ook diverse vervangingsprojecten die losstaan van structuurwijzigingen:

- vervanging van de laagspanning van het 150 kV-onderstation van Vorst;
- vervanging van een 150/36 kV-transformator in het 150 kV-onderstation van Zuid;
- vervanging van een 150/36 kV-transformator in het onderstation van Dhanis;
- Vervanging van een 150/36 kV-transformator in het onderstation Quai Demets en van zijn voeding. Voor de voeding zal de 150 kV-verbinding naar Molenbeek vervangen worden door een verbinding vanuit Zuid.



Figuur 5.2: Overzichtskartaal netinvesteringen Brussels Hoofdstedelijk Gewest

## 5.4 PROVINCIE HENEGOUWEN

### 5.4.1 PROJECTEN GELINKT AAN DE INTERNE BACKBONE 380 KV

Zoals vermeld in §4.1.4 en §4.1.10 zal de nieuwe corridor Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut") toelaten om, afhankelijk van het weerhouden traject en technologiekeuze, synergiën te zoeken en de link met het onderliggende 150 kV ofwel 70 kV-net te versterken. Gezien de exacte uitwerking hiervan nog ter studie ligt, wordt in voorliggend ontwikkelingsplan nog geen concrete investering naar voren geschoven.

### 5.4.2 VOORTZETTING VAN DE EVOLUTIE NAAR EEN 150 KV-NET

Het net van de provincie Henegouwen zal ingrijpende structurele ontwikkelingen ondergaan. Die zijn nodig om in te spelen op de lokale evolutie van het verbruik, om de decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen te integreren en om verouderde uitrusting te vervangen.

Centraal in deze evolutie staat het optimale gebruik van de bestaande infrastructuur, waarbij bij voorkeur het 150 kV-net wordt gebruikt en geleidelijk van het 70 kV spanningsniveau in de zone wordt afgestapt. Dit vertaalt zich in de overdracht van verbruik dat momenteel op 70 kV wordt gevoed naar het 150 kV-net, de sluiting van 70 kV-onderstations, de ontmanteling van 70 kV-lijnen en de exploitatie op 150 kV van lijnen die voor dit spanningsniveau zijn aangelegd, maar die vandaag op 70 kV worden geëxploiteerd.

Bijkomend is de aanleg van 150 kV-kabels gepland.

### 5.4.3 REGIO VAN HET CENTRUM

Momenteel wordt de laatste hand gelegd aan een ingrijpende herstructurering van deze regio. De 70 kV-stations van Ville-sur-Haine en La Louvière worden ontmanteld, evenals de 70 kV-lijn van Ville-sur-Haine - La Louvière - Fontaine l'Évêque.

Deze ontwikkelingen werden vastgelegd in overleg met de betrokken distributienetbeheerder.

### 5.4.4 VOEDING VAN BERGEN

De voeding vanuit het noorden van de stad Bergen gebeurt via het 70 kV-net. Na het ontmantelen van een belangrijk deel van de 70 kV-infrastructuur in het centrum van de regio zal een 150/70 kV-transformator in het onderstation van Ville-sur-Haine worden geïnstalleerd en in serie met de 70 kV-lijn naar het onderstation van Bergen worden verbonden, teneinde deze laatste te voeden.

### 5.4.5 VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIE EN RENOVATIE VAN HET NET VAN GROOT-CHARLEROI

De ontmanteling van het 30 kV-net te Charleroi leidde tot een verplaatsing van de afnames naar de onderstations van Jumet, Montignies en Charleroi. Afhankelijk van de evolutie van het verbruik wordt een versterking van de transformatiecapaciteit naar middenspanning op middellange of lange termijn voorzien. Die versterking werd al voorbereid tijdens de vernieuwing van de onderstations van Montignies en Charleroi.

Als de toename van de afname van het onderstation van Goselies wordt bevestigd, wordt overwogen om een tweede 150/10 kV-transformator te installeren, die dan vanaf een nabijgelegen bovengrondse lijn zal worden gevoed.

### 5.4.6 EVOLUTIE TUSSEN GILLY EN JUMET

Op de huidige 70 kV-lijn tussen Gouy en Gilly via Jumet, die eigenlijk reeds een 150 kV-lijn is, zal - gezien de toestand van de geleiders en de uitrustingen - een retrofit worden uitgevoerd voor het deel tussen de onderstations van Jumet en Gilly. Daarnaast zal een nieuwe 150 kV-kabel worden geplaatst tussen de onderstations van Gouy en Jumet, die in eerste instantie op 70 kV zal worden uitgebaut. Het onderstation van Jumet zal dan via het 150 kV-net worden bevoorradt vanuit Montignies en via Gilly, en verder nog altijd op 70 kV vanuit Gouy.

Op langere termijn zullen de onderstations Gilly en Jumet overgaan naar 150 kV en vanuit Gouy (150 kV) en Montignies (150 kV) worden gevoed.

### 5.4.7 REGIO VAN DE BORINAGE

De 70 kV-lijn tussen de onderstations Cibly en Pâturages, alsook de meeste hoog- en laagspanningsuitrustingen van de onderstations van de regio, bereiken het einde van hun levensduur. Deze uitrustingen zouden volledig moeten worden vernieuwd.

Verschillende windproductieprojecten zijn in deze zone gepland. Als deze projecten zich daadwerkelijk realiseren, zal dit leiden tot de verzadiging van de 70 kV-lijn tussen Harmignies, Elouges en Baudour. De overstap naar een uitbatingsspanning van 150 kV is technisch mogelijk, behalve op het gedeelte tussen de onderstations van Cibly en Pâturages.

Om deze redenen overweegt Elia om de lijn Cibly-Pâturages te vernieuwen en het net weer op te bouwen met 150 kV-materiaal. Gezien de onzekerheid over de termijnen voor het verkrijgen van de vereiste vergunningen voor deze bouw, heeft Elia geopteerd voor de plaatsing van een enkele 150 kV-kabel.

Op die basis en als antwoord op talrijke aansluitingsaanvragen en het potentieel van de geïdentificeerde decentrale productie, bestaat de evolutie op lange termijn van het net in deze streek erin om het gebruik van de bestaande infrastructuur te maximaliseren. De bedoeling is om een 150 kV-voedingslus te creëren via het zuiden van de Borinagestreek vanaf Ville-sur-Haine tot Baudour.

De realisatie hiervan begint met:

- het aanpassen en uibaten op 150 kV van het tweede draadstel van de lijn Harmignies – Ville-sur-Haine, dat vandaag op 70 kV wordt gebruikt;
- het bouwen van een 150 kV-onderstation in Harmignies en het installeren van een 150/10 kV-transformator; het 70 kV-onderstation Harmignies zal worden verkleind en tijdelijk gedeeltelijk worden vernieuwd;
- een draadstel van de lijn Harmignies – Cibly zal aangepast worden zodat een uitbating op 150 kV mogelijk wordt en in serie aangesloten worden met de 150 kV-kabel die tussen Cibly en Pâturages moet worden aangelegd. In de onderstations van Cibly en Pâturages zal ook een 150/10 kV-transformator worden geïnstalleerd.

Op langere termijn zou de rest van de lus tussen Pâturages, Elouges, Quevaucamps en Baudour op 150 kV kunnen worden gebracht. Daartoe zou te Pâturages of Elouges een nieuw 150 kV-onderstation moeten worden gebouwd en zou een van de twee draadstellen van de bestaande lijn tussen die onderstations moeten worden aangepast zodat een uitbating op 150 kV mogelijk wordt.

## 5.4.8 INDUSTRIEZONE VAN GHLIN

De aansluiting van de laagvermogengebruikers van het 30 kV-net van de onderstations Tertre en de industriezone van Ghlin zullen worden geoptimaliseerd door een overgang naar middenspanning. De vervanging van de 150/30 kV-transformatoren van deze onderstations zal een verhoging van de transformatiecapaciteit naar het 30 kV-deelnet van Borinage mogelijk maken. In de industriezone van Ghlin zal deze versterking gepaard gaan met een versterking van de transformatie naar middenspanning door de toevoeging van een 30/15 kV-transformator.

## 5.4.9 THUILLIES

In het onderstation van Thuillies wordt een tweede 150/10 kV-transformator van 40 MVA geïnstalleerd om de bevoorrading naar middenspanning te garanderen, rekening houdend met de evolutie van het lokale verbruik.

## 5.4.10 DWARSREGELTRANSFORMATOR 150/150 KV IN HET ONDERSTATION VAN CHIÈVRES

Elia bevestigt dat momenteel een 150/150 kV-dwarsregeltransformator met een vermogen van  $\pm 250$  MVA wordt geïnstalleerd.

Hiermee zal Elia de uitwisselingen kunnen beheeren tussen de 150 kV-deelnetten van Henegouwen en West-Vlaanderen die te groot kunnen worden ten gevolge van de grote belasting in Henegouwen, de productie van hernieuwbare energie in West-Vlaanderen, gecombineerd met het verdwijnen van klasieke productie-eenheden in West-Vlaanderen en het beperkte gebruik of zelfs de aangekondigde sluiting van productie-eenheden in Henegouwen.

Zonder dwarsregeltransformator zouden de uitwisselingen aanzienlijke overbelastingen kunnen veroorzaken op de 150 kV-lijnen tussen deze twee deelnetten. Dit kan ertoe leiden dat Elia preventief de verbinding tussen beide opent, waardoor de uitbating danig bemoeilijkt wordt en het net aan robuustheid verliest.

Dit nieuwe netelement is des te noodzakelijker nu het verbruik van een netgebruiker binnen de regio Baudour aanzienlijk zal toenemen en dat vermoedelijk vanaf 2019.

## 5.4.11 REGIO TUSSEN SAMBER EN MAAS

Het zuiden van de provincie Henegouwen wordt gekenmerkt door sterk verspreide maar kleine afnames. De regio werd daarom in het verleden uitgerust met 70 kV-luchtlijnen met een beperkte sectie over lange afstanden, die onderstations met eenvoudige structuur<sup>4)</sup> met elkaar verbonden.

Alle 70 kV-onderstations en lijnen worden ondersteund door 150/70 kV-transformatoren in de onderstations van Neuville en Thy-le-Château en verbindingen met andere regio's op 70 kV.

Meerdere luchtlijnen zullen op middellange termijn hun einde levensduur hebben bereikt. Een deel van het hoogspanningsmaterieel van de onderstations moet eveneens worden vernieuwd en bijna alle laagspanningsuitrustingen zijn aan vervanging toe.

Voorts worden de twee zuidelijkst gelegen onderstations van de regio gevoed via een 63 kV-net vanaf het Franse net van RTE. Ze behoren echter tot de evenwichtszone van Elia en worden om historische redenen door de plaatselijke distributienetbeheerder geëxploiteerd.

Ten slotte heeft deze regio een zeer groot potentieel op het vlak van windproductie. Concreet telt deze regio intussen verschillende windparken die al operationeel zijn, maar werd hier ook productiecapaciteit gereserveerd zowel in middenspanning als op 70 kV. Een studie van Elia uit 2010 en het in 2013 door de Waalse overheid in kaart gebrachte potentieel aan hernieuwbare productie tonen echter dat dit vermoedelijke potentieel nog verder reikt dan de geïnstalleerde en gereserveerde parken. Het potentieel is bovendien opmerkelijk aanwezig in het zuidelijkste deel van de regio.

4 Dit betreft onderstations waarbij niet elk netelement (transformator of luchtlijn) over een volwaardig hoogspanningsschakelveld beschikt

Teneinde op die vervangingsbehoeften in te spelen en het potentieel op het vlak van hernieuwbare energie in de regio te benutten, realiseerde Elia in 2017-2018 een langetermijnstudie.

Daaruit bleek dat de regio fundamenteel zou moeten worden geherstructureerd. De herstructurering wordt gekenmerkt door:

- een geleidelijke overgang naar 150 kV in plaats van 70 kV;
- het ontmantelen van meerdere 70 kV-lijnen die door nieuwe ondergrondse 150 kV-verbindingen vervangen zullen worden;
- een aanzienlijke toename van de 150/70 kV-transformatiecapaciteit;
- de afscheiding van deze regio van de andere naburige 70 kV-deelnetten;

De evolutie zal in de periode van 2025 tot 2035 in drie grote fasen verlopen. De timing van de laatste twee stappen kan worden aangepast, afhankelijk van de vraag of het productiepotentieel voor hernieuwbare energie in de regio al dan niet concrete vorm krijgt en van de noodzaak om een dergelijke productie in het zuidelijkste deel van de regio over te nemen. In de zone die door Elia wordt gevoed, worden dan de twee onderstations van de distributienetbeheerder geïntegreerd die tot op vandaag vanuit Frankrijk worden gevoed.

Een eerste fase zal bestaan uit:

- de bouw van een 150 kV-onderstation te Hanzinelle;
- de bouw van een volledig 150 kV-onderstation te Neuville waarin onder meer de bestaande 150/70 kV-transformator wordt overgenomen, evenals de 150 kV-uitrustingen en -verbindingen die hierna worden beschreven;
- de aanleg van een nieuwe 150 kV-kabelverbinding vanaf het onderstation van Montignies tot het onderstation van Neuville via het onderstation van Hanzinelle;
- de installatie van een 150/70 kV-transformator in aftakking op die kabel te Hanzinelle;
- de installatie van een tweede 150/70 kV-transformator te Thy-le-Château in aftakking op de bestaande kabel die erop uitkomt;
- de installatie van een 150 kV-shuntreactor te Neuville om de kabelverbindingen die in de regio werden aangelegd, te compenseren en om zo het reactief vermogen te absorberen dat erdoor wordt voortgebracht;
- de vervanging van een 70/11 kV-transformator te Neuville door een 150/11 kV-transformator om de hernieuwbare energieproductie voornamelijk rechtstreeks naar het 150 kV-net af te leiden;
- de aanleg van een nieuwe 150 kV-kabelverbinding tussen de onderstations van Thy-le-Château en Hanzinelle, die in eerste instantie op 70 kV zal worden gebruikt.
- Er zijn in deze fase ook evoluties voorzien met betrekking tot het 70 kV-net: met name de aanleg van een nieuwe 70 kV-kabel tussen de onderstations van Hanzinelle en Neuville en de ontmanteling van 70 kV-lijnen op het einde van hun levensduur tussen naburige deelnetten.

Een tweede fase zal bestaan uit:

- de aanleg van een nieuwe dubbele ondergrondse 150 kV-verbinding, die in eerste instantie op 70 kV zal worden uitgebaat, tussen de onderstations van Thy-le-Château en Solré-St-Géry;
- de aanleg van een nieuwe dubbele ondergrondse 150 kV-verbinding, waarvan er in eerste instantie één draadstel op 70 kV zal worden uitgebaat, tussen de onderstations van Neuville en Couvin;
- de installatie van een 150/12 kV-transformator te Couvin ter vervanging van een 70/12 kV-transformator om de hernieuwbare productie voornamelijk rechtstreeks naar het 150 kV-net af te leiden.
- in deze fase zijn er ook evoluties voorzien met betrekking tot het 70 kV-net: ontmanteling van de luchtlijnen in het zuidelijke gedeelte van het net van Elia in deze zone.

Een derde en laatste fase (na 2030 volgens de huidige planning) bestaat uit de uitbreiding van het net van Elia door nieuwe 150 kV-kabelverbindingen naar het zuidelijkste deel tot Chimay, teneinde de decentrale producties in deze zone over te nemen en gelijktijdig de onderstations te voeden die momenteel vanuit Frankrijk worden gevoed. Het onderstation van Couvin zal volledig naar 150 kV worden overgeheveld en met een tweede 150/12 kV-transformator worden uitgerust. Er zal in Chimay een nieuw 150 kV-onderstation worden gebouwd, dat met twee 150/70 kV-transformatoren zal worden uitgerust.

#### 5.4.12 OPSPLITSING VAN HET 150 KV-ONDERSTATION VAN GOUY IN TWEE AFZONDERLIJKE ONDERSTATIONS NOORD - ZUID

Het huidige 150 kV-onderstation wordt gebruikt om een noordelijk gedeelte van het net (Waals-Brabant) en een zuidelijk gedeelte (Henegouwen) te voeden.

Doorheen de jaren is het aantal lijnvelden in dit onderstation zo zeer toegenomen dat de uitbating ervan zeer moeilijk is geworden.

Bovendien wordt het kortsluitvermogen in dit onderstation met de toevoeging van de nieuwe 380/150 kV-transformator<sup>5)</sup> binnenkort problematisch, waardoor de uitbating van dit onderstation door Elia zeer complex is geworden en zeer voorzichtig moet worden uitgevoerd.

Er wordt daarom overwogen om het huidige onderstation op te splitsen in twee afzonderlijke 150 kV-onderstations: één voor het noordelijke gedeelte van het net (Waals-Brabant) en één voor het zuidelijke gedeelte (Henegouwen). Het zogenaamde noordelijke onderstation zal een 380/150 kV-transformator hebben, het zuidelijke onderstation twee 380/150 kV-transformatoren, terwijl als strategische noodoplossing ook een verbinding tussen beide onderstations voorzien wordt.

5 Deze bijkomende transformator 380/150 kV werd vermeld in vorig ontwikkelingsplan

### 5.4.13 VERVANGINGSPROJECTEN

Als aanvulling worden de volgende vervangingen, los van structuurveranderingen, overwogen of uitgevoerd:

- Courcelles 380 kV: vervanging van de laagspanningsuitrusting en vernieuwing van de rails;
- Gouy 150 kV: vervanging van hoog- en laagspanningsuitrusting en van de 150/70 kV-transformator;
- Tertre 150 kV, Air-Liquide 150 kV: vervanging van hoog- en laagspanningsuitrusting en van de 150/30 kV-transformator;
- Marquain 150 kV: vervanging van hoog- en laagspanningsuitrusting en van de 150/15 kV-transformator. Het onderstation zal tevens worden vereenvoudigd;
- Boel - La Louvière: vervanging van laagspanningsmaterieel en herstructurering van de voeding van de 30 kV-cabine van Elia en van een industriële klant vanaf het 150 kV-net;
- Chièvres 150 kV, industriezone van Ghlin 150 kV, Fleurus 150 kV, Trivières 150 kV, Baudour 150 kV, Jemappes 150 kV, Marche-lez-Écaussinnes 150 kV, Monceau 150 kV, Tergnée 150 kV, Dottenijs 150 kV en Gouy 380 kV: vervanging van het laagspannings- en/of hoogspanningsmaterieel;
- vervanging van het lijnsegment tussen de onderstations Quevaucamps en Harchies door een segment op 150 kV;
- vervanging van de lijngeleiders tussen de onderstations van Baudour en Jemappes, en tussen de onderstations van de industriezone van Ghlin en Petits-Marais. Dit project werd opnieuw geëvalueerd en uitgesteld;
- vervanging van de masten tussen de onderstations van Antoing en Gaurain, en een belangrijke vernieuwing van de lijn tussen de onderstation van Gaurain en Thieulain en tussen de onderstations van Thieulain en Chièvres;
- belangrijke vernieuwing van de lijn tussen de onderstations van Chièvres en Baudour;
- vervanging van de lijn tussen de onderstations van Gouy en Binche door de aanleg van een 150 kV-kabelsegment tussen het onderstation van Binche en de momenteel inactieve lijn tussen de onderstations van Trivières en Péronnes om een nieuwe verbinding te creëren tussen de onderstations van Trivières en Binche;
- vervanging van de lijngeleiders tussen Gouy en Monceau;
- vervanging van de lijngeleiders tussen Antoing en Moeskroen.

### 5.4.14 UITZONDERLIJKE VERVANGINGEN EN HERSTELLINGEN

De 220/150 kV-dwarsregeltransformator van Monceau werd ten gevolge van een brand vervangen door een klassieke 220/150 kV-transformator van 290 MVA (reservematerieel). Deze vervanging leidt tot een beperkte transmissiecapaciteit op de 220 kV-lijn tussen Chooz (FR) en Monceau. Het opnieuw installeren van een dwarsregeltransformator werd geëvalueerd en positief bevonden, rekening houdend met de gewijzigde energiestromen in België. De technische specificaties voor deze nieuwe dwarsregeltransformator laten toe om een import van 400 MVA vanuit Frankrijk te borgen.

Dit nieuwe netelement is des te noodzakelijker nu een netgebruiker binnen de regio Baudour heeft bevestigd dat zijn verbruik aanzienlijk zal toenemen.



Figuur 5.3: Overzichtskartaal netinvesteringen provincie Henegouwen



## 5.5 PROVINCIE LIMBURG

### 5.5.1 LIMBURG-KEMPEN

Recente studies van het net in de provincie Limburg en het noorden van de provincie Antwerpen (Kempen) hebben aangetoond dat, om op langere termijn de voedingszekerheid van deze regio te verzekeren, een uitbouw van het 380 kV onderstation te Meerhout tot een volwaardig 2-railsstation met koppeling aangewezen is. De uitbouw van dit onderstation is eveneens noodzakelijk wanneer het tweede 380 kV draadstel op de bestaande verbinding tussen Massenhoven en Meerhout en verder tot Van Eyck (Maaseik) zal geplaatst worden. Bovendien is er op lange termijn mogelijk nood aan een bijkomende 380/150 kV transformator in de regio (bv. een tweede transformator op de site André Dumont). Deze noodzaak is echter sterk afhankelijk van het verdwijnen of verminderen van centrale productiecapaciteit op 150 kV en de komst van nieuwe eenheden op 380 kV. Ook de evolutie van de internationale vermogenuitwisselingen op het 380 kV-net speelt hier een bepalende rol evenals de eventuele noodzaak van het openen van het net 150 kV tussen de regio Limburg en de regio Luik.

### 5.5.2 HERSTRUCTURERING 70 KV-NET ROND TESSENDERLO EN BERINGEN

De aanwezigheid van decentrale productie in en rond Tessenderlo vraagt op lange termijn een bijkomende ondersteuning vanuit het 150 kV-net naar 70 kV. Verder is het volledige onderstation 70 kV te Beringen aan vervanging toe. Een langetermijnstudie heeft echter aangetoond dat het onderstation Beringen 70 kV kan verlaten worden mits een herstructurering van de omgevende 70 kV lijninfrastructuur en de installatie van een transformator 150/70 kV in Tessenderlo in vervanging van de transformator 150/70 kV van Beringen. Daarnaast zal deze bijkomende 150/70 kV transformatie te Tessenderlo ook toelaten om het 70 kV-net richting Mol af te bouwen samen met de volledige afbraak van het eveneens verouderde 70 kV onderstation van Mol. Anderzijds is het dan noodzakelijk om de transformatie 70/10 kV van Beringen en Lummen te vervangen door transformatie 150/10 kV zowel in Beringen als in Lummen. De oude 70 kV lijn van Beringen naar Lummen kan daardoor ook gedeeltelijk ontmanteld worden.

In Tessenderlo<sup>(6)</sup> zal dan de transformator 150/70 kV worden opgesteld die via een ondergrondse kabel zal aangesloten worden op het onderstation Beringen 150 kV.

### 5.5.3 HERSTRUCTURERING 70 KV-NET IN HET ZUIDEN VAN LIMBURG

In het zuiden van de provincie Limburg en op de grens met Vlaams-Brabant zijn een aantal 70 kV lijnen toe aan vervanging. Het gaat om de verbinding tussen Tienen, Landen en Sint-Truiden en de verbinding tussen Sint-Truiden, Borgloon en Tongeren, die doorloopt tot Vottem in de provincie Luik.

Voor de lijn Sint-Truiden - Vottem heeft een studie intussen aangetoond dat vanuit technisch-economisch standpunt het vervangen van deze lijn door 150 kV niet verantwoord is. Het behoud en retrofit van de lijnen 70 kV vermijdt zodoende grote investeringen op 150 kV. In functie van de nog te bepalen netconfiguratie kan het een 2<sup>de</sup> trafo in Brustem tot de mogelijkheden behoren. De verschillende 70 kV pistes zijn momenteel nog in onderzoek.

Voor de lijn Tienen, Landen en Sint-Truiden heeft een studie aangetoond dat deze lijn kan verlaten worden. Dit dankzij de bijkomende transformatie 150/70 kV in Tienen en een bijkomende 70 kV verbinding van Tienen naar Jodoigne.

### 5.5.4 VERVANGINGSPROJECTEN

Verder zijn belangrijke vervangingsprojecten lopende of voorzien in de onderstations van Balen, Beringen, Brustem, Eisden, Godsheide, Herderen, Hercules, Lanaken, Overpelt, Langerlo, Lommel en Stalen.

Voor sommige bovengrondse lijnverbindingen zijn de geleiders te vervangen, dit is het geval voor de 150 kV lijnen Stalen - Langerlo en Stalen - Eisden.

6 aangeduid als "TIP" of "Tessenderlo IndustriePark" op schema



Figuur 5.4: Overzichtskartaat netinvesteringen provincie Limburg

## 5.6 PROVINCIE LUIK

### 5.6.1 OOSTLUS

Sinds enkele jaren wordt de zogenaamde zone "Oostlus"<sup>(7)</sup> gekenmerkt door een sterke groei aan decentrale productie. Deze zone van het lokale transmissienet bereikt dan ook stilaan haar verzadigingspunt.

Om de ontplooiing van de hernieuwbare energieproductie in het Waalse Gewest te ondersteunen zette Elia eind 2016 de eerste stap voor de versterking van de Oostlus. De lijn tussen de onderstations Bévercé - Stephanshof - Amel en tussen Stephanshof en Butgenbach wordt namelijk vervangen door een dubbele 110 kV-lijn, die in eerste instantie op 70 kV zal worden uitgeroepen.

#### 5.6.1.1 OOSTLUS: TWEEDE FASE VAN DE VERSTERKING

Omdat de onthaalcapaciteit die na de eerste stap vrijkomt al is uitgeput op basis van de huidige wachtlijst van productie-eenheden, is de tweede versterkingsfase nu al gepland.

Bij deze tweede stap zullen enerzijds de 70 kV-netten tussen de zone Luik en de zone ten oosten van Sankt Vith-Malmedy worden ontkoppeld en zal er nadien een draadstel op de lijn tussen Brume en Amel worden uitgeroepen op 110 kV.

Hiermee wordt er te Brume een nieuwe 380/110 kV-transformator geïnstalleerd en wordt de lijn tussen Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts door een dubbele 110 kV-lijn vervangen. In de onderstations Bévercé, Amel en Butgenbach wordt één van de twee 70/15 kV-transformatoren door een 110/15 kV-transformator vervangen.

Door de uitvoering van die tweede fase kan er 150 MW extra productie op het noordelijke gedeelte van de Oostlus aangesloten worden.

#### 5.6.1.2 BRUME: INSTALLATIE VAN EEN HUB VOOR DECENTRALE PRODUCTIE

Gelijktijdig met de tweede versterking van de Oostlus werd ook de mogelijkheid overwogen om een 36 kV-cabine te Brume te installeren en zo het bijkomende potentieel in de omgeving van het onderstation Brume op te vangen. Deze 36 kV-cabine zou worden gevoed door de tertiaire wikkeling 36 kV van de nieuwe 380/110 kV-transformator van 300 MVA, die nodig is voor de tweede fase van de Oostlus.

De installatie van de 36 kV-cabine te Brume is voorlopig geannuleerd, maar het plan om de 380/110 kV-transformator te installeren voor de tweede fase, bleef behouden. Door deze investering te combineren met de installatie van twee nieuwe 110 kV/MS- en 70 kV/MS-transformatoren van 50 MVA te Trois-Ponts, zal vanaf 2021 onthaalcapaciteit voor de injectie van decentrale productiesites in het net worden vrijgemaakt. Die capaciteit volstaat voor de behoeften die we momenteel kennen.

#### 5.6.1.3 OOSTLUS: LATERE VERSTERKINGSMOGELIJKHEDEN

Als de versterkingen ten gevolge van de uitbreiding van de windproductie in de zone ontoereikend zouden worden, zou in een latere fase de vervanging van de 70 kV-lijnen Amel - Sankt-Vith en Cierreux - Sankt-Vith door een dubbele 110 kV-lijn kunnen worden overwogen.

Daarnaast is op lange termijn ook de vervanging van de lijn tussen Bronrome en Heid-de-Goreux door een dubbele 110 kV-lijn gepland. Als dit project wordt gerealiseerd, zou men de 70 kV-lijn Comblain - Heid-de-Goreux kunnen ontmantelen.

#### 5.6.1.4 HEID-DE-GOREUX EN SANKT-VITH: VERVANGING VAN DE ONDERSTATIONS

Om de betrouwbaarheid van de voeding te verzekeren, zullen de onderstations van Sankt-Vith en Heid-de-Goreux door onderstations met materiaalspanning 110 kV worden vervangen. Dit past binnen de evolutie naar het 110 kV- spanningsniveau op lange termijn.

### 5.6.2 HERSTRUCTURERING EN AANLEG VAN HET 220 KV- EN 150 KV-NET ROND LUIK EN VERSTERKING VAN HET ONDERLIGGENDE 70 KV-NET

Met de langetermijnvisie die samen met de betrokken distributienetbeheerder in de regio van Luik werd uitgestippeld, kan zowel op de vervangingsnaden als de versterkingsbehoeften worden ingespeeld. Deze laatste werden vastgesteld enerzijds omdat er aangekondigd werd dat er een aantal verbruikers zouden bijkomen in de buurt van Ans en anderzijds omdat een aantal centrales in de regio van Luik buiten gebruik zouden worden gesteld.

Momenteel wordt de stad Luik omringd door een 220 kV-spanningsnet dat naast een 150 kV-net bestaat.

De exploitatie van een 70 kV-net met een voeding vanuit zowel het 220 kV- als 150 kV-net creëert onevenwichten die het maximale gebruik van de transmissiecapaciteit in de weg staan. Een gescheiden exploitatie van het 70 kV-net rond Luik geniet de voorkeur, zodat grote vermogenstromen in dit 70 kV-net vermeden worden.

Hoewel Ans in de nabijheid van dit 150 kV-net is gelegen, wordt de gemeente gevoed door het 220 kV-onderstation van Jupille ten zuiden van de stad. Het net bevindt zich dus in een situatie waarbij het zuidelijke gedeelte van de stad de belasting van het noordelijke gedeelte voedt via het 70 kV-net. Dit energietransport op 70 kV is te groot voor de bestaande infrastructuur, zowel voor de 220/70 kV-transformatoren als voor de 70 kV-lijnen.

<sup>7</sup> De zone dekt het oosten van het Waalse Gewest en omvat het noorden van de provincie Luxemburg en het zuiden van de provincie Luik

Om de bestaande infrastructuur maximaal te benutten en de optimale technisch-economische oplossing te vinden, geeft de langetermijnvisie de voorkeur aan de ontkoppeling van het Luikse 70 kV-deelnet in twee afzonderlijke deelnetten. Het noordelijke deelnet zal daarbij worden gevoed vanuit het 150 kV-net via vijf 150/70 kV-injectietransformatoren (waarvan 1 te Hannuit, 1 te Awirs, 2 te Ans en 1 te Lixhe), terwijl het zuidelijke deelnet op termijn via drie 220/70 kV-injectietransformatoren (1 te Rimièrre, 1 te Sart-Tilman en 1 te Seraing) vanuit het 220 kV-net zal worden gevoed.

Om tot deze configuratie te komen werden meerdere herstructureringswerken op de deelnetten uitgevoerd, zoals in het vorige plan werd toegelicht. Daarbij moeten alleen nog de volgende stappen worden uitgevoerd: installatie van een nieuwe 150/70 kV-transformator van 145 MVA te Ans en Awirs, verplaatsing van de 220/70/70 kV-transformator van Jupille naar Sart-Tilman (220 kV-verbinding tussen Sart-Tilman en de 220 kV-lijn Jupille - Seraing aan te leggen) en de bouw van een 150 kV-onderstation te Hannuit met installatie van een 150/70 kV-transformator en twee 150/15 kV-transformatoren.

### 5.6.3 CHERATTE

Om het probleem van de geluidsoverlast op te lossen en de betrouwbaarheid van de voeding te verzekeren werd beslist om het onderstation van Cheratte te renoveren. Het is de bedoeling dat het onderstation in de toekomst door twee nieuwe 150/15 kV-transformatoren wordt gevoed. Het 70 kV-onderstation zal ontmanteld worden.

### 5.6.4 GEBRUIK VAN DE 150 KV-LIJN TUSSEN GRAMME EN RIMIÈRE IN HET LOKALE 70 KV-TRANSMISSIENET

Om de voorziene verbruikstoename in de zone te kunnen opvangen, dient het 70 kV-net van de Condroz te worden versterkt. Dit net verbindt de onderstations van Fooz, Saives, Croix-Chabot, Les Spagnes, Ampsin en Abee-Scry met elkaar. Vanuit deze optiek zou er volgens de aanvankelijke investering die hier gepland was een 150/70 kV-transformator in het onderstation van Ampsin worden geïnstalleerd.

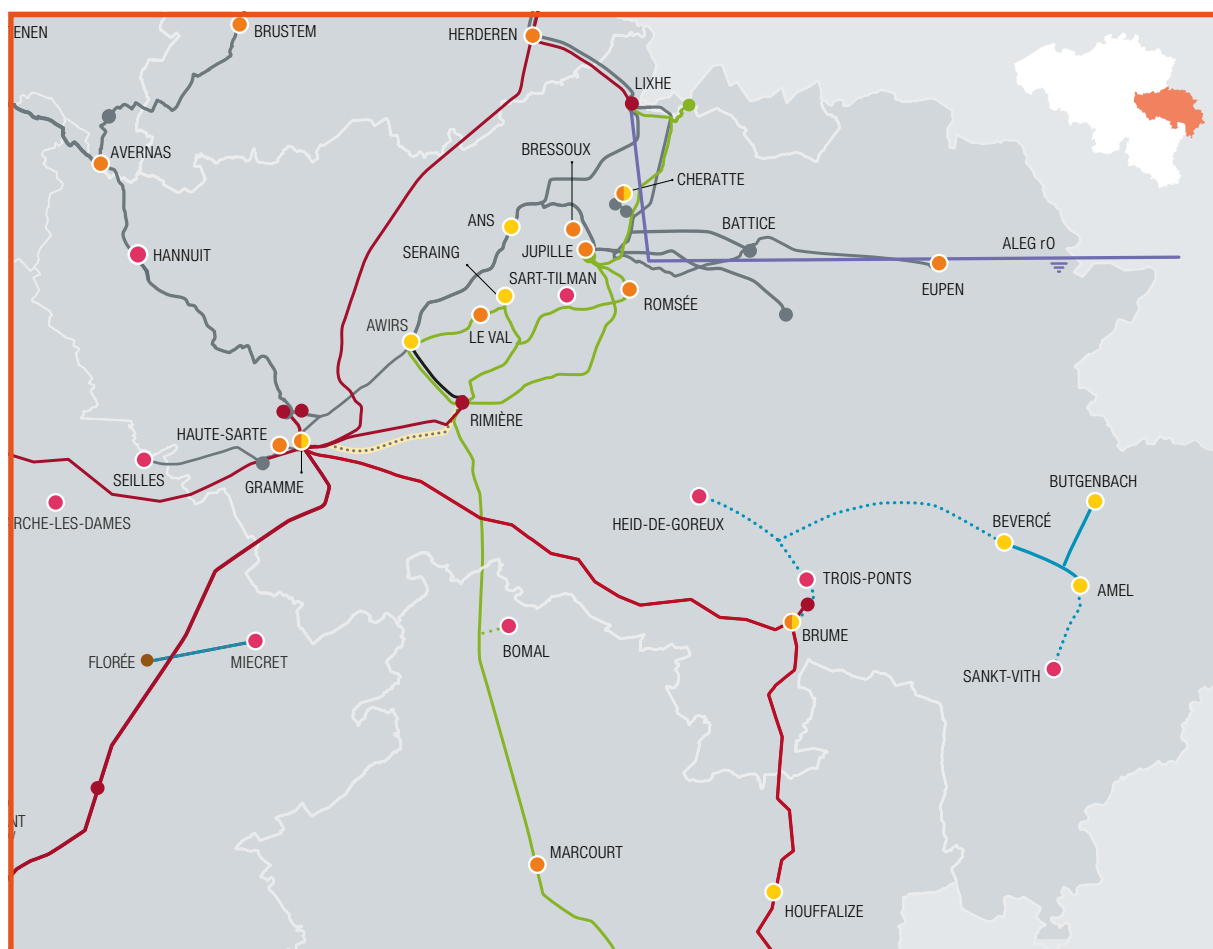
Vandaag wordt deze optie niet meer in overweging genomen en krijgt de optie om maximaal gebruik te maken van de bestaande infrastructuur de voorkeur. De 150 kV-lijn tussen de onderstations van Gramme en Rimièrre zal in het lokale 70 kV-transmissienet worden ingezet in combinatie met de bestaande 70 kV-lijn tussen Abée-Scry en Ampsin. Deze dubbele oplossing zal het mogelijk maken om twee 70 kV-assen te creëren: tussen Abée-Scry en Rimièrre enerzijds en tussen Ampsin en Rimièrre anderzijds.

### 5.6.5 HERSTRUCTURERING VAN HET DEELNET MONSIN EN BRESSOUX

Doordat in het onderstation van Monsin meerdere componenten moesten worden vervangen, werd in nauwe samenwerking met de betreffende distributienetbeheerder beslist om het onderstation van Monsin te ontmantelen (70 kV-onderstation en 15 kV-cabine) en een nieuwe 150/15 kV-transformator van 50 MVA te Bressoux te installeren, die ook de afname vanuit Monsin zal overnemen.

### 5.6.6 VERVANGINGSPROJECTEN

Met het oog op een maximale betrouwbaarheid van de voeding zijn vervangingen van de laag- en hoogspanningsuitrustingen voorzien in de onderstations van Brume 380 kV en 220 kV, Eupen 150 kV, Jupille 220 kV, Leval 220 kV, Les Awirs 220 kV (enkel laagspanning), Lixhe 150 kV en Romsée 220 kV.



Figuur 5.5: Overzichtskartaal netinvesteringen provincie Luik

## 5.7 PROVINCIE LUXEMBURG

### 5.7.1 ZONE BOMAL-HOTTON

In het 70 kV-net van de regio van Bomal - Hotton zijn verschillende componenten aan vervanging toe (70 kV-onderstations van Bomal en Soy en - op langere termijn - de 70 kV-verbinding Bomal - Comblain).

Nadat de betrokken distributienetbeheerder bevestigd heeft dat een tweede transformator naar middenspanning in Soy niet meer nodig is, worden het project voor de installatie van een nieuwe 70/15 kV-transformator en de volledige renovatie van het onderstation op 110 kV geannuleerd. Er zullen alleen vervangingen op 70 kV worden uitgevoerd.

Het 70 kV-onderstation van Bomal zal dan weer vervangen worden door een nieuw onderstation met materiaalspanning 110 kV.

Op langere termijn wordt voorzien om een 220 kV-verbinding aan te leggen tussen de 220 kV-lijn Villeroux - Rimièrre en het onderstation van Bomal, en ter hoogte van Bomal een 220/70 kV-transformator te installeren. Hierdoor zal de 70 kV-lijn Bomal - Comblain kunnen worden ontmanteld.

Marcourt 220 kV wordt dan een onderstation met een enkel railstel.

### 5.7.2 ORGÉO-LUS

De langetermijnvisie voor de lus die de onderstations Villeroux, Orgéo, Hastière, Achène en Marcourt met elkaar verbindt, omvat de geleidelijke invoering van het spanningsniveau 110 kV. Eerst zal de lijn Hastière - Ponderôme op 110 kV worden gebracht. Daarna zal de lijn Fays - Orgéo worden vervangen.

Overigens waren in de omgeving van Neufchâteau meerdere plannen voor nieuwe productieparken. Als een aantal daarvan concreet vorm krijgen, zou het hoogspanningsnet, en dan voornamelijk de 70 kV-verbinding tussen Orgéo en Neufchâteau, verzadigd raken. Om de congestie op te lossen wordt overwogen om deze 70 kV-verbinding buiten bedrijf te stellen en een circuit tussen Orgéo - Neufchâteau - Respelt te creëren via de plaatsing van een nieuwe 110 kV-kabel tussen de 70 kV-lijn en het 70 kV-onderstation van Neufchâteau.

### 5.7.3 ZUIDLUS

De installatie van een tweede 220/15 kV-transformator in het onderstation van Aubange wordt geannuleerd omdat de stijging van de afname uitblijft.

Gezien de recente installatie van een nieuwe 220/70 kV-transformator te Villeroux en de beperkte stijging van de afnames die de afgelopen jaren werd vastgesteld, wordt het project om een extra 220/70 kV-transformator in de provincie Luxemburg te installeren, geannuleerd.

Merk op dat het onderstation van Heinsch voor het spanningsniveau 220 kV werd gebouwd en niet voor 380 kV zoals vermeld in het vorige Ontwikkelingsplan. Die keuze werd gemaakt wegens de hoge meerkosten en omdat een overstap naar 380 kV op korte termijn niet gepland is.

### 5.7.4 VERVANGINGSPROJECTEN

Met het oog op de betrouwbaarheid van de voeding worden de onderstations van Villers-sur-Semois, Sankt-Vith, Fays-les-Veneurs, Orgéo en Neufchâteau vervangen met 110 kV-materiaal. Deze onderstations zullen in een eerste fase wel nog op 70 kV worden uitgebaut.

In de 220 kV-onderstations van Houffalize, Villeroux en Aubange zullen ook laag- en hoogspanningsuitrustingen worden vervangen.

Het tweede deel van de versterking van de funderingen van de 220 kV-lijn Villeroux - Aubange zal ook worden uitgevoerd.

Te Latour zal een nieuwe 220/15 kV-transformator worden geïnstalleerd in aftakking op de 220 kV-lijn Aubange - St Mard. Hierdoor zal het 70 kV-onderstation, dat aan vervanging toe is, kunnen worden ontmanteld.



Figuur 5.6: Overzichtskartaal netinvesteringen provincie Luxemburg

## 5.8 PROVINCIE NAMEN

### 5.8.1 INLEIDING

Het Naamse net, dat aanvankelijk in 70 kV was ontwikkeld, evolueerde geleidelijk aan naar het 110 kV-niveau dat rechtstreeks wordt ondersteund door transformatoren die op het 380 kV-net zijn aangesloten.

De zone van Namen zal stapsgewijs ontkoppeld worden van zijn omliggende zones: de zone van Henegouwen in het westen, die naar 150 kV evolueert, en de zone van Luik in het oosten, die naar 220 kV evolueert. In de zone van Villeroux in het zuidoosten, die ook naar 110 kV evolueert, kan de koppeling behouden blijven. De geplande investeringen of de overwogen mogelijkheden voor de evolutie op middellange en lange termijn in de zone van Namen moeten nog worden beoordeeld, zodat de samenhang met de projecten die in de naburige zones zijn voorzien en de duurzaamheid ervan kunnen worden verzekerd.

### 5.8.2 ONTKOPPELING MET HENEGOUWEN

In het noordwesten zal de ont koppeling tussen het Naamse en Henegouwse net plaatsvinden tussen de onderstations Gembloers en Leuze. Rekening houdend met het grote potentieel aan windenergie in de zone werd beslist om het onderstation van Gembloers en de onthaalcapaciteit die ermee verbonden is, naar de Henegouwse zone over te hevelen door de versterking op 150 kV van de verbinding Auvélais-Gembloers. De verbinding Gembloers-Leuze zal echter niet worden behouden. Het onderstation van Leuze zal dus op termijn samen met de rest van de zone van Namen naar 110 kV evolueren.

In het westen zal de verbinding tussen Auvélais en Fosse-la-Ville niet worden vervangen. Fosse-la-Ville zal vanuit de Naamse zone worden gevoed, hetzij via een dubbele antenne op 110 kV vanaf Bois-de-Villers, hetzij via de integratie ervan in een nieuwe 110 kV-lus die Les Isnes met Bois-de-Villers verbindt.

In het zuidwesten is voorzien om de zones van Namen en Henegouwen te ontkoppelen en de verbinding tussen de onderstations van Romedenne en Hastière niet te vervangen.

### 5.8.3 ONTKOPPELING MET LUIK

In het noordoosten van de zone van Namen gebeurt de verbinding met de zone van Luik via de lijn die de onderstations van Seilles, Statte en Ampsin verbindt. De ont koppeling tussen de twee zones zal ter hoogte van deze verbinding gebeuren. Na afloop van de geplande herstructureringswerken te Hannuit zal deze immers niet meer kunnen benut worden als noodvoeding voor Ampsin. De toekomst van de voeding van het onderstation van Wanze moet nog aan een grondige studie worden onderworpen.

De zone Namen wordt in het noordoosten gevoed door een 150/70 kV-transformator in Seilles, die is aangesloten op het onderstation van Gramme (Hoei). De toekomst van dit injectiepunt moet nog worden onderzocht en zal afhangen van de toekomst van het 150 kV-onderstation Gramme. Deze hangt op haar beurt af van de evolutie van de zone Luik en van de toekomst van de kerncentrale van Tihange. Voor Seilles zijn verschillende opties mogelijk. Als dit onderstation wordt verlaten, zal een extra 380/70 kV-transformator moeten worden toegevoegd om het 70 kV-net van Namen te ondersteunen. Een mogelijkheid die in dit verband werd onderzocht, was de installatie van de injectie in een nieuw 380 kV-onderstation in de site Les Isnes.

### 5.8.4 VERVANGINGSPROJECTEN

Voor de periode van 2020-2030 zijn meerdere vervangingsprojecten voorzien. Ze staan volledig los van een structuurverandering van het net of moeten nog worden bevestigd in het kader van de langetermijnstudie van de zone:

- de verbinding Hastière-Pontrôme moet van nieuwe masten en geleiders worden voorzien. Deze verbinding zal worden vervangen door een dubbele 110 kV-verbinding.
- de volgende 70 kV-onderstations, alsook bepaalde transformatoren waarmee ze zijn uitgerust, worden momenteel vervangen of zullen volledig worden vervangen door 110 kV-uitrustingen. In een eerste fase zullen ze echter op 70 kV worden uitgerust: Marche-les-Dames, Seilles (te bevestigen), Miécrot (te bevestigen), Warnant;
- om in te spelen op een eventuele stijging van de afname zal een tweede voeding moeten worden voorzien in het onderstation Les Isnes door toevoeging van een transformator die vanaf Leuze in de antenne is aangesloten;
- de 70 kV-verbinding Florée-Miécrot moet door een dubbele 110 kV-verbinding worden vervangen;
- de laagspanning van het 380 kV-onderstation Champion zal worden vernieuwd;
- de laagspanning van de 380 kV-onderstations Tihange 2 en Tihange Bis zal worden vernieuwd;
- de laagspanning van het 150 kV-onderstation Haute-Sarte en enkele hoogspanningsuitrustingen moeten worden vernieuwd;
- de laagspanning van het 150 kV-onderstation Auvélais moet worden vernieuwd;





Figuur 5.7: Overzichtskartaal netinvesteringen provincie Namen

## 5.9 PROVINCIE OOST-VLAANDEREN

### 5.9.1 PROJECTEN GELINKT AAN DE INTERNE BACKBONE 380 kV

Deze regio werd gekenmerkt door verschillende projecten die kaderden in de versterking van de interne backbone 380 kV.

Het STEVIN-project, dat voorzag in de uitbreiding van het 380 kV-net tot aan de kust, was in de afgelopen periode het belangrijkste project met betrekking tot de backbone 380 kV in deze regio. In het kader hiervan worden ook verschillende aanpassingen doorgevoerd aan het 150 kV-net waaronder het ondergronds brengen van de 150 kV lijnen tussen Brugge en Eeklo Noord. De werken voor de afbraak van 150 kV lijnen tussen Brugge en Eeklo Pokmoer zijn nog uit te voeren gezien deze slechts aangevat kunnen worden na het in dienst nemen van de nieuwe 150 kV kabelverbindingen tussen Brugge en Eeklo Noord. Gezien deze kabelverbindingen aanzienlijke hoeveelheid Mvar's opwekken wordt eveneens een nieuwe 150 kV shuntreactor geplaatst in Eeklo Noord ter compensatie.

Zoals besproken in §4.1.10 en §5.1.2 kunnen de groter wordende vermogensuitwisselingen op de backbone 380 kV ertoe leiden dat er bepaalde congesties ontstaan in de onderliggende 150 kV-netten. In dit kader werd er gestart met de werken om de 150 kV-netten in de provincies Oost- en West-Vlaanderen te ontkoppelen ("openen van de netten"). Bijkomende studies hebben aangetoond dat de aangewezen oplossing erin bestaat een tweede 380/150 kV transformator met een vermogen van 555 MVA in Rodenhuisse te installeren, en het 150 kV-net te ontkoppelen in Heimolen en Nieuwe Vaart. De ont koppeling van het 150 kV-net te Heimolen vereist een aanpassing van de configuratie van de 150 kV luchtlijnen rond Heimolen. Concreet worden bijkomende luchtlijnen aangesloten op het onderstation 150 kV waardoor de nodige flexibiliteit in de netuitbating bekomen wordt. Te Nieuwe Vaart biedt het vernieuwde onderstation 150 kV reeds de nodige uitbatingmogelijkheden.

De impact van volgende 380 kV backbone projecten op het onderliggende 150 kV-net, zoals de uitbouw van de "Ventilus", worden momenteel nog bestudeerd, en zal afhangen van de weerhouden tracés, technologiekeuzes, e.d. zoals besproken in §4.1.10.

### 5.9.2 EEKLO

Te Eeklo Pokmoer bereiken de transformatoren 150/36 kV hun einde levensduur binnen afzienbare tijd. Ondanks het oprichten van de nieuwe transformatie 150/36 kV te Eeklo Noord vormt het vernieuwen van de transformatoren 150/36 kV te Eeklo Pokmoer de meest aangewezen piste teneinde het aanwezige 150 kV- en 36 kV-net maximaal te blijven benutten. Deze overgang dient immers gradueel uitgevoerd te worden om grote en vroegtijdige investeringen te vermijden in onder andere nieuwe 36 kV-kabels richting het 36 kV onderstation te Eeklo Noord. De investeringen te Eeklo Noord in een 36 kV-hub en een nieuwe transformatie naar middenspanning vervullen momenteel hun rol als aansluitingspunt voor zowel bestaande als nieuwe afname en productie

in het noordelijk gedeelte van de zone Eeklo in overeenstemming met de gemeenschappelijke studie tussen de Elia en de distributienetbeheerder.

### 5.9.3 HAVEN VAN GENT

Op de linkeroever wordt in functie van de komst van nieuwe belasting en/of productie voorzien de voeding van het 36 kV-net te versterken vanuit het 150 kV door de plaatsing van een bijkomende transformator 150/36 kV. Gezien de noordelijke ligging van het potentieel bestaat de visie er in de nieuwe transformator 150/36 kV te plaatsen in de toekomstige hoogspanningssite in het Kluisendok. De 150 kV voeding wordt voorzien vanaf de 150 kV lijnen tussen Eeklo Noord en Rodenhuisse die vlakbij het Kluisendok lopen. Initieel werd gedacht zowel het nieuwe onderstation 36 kV als 12 kV te Kluisendok te voeden vanuit het 150 kV-net via respectievelijk transformatoren 150/36 kV en 150/12 kV. Verdere analyses en bijkomende informatie over het potentieel aan productie en belasting hebben deze visie echter ontkracht. Op dit moment volstaat de capaciteit van het huidige 36 kV-net en de transformatie 150/36 kV te Langerbrugge om de eerste netgebruikers aan te sluiten. De netversterking wordt daarom eerder voorzien op middellange termijn.

### 5.9.4 GENT CENTRUM

Ten zuiden van Gent werd een belangrijke toename van de belasting in de omgeving van Sint-Denijs-Westrem en Sint-Martens-Latem voorzien waardoor een versterking van de voeding van het 36 kV-net in de regio Drongen zich opdrong. Meer bepaald werd er voorzien de bestaande 150/36 kV transformator in Drongen te vervangen door een nieuwe transformator van 125 MVA, evenals de installatie van een bijkomende 150/36 kV transformator. Nieuwe analyses tonen aan dat het plaatsen van een bijkomende transformator 150/36 kV 125 MVA te Drongen vermeden kan worden door de koppeling op 36 kV tussen het zuidelijk en noordelijk gedeelte van Gent centrum te versterken. Dit laat immers toe dat de in het noorden van Gent opgestelde transformatoren 150/36 kV te Ham en Nieuwe Vaart deze van Flora en Drongen beter kunnen ondersteunen. De bestaande transformator 150/36 kV te Drongen wordt nog steeds vervangen door een nieuwe van 125 MVA.

Ten gevolge van werkzaamheden aan een knooppunt van de R4 ter hoogte van Wondelgem zullen enkele masten van de 150 kV lijn tussen Langerbrugge en Nieuwe Vaart verplaatst worden.

### 5.9.5 SINT-NIKLAAS - TEMSE - HAMME

Op basis van recente analyses blijkt dat de staat van de 70 kV verbinding tussen Schelle en Sint-Niklaas toelaat deze nog lange tijd in dienst te houden zonder grote herstellingswerken. Initieel werd voorzien deze verbinding buiten dienst te nemen. Hierbij werd eveneens voorzien de 70 kV installaties te Hamme en Sint-Niklaas te ontmantelen gezien deze eveneens hun einde levensduur bereikten. Een nieuwe studie heeft echter aangetoond dat het aangewezen is de 70 kV voeding in beide onderstations langer te behouden. Zo werd de volledige overgang naar 150 kV in Sint-Niklaas met minstens 20 jaar uitgesteld, hetgeen onder andere toelaat de herstructurering van het 150 kV-net rond Heimolen efficiënter en veiliger uit te voeren (zie 5.9.1). De nieuwe transformator 70/10 kV te Sint-Niklaas wordt echter aangesloten op een hoogspanningsveld met constructiespanning 150 kV zodat de overgang in de toekomst zonder verloren kosten gemaakt kan worden. Eveneens werden de uitrustingen van de lijn tussen Heimolen en Sint-Niklaas vervangen met materiaal die een uitbating op 150 kV toelaten.

### 5.9.6 AALST - DENDERMONDE

De 70 kV lijn tussen Baasrode en Sint-Gillis-Dendermonde evenals de 70 kV installaties in Sint-Gillis-Dendermonde zijn op middellange termijn aan vervanging toe. Ter vervanging van deze lijn wordt de oprichting van een 150 kV onderstation in Sint-Gillis-Dendermonde voorzien waarbij de belasting volledig vanuit het 150 kV-net wordt gevoed. De reservevoeding via het 70 kV-net vervalt bijgevolg waartoe een bijkomende transformator 150/15 kV van 50 MVA geplaatst te worden te Sint-Gillis-Dendermonde.

In het kader van de toename van het verbruik in de regio rond Aalst vormde de installatie van een tweede 150/70 kV transformator in Aalst op langere termijn een piste. De laatste vooruitzichten bevestigen deze nood echter niet, waardoor deze visie verlaten werd. Teneinde over voldoende transformatiecapaciteit 150/70 kV te beschikken om het 70 kV-net in de regio Aalst te kunnen voeden, is het echter wel vereist de transformator 150/70 kV van 90 MVA te Merchtem te vervangen door een transformator van 145 MVA en de transformator 150/15 kV van 40 MVA te vervangen door een transformator van 50 MVA.

### 5.9.7 LINKEROEVER ANTWERPSE HAVEN: AANSLUITING HERNIEUWBARE EN DECENTRALE PRODUCTIE

In Ketenisse werd in het kader van het BRABO-project een volledig 150 kV onderstation opgericht. Tegelijkertijd werden hier de 150/36 kV transformatoren van 65 MVA vervangen door transformatoren van 125 MVA voornamelijk met het oog op de mogelijkheid om bijkomende decentrale productie aan te sluiten.

In Beveren-Waas werden eveneens aansluitingsmogelijkheden voor decentrale productie gerealiseerd door de installatie van een 150/30 kV transformator van 110 MVA. Eenzelfde oplossing werd gerealiseerd in Lokeren voor de aansluiting van bijkomende windclusters. De reservetransformator 150/30 kV voor deze beide onderstations werd opgesteld in Beveren Waas. Omwille van de

aanzienlijke hoeveelheid decentrale productie die reeds aangesloten is op Beveren-Waas en het feit dat de beschikbaarheid van de eerste transformator mede bepaald wordt door de beschikbaarheid van de 150 kV lijn tussen Mercator en Kallo waarop deze is afgetakt, wordt overwogen om de reservetransformator 150/30 kV ook aan te sluiten op Beveren-Waas, zei het dat hij beschikbaar blijft als reserve voor andere locaties 150/30 kV.

### 5.9.8 REGIO AALTER

Het 36 kV-net in de regio Aalter wordt gevoed via twee transformatoren 150/36 kV van 65 MVA in het onderstation Aalter Bekaertlaan. Een van beide transformatoren bereikt zijn einde levensduur, waardoor een vervanging voorzien wordt door een van 125 MVA. Het hernemen van de reservevoeding op een naburige zone vormt immers geen economisch te verantwoorden oplossing. De vervanging van de tweede transformator 150/36 kV 65 MVA dringt zich op op langere termijn, of kan sneller vereist zijn indien de belasting in de regio Aalter sterker dan voorzien zou toenemen.

### 5.9.9 WAASLANDHAVEN

In het kader van de verdere ontwikkeling van de haven van Antwerpen is de start van de bouwwerken voor de creatie van het Saefthinghedok gepland - zie ook 4.1.7. Verschillende hoogspanningslijnen en pylonen bevinden zich in het projectgebied, waardoor een verplaatsing van deze lijnen noodzakelijk wordt, reeds vanaf de eerste bouwfase van het dok.

Op vraag van het Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen heeft Elia verschillende verplaatsingsscenario's onderzocht om een gepaste oplossing voor de betrokken lijntrajecten uit te werken:

- 2 lijntrajecten 380 kV tussen Doel en Mercator met elk twee 380 kV verbindingen zullen verplaatst en verhoogd worden;
- 1 lijntraject 150 kV tussen Ketenisse en Doel zal ter hoogte van het dok ondergronds gebracht worden.

### 5.9.10 VERVANGINGSPROJECTEN

Verder wordt in een reeks onderstations zuiver vervangingsprojecten voorzien: de vervanging van de langskoppelingen en het hoog- en laagspanningsmateriaal in Doel 380 kV en het vervangen van hoog- en laagspanningsmateriaal in de 150 kV onderstations Doel, Mercator (ook 380 kV), Heimolen, Ninove, Lokeren, Flora, Ringvaart (enkel laagspanning), Kennedylaan, Drongen, Aalst (70 kV en 150 kV), Aalst Noord (enkel laagspanning), Aalter, Eeklo Pokmoer, Ruien, Wortegem, Deinze, Oudenaarde en Zele Industrie.

Verdere analyses hebben aangetoond dat de nodige vervangingen aan de 150 kV verbinding tussen Langerbrugge en Eeklo Pokmoer om deze op lange termijn te kunnen behouden zich beperken tot de geleiders. Gezien deze 150 kV lijn instaat voor de voeding van de transformatie 150/36 kV te Eeklo Pokmoer, en via deze lijn een nieuwe 150 kV verbinding tussen Langerbrugge en Eeklo Noord gemaakt kan worden in deze nood zich stelt, wordt er voorzien de geleiders te vervangen.



## 5.10 PROVINCIE VLAAMS-BRABANT

Het aantal projecten in deze sectie is beperkt doordat een groot deel van de regio gevoed wordt vanuit het bestaande 70 kV-net, dat geen deel uitmaakt van het Federaal Ontwikkelingsplan.

### 5.10.1 ONTWIKKELINGEN GELINKT AAN HET HERSTRUCTUREREN VAN HET NET IN BRUSSELS GEWEST

In het kader van de langetermijnstudies voor het net in Brussel waren er ook een aantal investeringen in de rand van het Brussels gewest geïdentificeerd en voorzien.

De onderstations van Relegem en Dilbeek zullen op termijn volledig afgebroken worden.

Om tegemoet te komen aan de evolutie van het lokale verbruik en om de verouderde toestellen te vervangen, zullen de injecties naar middenspanning in Eizeringen en Kobbegem volledig gevoed worden vanuit het 150 kV-net.

In Sint-Genesius-Rode zal een tweede transformator 150/36 kV geïnstalleerd worden die het verlaten van het nabijgelegen 36 kV-net mogelijk zal maken.

De drie transformatoren 150/36 kV van het onderstation Machelelen zullen ook vervangen worden gezien deze hun einde levensduur bereiken. Een piste, nog te bevestigen, voorziet om één van de drie nieuwe transformatoren in Buda te plaatsen.

### 5.10.2 LEUVEN

Door de bijkomende transformator 150/70 kV die in Gasthuisberg werd opgesteld, wordt het mogelijk om de 70 kV lijn naar Tienen die haar einde levensduur bereikt heeft te ontmantelen. Omdat Tienen op zijn beurt dan de spanningsondersteuning vanuit Leuven verliest, zal een 2<sup>de</sup> transformator 150/70 kV in Tienen worden opgesteld.

### 5.10.3 TIENEN – SINT-TRUIDEN

Zoals aangehaald in §5.5.3 naderen enkele lijnen 70 kV hun einde levensduur in de streek tussen Tienen en Sint-Truiden. Momenteel wordt bestudeerd in welke mate en volgens welke timing het 70 kV-net hier zou kunnen afgebouwd worden ten voordele van het 150 kV-net, of het toch optimaler zou zijn het 70 kV-net, eventueel deels, te bestendigen. De huidige oplossing voorziet alvast in een bijkomende 150/70 kV transformator in Tienen, zodat mits een bijkomende 70 kV verbinding tussen Leuven en Heverlee een deel van de 70 kV luchtlijn van Heverlee naar Tienen kan verlaten worden.

De lijn 70 kV tussen Tienen, St Truiden en Landen zal kunnen verlaten worden mede dankzij de transformatieversterking 150/70 kV in Tienen worden en een bijkomende kabelverbinding 70 kV vanuit Tienen naar Jodoigne.

### 5.10.4 VERVANGING LIJN 150 KV TUSSEN DE ONDERSTATIONS GOUY EN DROGENBOS

Zie Waals Brabant 5.11.2.

### 5.10.5 VERVANGINGSPROJECTEN

De periode 2020-2030 omvat ook diverse vervangingsprojecten die losstaan van structuurwijzigingen:

- vervanging van de laagspanning en van een vermogensschakelaar van het 150 kV onderstation Grimbergen;
- vervanging van de 150 kV verbinding tussen de onderstations van Bruegel en Drogenbos;
- vervanging van enkele hoogspanningsuitrustingen in de 150 kV en 380 kV onderstations van Bruegel;
- vervanging van de laagspanning en van enkele hoogspanningsuitrustingen in het 380 kV onderstation van Verbrande Brug;
- vervanging van de hoogspanning en laagspanning van het onderstation 150 kV te Diest;
- vervanging van de hoogspanning en laagspanning van het onderstation 150 kV te Wespelaar;
- vervangingsproject te Malderen dat in coördinatie gebeurt met de installatie van een transformator 150/70 kV komende van Schelle naar aanleiding van de herstructurering van het 70 kV-net rond Schelle. Deze werken zullen in de loop van 2018 beëindigd zijn.

De vervanging van de geleiders en uitrustingen van de 150 kV lijnen tussen Verbrande Brug en Bruegel wordt momenteel bestudeerd en voorzien tegen het einde van de periode 2020 - 2030.

De vervanging van de resterende olie-gedeeltes van twee 150 kV kabels is eveneens voorzien, namelijk:

- een derde (4 km) van de verbinding tussen Machelen en Woluwe;
- het kabelgedeelte (1,2 km) van de verbinding tussen Verbrande Brug en Machelen.



Figuur 5.9: Overzichtskartaal netinvesteringen provincie Vlaams-Brabant

## 5.11 PROVINCIE WAALS-BRABANT

### 5.11.1 VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIE NAAR MIDDENS PANNING IN WATERLOO

De transformatiecapaciteit naar middenspanning van het 36 kV-onderstation Waterloo wordt momenteel reeds sterk benut, en zal bij een verdere stijging niet meer in staat zijn om te voorzien in de voeding van het verbruik op dit onderstation.

In deze context wordt overwogen om op lange termijn een tweede 150/11 kV-transformator in dit onderstation te installeren. Deze nieuwe transformator zou worden gevoed via een 150 kV-kabel, die vanaf het 150 kV-onderstation van Eigenbrakel moet worden aangelegd. Gezien de termijnen voor het verkrijgen van de vergunningen en toelatingen voor dit type infrastructuur, werd een tussentijdse versterkingsfase ingelast die bestaat uit de installatie van een 36/11 kV-transformator in Waterloo.

Op basis van de huidige vooruitzichten neemt het verbruik echter niet of zeer traag toe, waardoor dit slechts op zeer lange termijn een aandachtspunt vormt. De behoefte aan bijkomende versterking wordt jaarlijks opnieuw geëvalueerd.

### 5.11.2 VERVANGING VAN DE 150 KV-LIJN TUSSEN DE ONDERSTATIONS GOUY EN DROGENBOS

De 150 kV-lijn tussen de onderstations van Gouy en Drogenbos (via de onderstations van Oostkerk, Klabbek en Buizingen) is verouderd en wordt momenteel volledig vervangen.

Deze lijn voorziet in het transport van elektriciteit naar twee belangrijke afnamepunten (Oostkerk en Buizingen) en tussen twee 380/150 kV-injectietransformatoren die Waals-Brabant voeden.

De vervanging van deze lijn verloopt samen met de renovatie van de onderstations van Oostkerk, Buizingen en Klabbek, met inbegrip van de renovatie van injectietransformatoren naar middenspanning.

Deze belangrijke aanpassing zal meerdere jaren in beslag nemen om de beoogde netstructuur te kunnen realiseren.

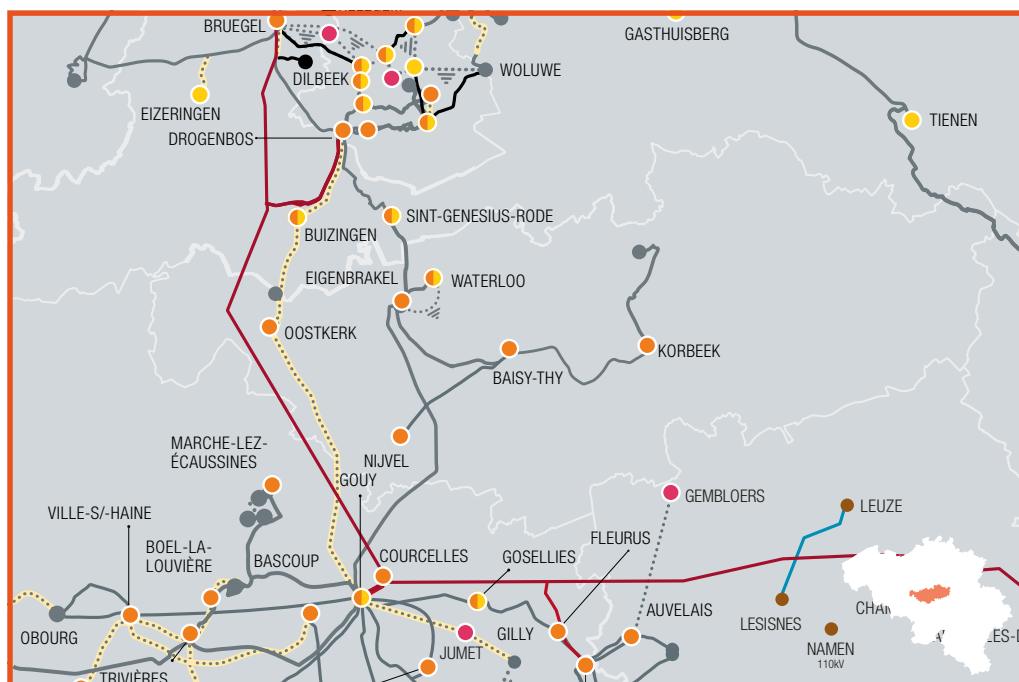
### 5.11.3 VERVANGING VAN DE 70 KV-LIJN GOUY - BAULERS

De vervanging van de huidige 70 kV-verbinding tussen Gouy en Baulers door een 150 kV-lijn werd voorzien waarbij de uitbating op 70 kV behouden zou blijven. Een uitgebreide audit heeft echter aangetoond dat herstellingswerken toelaten deze 70 kV-lijn in dienst te houden tot na 2030.

### 5.11.4 VERVANGINGSPROJECTEN

Als aanvulling worden losstaande vervangingen en structuurveranderingen voorzien. Zo zijn er werken gepland te Oostkerk 150 kV, Korbeek 150 kV, Nijvel 150 kV en Eigenbrakel 150 kV.

Te Baisy-Thy is door de verdwijning van de 70 kV-installaties, waarbij de voeding van Court-Saint-Etienne voorzien wordt op 36 kV, plaats vrijgekomen op de site. Dit laat toe een koppelveld 150 kV te bouwen dat de betrouwbaarheid van de uitbating van dit 150 kV-onderstation, die belangrijk is voor Waals-Brabant, verbetert.



Figuur 5.10: Overzichtskartaal netinvesteringen provincie Waals-Brabant



## 5.12 PROVINCIE WEST-VLAANDEREN

Het aantal projecten in deze sectie is beperkt doordat een groot deel van de regio gevoed wordt vanuit het bestaande 70 kV-net, dat geen deel uitmaakt van het Federaal Ontwikkelingsplan.

### 5.12.1 PROJECTEN GELINKT AAN DE INTERNE BACKBONE 380 KV

Deze regio werd gekenmerkt door verschillende projecten die kaderen in de versterking van de backbone 380 kV.

Het STEVIN-project voorzag een uitbreiding van het 380 kV-net tot aan de kust. Deze uitbreiding werd te Zeebrugge verbonden met het huidige 150 kV-net via twee nieuwe 380/150 kV transformatoren. In het kader hiervan worden ook verschillende aanpassingen doorgevoerd aan het 150 kV-net waaronder het ondergronds brengen van de 150 kV lijnen tussen Brugge en Eeklo Noord. De werken voor de afbraak van 150 kV lijnen tussen Brugge en Eeklo Pokmoer zijn nog uit te voeren gezien deze slechts aangevat kunnen worden na het in dienst nemen van de nieuwe 150 kV kabelverbindingen tussen Brugge en Eeklo Noord. Gezien deze kabelverbindingen aanzienlijke hoeveelheid Mvar's opwekken werd eveneens een nieuwe 150 kV shuntreactor van 75 Mvar voorzien in Slijkens ter compensatie.

In het kader van het ontkoppelen van de 150 kV-netten in de provincies Oost- en West-Vlaanderen dienen er in deze regio een aantal werken uitgevoerd te worden (zie ook 4.1.10). Concreet dient een stroombeperkend netelement voorzien te worden op de kabelverbinding tussen Koksijde en Slijkens. Dit dient op korte termijn gerealiseerd te worden gezien de belasting van deze kabel toeneemt met onder andere de komst van bijkomende offshore windproductie en de grotere uitwisselingen op de 380 kV-as Mercator - Horta - Avelgem ten gevolge de overgang naar hoge performantiegeleiders. Een laatste analyse is lopende om de keuze voor een een dwarsregeltransformator te bevestigen, waarbij ook rekening gehouden wordt met verdere toekomstige ontwikkelingen in de regio zoals de komst van de "Ventilus" en het potentieel aan bijkomende onshore decentrale productie.

In het kader van het versterken van de zuidgrens diende het onderstation Avelgem 380 kV geüpgraded te worden. Deze versterking was nodig omwille van de upgrade van de verbindingen met HTLS-geleiders.

De impact van volgende backbone projecten op het onderliggende 150 kV-net, zoals de uitbouw van de "Ventilus", worden momenteel nog bestudeerd, en zal afhangen van de weerhouden tracés, technologiekeuzes, e.d.

### 5.12.2 VERSTERKING VAN DE TRANSFORMATIECAPACITEIT 150/36 KV TE KOKSIJDE EN ZEDELGEM

De transformatiecapaciteit 150/36 kV te Zedelgem die instaat voor de voeding van het 36 kV-net in de regio Zedelgem wordt zwaar gesolliciteerd. Dankzij ondersteuning vanuit de nabijgelegen 36 kV-netten van de regio's Slijkens en Brugge kunnen met het huidige belastingsbeeld congesties vermeden worden. Het versterken of creëren van deze ondersteuning vormt geen aangewezen piste. Bovendien bereiken een aantal van deze ondersteuning hun einde levensduur binnen 10 tot 15 jaren. Een structurele oplossing bestaat er daarom in om een bijkomende transformator 150/36 kV 125 MVA te plaatsen te Zedelgem. Hiertoe dient eveneens een onderstation 150 kV opgericht te worden te Zedelgem. Het vooruitzicht dat er geen significante belastingsgroei te verwachten valt in de regio Zedelgem wordt echter reeds meerdere jaren bevestigd. Deze investering wordt daarom gekoppeld aan het bereiken van de einde levensduur van diverse kabels 36 kV, hetgeen zich op langere termijn manifesteert.

Te Koksijde wordt eveneens voorzien een bijkomende transformator 150/36 kV van 125 MVA te plaatsen om de voeding van het onderstation Lombardsijde volledig vanuit Koksijde te kunnen voorzien. Deze investering vermijdt dat een meer dan 20 km lange 36 kV kabel tussen Slijkens en Lombardsijde vernieuwd dient te worden. Het versterken van de transformatiecapaciteit 150/36 kV 125 MVA te Koksijde creëert ook bijkomende aansluitingscapaciteit voor kleine clusters decentrale productie, zoals eventuele windproductie langsheen de E40.

### 5.12.3 REGIO KORTRIJK

Oorspronkelijk werd in de regio een 70 kV-net aangelegd voor het lokale transport. In een latere fase werd het net tussen de grotere onderstations verder in 150 kV uitgebouwd en kreeg het 70 kV-net vooral een reserverol toebedeeld.

Omdat een aantal 70 kV installaties hun einde levensduur bereiken, kan het huidig 70 kV-net geoptimaliseerd/vereenvoudigd worden door belasting volledig te overhevelen naar het 150 kV-net. Zowel in Desselgem als in Oostrozebeke zal het 70 kV onderstation evolueren naar een vereenvoudigde structuur die uitsluitend dient als reservevoeding. De belasting zal volledig gevoed worden van uit het 150 kV-net. In Sint-Baafs-Vijve zal het 70 kV onderstation volledig worden vereenvoudigd en zal de 150/70 kV transformator dienen als ondersteuning voor het 70 kV-net.

Door het gereduceerd gebruik van de 70/10 kV installaties kunnen het aantal 150/70 kV transformaties, bij hun einde levensduur, verminderd worden. Dit is van toepassing in Izegem, waar de 150/70 kV transformator afgebroken en niet vervangen zal worden.

De 150 kV installaties die hun einde levensduur bereiken, dienen doorgaans 1 op 1 te worden vervangen. Dit is bijvoorbeeld van toepassing in de onderstations van Izegem, Sint-Baafs-Vijve en voor de lijn Izegem - Ruien.

### 5.12.4 WESTHOEK

Het net in de regio Westhoek wordt geconfronteerd met een aantal uitdagingen.

Een eerste uitdaging is de onvoldoende afnamecapaciteit naar de distributienetten van Neerwaasten en Ieper. In Neerwaasten kan de bestaande transformatiecapaciteit alsook de capaciteit van het bovenliggend 70 kV-net nog onvoldoende de bestaande behoeften invullen, terwijl in Ieper de grens van de mogelijkheden eveneens zo goed als bereikt is.

Vervolgens zijn er problemen met de spanningskwaliteit; het uitgestrekte distributienet van Poperinge tot aan de Franse grens werd bediend vanuit het koppelpunt Ieper, via distributielussen die tot 30 km lang zijn, met spanningsproblemen tot gevolg. Neerwaasten werd gevoed door twee lange 70 kV lijnen die bij de gestegen afname de spanning evenmin nog voldoende kunnen garanderen.

Als laatste uitdaging is er de einde levensduur van de installaties. Tal van 70 kV installaties zoals in Noordschote, Neerwaasten, Koksijde en Moeskroen hebben hun einde levensduur bereikt en dienen vervangen te worden om de bedrijfszekerheid van het net te kunnen blijven garanderen.

Hieraan wordt tegemoetgekomen door de bestaande 70 kV installaties in deze regio, van Koksijde tot Moeskroen, maximaal te reduceren en gedeeltelijk te vervangen door een 150 kV variant. Dit resulteert in een vereenvoudiging met als resultaat een eenduidige structuur 150 kV of 70 kV die een rationele oplossing biedt aan de uitdagingen van de toekomst.

De eerste fase van de herstructurering, waarbij de dringendste noden werden gedekt, is gerealiseerd. In deze fase werd een eerste 150 kV kabel tussen Ieper en Neerwaasten gelegd samen met de realisatie van een nieuw 150 kV onderstation in Ieper en Neerwaasten. Hiervoor is ook de bestaande hoogspanningslijn Ieper-Noord – Ieper ontdebeld naar twee draadstellen. Ook is er een nieuw onderstation in Poperinge Sappenleen in dienst genomen met een 150 kV kabel vanuit Ieper.

In een tweede fase zal het 70 kV onderstation te Neerwaasten volledig worden afgebroken ten voordele van een 150 kV onderstation waarbij een nieuwe 150 kV kabel wordt gelegd richting het onderstation Wevelgem. Het definitieve tracé van deze verbinding moet nog bepaald worden. Deze evolutie laat toe om het parallelle 70 kV net tussen Noordschote en Moeskroen volledig te ontmantelen. Voor de voeding van het onderstation Noordschote zullen bestaande 70 kV lijnen worden hergebruikt; de hoogspanningslijnen komende van Koksijde en Izegem – Westrozebeke. Het 70 kV onderstation in Noordschote zal volledig worden vernieuwd. In het onderstation van Koksijde zal het 70 kV-gedeelte volledig worden ontmanteld ten voordele van een 150 kV variant.

### 5.12.5 PITTEM - BEVEREN - RUMBEKE

De onderstations Beveren en Pittem zijn onder andere verbonden met een 70 kV lijn. De geleider hangt aan een mastenrij die oorspronkelijk bedoeld is voor een 150 kV verbinding. Wegens de eind levensduur van het merendeel van de 70 kV installaties in zowel Beveren en Pittem, is het interessant om deze 70 kV lijn te

opwaarderen naar een 150 kV lijn en zo de volledig regio te harmoniseren naar het 150 kV-net. Deze piste wordt verder onderzocht.

Door de voortdurende toename van belasting aan het onderstation in Rumbeke, wordt er een verhoging van de transformatorcapaciteit voorzien. Naast de bestaande transformatoren worden er twee nieuwe 150/15 kV transformatoren van 50 MVA geïnstalleerd. Deze versterking gaat samen met 1-op-1 vervangingen van de bestaande infrastructuur.

### 5.12.6 ZEEBRUGGE

Twee van de drie transformatoren 150/36 kV 65 MVA te Zeebrugge bereiken hun einde levensduur binnen afzienbare tijd. De visie bestaat er in deze te vervangen door twee nieuwe transformatoren 150/36 kV van 125 MVA. Dit komt voort uit de omvang van de belasting en productie die reeds gevoed wordt via het 36 kV-net in de regio Zeebrugge. Bovendien vertoont de regio nog een aanzienlijk potentieel aan bijkomende belasting en productie, en dit voornamelijk in de achterhaven van Zeebrugge. Het hernemen van de voeding op een naburig 36 kV-zones zoals Brugge of Slijkens vormt geen realistische piste.

### 5.12.7 VERVANGING VAN DE 150 KV-LIJN TUSSEN BRUGGE EN SLIJKENS

De verbinding 150 kV tussen Brugge en Slijkens vertoont diverse vervangingsnoden waarvoor op korte termijn eerste herstellingswerken uitgevoerd zullen worden in afwachting van een definitieve oplossing op langere termijn. Deze ligt momenteel ter studie en houdt naast een vernieuwing van de lijn ook rekening met de synergiemogelijkheden met het nieuwe 380 kV-traject van de "Ventilus", waarbij nieuwe 150 kV-verbindingen in kabel richting Slijkens aangelegd zouden moeten worden.

### 5.12.8 VERVANGINGSPROJECTEN

In de onderstations 150 kV van Slijkens, Tielt, Wevelgem, Menen-West, Kuurne, Beerst, Harelbeke, Westrozebeke, Moeskroen en Heule zijn 1-op-1 vervangingsprojecten voorzien.

Op de verbindingen Ruien-Deinze en Moeskroen-Wevelgem is de vervanging van de geleiders voorzien en op de verbinding Ruien-Thieulain is een volledige retrofit gepland.



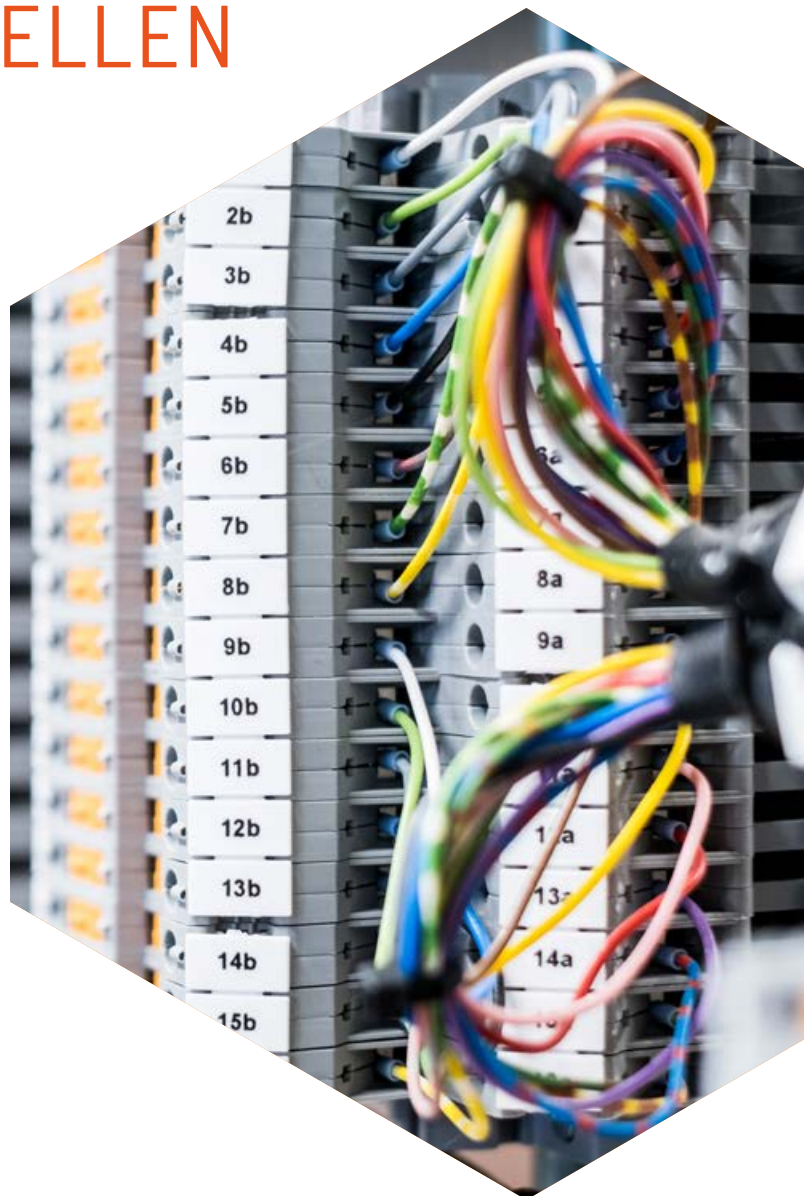
Figuur 5.11: Overzichtskartaal netinvesteringen provincie West-Vlaanderen



# 6

## BIJLAGE 1: OVERZICHTSTABELLEN EN LEGENDE

- 6.1** - Inleiding
- 6.2** - Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van het transmissienet 380 kV, de interconnecties (tem 220 kV) en de offshore netontwikkelingen
- 6.3** - Vergelijkende tabel type goedkeuring huidig en vorig ontwikkelingsplan
- 6.4** - Overzichtstabel projecten ter ontwikkeling van de transmissienetten 220-150-110 kV
- 6.5** - Overzichtstabel projecten stand van zaken
- 6.6** - Kosten-baten fiches interconnectieprojecten ter goedkeuring
- 6.7** - Legende kaarten



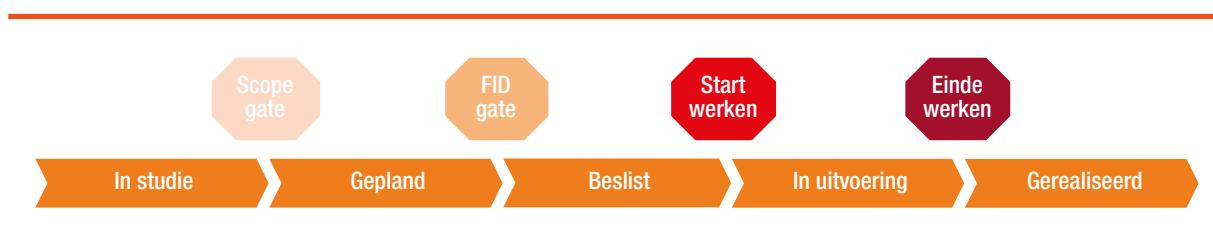
## 6.1 INLEIDING

De hierna volgende tabellen geven een exhaustief overzicht van alle projecten binnen het kader van dit Federaal Ontwikkelingsplan.

- 1. De eerste tabel** geeft een overzicht van alle projecten gelinkt aan de ontwikkeling van het 380 kV transmissienet, de interconnecties (t.e.m. 220 kV) en de offshore netontwikkelingen. Deze projecten zijn alfabetisch geordend volgens de cluster waartoe ze behoren. Per project zijn het ID-nummer van dit ontwikkelingsplan, het ID-nummer van TYNDP 2018, de locatie, een beknopte beschrijving van de werken, het type van goedkeuring, de status van het project, de voorziene indienstname en de drijfveren gegeven. De status van een project dient chronologisch geïnterpreteerd te worden zoals weergegeven in onderstaande figuur.
- 2. De tweede tabel** geeft voor de projecten uit de eerste tabel de vergelijking tussen het type goedkeuring in dit ontwikkelingsplan en het type goedkeuring dat bekomen werd na de vorige versie van het federaal ontwikkelingsplan.
- 3. De derde tabel** geeft een overzicht van alle projecten gelinkt aan de ontwikkeling van de netten op 220, 150 en 110 kV. De projecten zijn gegroepeerd per provincie en vervolgens alfabetisch geordend naar locatie. Wanneer het een verbinding betreft is de provinciebepaling gebeurd volgens het eerste vernoemde onderstation in de locatiebeschrijving. Per project zijn de provincie, het ID-nummer van dit ontwikkelingsplan, de locatie, een beknopte beschrijving, het type van goedkeuring,

de status, de voorziene indienstname en de drijfveren gegeven. De plannings van de projecten voor de spanningsniveaus 220-150-110 kV (zie hoofdstuk 5) met een indienstname datum voorzien in de periode 2025-2030, zijn in hoofdzaak indicatief en worden niet ter goedkeuring voorgelegd (type goedkeuring 'I'). Deze zullen worden herzien in de volgende ontwikkelingsplannen naargelang er meer zekerheid is over de onderliggende hypothesen. Projecten waarvoor een investeringsbeslissing genomen dient te worden in de periode 2020 – 2025 (weliswaar met indienstname in de periode 2025 – 2030), worden wel ter goedkeuring voorgelegd (type goedkeuring 'FA').

- 4. De vierde overzichtstabel** geeft een stand van zaken van de projecten die reeds opgenomen waren in het Federaal Ontwikkelingsplan 2015-2025. Deze projecten zijn gerangschikt op ID-nummer uit vorig ontwikkelingsplan. De tabel geeft vervolgens per project de locatie, een beknopte beschrijving, de indienstname datum uit het vorige plan en het huidige plan, de status van het project en een verklaring voor een eventuele wijziging van de voorziene indienstname.
- 5. Een laatste bijlage** tot slot herneemt voor de interconnectieprojecten die ter goedkeuring worden voorgelegd een kwantitatief overzicht van de kosten en baten zoals uitgewerkt en gepubliceerd in het kader van het TYNDP 2018. De cijfers met betrekking tot de sociaal-economische welvaart werden aangevuld op basis van de uitgevoerde simulaties in het kader van voorliggend ontwikkelingsplan.



Figuur 6.1: Opeenvolging van de verschillende statussen van een project<sup>(1)</sup>

<sup>1</sup> De gehanteerde definities om de status per project te bepalen in voorliggend ontwikkelingsplan verschilt van de definities gehanteerd door TYNDP

## 6.2 OVERZICHTSTABEL PROJECTEN TER ONTWIKKELING VAN HET TRANSMISSIENET 380 KV, DE INTERCONNECTIES (TEM 220 KV) EN DE OFFSHORE NETONTWIKKELINGEN

CLUSTER	ID	TYNDP - ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMEDATUM	DRIJFVEER				
								BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGS-ZEKERHEID	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIE-NETBEHEERERS	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
ALEGrO	1	92 (146)	Lixhe - Oberzier (D)	Nieuwe internationale gelijkstroomverbinding België - Duitsland	P	In uitvoering	2020		✓			
Aubange - Brume - Gramme	2	/	Aubange - Brume - Gramme	Plaatsing tweede draadstel (Aubange - Brume) en versterking met hoogprestatiegeleiders (Brume - Gramme) 380 kV	C	Studie	Conditioneel TBD		✓			
Courcelles 380	3	/	Courcelles	Nieuw aansluitingsveld voor centrale productie in bestaand onderstation 380 kV	C	Studie	1,5 à 2 jaar na beslissing		✓			
Gramme - Van Eyck	4	/	Dilsen - Stokkem	Nieuw onderstation voor aansluiting centrale productie-eenheden 380 kV	C	Studie	2,5 à 3 jaar na beslissing		✓			
Interactie 380 kV & onderliggend transmissie-netwerk	5	/	Kallo	Versterking van de transformatiecapaciteit in Kallo 380/150 kV	FA	Studie	2022	✓				
Interactie 380 kV & onderliggend transmissie-netwerk	6	/	Lillo	Versterking van de transformatiecapaciteit in Lillo 380/150 kV	FA	Studie	2022	✓				
Interactie 380 kV & onderliggend transmissie-netwerk	7	/	Rodenhuize	Tweede transformator te Rodenhuize 380/150 kV	P	Gepland	2022		✓			
Interactie 380 kV & onderliggend transmissie-netwerk	8	/	Studie: Limburg	Bijkomende noden ter versterking van de transformatiecapaciteit in Limburg 380 kV	C	Studie	2025	✓				
Interne backbone versterking centrum - oost	9	252 (1516)	Bruegel - Courcelles	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	FA	Studie	2035		✓			
Interne backbone versterking centrum - oost	10	252 (1515)	Gramme - Courcelles	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	FA	Studie	2033		✓			

CLUSTER	ID	TYNDP - ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMEDATUM	DRIJFVEER				
								BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGS-ZEKERHEID	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGE-BRUIKERS EN DISTRIBUTIE-NETBEHEERERS	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
Interne backbone versterking centrum - oost	11	252 (1050)	Gramme - Van Eyck	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	FA	Studie	2029		✓			
Interne backbone versterking centrum - oost	12	252	Mercator - Lint, Mercator - Massenhoven	Plaatsing 4 <sup>e</sup> draadstel 380 kV. Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	FA	Studie	2030		✓			
Interne backbone versterking centrum - oost	13	252 (1456)	Massenhoven	Uitbreiding onderstation met koppeling 380 kV	P	Studie	2024		✓			
Interne backbone versterking centrum - oost	14	252 (1456)	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Installatie van een tweede draadstel in HTLS geleiders 380 kV, welke tussen Massenhoven en Heze het bestaand 150 kV draadstel op de mastenrij vervangt	P	Studie	2024		✓			
Interne backbone versterking centrum - oost	15	252 (1456)	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Upgrade van het bestaand draadstel naar HTLS geleiders 380 kV	P	Studie	2024		✓			
Interne backbone versterking centrum - oost	16	252 (1517)	Mercator - Bruegel	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	FA	Studie	2025		✓			
Lange termijn potentieel energie-transitie	17	40 (650)	Aubange - LU/DE (studie)	Trilaterale studie met CREOS & Amprion voor interconnectie versterking met Luxemburg	I	Studie	2035		✓			
Lange termijn potentieel energie-transitie	18	/	Noord- en Zuidgrens	Studie naar verdere ontwikkeling van onshore corridors binnen de Noordzeeregio, en de behoeften die nieuwe corridors op noord- en zuidgrens hierin kunnen invullen	I	Studie	TBD		✓			
Lange termijn potentieel energie-transitie	19	/	Northsea Offshore Grid	Northsea Offshore Grid - Studie naar de verdere ontwikkeling & integratie van een vermaasd grensoverschrijdend net in de Noordzee	I	Studie	TBD		✓	✓		
Mercator 380	20	/	Mercator	Herstructurering post 380 kV	FA	Studie	2025	✓	✓			
Middelen voor spannings-beheer - fase 1	21	/	Studie: Wevelgem 150 kV, Moeskroen 150 kV, Ruien 150 kV, Rodenhuize 150 kV, Awirs 150 kV, Zandvliet 380 kV	225 MVar condensatorbatterijen	P	Studie	2020		✓			



CLUSTER	ID	TYNDP - ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMEDATUM	DRIJFVEER					
								BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGSZEKERHEID	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIE-NETBEHEERERS	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	
Middelen voor spanningsbeheer - fase 2	22	/	Studie: Wevelgem 150 kV, Moeskroen 150 kV, Ruiien 150 kV, Rodenhuize 150 kV, Awirs 150 kV, Zandvliet 380 kV	355MVar condensatorbatterijen	P	Studie	2021-2022		✓				
Middelen voor spanningsbeheer - fase 2	23	/	Aubange 220 kV, Verbrande Brug 150 kV, Horta 380 kV, Rimiëre 220 kV	540MVar shuntreactoren 150 kV/220 kV/380 kV	P	Studie	2021-2022		✓				
Middelen voor spanningsbeheer - fase 3	24	/	Studie	Extra statische & dynamische spanningsregelingsmiddelen gelinkt aan de nucleaire uitstap, zowel voor injectie als absorptie van reactieve energie	C	Studie	2025		✓				
Modular Offshore Grid - fase 2	25	120 (1625)	Offshore - Onshore	Bijkomende offshore netinfrastructuur	C	Studie	2026-2028		✓	✓			
Nautilus: tweede interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk	26	121 (934)	België - Verenigd Koninkrijk	Nieuwe HVDC interconnectie Verenigd Koninkrijk - België	I	Studie	≥ 2028		✓				
Nieuwe corridor Avelgem-Centrum ("Boucle du Hainaut")	27	340 (1519)	Avelgem - Centrum	Nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding inclusief postaanpassingen en installatie van PSTs. Inclusief een versterking van de transformatiecapaciteit in Henegouwen	FA	Studie	2026-2028	✓	✓				
Nieuwe corridor Stevin-Avelgem ("Ventilus")	28	329 (1518)	Stevin - Izegem/Avelgem	Het inlusen van de Stevin-as naar een knooppunt verder landinwaarts (bv. Izegem/Avelgem) via een nieuwe bovengrondse 380 kV wisselstroomverbinding, inclusief postaanpassingen. Inclusief een versterking van de transformatiecapaciteit in West-Vlaanderen	FA	Studie	2026-2028	✓	✓	✓			
Noordgrens: BRABO II	29	297 (445)	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Nieuwe lijn met twee draadstellen 380 kV	P	In uitvoering	2020	✓	✓				
Noordgrens: BRABO II	30	/	Lillo - Zandvliet	Ondergronds brengen bestaande lijn 150 kV	P	In uitvoering	2020	✓	✓				
Noordgrens: BRABO III	31	/	Kallo - FINF (Beveren)	Ondergronds brengen bestaande lijn 150 kV	P	Studie	2025		✓				
Noordgrens: BRABO III	32	297 (604)	Liefkenshoek - Mercator	Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding	P	Studie	2025	✓	✓				
Noordgrens: Van Eyck - Maasbracht	33	377 (1561)	Van Eyck - Maasbracht	Upgrade lijnen met HTLS-geleiders en bijkomende PSTs 380 kV	I	Studie	2030		✓				

CLUSTER	ID	TYNDP - ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAMEDATUM	DRIJFVEER					
								BETROUWBAARHEID VAN DE LOKALE ENERGIEVOORZIENING	EUROPESE ONTWIKKELING EN BEVOORRADINGS-ZEKERHEID	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIE-NETBEHEERERS	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	
Noordgrens: Zandvliet-Rilland	34	262 (1257)	Zandvliet	Twee dwarsregeltransformatoren in Zandvliet 380 kV	FA	Gepland	2022		✓				
Noordgrens: Zandvliet-Rilland	35	262 (1257)	Zandvliet - Rilland	Vervanging lijnen met HTLS-geleiders 380 kV	FA	Gepland	2022		✓				
Saeftinghedok ("CPECA")	36	/	Doel - Mercator	Verplaatsing & verhoging 4 draadstellen 380 kV en 1 draadstel 150 kV lijn voor doorgang scheepvaart	C	Studie	2023						✓
STEVIN	37	/	Brugge - Eeklo Noord	Afbraak lijn 150 kV	P	Beslist	2020	✓	✓	✓			
STEVIN	38	/	Brugge - Eeklo Noord	Nieuwe kabel 150 kV	P	In uitvoering	2020	✓	✓	✓			
STEVIN	39	/	Brugge - Eeklo Pokmoer	Afbraak lijn 150 kV	P	Beslist	2020	✓	✓	✓			
Tweede interconnectie tussen België en Duitsland	40	225 (1107)	België - Duitsland	Nieuwe HVDC interconnectie Duitsland - België	I	Studie	≥ 2028		✓				
Zuidgrens: Aubange-Moulaine	41	173 (1281)	Aubange - Moulaine	Installatie van 2 dwarsregeltransformatoren te Aubange 220 kV	FA	Gepland	2021		✓				
Zuidgrens: Avelin-Horta	42	23 (60)	Avelin - Avelgem - Horta	Upgrade lijn met HTLS-geleiders 380 kV	P	Gepland	2022		✓	✓			
Zuidgrens: Lonny-Achene-Gramme	43	280 (1008)	Lonny-Achene-Gramme	Fase 1: installatie dwarsregeltransformator 380 kV	FA	Studie	2025		✓				
Zuidgrens: Lonny-Achene-Gramme	44	280 (1008)	Lonny-Achene-Gramme	Fase 2: Upgrade met HTLS-geleider en tweede PST of alternatieve oplossing 380 kV	I	Studie	2030		✓				
Efficiëntere benutting of beheer van het net: BOM	45	/	Nationaal	Installatie van dieselgeneratoren en privaat satellietnetwerk op 456 posten	P	In uitvoering	2018-2029						✓
Efficiëntere benutting of beheer van het net: Security	46	/	Nationaal	Beveiliging van posten en sites	FA	Gepland	nvt						✓
Efficiëntere benutting of beheer van het net: Optische vezel netwerk	47	/	Nationaal	Uitbreiding en versterking van optische vezelnetwerk	FA	Gepland	nvt						✓
Efficiëntere benutting of beheer van het net: DLR & RTTR	48	/	Nationaal	Investerings voor de plaatsing van Ampacimons	FA	Gepland	nvt						✓

## 6.3 VERGELIJKENDE TABEL TYPE GOEDKEURING HUIDIG EN VORIG ONTWIKKELINGSPLAN

TYPE GOEDKEURING PROJECT NA FEDERAAL ONTWIKKELINGSPLAN 2015-2025					
	GEPLAND (P)	CONDITIEEEL (C)	INDICATIEF (I)	NIET OPGENOMEN	
Type goedkeuring project federaal ontwikkelingsplan 2020-2030	Gepland (P)	(1) ALEGrO, (7) Interactie 380-150kV: Rodenhuize, (21) Voltage Control: fase 1, (22) Voltage Control: fase 2 COND, (23) Voltage Control: fase 2 SHR, (29) BRABO II fase 1, (30) BRABO II fase 2, (31) BRABO III 150kV, (32) BRABO III 380kV, (37) STEVIN: Brugge - Eeklo Noord, (38) STEVIN: Brugge - Eeklo Noord, (39) STEVIN: Brugge - Eeklo Pokmoer, (42) Zuidgrens: Avelin - Horta, (45) BOM	(13) Backbone: Massenhoven onderstation, (14) Backbone: Massenhoven - Van Eyck I, (15) Backbone: Massenhoven - Van Eyck II		
	Ter goedkeuring (FA)		(11) Backbone: Gramme - Van Eyck	(34) Noordgrens: Zandvliet - Rilland I, (35) Noordgrens: Zandvliet - Rilland II, (41) Zuidgrens: Aubange - Moulaine, (43) Zuidgrens: PST Lonny-Gramme	(5) Interactie 380-150kV: Kallo, (6) Interactie 380-150kV: Lillo, (9) Backbone: Bruegel - Courcelles, (10) Backbone: Gramme - Courcelles, (12) Backbone: Mercator - Lint/Massenhoven, (16) Backbone: Mercator - Bruegel, (20) Backbone: Mercator onderstation, (27) Boucle du Hainaut, (28) Ventilus, (46) Security, (47) Optic Fiber, (48) DLR & RTTR
	Conditioneel (C)		(2) Productie: COO, (3) Productie: Seneffe, (4) Productie: Dils Energy, (36) Saeftinghedok	(25) MOG fase 2	(8) Interactie 380-150kV: Limburg, (24) Voltage Control: fase 3
	Indicatief (I)			(17) Lange termijn: BE-LU-DE, (26) Nautilus, (33) Noordgrens: Van Eyck - Maasbracht, (40) BE - DE II, (44) Zuidgrens: Lonny - Achene - Gramme	(18) Lange termijn: noord- en zuidgrens, (19) Lange termijn: North Sea offshore grid

## 6.4 OVERZICHTSTABEL PROJECTEN TER ONTWIKKELING VAN DE TRANSMISSIENETTEN 220-150-110 KV

ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAME-DATUM	DRIJFVEER							PARAGRAAF
						EVOLUTIE ELEKTRICITEITS-VERBRUIK	VERNIEUWING VEROUWERDE UITRUSTINGEN	FACILITEREN MARKTINTEGRATIE EN VERHOGEN VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID	ONTHAAL VAN CENTRALE PRODUCTIE	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERDERS	FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	
<b>Provincie Antwerpen</b>													
49	Amoco (Geel)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2021		✓						5.2.6
50	Balen	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2021		✓						5.2.6
51	Beerse	Nieuw onderstation 150/15 kV	FA	In studie	2022	✓	✓						5.2.1
52	Beerse - Rijkevorsel	Nieuwe kabel 150 kV	P	Beslist	2020	✓	✓						5.2.1
53	Beerse - Turnhout - Mol	Upgrade lijn voor uitbating op hogere spanning (150 kV)	FA	In studie	2022	✓	✓						5.2.1
54	Burcht	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	P	Gepland	2021		✓						5.2.6
55	Damplein	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	I	In studie	2025 - 2030	✓							5.2.2
56	Ekeren	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2021		✓						5.2.6
57	Heist-op-den-Berg	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2023		✓						5.2.6
58	Herentals	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	FA	In studie	2021		✓						5.2.1
59	Herentals - Heze	Nieuwe kabel 150 kV	FA	In studie	2021		✓						5.2.1
60	Herentals - Poederlee	Nieuwe kabel 150 kV	I	In studie	2025 - 2030	✓	✓						5.2.1
61	Hoogstraten	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA en transformator 150/15 kV van 50 MVA	I	In studie	2025 - 2030					✓			5.2.1
62	Hoogstraten - Rijkevorsel	Nieuwe kabel 150 kV	I	In studie	2025 - 2030					✓			5.2.1
63	Lint	Bijkomende vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2025 - 2030		✓						5.2.6
64	Lint	Vervanging transformator 380/150 kV door een van 555 MVA en vervanging hoogspanning onderstation 380 kV	I	In studie	2025 - 2030		✓						5.2.6





ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAME-DATUM	DRIJFVEER								PARAGRAAF		
						EVOLUTIE ELEKTRICITEITS-VERBRUIK	VERNIEUWING VEROUWERDE UITRUSTINGEN	FACILITEREN MARKTINGE-GRATIE EN VERHOGEN VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID	ONTHAAL VAN CENTRALE PRODUCTIE	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERERS	WETGEVING	EFFICIENTERE BENUTTING OF BEHEER NET		FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT	
103	Molenbeek - Sint-Agatha-Berchem	Nieuwe kabel 150 kV	P	In uitvoering	2021	✓	✓									5.3.2
104	Quai Demets	Vervanging transformator 150/36 kV 70 MVA door een van 125 MVA	FA	Gepland	2025 - 2030	✓	✓									5.3.2
105	Quai Demets - Zuid	Nieuwe kabel 150 kV	FA	Gepland	2025 - 2030		✓									5.3.4
106	Schaarbeek	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	P	Beslist	2023	✓										5.3.3
107	Schaarbeek	Vervanging transformator 150/36 kV van 125 MVA	P	Beslist	2023		✓									5.3.2
108	Sint-Agatha-Berchem	Nieuw onderstation 150 kV	P	Beslist	2021	✓	✓									5.3.2
109	Vorst	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2024		✓									5.3.4
110	Zuid	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/36 kV door een van 125 MVA	FA	Gepland	2021		✓									5.3.4
<b>Provincie Henegouwen</b>																
111	Antoing - Mouscron	Retrofit lijn 150 kV	I	In studie	2025 - 2030		✓									5.4.13
112	Bascoup	Ontmanteling van het onderstation 70 kV en vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	P	In uitvoering	2022		✓									5.4.3
113	Baudour	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2024		✓									5.4.13
114	Baudour - Chièvre	Retrofit lijn 150 kV	FA	In studie	2023		✓									5.4.13
115	Binche - Trivières	Nieuwe kabel 150 kV	FA	In studie	2022		✓									5.4.13
116	Binche - Trivières	Vervanging lijn (150 kV)	FA	In studie	2022		✓									5.4.13
117	Boel La Louvière	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en herstructurering 30 kV	FA	Gepland	2025 - 2030		✓					✓		✓		5.4.13
118	Chievres - Gaurain	Retrofit van de lijn 150 kV	FA	In studie	2020		✓									5.4.13
119	Ciply	Herstructurering onderstation (migratie gedeeltelijk naar 150 kV) en installatie nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	P	Beslist	2022		✓				✓	✓		✓		5.4.7
120	Ciply - Pâturages	Nieuwe kabel 150 kV	P	In uitvoering	2021		✓				✓					5.4.7





ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAME-DATUM	DRIJFVEER								PARAGRAAF	
						EVOLUTIE ELEKTRICITEITS-VERBRUIK	VERNIEUWING VEROUWERDE UITRUSTINGEN	FACILITEREN MARKTINGEGRAATIE EN VERHOGEN VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID	ONTHAAL VAN CENTRALE PRODUCTIE	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERERS	WETGEVING	EFFICIENTERE BENUTTING OF BEHEER NET		FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
140	Marquain	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	Gepland	2025 - 2030		✓								5.4.13
141	Moeskroen	Vervanging hoogspanning en laagspanning door een nieuwe GIS onderstation 150 kV	P	Beslist	2022		✓								5.12.8
142	Moeskroen - Wevelgem	Vervanging geleiders lijn 150 kV	FA	In studie	2023		✓								5.12.8
143	Monceau	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2025 - 2030		✓								5.4.13
144	Montignies - Hanzinelle - Neuville	Nieuwe kabel 150 kV	I	In studie	2025 - 2030					✓					5.4.11
145	Neuville	Nieuwe onderstation 150 kV met een nieuwe transformator 150/11 kV 50 MVA en een shunt reactor 150 kV 75 Mvar, en aansluiting van de verbindingen 150 kV en de bestaande transformator 150/70 kV op dit onderstation	I	In studie	2025 - 2030		✓			✓					5.4.11
146	Neuville - Couvin	Twee nieuwe kabels 150 kV (uitbating 70 kV)	I	In studie	na 2030		✓			✓					5.4.11
147	Pâturages	Herstructurering onderstation (migratie gedeeltelijk naar 150 kV) en installatie nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	P	Beslist	2021		✓			✓		✓			5.4.7
148	Tergnée	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2025 - 2030		✓								5.4.13
149	Thuillies	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA in aftakking op een bestaande lijn	FA	Gepland	2021	✓					✓				5.4.9
150	Thy-le-Château	Nieuwe transformator 150/70 kV 90 MVA	I	In studie	2025 - 2030					✓					5.4.11
151	Thy-le-Château - Hanzinelle	Nieuwe kabel 150 kV (uitbating 70 kV)	I	In studie	2025 - 2030		✓			✓					5.4.11
152	Thy-le-Château - Solre	Twee nieuwe kabels 150 kV (waarvan een uitgebaat op 70 kV)	I	In studie	na 2030		✓			✓					5.4.11
153	Trivières	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2022		✓								5.4.13
154	Ville-sur-Haine	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA, nieuwe transformator 150/70 kV 90 MVA en vervanging deel II hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	P	Beslist	2022		✓			✓					5.4.5



ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAME-DATUM	DRIJFVEER								PARAGRAAF	
						EVOLUTIE ELEKTRICITEITS-VERBRUIK	VERNIEUWING VEROUWERDE UITRUSTINGEN	FACILITEREN MARKTINGE-GRATIE EN VERHOGEN VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID	ONTHAAL VAN CENTRALE PRODUCTIE	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERERS	WETGEVING	EFFICIENTERE BENUTTING OF BEHEER NET		FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
172	Tessenderlo Industrie-park	Nieuwe transformator 150/70 kV in bestaand onderstation 150 kV	FA	In studie	2023	✓	✓								5.5.2
<b>Provincie Luik</b>															
173	Amel	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	FA	Gepland	2023						✓				5.6.1
174	Amel - Sankt-Vith	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	I	In studie	na 2030						✓				5.6.1
175	Amel - Stephanshof	Ontkoppeling van de twee draadstellen 110 kV	P	Beslist	2023		✓				✓				5.6.1
176	Ans	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	FA	Gepland	2023	✓	✓								5.6.2
177	Avernas	Vervanging laagspanning van het onderstation 150 kV	FA	In studie	2022		✓								5.6.6
178	Awirs	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	FA	Gepland	2022	✓	✓								5.6.2
179	Awirs	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	FA	In studie	2024		✓								5.6.6
180	Awirs - Rimièrre	Ontmanteling van de lijn 220 kV	FA	In studie	2023		✓								5.6.2
181	Bévercé	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	P	Beslist	2023						✓				5.6.1
182	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	P	Beslist	2023		✓				✓				5.6.1
183	Bressoux	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	FA	In studie	2024		✓						✓		5.6.5
184	Bronrome - Heid-de-Goreux	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	I	In studie	2025 - 2030		✓								5.6.1
185	Brume	Nieuwe transformator 380/110 kV van 300 MVA	P	Beslist	2022		✓				✓				5.6.1
186	Brume	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 220 kV	FA	In studie	2022		✓								5.6.6
187	Brume	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV	P	Beslist	2021		✓								5.6.6
188	Brume - Trois-Ponts	Ontkoppeling van de twee draadstellen 110 kV	P	Beslist	2023		✓				✓				5.6.1
189	Butgenbach	Nieuwe transformator 110/15 kV in bestaand onderstation	P	Beslist	2023						✓				5.6.1





ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAME-DATUM	DRIJFVEER								PARAGRAAF	
						EVOLUTIE ELEKTRICITEITS-VERBRUIK	VERNIEUWING VEROUWERDE UITRUSTINGEN	FACILITEREN MARKTINGEGRAATIE EN VERHOGEN VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID	ONTHAAL VAN CENTRALE PRODUCTIE	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERERS	WETGEVING	EFFICIENTERE BENUTTING OF BEHEER NET		FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
224	Florée - Miécret	Nieuwe lijn 110 kV	FA	In studie	2023		✓				✓				5.8.4
225	Hastière - Pondrome	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken (110 kV)	P	Gepland	2024		✓				✓				5.7.2
226	Les Isnes	Nieuwe transformator 110/12 kV van 40 MVA in antenne op Leuze	I	In studie	na 2030	✓									5.8.4
227	Leuze - Waret	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	I	In studie	na 2030	✓									5.8.4
228	Marche-les-Dames	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	P	In uitvoering	2021	✓	✓								5.8.4
229	Miecret	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	FA	Gepland	2024		✓								5.8.4
230	Seilles	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	FA	Gepland	2024		✓								5.8.3
231	Warnant	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	P	Gepland	2021		✓				✓				5.8.4
<b>Provincie Oost-Vlaanderen</b>															
232	Aalst	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/70 kV van 125 MVA door een van 145MVA	P	In studie	2023		✓								5.9.6
233	Aalst Noord	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2024		✓								5.9.10
234	Aalter	Vervanging laagspanning en hoogspanning onderstation 150 kV	P	Beslist	2021		✓								5.9.10
235	Aalter Bekaertlaan	Vervanging van een transformator 150/36 kV 65 MVA door een nieuwe van 125 MVA	FA	In studie	2024		✓								5.9.8
236	Deinze	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2025 - 2030		✓								5.9.10
237	Deinze - Ruien	Vervanging geleiders lijn 150 kV	I	In studie	2025 - 2030		✓								5.12.8
238	Doel	Vervangingen langskoppelingen, hoospanning en laagspanning onderstation 380 kV	P	In studie	2022		✓								5.9.10
239	Doel - Mercator	Aanpassingen pylonen lijn 150 kV voor Saeftinghedok	FA	In studie	2023							✓			5.9.8







ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAME-DATUM	DRIJFVEER								PARAGRAAF	
						EVOLUTIE ELEKTRICITEITS-VERBRUIK	VERNIEUWING VEROUWERDE UITRUSTINGEN	FACILITEREN MARKTINGEGRAATIE EN VERHOGEN VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID	ONTHAAL VAN CENTRALE PRODUCTIE	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERERS	WETGEVING	EFFICIENTERE BENUTTING OF BEHEER NET		
274	Machelen	Vervanging twee transformator 150/36 kV door nieuwe van 125 MVA	FA	Gepland	2025 - 2030	✓	✓								5.10.1
275	Machelen - Woluwe	Nieuwe kabel 150 kV ter vervanging van een oude oliekabel	FA	In studie	2020		✓					✓			5.10.2
276	Relegem	Ontmanteling 150 kV-aftakking, 150 kV-onderstation en transformator 150/36 kV	FA	In studie	2024		✓								5.10.1
277	Sint-Genesius-Rode	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en plaatsen van een tweede transformator 150/36 kV 125 MVA	P	Beslist	2021		✓								5.10.1
278	Tienen	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	P	Beslist	2020		✓								5.10.3
279	Verbrande Brug	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV en 150 kV	FA	In studie	2022		✓								5.10.2
280	Verbrande Brug - Vilvoorde Havendoklaan	Nieuwe kabel 150 kV ter vervanging van een oude oliekabel	I	In studie	2025 - 2030		✓								5.10.2
281	Wespelaar	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2025 - 2030		✓								5.10.2
<b>Provincie Waals-Brabant</b>															
282	Eigenbrakel	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	Gepland	2022		✓					✓			5.11.1
283	Korbeek	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en herstructurering 36 kV	FA	Gepland	2025 - 2030		✓								5.11.1
284	Nijvel	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	Gepland	2025 - 2030		✓								5.11.1
285	Oostkerk	Uitbreiding onderstation 150 kV	P	In uitvoering	2022		✓								5.11.2
286	Oostkerk	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	P	Beslist	2022		✓								5.11.1
287	Oostkerk - Buizingen	Vervanging lijn 150 kV door een kabel	FA	Gepland	2021		✓								5.11.2
288	Oostkerk - Gouy	Vervanging lijn 150 kV	P	Beslist	2023		✓								5.11.2
289	Waterloo	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA	FA	Gepland	2025 - 2030	✓	✓					✓			5.11.1
290	Waterloo - Eigenbrakel	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA aangesloten op nieuwe kabel 150 kV	FA	Gepland	2025 - 2030	✓	✓					✓			5.11.1



ID	LOCATIE	BESCHRIJVING	TYPE GOEDKEURING	STATUS	VOORZIENE INDIENSTNAME-DATUM	DRIJFVEER								PARAGRAAF	
						EVOLUTIE ELEKTRICITEITS-VERBRUIK	VERNIEUWING VEROUWERDE UITRUSTINGEN	FACILITEREN MARKTINTEGRATIE EN VERHOGEN VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID	ONTHAAL VAN CENTRALE PRODUCTIE	INTEGRATIE HERNIEUWBARE EN DECENTRALE ENERGIE IN HET BELGISCHE SYSTEEM	RECHTSTREEKSE NETGEBRUIKERS EN DISTRIBUTIENETBEHEERERS	WETGEVING	EFFICIENTERE BENUTTING OF BEHEER NET		FUNCTIONELE EN TECHNOLOGISCHE CONFORMITEIT
308	Neerwaasten	Uitbreiding van onderstation 150 kV met twee nieuwe transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	FA	Gepland	2023	✓	✓					✓			5.12.4
309	Neerwaasten - Wevelgem	Nieuwe kabel 150 kV	FA	In studie	2023	✓	✓								5.12.4
310	Oostrozebeke	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2025 - 2030		✓								5.12.3
311	Pittem	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA en Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	P	In studie	2022		✓								5.12.5
312	Pittem	Vervanging transformator 150/10 kV van 40 MVA	FA	In studie	2022	✓									5.12.5
313	Rumbeke	Twee nieuwe transformatoren 150/15 kV van 50 MVA en vervangingen van hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2023	✓	✓					✓			5.12.5
314	Sint-Baafs-Vijve	Vereenvoudigen 70 kV en uitbreiding/ Vervanging onderstation 150 kV	P	In studie	2021		✓								5.12.3
315	Slijkens	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2025 - 2030		✓								5.12.8
316	Tielt	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	I	In studie	2025 - 2030		✓								5.12.8
317	West-rozebeke	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	FA	In studie	2025 - 2030		✓								5.12.8
318	Wevelgem	Vervanging hoogspanning en laagspanning van onderstation 150 kV	FA	In studie	2023		✓								5.12.8
319	Zedelgem	Nieuw onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	I	In studie	2025 - 2030	✓					✓				5.12.2
320	Zeebrugge	Vervanging twee transformatoren 150/36 kV door nieuwe van 125 MVA	FA	In studie	2025 - 2030	✓	✓				✓				5.12.6

## 6.5 OVERZICHTSTABEL PROJECTEN STAND VAN ZAKEN

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
1	Zandvliet	Installatie van een dwarsregeltransformator (serieschakeling) 380 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
2	Doel	Nieuwe transformator van 150 MVA 380/150 kV en vervangingen hoogspanning en laagspanning	2016	2016	Gerealiseerd	
3	Doel - Zandvliet	Upgrade bestaande 150 kV lijnverbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding	2016	2016	Gerealiseerd	
4	Kallo - Ketenisse - Lillo	Nieuwe kabel 150 kV	2016	2019	In uitvoering	Wijziging werkplanning - enkele delen al gerealiseerd
5	Ketenisse	Uitbouw onderstation en verzwaren transformatie (125 MVA ipv 65 MVA) 150 kV	2016	2016	Gerealiseerd	
6	Zandvliet	Installatie van een dwarsregeltransformator (parallelschakeling) 380 kV	2016	2016	Gerealiseerd	
7	Ketenisse - Doel	Ondergronds brengen gedeelte bestaande lijn 150 kV	2020	2019	Beslist	Wijziging werkplanning - enkele delen al gerealiseerd
8	Liefkenshoek - Lillo - Zandvliet	Nieuwe lijn met twee draadstellen 380 kV	2020	2020	In uitvoering	
9	Lillo	Nieuwe transformator van 555 MVA in een nieuw onderstation GIS 380/150 kV	2019	2019	In uitvoering	
10	Lillo - Zandvliet	Ondergronds brengen bestaande lijn 150 kV	2020	2020	In uitvoering	
11	Lillo - Merksem	Ondergronds brengen gedeelte bestaande lijn 150 kV	2020	2018	Gerealiseerd	Wijziging werkplanning
12	Mercator	Toevoegen langskoppeling in bestaand onderstation 380 kV	2020	2017	Gerealiseerd	
13	Beveren-Waas	Herconfiguratie onderstation: in antenne op Mercator en Kallo 150 kV	2023	2016	Gerealiseerd	In antenne plaatsen van de transformatoren is niet uitgevoerd omdat dit gealigneerd moet worden op de BRABO lijnwerken Mercator-Kallo
14	Kallo - FINF (Beveren)	Ondergronds brengen bestaande lijn 150 kV	2023	2025	Studie	Dit behoort tot geplande BRABO 3 werken
15	Liefkenshoek - Mercator	Upgrade bestaande 150 kV verbinding naar een nieuwe 380 kV verbinding	2023	2025	Studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsstijging haven Antwerpen vereist eerst netversterkingen op 150 kV)
16	Van Eyck - Maasbracht	Upgrade lijnen met HTLS-geleiders en bijkomende PSTs 380 kV	Studie	2030	Studie	Studiefase loopt verder voor VanEyck - Maasbracht terwijl Noordgrens versterking Zandvliet-Rilland een concreet project geworden is
16	Zandvliet	Twee dwarsregeltransformatoren in Zandvliet 380 kV	Studie	2022	Gepland	Deels in realisatie (derde PST in uitvoering). Rest van het project gepland.

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
16	Zandvliet - Rilland	Vervanging lijnen met HTLS-geleiders 380 kV	Studie	2022	Gepland	Werken worden uitgevoerd door Tennet in 2021
17	Aubange - Moulaine	Installatie van 2 dwarsregeltransformatoren te Aubange 220 kV	Studie	2021	Gepland	
18	Avelin - Avelgem - Horta	Upgrade lijn met HTLS-geleiders 380 kV	2022	2022	Gepland	
19	Gezelle (Brugge) - Richborough (VK)	NEMO-Link - nieuwe internationale gelijkstroomverbinding 380 kV	2019	2019	Gerealiseerd	
20	Lixhe - Oberzier (D)	ALEGrO - nieuwe internationale gelijkstroomverbinding 380 kV	2020	2020	In uitvoering	
21	Aubange	Veld voor verbinding naar Luxemburg: installatie dwarsregeltransformator te Schifflange 220 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
22	Aubange - LU/DE (studie)	Trilaterale studie met CREOS & Amprion voor interconnectie versterking	2022	2035	Studie	Wijziging werkplanning naar aanleiding van behoeftedetectieoefening
23	André Dumont (Genk)	Nieuwe transformator 555 MVA op een nieuwe site 380/150 kV, inclusief realisatie 150 kV verbinding (deels op) bestaande mastenrij van André Dumont naar Langerlo	2015	2015	Gerealiseerd	
24	Dilsen - Stokkem	Nieuw onderstation voor aansluiting centrale productie-eenheden 380 kV	± 3 jaar na beslissing	2,5 à 3 jaar na beslissing	Studie	Geen bestelling - maar gereserveerde capaciteit Dilsen 1/2
25	Van Eyck - Zutendaal	Installatie tweede draadstel met HTLS-geleiders 380 kV	2015	2016	Gerealiseerd	
26	Van Eyck (Kinrooi)	Nieuw onderstation op bestaande site 380 kV	2015	2016	Gerealiseerd	
27	Van Eyck (Kinrooi)	Nieuw aansluitingsveld voor centrale productie in bestaand onderstation 380 kV	± 2 jaar na beslissing	/	Geannuleerd	Geen bestelling
28	Lixhe	Twee nieuwe transformatoren van 300 MVA 380/220 kV in nieuw onderstation	2017	2019	Gerealiseerd	Transformatoren 380/220 kV in 2017 in dienst genomen (15/06/2017 en 06/07/2017)
29	Lixhe	Nieuwe transformator van 555 MVA in bestaand onderstation (bij komst ALEGrO) 380/150 kV inclusief koppeling in 150 kV onderstation	2020	2019	In uitvoering	
30	Lixhe - Herderen	Installatie tweede draadstel met HTLS-geleiders 380 kV	2017	2017	Gerealiseerd	
31	Meerhout	Uitbreiding onderstation 380 kV naar twee rails met koppeling	2017	2017	Gerealiseerd	
32	Gramme - Van Eyck	Upgrade klassieke geleiders bestaande verbinding met HTLS geleiders 380 kV	2020 - 2025	2029	Studie	
33	Massenhoven	Uitbreiding onderstation met koppeling 380 kV	2020 - 2025	2024	Studie	
34	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Installatie van een tweede draadstel in HTLS geleiders 380 kV, welke tussen Massenhoven en Heze het bestaand 150 kV draadstel op de mastenrij vervangt	2020 - 2025	2024	Studie	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
35	Massenhoven - Meerhout - Van Eyck	Upgrade van het bestaand 380 kV draadstel naar HTLS geleiders	2020 - 2025	2024	Studie	
36	Baekeland (Oostakker)	Nieuw onderstation 380 kV	± 2,5 à 3 jaar na beslissing	/	Geannuleerd	Geen bestelling
37	Horta - Mercator	Upgrade lijn met HTLS-geleiders 380 kV	2019	2019	In uitvoering	
38	Horta (Zomergem)	Nieuw onderstation 380 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
39	Courcelles	Nieuw aansluitingsveld voor centrale productie in bestaand onderstation 380 kV	1,5 à 2 jaar na beslissing	± 1,5 à 2 jaar na beslissing	Studie	Geen bestelling - maar gereserveerde capaciteit Seneffe
40	Chièvres	Installatie condensatorbatterij 75 Mvar 150 kV	2016	2018	Gerealiseerd	
41	La Croyère	Installatie condensatorbatterij 75 Mvar 150 kV	2016	2017	Gerealiseerd	
42	Aubange	Nieuwe shuntreactor 75 Mvar 220 kV	2016	2018	Gerealiseerd	Vertraging aanlevering shuntreactor
43	Avernas	Nieuwe shuntreactor 75 Mvar 150 kV	2016	2017	Gerealiseerd	
44	Baekeland	Nieuwe transformator van 555 MVA op nieuwe site 380/150 kV	2018	/	Geannuleerd	Geen bestelling want geen nood aan nieuwe post Baekeland
45	Baekeland - Rodenhuize	Twee nieuwe kabels voor integratie transformator 150 kV	2018	/	Geannuleerd	Geen bestelling want geen nood aan nieuwe post Baekeland
46	Bruegel	Nieuwe shuntreactor 75 Mvar (op tertiaire wikkeling 36 kV) 380/150/36 kV	2016	2018	Gerealiseerd	Validatie technische oplossing
47	Brugge Waggelwater	Nieuwe shuntreactor 75 Mvar 150 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
48	Courcelles	Nieuwe transformator van 555 MVA in bestaand onderstation 380/150 kV	2018	2019	In uitvoering	
49	Courcelles - Gouy	Twee nieuwe kabels voor integratie transformator 150 kV	2018	2019	In uitvoering	
50	Brugge - Eeklo Noord	Afbraak lijn 150 kV	2018	2020	Beslist	Vertraagd want afbraak in twee delen omwille van netveiligheid
51	Brugge - Eeklo Noord	Nieuwe kabel 150 kV	2018	2020	In uitvoering	Vertraagd door nieuwe vergunningsprocedure omgevingsvergunning en complex trajectonderzoek
52	Brugge - Eeklo Pokmoer	Afbraak lijn 150 kV	2019	2020	Beslist	Vertraging aanleg nieuwe kabel
53	Horta - Stevin	Nieuwe verbinding 380 kV HORTA-STEVEN met deel ondergronds	2017	2017	Gerealiseerd	
54	Stevin	Twee nieuwe transformatoren van 555 MVA en nieuw onderstation 380/150 kV	2017	2017	Gerealiseerd	Indienstname gebeurd, wachten op windmolenparken
55	Stevin	Vier nieuwe transformatoren van 600 MVA 380/220 kV en nieuw onderstation 220 kV	2017	2017	Gerealiseerd	Indienstname gebeurd, wachten op windmolenparken
56	Stevin - Zeebrugge	Nieuwe verbindingen 150 kV Stevin - Zeebrugge	2017	2018	Gerealiseerd	
57	Offshore - Onshore	Bijkomende offshore netinfrastructuur	2025	2026-2028	Studie	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
58	België - Duitsland	Nieuwe HVDC interconnectie Duitsland - België	2025	2028	Studie	
59	Lonny-Achene-Gramme	Installatie dwarsregeltransformator 380 kV	2025	2025	Studie	Studie uitgesplitst in twee fasen
59	Lonny-Achene-Gramme	Upgrade met HTLS-geleider en tweede PST of alternatieve oplossing 380 kV	2025	2030	Studie	Studie uitgesplitst in twee fasen
60	België - Verenigd Koninkrijk	Nieuwe HVDC interconnectie Verenigd Koninkrijk - België	2025	2028	Studie	
nvt	Noord- en Zuidgrens	Installatie Ampacimons 380 kV - dynamic line rating (DLR) en RTTR (Real Time Thermal Rating)	/	2014-2016	Gerealiseerd	
nvt	Interne backbone (Doel-Zandvliet, VanEyck - Lixhe-Gramme, Gramme-Courcelles, Mercator-Horta-Avelgem)	Installatie Ampacimons 380 kV - dynamic line rating (DLR) en RTTR (Real Time Thermal Rating)	/	2015-2017	Gerealiseerd	
nvt	Lillo	nieuw GIS 380 kV veld	/	2019	In uitvoering	
nvt	Offshore - Stevin	Installatie eerste offshore modulair net (MOG) en drie 220 kV wisselstroom kabels tot aan Stevin 380/220 kV in Zeebrugge	/	2019	In uitvoering	
nvt	Rimie	Reserve transformator 380/220 kV	/	2019	In uitvoering	
nvt	Slykens	Nieuwe shunt reactor 75 MVAR 150 kV	/	2019	In uitvoering	
nvt	Eeklo-Noord	Nieuwe shunt reactor 75 MVAR 150 kV	/	2019	In uitvoering	
nvt	Van Eyck	Plaatsing synchro switch relais op 2 dwarsregeltransformatoren 380 kV	/	2019	Beslist	
nvt	Zandvliet	Plaatsing synchro switch relais op dwarsregeltransformatoren 380 kV	/	2019	In uitvoering	
nvt	Bruegel	Reserve transformator 380/150 kV	/	2019	In uitvoering	
61	Amoco (Geel)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2021	In studie	
62	Balen	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2021	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
63	Beerse	Nieuw onderstation 150/15 kV	2020-2025	2022	In studie	
64	Beerse - Rijkevorsel	Nieuwe kabel 150 kV	2018	2020	Beslist	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
65	Beerse - Turnhout - Mol	Upgrade lijn voor uitbating op hogere spanning (150 kV)	2020-2025	2022	In studie	
66	Burcht	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2021	Gepland	Herziening werkplanning
67	Damplein	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	In functie van belastingsvooruitzichten	2025 - 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
68	Ekeren	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2021	In studie	Herziening werkplanning

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
69	Heist-op-den-Berg	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2023	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
70	Heze	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in een nieuw onderstation 150 kV	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
71	Hoogstraten	Nieuw onderstation 150 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
72	Hoogstraten - Rijkevorsel	Nieuwe kabel 150 kV	In functie van komst decentrale productie	2017	Gerealiseerd	
73	Lier	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	2015	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
74	Lillo	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2019	In uitvoering	
75	Lint	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2015	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
76	Lint	Vervanging transformator 380/150 kV door een van 555 MVA en vervanging hoogspanning onderstation 380 kV	na 2025	2025 - 2030	In studie	Herziening werkplanning
77	Lint - Mortsel	Upgrade geleiders lijn 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	
78	Lint - Schelle	Upgrade geleiders lijn 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening werkplanning
79	Massenhoven	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV	2015	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
80	Massenhoven - Poederlee	Vervanging bestaande lijn 150 kV door kempenlus	2018	2020	Gepland	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
81	Meerhout	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2015	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
82	Merksem	Twee nieuwe transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	2017	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
83	Merksem	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2021	In uitvoering	
84	Merksem - Mortsel	Upgrade geleiders lijn 150 kV	2020-2025	2024	In studie	
85	Mol	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
86	Mol - Poederlee	Vervanging bestaande lijn 150 kV door kempenlus	2020-2025	2023	In studie	
87	Mortsel	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2020	In uitvoering	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
88	Mortsel - Zurenborg	Vervanging kabel 150 kV	2019	2021	In studie	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
89	Petrol (Antwerpen Zuid)	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA en vervanging laagspanning onderstation 150 kV	In functie van belastingsvooruitzichten	2025 - 2030	In studie	
90	Petrol (Antwerpen Zuid) - Zurenborg	Vervanging kabel 150 kV	2018	2020	Beslist	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
91	Rijkevorsel	Nieuw onderstation 150 kV	2018	2020	In uitvoering	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
92	Scheldelaan	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2019	2020	In uitvoering	Herziening werkplanning



ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
93	Schelle	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2017	2017	Gerealiseerd	
94	Schelle Dorp	Gebruik van de 150/70 kV transformator komende van Zurenborg in aftakking op bestaande lijn	2015	2015	Gerealiseerd	
95	Sidal (Duffel)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2023	In studie	
96	Turnhout	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA in bestaand onderstation	2020-2025	2022	In studie	
97	Zandvliet	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2017	2017	Gerealiseerd	
98	Zurenborg	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	2018	2018	Gerealiseerd	
99	Zwijndrecht	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2022	Beslist	Herziening werkplanning
100	Keizer Karel	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA in een nieuw onderstation	2016	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
101	Keizer Karel - Pachéco	Nieuwe kabel 150 kV	2016	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
102	Keizer Karel - Schaarbeek	Nieuwe kabel 150 kV	2016	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
103	Keizer Karel - Sint-Lambrechts-Woluwe	Nieuwe kabel 150 kV	2016	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
104	Dhanis	Vervanging transformator 150/36 kV 125 MVA door een van 125 MVA	2020-2025	na 2030	Gepland	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
105	Dhanis - Elsene	Vervanging kabel 150 kV	2016	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
106	Vorst	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2024	In studie	
107	Héliport	Uitbouw onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	2019	2021	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
108	Héliport - Molenbeek	Nieuwe kabel 150 kV	2019	2020	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
109	Héliport - Pachéco	Nieuwe kabel 150 kV	na 2025	2020	Beslist	Optimalisatie via alternatieve oplossing
110	Elsene	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2017	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
111	Elsene	Vervanging transformatoren 150/36 kV door nieuwe van 125 MVA	2020-2025	2022	Gepland	
112	Zuid	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/36 kV door een van 125 MVA	2020-2025	2021	Gepland	
113	Molenbeek	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2018	2021	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
114	Molenbeek	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA	2020-2025	2024	Gepland	
115	Pachéco	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA	2017	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
116	Quai Demets	Vervanging transformator 150/36 kV 70 MVA door een van 125 MVA	2020-2025	2025 - 2030	Gepland	Herziening werkplanning
117	Schaarbeek	Vervanging transformator 150/36 kV van 125 MVA	2020-2025	2023	Beslist	
118	Schaarbeek	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	2020-2025	2023	Beslist	
119	Sint-Agatha-Berchem	Nieuw onderstation 150 kV	2019	2021	Beslist	Verkrijgen vergunning
120	Air-Liquide	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2017	2019	In uitvoering	Uitsel van de klant
121	Amercoeur	Vervanging hoogspanning en laagspanning en werken veiligheid onderstation 150 kV	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
122	Antoing	Twee nieuwe transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	2016	2018	Gerealiseerd	Uitsel van de klant
123	Antoing - Gaurain	Vervanging pylonen lijn 150 kV	2017	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
124	Bascoup	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA en Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
125	Bascoup - Ville-sur-Haine	Upgrade tweede draadstel voor uitbating op hogere spanning (150 kV)	2018	2018	Gerealiseerd	
126	Neerwaasten	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in antenne op bestaande site	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
127	Neerwaasten	Uitbreiding van onderstation 150 kV met twee nieuwe transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	2020-2025	2023	Gepland	
128	Neerwaasten - leper	Nieuwe kabel 150 kV	2016	2017	Gerealiseerd	Verkrijgen vergunning
129	Neerwaasten - leper	Tweede nieuwe kabel 150 kV	na 2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
130	Baudour	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2024	In studie	
131	Baudour - Chièvres	Installatie Ampacimon modules op meerdere lijnen 150 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
132	Binche - Trivières	Nieuwe kabel 150 kV	2020-2025	2022	In studie	
133	Binche - Trivières	Vervanging lijn (150 kV)	2020-2025	2022	In studie	
134	Charleroi	Twee nieuwe transformatoren 150/10 kV van 40 MVA en Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2019	In uitvoering	
135	Charleroi - Monceau	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken (150 kV)	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
136	Chièvres	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2018	2018	Gerealiseerd	
137	Chièvres	Nieuwe dwarsregeltransformator 150/150 kV van 250 MVA	2019	2019	In uitvoering	
138	Ciply	Herstructurering onderstation (migratie gedeeltelijk naar 150 kV) en installatie nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	2020-2025	2022	Beslist	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
139	Courcelles	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
140	Dampremy	Afbraak onderstation 30 kV en transformatie 150/30 kV	2019	2019	In uitvoering	
141	Farciennes	Twee nieuwe transformatoren 150/10 kV van 50 MVA en Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
142	Fleurus	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	Gepland	
143	Fontaine-l'Évêque	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
144	Gaurain - Ruien	Retrofit van bestaande verbinding 150 kV	2019	2020	Gepland	Herziening werkplanning
145	Ghlin	Vervanging transformator 150/30 kV door nieuwe van 110 MVA	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
146	Gilly	Nieuw onderstation 150 kV	na 2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
147	Gilly	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	2017	2017	Gerealiseerd	
148	Gilly - Jumet - Gouy	Nieuwe verbinding 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	Gepland	
149	Gilly - Montignies	Nieuwe kabel 150 kV	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
150	Gouy	Nieuwe transformator 150/70 kV van 90 MVA en Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2016	2016	Gerealiseerd	
151	Gouy	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening werkplanning
152	Gouy - Ville-sur-Haine	Nieuwe kabel 150 kV	2018	2018	Gerealiseerd	
153	Harchies - Quevaucamps	Vervanging lijn 150 kV	2020-2025	2022	Beslist	
154	Harmignies	Nieuwe transformatoren 150/10 kV van 40 MVA in nieuw onderstation	2020-2025	2022	Beslist	
155	Ciply - Pâturages	Nieuwe kabel 150 kV	2017	2021	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
156	Harmignies - Ville-sur-Haine	Uitbating van tweede draadstel van bestaande lijn op 150 kV	2020-2025	2021	Gepland	
157	Jemappes	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2024	Gepland	
158	Jumet	Twee nieuwe transformatoren 150/10 kV van 40 MVA in bestaand onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	
159	La Croyère	Drie nieuwe transformatoren 150/10 kV van 50 MVA in nieuw onderstation	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
160	Marche-lez-Ecaussinnes	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2020	In uitvoering	Herziening werkplanning
161	Marquain	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	Gepland	
162	Moeskroen	Afbraak onderstation 70 kV en uitbreiding/Vervanging onderstation 150 kV	2019	2019	Beslist	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
163	Moeskroen - Wevelgem	Vervanging geleiders lijn 150 kV	2020-2025	2023	In studie	
164	Monceau	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	na 2025	2025 - 2030	In studie	
165	Monceau	Uitbreiding onderstation 150 kV	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
166	Monceau	Vervanging dwarsregeltransformator 220/150 kV van 400 MVA	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
167	Monceau - Fontaine-l'Evêque - Beaugard	Ontbundeling van een bestaande lijn 150 kV	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
168	Montignies	Vervanging van de transformatorer door twee nieuwe transformatoren 150/10 kV van 40 MVA	2015	2016	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
169	Montignies	Uitbreiding onderstation 150 kV	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
170	Obourg	Herstructurering onderstation en installatie nieuwe transformatoren 150/6 kV van 40 MVA	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
171	Pâturages	Herstructurering onderstation (migratie gedeeltelijk naar 150 kV) en installatie nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	2020-2025	2021	Beslist	
172	Tergnée	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	
173	Tergnée	Nieuwe transformator 150/70 kV van 90 MVA	2016	2016	Gerealiseerd	
174	Tertre	Vervanging van een transformator 150/30 kV van 60 MVA door een nieuwe transformator 150/30 kV van 110 MVA	2016	2019	In uitvoering	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
175	Thuillies	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA in aftakking op een bestaande lijn	2020-2025	2021	Gepland	
176	Trivières	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2022	In studie	
177	Ville-sur-Haine	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA, nieuwe transformator 150/70 kV 90 MVA en vervanging deel II hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2022	Beslist	
178	Ville-sur-Haine	zie 177	/	/	/	
179	Ville-sur-Haine	Nieuwe shunt reactor 150 kV 75 Mvar en vervanging deel I hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2018	2019	In uitvoering	Uitsel van de klant
180	Beringen	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/10 kV door een nieuwe van 40 MVA	2019	2021	In uitvoering	Herziening werkplanning
181	Brustem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening werkplanning
182	Eisden	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/70 kV door een nieuwe van 145 MVA	2018	2022	In studie	Herziening werkplanning
183	Eisden	Vervanging transformator 150/10 kV door een van 40 MVA	2020-2025	2023	In studie	
184	Godsheide	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2021	In studie	

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
185	Hercules (Beringen)	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2021	In uitvoering	
186	Herderen (Riemst)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2024	In studie	
187	Lanaken	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2023	In studie	
188	Langerlo	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2018	2021	In uitvoering	Herziening werkplanning
189	Langerlo	Vervanging transformator 150/70 kV	2020-2025	/	Geannuleerd	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
190	Lommel	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2021	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
191	Overpelt	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2018	2021	Beslist	Herziening werkplanning
192	Stalen	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/70 kV door een nieuwe van 145 MVA	2019	2022	In studie	Herziening werkplanning
193	Beringen - Tessenderlo Industriepark	Nieuwe kabel 150 kV	na 2025	2023	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
193	Tessenderlo Industriepark	Nieuwe transformator 150/70 kV in bestaand onderstation 150 kV	na 2025	2023	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
194	Amel	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	2020-2025	2023	Gepland	
195	Amel - Sankt-Vith	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	2020-2025	na 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
196	Ans	Twee transformatoren 150/15 kV van 50 MVA en een transformator 150/70 kV van 145 MVA (gerecupereerd uit Bressoux) in nieuw onderstation	2017	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
197	Ans	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	2020-2025	2023	Gepland	
198	Awirs	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	2020-2025	2022	Gepland	
199	Awirs	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
200	Battice	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	2017	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
201	Battice - Rabossée	Nieuwe kabel 150 kV	2017	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
202	Battice - Eupen	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken (150 kV)	2017	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
203	Bévercé	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	2020-2025	2023	Beslist	Herziening werkplanning
204	Bévercé - Bronrome - Trois-Ponts - Brume	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	2020-2025	2023	Beslist	Herziening werkplanning

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
205	Bévercé - Stephanshof - Butgenbach	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen (uitgebaat op 70 kV)	2016	2016	Gerealiseerd	
206	Bressoux	Vervanging laagspanning van onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/15-11/6 kV van 40 MVA (in plaats van twee transformators 70/15 kV van 20 MVA)	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
207	Bressoux - Jupille	Aanpassing bestaande lijn 150 kV	2016	2016	Gerealiseerd	
208	Brume	Nieuwe transformator 110/36 kV van 125 MVA in bestaand onderstation	2020-2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
209	Brume	Nieuwe transformator 110/15 kV van 50 MVA	2020-2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
210	Brume	Nieuwe transformator 380/110/36 kV van 300 MVA (uitgebaat als 380/36 kV)	In functie van beslissing klant	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
211	Brume	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV	2019	2021	Beslist	Herziening werkplanning
212	Brume	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 220 kV	2020-2025	2022	In studie	
213	Butgenbach	Nieuwe transformator 110/15 kV in bestaand onderstation	2020-2025	2023	Beslist	Herziening werkplanning
214	Butgenbach	Uitbreiding onderstation op 110 kV (uitbating op 70 kV)	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
215	Clermont-sous-Huy	Afbraak onderstation 150/70 kV	2016	2016	Gerealiseerd	
216	Eupen	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2024	Gepland	
217	Gramme - Rimièrè	Vervangingswerken (uitbating 70 kV) lijn 150 kV	2016	2019	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
218	Hannuit	Nieuw onderstation met een transformator 150/70 kV van 90 MVA en twee transformatoren 150/15 kV van 50 MVA	2018	2021	Beslist	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
219	Heid-de-Goreux	Uitbreiding onderstation op 110 kV (uitbating op 70 kV)	2020-2025	2024	Gepland	
220	Jupille	Nieuwe transformator 220/150 kV van 300 MVA	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
221	Jupille	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2020-2025	2022	Gepland	
222	Leval	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2020-2025	2021	In studie	
223	Lixhe	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2022	In studie	
224	Lixhe	Aanpassingen lijn 150 kV: bretelleringswerken	2018	2020	Beslist	Herziening werkplanning
225	Petit-Rechain	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2015	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
226	Rimièrè	Reserve transformator 220/70 kV van 90 MVA	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
227	Romsée	Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2017	2020	Beslist	Herziening werkplanning

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
228	Seraing	Vervanging transformator 220/70 kV van Romsée	2019	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
229	Seraing	Twee nieuwe transformatoren 220/15 kV van 50 MVA	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
230	Stephanshof - Amel	Vervanging van de lijn 70 kV met één draadstel door een lijn 110 kV met twee draadstellen	2016	2016	Gerealiseerd	
231	Vottem	Aanpassingen lijn 150 kV: bretelleringswerken	2018	2020	Beslist	Herziening werkplanning
232	Aubange	Nieuwe transformator 220/15 kV van 50 MVA in bestaand onderstation	na 2025	/	Geannuleerd	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
233	Aubange	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 220 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
234	Aubange	Afbraak onderstation 150 kV en nieuwe shunt reactor 220 kV van 130 MVAR	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
235	Aubange	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	2017	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
236	Aubange - Villeroux	Herstellingen funderingen lijn 220 kV	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
237	Aubange - Villeroux	Herstellingen funderingen lijn 220 kV - 2 <sup>de</sup> fase	2020-2025	2021	In studie	
238	Bomal	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2019	2022	Beslist	Verkrijgen vergunning
239	Bomal	Nieuwe transformator 220/70 kV van 110 MVA in aftakking op lijn Rimièrè - Villeroux	na 2025	na 2030	In studie	
240	Fays-les-Veneurs	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2018	2021	Beslist	Verkrijgen vergunning
241	Heinsch	Vervanging onderstation 220 kV	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
242	Marcourt	Herstructurering onderstation 220 kV	na 2025	na 2030	In studie	
243	Neufchâteau	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2019	2021	Beslist	Herziening werkplanning
244	Neufchâteau - lijn Orgéo-Villeroux	Nieuwe kabel 110 kV	2020-2025	2022	Gepland	
245	Orgeo	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2019	2023	Gepland	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
246	Saint-Mard	Nieuwe transformator 220/15 kV van 50 MVA en Vervanging laagspanning onderstation 220 kV	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
247	Saint-Mard, Marcourt of Heinsch	Nieuwe transformator 220/70 kV van 75 MVA in een bestaand onderstation	In functie van evolutie productie en belasting	/	Geannuleerd	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
248	Sankt-Vith	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2020-2025	2025 - 2030	Gepland	Herziening werkplanning
249	Soy	Nieuw onderstation 110 kV	2018	/	Geannuleerd	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
250	Villeroux	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 220 kV	2019	2022	In studie	Herziening werkplanning

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
251	Villers-sur-Semois	Vervanging onderstation 110 kV (uitgebaat op 70 kV)	2020-2025	2023	Gepland	
252	Achène	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
253	Auvelais	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2023	Gepland	
254	Auvelais - Gembloers	Vervanging lijn 150 kV	2020-2025	2022	Beslist	
255	Champion	Vervanging laagspanning onderstation 380 kV	2020-2025	2023	In studie	
256	Gramme	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2016	2016	Gerealiseerd	
257	Gramme	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 380 kV	2018	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
258	Hastière - Pondrome	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken (110 kV)	2018	2024	Gepland	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
259	Haute-Sarte	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2023	Gepland	
260	Les Isnes	Nieuwe transformator 110/12 kV van 40 MVA in antenne op Leuze	2020-2025	na 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
261	Leuze - Waret	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2020-2025	na 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
262	Marche-les-Dames	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2020-2025	2021	In uitvoering	
263	Miecret	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2020-2025	2024	Gepland	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
264	Namen	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
265	Plate-Taille	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2015	2016	Gerealiseerd	Uitsel van de klant
266	Pondrome	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2017	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
267	Romedenne	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2018	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
268	Seilles	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2020-2025	2024	Gepland	
269	Warnant	Vervanging en upgrade onderstation om een uitbating op een hogere spanning (110 kV) mogelijk te maken	2017	2021	Gepland	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
270	Aalst	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA in een bestaand onderstation	2020-2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
271	Aalst	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/70 kV van 125 MVA door een van 145MVA	2019	2023	In studie	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning



ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
272	Aalst Noord	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2024	In studie	
273	Afrikalaan - Ham	Ondergronds brengen gedeelte lijn 150 kV Ham - Ringvaart	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
274	Doel	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2017	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
275	Doel	Vervangingen langkoppelingen, hoospanning en laagspanning onderstation 380 kV	2017	2022	In studie	Herziening werkplanning
276	Doel - Mercator	Aanpassingen pylonen lijn 380 kV voor Saeftinghedok	2020-2025	2023	In studie	
277	Doel - Mercator	Aanpassingen pylonen lijn 150 kV voor Saeftinghedok	2020-2025	2023	In studie	
278	Drongen	Nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	na 2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
279	Drongen	Vervanging hoogspanning, laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/36 kV 65 MVA door een nieuwe van 125 MVA	2020-2025	2025 - 2030	In studie	
280	Eeklo Noord	Twee nieuwe transformatoren 150/12 kV van 50 MVA en één nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	2016	2016	Gerealiseerd	
281	Eeklo Noord	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2018	2018	Gerealiseerd	
282	Eeklo Pokmoer	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV, en van de transformatoren 150/36 kV 65 MVA door nieuwe van 125 MVA	2020-2025	2023	In studie	
283	Eeklo Pokmoer - Langerbrugge	Vervanging geleiders lijn 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
284	Flora (Merelbeke)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
285	Flora (Merelbeke)	Geluidsanering transformatoren 150/36 kV	2015	2016	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
286	Heimolen	Herstructurering onderstation en vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2022	In studie	
287	Heimolen - Sint-Niklaas	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken (150 kV)	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
288	Kluizendok (Gent)	Nieuwe transformator 150/36 kV 125 MVA op nieuwe site in aftakking op bestaande lijn 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
289	Kluizendok (Gent)	Twee nieuwe transformatoren 150/12 kV van 50 MVA op nieuwe site in aftakking op bestaande lijn 150 kV	2020-2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
290	Langerbrugge	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2017	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
291	Langerbrugge - Recheroever Gent	Upgrade lijn om een uitbating op een hogere spanning mogelijk te maken en nieuw deel kabel 150 kV	2015	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
292	Mercator (Kruibeke)	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
293	Nieuwe Vaart	Vervanging laagspanning en hoogspanning onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/12 kV van 50 MVA	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
294	Nieuwe Vaart	Herstructurering onderstation 150 kV	2016	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
295	Rechteroever Gent	Verplaatsen transformator 150/36 kV van 125 MVA van Sadacem naar Rechteroever	2015	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
296	Rodenhuize	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2019	2019	In uitvoering	
297	Ruien	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2020	In uitvoering	
298	Sadacem	Afbraak onderstation 150 kV	2016	2016	Gerealiseerd	
299	Sint-Gillis-Dendermonde	Nieuw onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening werkplanning
300	Sint-Niklaas	Vervanging hoog- en laagspanning onderstation 150 kV	2017	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
301	Sint-Pauwels	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2015	2016	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
302	Wortegem	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en transformator 150/10 kV van 40 MVA	2020-2025	2023	In studie	
303	Zele Industrie	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	na 2025	2025 - 2030	In studie	
304	Bruegel	Vervanging hoogspanning onderstation 150 kV	2017	2021	In uitvoering	Herziening werkplanning
305	Bruegel	Vervanging hoogspanning onderstation 380 kV	2020-2025	2023	In studie	
306	Bruegel - Dilbeek	Vervanging lijn 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	
307	Bruegel - Hélicopt	Nieuwe kabel 150 kV	2019	2020	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
308	Bruegel - Sint-Agatha-Berchem	Nieuwe kabel 150 kV	2019	2021	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
309	Diest	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2023	In studie	
310	Drogenbos	Herstructurering onderstation onderstation 150 kV	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
311	Buizingen	Uitbreiding onderstation 150 kV naar een volledige onderstation - Herstructurering 150 kV	2020-2025	2019	In uitvoering	Herziening werkplanning
311	Drogenbos - Buizingen	Vervanging volledige lijn 150 kV - Herstructurering 150 kV	2020-2025	2020	Beslist	Herziening werkplanning
312	Eizeringen	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA in aftakking op bestaande lijn	2020-2025	2021	Gepland	
313	Gasthuisberg (Leuven)	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA en nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA	2018	2020	In uitvoering	Verkrijgen vergunning
314	Gasthuisberg (Leuven) - Wijgmaal	Nieuwe kabel 150 kV	2016	2018	Gerealiseerd	Verkrijgen vergunning

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
315	Kobbegeg	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA in aftakking op bestaande lijn	2020-2025	2024	Gepland	
316	Malderen	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2019	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
317	Malderen	Verplaatsing transformator 150/70 kV van Schelle naar Malderen	2018	2019	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
318	Sint-Genesius-Rode	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV en plaatsen van een tweede transformator 150/36 kV 125 MVA	2019	2021	Beslist	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
319	Tienen	Nieuwe transformator 150/70 kV van 145 MVA	2018	2020	Beslist	Verkrijgen vergunningen en herziening werkplanning
320	Baulers - Gouy	Vervanging lijn 150 kV (uitbating op 70 kV)	2019	/	Geannuleerd	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
321	Oostkerk	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2022	Beslist	
322	Waterloo	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA	2020-2025	2025 - 2030	Gepland	Herziening werkplanning
323	Waterloo - Eigenbrakel	Nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA aangesloten op nieuwe kabel 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	Gepland	
325	Beveren	Toevoeging nieuw 150 kV lijn-veld en vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2019	2022	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
326	Beveren - Pittem	Upgrade bestaande 70 kV lijn om een uitbating op 150 kV mogelijk te maken	2020-2025	2022	In studie	
327	Blauwe Toren	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
328	Brugge Waggelwater - Langerbrugge - Nieuwe Vaart	Installatie Ampacimon modules op meerdere lijnen 150 kV	2015	2015	Gerealiseerd	
329	Brugge Waggelwater	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2015	2016	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
330	Brugge Waggelwater - Slijkens	Vervanging van de bestaande lijn 150 kV	na 2025	2025 - 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
331	Deinze - Ruien	Vervanging geleiders lijn 150 kV	na 2025	2025 - 2030	In studie	
332	Ieper	Nieuw onderstation 150 kV	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
333	Ieper	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA	2020-2025	2023	In studie	
334	Ieper - Ieper Noord	Ontbundeling van een bestaande lijn 150 kV	2016	2017	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
335	Ieper - Noordschote	Nieuwe verbinding (lijn/kabel) 150 kV	2020-2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
336	Ieper - Poperinge	Nieuwe kabel 150 kV	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
337	Ieper Noord	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening werkplanning
338	Izegem	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV	2018	2022	Beslist	Herziening werkplanning

ID - FOP 2015 - 2025	LOCATIE	BESCHRIJVING	VORIGE INDIENST-NAMEDATUM	VOORZIENE INDIENST-NAMEDATUM	STATUS	REDEN VOOR WIJZIGING
339	Izegem - Harelbeke - Desselgem	Vervanging lijn 150 kV	2020-2025	na 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
340	Izegem - Sint-Baafs-Vijve	Nieuw onderstation in aftakking op bestaande verbinding (kabel) 150 kV	2015	2016	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
341	Koksijde	Uitbreiding van onderstation 150 kV met nieuwe transformator 150/11 kV van 50 MVA	2020-2025	2025 - 2030	In studie	
342	Koksijde - Noordschote	Nieuwe verbinding (lijn/kabel) 150 kV	2020-2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
343	Koksijde - Slijkens	Nieuwe stroombeperkend element (shuntreactor of dwarsregeltransformator 150/150 kV)	2019	2021	In studie	Herziening werkplanning
344	Noordschote	Upgrade onderstation om een uitbating op 150 kV mogelijk te maken	2020-2025	/	Geannuleerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
345	Pittem	Nieuwe transformator 150/10 kV van 40 MVA en Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2019	2022	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
346	Pittem	Vervanging transformator 150/10 kV van 40 MVA	2020-2025	2022	In studie	
347	Poperinge	Nieuwe transformator 150/15 kV van 50 MVA op nieuwe site	2017	2018	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
348	Schoondale (Waregem)	Twee nieuwe transformatoren 150/10 kV van 40 MVA in een nieuw onderstation 150 kV	2015	2016	Gerealiseerd	Herziening werkplanning
349	Sint-Baafs-Vijve	Vereenvoudigen 70 kV en uitbreiding/ Vervanging onderstation 150 kV	2019	2021	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
350	Tielt	Vervanging laagspanning onderstation 150 kV	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening werkplanning
351	Wevelgem	Vervanging hoogspanning en laagspanning van onderstation 150 kV	2020-2025	2023	In studie	
352	Zedelgem	Nieuw onderstation 150 kV en nieuwe transformator 150/36 kV van 125 MVA	2020-2025	2025 - 2030	In studie	Herziening onderliggende hypothesen (belastingsgroei, decentrale productie, ...)
353	Marquain	Vervanging transformator 150/15 kV door een van 50 MVA	2019	2017	Gerealiseerd	Optimalisatie via alternatieve oplossing
354	Aalter	Vervanging laagspanning en hoogspanning onderstation 150 kV	2018	2021	Beslist	Herziening werkplanning
nvt	Dilbeek	Geluidsanering	/	2017	Gerealiseerd	
nvt	Gramme	Vervanging enkele hoogspanningstoestellen van het onderstation 380 kV	/	2017	Gerealiseerd	
nvt	Heze	Installatie van een bijkomende lijnveld 150 kV	/	2018	Gerealiseerd	
nvt	Plate-Taille	Vervanging hoogspanning en laagspanning onderstation 150 kV (vervolg)	/	2018	Gerealiseerd	
nvt	Zandvliet	Vervanging vermogenschakelaars 40 kA door 50 kA onderstation 150 kV	/	2019	In studie	

## 6.6 KOSTEN-BATEN FICHES INTERCONNECTIE-PROJECTEN TER GOEDKEURING

In deze bijlage wordt een overzicht gegeven van de economische kosten-baten analyse voor de ter goedkeuring voorgelegde interconnectieprojecten in dit ontwikkelingsplan. Eerst worden de methodologie alsook de relevante parameters, hypothesen en resultaten kort beschreven. Vervolgens wordt

eveneens een exhaustief overzicht van de CBA-indicatoren gegeven.

De economische kosten-baten analyse werd aldus uitgevoerd voor volgende projecten:

GRENS	ID	PROJECT	TYNDP18 ID
BE-NL	34-35	Zandvliet-Rilland	262
BE-FR	41	Aubange-Moulaine	173
BE-FR	43-44	Lonny-Achène-Gramme	280

Tabel 6.1: Interconnectieprojecten waarvoor een kosten-baten analyse werd opgenomen

### 6.6.1 METHODOLOGIE

De kosten-batenanalyse werd uitgevoerd in overeenstemming met de officiële pan-Europees geharmoniseerde methodologie<sup>(2)</sup>, goedgekeurd door de Europese Commissie, dewelke ook toegepast wordt in het kader van het ENTSO-E TYNDP.

### 6.6.2 CBA INDICATOREN PER PROJECT

Aangezien er op de Noord- en Zuidgrens meerdere projecten opgenomen werden, wordt in TYNDP 2018 een bepaalde sequentie opgelegd op basis van de verwachte indienstnamedatum van de betrokken projecten. De volgorde van de projecten zal een impact hebben op de ingeschatte baten van de individuele projecten.

Voor de bijkomende simulaties met betrekking tot de sociaal-economische welvaart die uitgevoerd werden in het kader van dit ontwikkelingsplan werd de toename van de welvaart pro rata de bijdrage van de individuele projecten aan de NTC per grens toegewezen.

De oplijsting van CBA-indicatoren bevat enkel de gemiddelde waarden uit de TYNDP projectfiches. De informatie bekomen uit de ENTISOE TYNDP18 publicatie werd overgenomen en dateert van 22/01/2019. Meer informatie kan aldaar teruggevonden

worden, via respectievelijke project sheets<sup>(3)</sup>. Informatie omtrent indicatoren B4, B7 en B8 werd niet overgenomen, aangezien deze geen gemonetiseerde waarden bevatten voor de beschouwde projecten.

Een specifieke disclaimer omtrent het gebruik van de netverliezen verdient echter ook hier overgenomen te worden. In het TYNDP 2018 werd door ENTSO-e een nieuwe methodologie gebruikt om netverliezen te monetiseren. Deze methodologie werd bediscussieerd met stakeholders en werd goedgekeurd door de Europese Commissie. Er werd echter vastgesteld dat de finale resultaten volgend uit deze methodologie onverwacht sterk geïmpacteerd werden door de granulariteit van de input variabelen en door de gesimuleerde klimatologische omstandigheden. De nodige stappen om, volgend op deze vaststelling, de methodologie aan te passen in samenspraak met de betrokken partijen konden niet binnen het tijdsbestek van het TYNDP 2018 genomen worden. Er kan geconcludeerd worden dat de hier gerapporteerde gemonetiseerde verliezen kunnen beschouwd worden als een overschatting ten opzichte van wat men in de realiteit verwacht. ENTSO-e raadt daarom aan om de gesimuleerde impact op netverliezen met voorzichtigheid te gebruiken bij eender welke financiële analyse van de betrokken projecten.

<sup>2</sup> Meer informatie omtrent de methode en CBA indicatoren is beschikbaar via <https://tyndp.entsoe.eu/cba/>

<sup>3</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/>

## PROJECTEN 34-35 - NOORDGRENS: ZANDVLIET-RILLAND

## B1. SOCIO-ECONOMISCHE WELVAART [M€ PER JAAR]

## Toename Europese welvaart

SCENARIO	2025	2030				2035			2040		
		BC	DEC	RES	EUCO	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
TYNDP 2018	7	14	12	/	2	/	/	/	/	/	/
TYNDP + 'gas-before-coal'	/	5	5	15	/	10	15	25	20	30	35
TYNDP + 'coal-before-gas'	5	5	5	15	/	10	10	15	15	25	25

## Toename Belgische welvaart

SCENARIO	2025	2030				2035			2040		
		BC	DEC	RES	EUCO	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
TYNDP + 'gas-before-coal'	/	5	5	10	/	5	5	10	10	10	10
TYNDP + 'coal-before-gas'	5	5	10	10	/	5	5	10	10	10	10

B2. IMPACT OP CO<sub>2</sub>-EMISSIONS [KTON PER JAAR]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO
TYNDP 2018	146,9	-18	240,6	-208,8

## Gemonetiseerde impact op netverliezen [M€ per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	10	8	11	3

## B3. RES INTEGRATIE [GWH PER JAAR]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	89,36	292,75	202,98	11,310

## B6. BIJDRAGE TOT BEVOORRADINGSZEKERHEID

## Niet-geleverde energie [MWh per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	0	<50	<50	<50

## B5. IMPACT OP NETVERLIEZEN

## Bijkomende netverliezen [GWh per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	205	101	192	64

## Bijkomende adequacy marge [MWh]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	610	13540	7340	15000

## Gemonetiseerde bijkomende adequacy marge [M€ per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	20	40	31	2

## PROJECT 42 - ZUIDGRENS: AUBANGE - MOULAINE

## B1. SOCIO-ECONOMISCHE WELVAART [M€ PER JAAR]

## Toename Europese welvaart

SCENARIO	2025	2030				2035			2040		
		BC	DEC	RES	EUCO	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
TYNDP 2018	3	6	4	/	8	/	/	/	/	/	/
TYNDP + 'gas-before-coal'	/	5	20	10	/	20	25	30	20	20	40
TYNDP + 'coal-before-gas'	0	0	10	10	/	10	15	20	10	15	30

## Toename Belgische welvaart

SCENARIO	2025	2030				2035			2040		
		BC	DEC	RES	EUCO	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
TYNDP + 'gas-before-coal'	/	5	20	10	/	20	25	30	20	20	40
TYNDP + 'coal-before-gas'	0	0	10	10	/	10	15	20	10	10	30

B2. IMPACT OP CO<sub>2</sub>-EMISSIONS [KTON PER JAAR]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	-47,9	-72,3	-66,6	-277,7

## B3. RES INTEGRATIE [GWH PER JAAR]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	24,22	52,03	35,12	0,69

## B5. IMPACT OP NETVERLIEZEN

Bijkomende netverliezen [GWh per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	63	74	-8	134

Gemonetiseerde impact op netverliezen [M€ per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	63	74	-8	134

TYNDP 2018	7	7	-1	9
------------	---	---	----	---

## B6. BIJDRAGE TOT BEVOORRADINGSZEKERHEID

Niet-geleverde energie [MWh per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	0	<50	<50	<50

Bijkomende adequacy marge [MWh]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	4430	15230	1340	10680

Gemonetiseerde bijkomende adequacy marge [M€ per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	0	0	1	0

## PROJECT 43-44 - ZUIDGRENS: LONNY-ACHÈNE-GRAMME

Voor dit project worden in onderstaande tabellen de CBA-indicatoren getoond van de referentieoplossing, dewelke een combinatie is van een PST met indienstname 2025 en HTLS upgrade met indienstname 2030.

### B1. SOCIO-ECONOMISCHE WELVAART [M€ PER JAAR]

#### Toename Europese welvaart

SCENARIO	2025	2030				2035			2040		
		BC	DEC	RES	EUCO	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
TYNDP 2018	3	9	10	/	14	/	/	/	/	/	/
TYNDP + 'gas-before-coal'	/	5	30	15	/	30	35	45	25	30	60
TYNDP + 'coal-before-gas'	5	5	20	15	/	15	25	35	20	25	50

#### Toename Belgische welvaart

SCENARIO	2025	2030				2035			2040		
		BC	DEC	RES	EUCO	BC	DEC	RES	BC	DEC	RES
TYNDP 2018	/	0	5	0	/	0	10	40	0	25	110
TYNDP + 'gas-before-coal'	0	0	10	0	/	0	10	40	0	15	110

### B2. IMPACT OP CO<sub>2</sub>-EMISSIONS [KTON PER JAAR]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	-91,3	-63,3	-171,3	-491,2

### B3. RES INTEGRATIE [GWH PER JAAR]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	46,33	48,09	62,84	3,130

### B5. IMPACT OP NETVERLIEZEN

Bijkomende netverliezen [GWh per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	94	117	72	241

Gemonetiseerde impact op netverliezen [M€ per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	3	8	3	14

### B6. BIJDRAGE TOT BEVOORRADINGSZEKERHEID

Niet-geleverde energie [MWh per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	<50	<50	<50	<50

Bijkomende adequacy marge [MWh]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	240	310	2830	26110

Gemonetiseerde bijkomende adequacy marge [M€ per jaar]

SCENARIO	2025	2030		
		BC	DEC	EUCO30
TYNDP 2018	0	1	1	0



## 6.7 LEGENDE KAARTEN

- Bestaand onderstation (380 kV)
  - Bestaand onderstation (220 kV)
  - Bestaand onderstation (150 kV)
  - Bestaand onderstation (110 kV)
  - Bestaand onderstation (70 kV)
  
  - Nieuw onderstation  
(380 en/of 220 en/of 150 kV en/of 110 kV)
  - Additionele transformatiecapaciteit of spanningsregelende middelen  
(380 en/of 220 en/of 150 kV)
  - Vervangingen en/of herstructurering in bestaand onderstation  
(380 en/of 220 en/of 150 kV)
  - Uitbreiding transformatiecapaciteit & vervangingen in bestaand onderstation  
(380 en/of 220 en/of 150 kV)
  - Afbraak onderstation
- 
- Bestaande HVDC verbinding
  - Bestaande 380 kV verbinding
  - Bestaande 220 kV verbinding
  - Bestaande 150 kV verbinding
  - Bestaande 110 kV verbinding
  
  - ⋯ Nieuwe 380 kV lijn
  - ⋯ Nieuwe 220 kV lijn
  - ⋯ Nieuwe 150 kV lijn
  - ⋯ Nieuwe 110 kV lijn
  
  - ⋯ Nieuwe HVDC verbinding
  - ⋯ Nieuwe 380 kV kabel
  - ⋯ Nieuwe 220 kV kabel
  - ⋯ Nieuwe 150 kV kabel
  - ⋯ Nieuwe 110 kV kabel
  
  - ⋯ Aanpassing bestaande 380 kV verbinding
  - ⋯ Aanpassing bestaande 220 kV verbinding
  - ⋯ Aanpassing bestaande 150 kV verbinding
  - Afbraak lijn of buiten dienstname kabel