

# Rapport

**12/11/2019**

met betrekking tot de investeringsplannen 2020-2022 van de elektriciteitsnetbeheerders in het  
Vlaamse Gewest

## Inhoudsopgave

<b>1</b>	<b>Situatieschets .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>De aanpak .....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Belastingsvoorspelling voor de volgende jaren .....</b>	<b>8</b>
3.1	De groeiprognoze .....	8
3.2	Analyse op hoogspanning .....	8
3.3	Geïndividualiseerde analyse op middenspanning.....	9
<b>4</b>	<b>Geplande en uitgevoerde netinvesteringen .....</b>	<b>10</b>
4.1	Situering .....	10
4.2	Overzicht MS- en LS-distributienetten .....	11
4.3	Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen.....	13
<b>5</b>	<b>Aanpak van knelpunten voor decentrale productie.....</b>	<b>15</b>
5.1	Algemene aanpak voor maximale inpassing van decentrale productie .....	15
5.1.1	Flexibele toegang.....	15
5.1.2	Midden- en hoogspanningsnetten .....	16
5.1.3	Laagspanningsnetten.....	16
5.1.4	Opvolging aansluiting decentrale productie.....	17
5.1.5	Opvolging van knelpuntzones voor decentrale productie uit vorige investeringsplannen .....	19
5.1.5.1	<i>Congestie in de kustregio (Imewo/Gaselwest/Infrac West)</i> .....	19
5.1.5.2	<i>Eeklo Noord (Imewo)</i> .....	19
5.1.5.3	<i>Haven van Gent: Linkeroever Kluizendok (Imewo)</i> .....	19
5.1.5.4	<i>Pathoekeweg (Imewo)</i> .....	20
5.1.5.5	<i>Temse (Intergem)</i> .....	20
5.1.5.6	<i>Lokeren (Intergem)</i> .....	20
5.1.5.7	<i>TS Ravels (Iveka)</i> .....	20
5.1.5.8	<i>Regio Kempen (Iveka)</i> .....	20
5.1.5.9	<i>Oevel (Iveka)</i> .....	21
5.1.5.10	<i>Boutersem (Iverlek)</i> .....	21
5.1.5.11	<i>Genk Zuid (Fluvius Limburg)</i> .....	21
5.1.5.12	<i>Merksplas (Fluvius Antwerpen)</i> .....	21
5.1.5.13	<i>Windcluster Tongeren/Riemst (Fluvius Limburg)</i> .....	22
5.1.5.14	<i>Lommel Kristalpark (Fluvius Limburg)</i> .....	22
5.1.5.15	<i>Industriezone Diest Webbekom (PBE)</i> .....	23
5.1.6	Nieuwe knelpunten .....	23
5.1.6.1	<i>Tabaksvest (Fluvius Antwerpen)</i> .....	23
5.1.6.2	<i>Haven Antwerpen -Linker Scheldeoever (Intergem)</i> .....	23
<b>6</b>	<b>Energie-efficiëntie.....</b>	<b>24</b>
6.1	Wettelijke context.....	24
6.2	Opvolging van maatregelen ter verbetering van energie-efficiëntie.....	24
6.2.1	Energie-efficiëntie studie Fluvius.....	24

6.2.1.1	<i>Investeringsmaatregelen</i> .....	24
6.2.1.2	<i>Uitbatingsmaatregelen</i> .....	26
6.2.2	Energie-efficiëntie studie Elia .....	26
6.2.2.1	<i>De bestaande spanning in HS-net verhogen</i> .....	26
6.2.2.2	<i>Energetisch efficiënte(re) distributietransformatoren gebruiken</i> .....	26
6.2.2.3	<i>Eigenverbruik in onderstations verminderen</i> .....	27
6.2.2.4	<i>Aantal verplaatsingen verminderen dankzij telebediening/telelezing</i> .....	27
6.2.2.5	<i>Aansluitingen met flexibele toegang voor de gedecentraliseerde productie</i> .....	27
6.2.2.6	<i>Buiten spanning zetten van reserve transformatoren</i> .....	28
<b>7</b>	<b>Beoordeling</b> .....	<b>29</b>

## 1 Situatieschets

Artikel 4.1.6, 2° van het Energiedecreet legt de netbeheerders de taak op voldoende capaciteit aan te houden om de elektriciteitsbehoefte te dekken van de afnemers die aangesloten zijn op hun netten en het vervoer van elektriciteit naar distributienetten mogelijk te maken. Hier ziet de VREG op toe.

Artikel 4.1.19, §1 van het Energiedecreet legt de netbeheerders op om jaarlijks een indicatief investeringsplan op te stellen voor de netten die ze beheren. Het investeringsplan bestrijkt een periode van drie jaren en bevat een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het net in kwestie met aanduiding van de onderliggende hypothesen, het investeringsprogramma inzake vernieuwing en uitbreiding van het net dat de netbeheerder zal uitvoeren om aan de behoeften te voldoen, een overzicht en toelichting over de in het afgelopen jaar uitgevoerde investeringen en de toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie.

De Technische Reglementen Distributie Elektriciteit (TRDE) en Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit (TRPV) bepalen op welke wijze deze informatie ter beschikking wordt gesteld. Het investeringsplan wordt jaarlijks ter goedkeuring voorgelegd aan de VREG.

Door alle netbeheerders werd een investeringsplan ingediend aan de hand van een rapporteringsmodel dat in overleg met de VREG is vastgelegd. Het model voor de distributienetbeheerders wordt door de VREG gepubliceerd op zijn website<sup>1</sup>.

Als de VREG, na overleg met de netbeheerder, vaststelt dat de investeringen voorzien in het investeringsplan de netbeheerder niet in de mogelijkheid stellen om op een adequate en doeltreffende manier aan de capaciteitsbehoeften te voldoen, kan de VREG de netbeheerder verplichten om het plan binnen een redelijke termijn aan te passen.

Minstens eenmaal per jaar overleggen de netbeheerders onderling over de geplande investeringen in hun netten met inbegrip van de ontwikkelingen van decentrale productie en de daaruit voortvloeiende knelpunten.

Het budget voor de investeringen en de impact op de nettarieven maken geen deel uit van de rapportering.

Na de uitbreiding van de erkenning voor de aanleg en het beheer van 36 kV netten (BESL-2013-10)<sup>2</sup> heeft ex-Eandis in concentratiegebieden van lokale productie (typisch: windturbines of WKK's in de glastuinbouw) voor specifieke projecten aansluitingsmogelijkheden op hogere spanningen (30 kV of 36 kV) onderzocht om het totale potentieel toch aansluitbaar te maken. In deze concentratiegebieden wordt de decentrale productie dan aangesloten, in samenspraak met Elia, op 30/36 kV distributienetten of op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit zodat het lokale distributienet kan ontlast worden.

De VREG heeft op basis van een simulatiestudie een beleidsadvies uitgebracht om verbeteringen aan te brengen aan het kader voor flexibele toegang. Aanvullend legt het technisch reglement

---

<sup>1</sup> [http://www.vreg.be/sites/default/files/mededelingen/mede\\_2014-2.pdf](http://www.vreg.be/sites/default/files/mededelingen/mede_2014-2.pdf).

<sup>2</sup> <http://www.vreg.be/sites/default/files/besl-2013-10.pdf>

distributie elektriciteit<sup>3</sup> op dat o.a. productie-installaties van het type B en C de functionaliteit moeten hebben om modulerbaar te zijn<sup>4</sup>. Dat zij de functionaliteit hebben, spreekt zich nog niet uit over de modaliteiten van de modulatie. Dit werd herzien in het technische reglement dat dit kan in uitzonderlijke omstandigheden, in het kader van aansluiting met flexibele toegang of door het deelnemen aan een ondersteunende dienst.

De nieuwe versie van de Europese Elektriciteitsrichtlijn (o.a. in de artikels 31 en 32) en Elektriciteitsverordening<sup>5</sup> uit het Clean Energy Package leggen op dat de lidstaten een regelgeving voor flexibiliteit op het distributienet en voor niet-frequentie gerelateerde ondersteunende diensten moeten uitwerken tegen 1 januari 2021. Deze nieuwe regelgeving zal hoogstwaarschijnlijk een sterke wijziging inhouden van de bestaande regels. We verwachten dat ook de methodologie en de aanpak van het investeringsplan zal moeten herzien worden hierdoor.

---

<sup>3</sup> [https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trde\\_2019.pdf](https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trde_2019.pdf)

<sup>4</sup> Het gaat hoofdzakelijk over productie-installaties met een globaal opgesteld productie-vermogen groter dan 1 MW;  
Zie artikel 2.2.54 van het TRDE

<sup>5</sup> (EU) 2019/943 Richtlijn betreffende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en (EU) 2019/943 Verordening betreffende de interne markt van elektriciteit

## 2 De aanpak

Het investeringsplan wordt gerapporteerd volgens een rapporteringsmodel dat opgesteld wordt door de VREG in overleg met de netbeheerders en behandelt volgende punten:

- Belastingvoorspelling voor de volgende drie jaar Y+1, Y+2 en Y+3
- De lopende projecten van 1 MVA of groter (productie of afname)
- Verwezenlijkte ruggengraatinvesteringen in het afgelopen jaar (Y-1)
- Status van de ruggengraatinvesteringen in het huidige jaar (Y)
- Investeringsprogramma voor het komende jaar (Y+1)
- Indicatief investeringsprogramma voor de volgende jaren na Y+1 (Y+2, Y+3)

De netbeheerders worden ook bevraagd over hun investeringsbeleid voor de integratie van decentrale productie, warmtepompen en elektrische voertuigen, meer bepaald:

- De toekomstverwachtingen in verband met decentrale productie LS en MS, warmtepompen en elektrische voertuigen;
- Een gedetailleerde raming van de capaciteitsbehoeften van het distributienet, met aanduiding van de onderliggende hypothesen voor decentrale productie;
- De evolutie in het masterplan voor de periode 2015-2020 om de nodige bijkomende aansluitingscapaciteit te voorzien zodat de Vlaamse doelstellingen voor hernieuwbare energieprojecten aangesloten kunnen worden.

Aan de hand van deze informatie en de antwoorden op de bijkomende vragen analyseert de VREG de investeringsplannen en beoordeelt of de netbeheerder het nodige doet om te voldoen aan de taak, opgenomen in artikel 4.1.6, 2° van het Energiedecreet, namelijk het aanhouden van voldoende capaciteit in de zogenaamde 'ruggengraat'-installaties in relatie tot hun maximale belasting en de vooruitzichten van enerzijds de belastingaangroei of –afname en anderzijds de aangroei van decentrale productie.

De VREG controleert of de gegevens tijdig en volledig worden gerapporteerd en nodigt de netbeheerders uit voor een presentatie van de investeringsplannen, de toekomstverwachtingen in verband met afnamegroei en decentrale productie (DP) en een bespreking van de geïdentificeerde knelpunten. Ook wordt, voor zover relevant voor de investeringen in de netten, de kwaliteit van de dienstverlening besproken aan de hand van de rapportering rond het gebruik van de telecontrolekasten, ongeplande onderbrekingen en spanningskwaliteit en de klachten die de VREG ontvangt hierover.

Daarnaast controleert de VREG steekproefsgewijs de gerapporteerde cijfers en het onderliggende investeringsbeleid met volgende aandachtspunten:

- Procedures bij het opstellen van de investeringsplannen;
- Analyse en identificatie van knelpunten
  - Hypothesen belasting/injectie aangroei
  - Aangekondigde vermogensaanvragen > 1 MVA
  - Aanvragen aansluiting DP > 1 MVA
  - Klachten over onderbreking van injectie (automatisch door spanningsbeveiliging en telecontrole);
- Berekeningsmethode bij dimensionering van netversterkingen bij knelpunten en timing;
- Netversterkingen en aanpassingen als gevolg van de kwaliteitsrapportering (ongeplande onderbrekingen, spanningskwaliteit ten opzichte van het gemiddelde in Vlaanderen en buurlanden);

- Evaluatie van geplande en uitgevoerde investeringen.

Dit geeft de VREG een beter inzicht in de manier waarop de netinvesteringen tot stand komen en in de verschillende studies die de netbeheerders uitvoeren naar de impact van nieuwe ontwikkelingen op het vlak van verbruik en decentrale productie.

Naast de studie van groeiprognose op het verbruik over het voorbije jaar is ook de studie onthaalcapaciteit voor decentrale productie, die de netbeheerders hebben uitgevoerd in samenwerking met VITO, richtinggevend om de investeringsplannen te beoordelen. De criteria die de VREG hanteert bij de beoordeling van de investeringsplannen werden in 2013 geconsulteerd ([CONS-2013-03](#))<sup>6</sup> en kunnen wettelijk verankerd worden als de compensatieregeling voor flexibele aansluitingen uitgewerkt is. In deze regeling moet een evenwicht gevonden worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-produceren van elektrische energie.

Voor laagspanning is er extra aandacht voor de ontwikkelingen op het vlak van elektrisch rijden, warmtepompen en decentrale productie uit hernieuwbare energie. De VREG gaat ervan uit dat indien de detailstudie bij een aanvraag tot aansluiting of versterking op laagspanning, waarbij de installatie van een warmtepomp, een laadpunt of een decentrale productie uit hernieuwbare energie bepalend is voor het benodigde vermogen, aangeeft dat netversterkingen en/of netuitbreidingen moeten worden uitgevoerd, de betrokken netbeheerders deze werken moeten inplannen en realiseren binnen het jaar na de bestelling. Dit wordt ook opgevolgd via de klachtenbehandeling door de Ombudsdienst Energie en de VREG.

---

<sup>6</sup> <https://www.vreg.be/nl/document/cons-2013-03>

## 3 Belastingvoorspelling voor de volgende jaren

### 3.1 De groeiprognose

Onder de vele dimensioneringsfactoren van de elektriciteitsnetten spelen de verbruiksverwachtingen en de aansluiting van nieuwe decentrale productie op lokaal niveau een belangrijke rol. Het groeipercentage van het verbruik dat de netbeheerders hanteren bij de analyse van de beschikbare capaciteit van hun net houdt rekening met recente verbruiksevoluties en met conjuncturele fluctuaties relevant voor de horizon van dit investeringsplan. Voor de Investeringsplannen 2020-2022 gaat men voor middenspanning uit van een gematigde groei van het verbruik van 0,5% als gemiddelde groei van de bruto afname van elektriciteit. De groeiprognose wordt gedifferentieerd op basis van het type verbruikers die gevoed worden via de transformatorposten en feeders, aangevuld met bijkomende gegevens waarover de netbeheerders beschikken. De twee belangrijkste verbruikersgroepen zijn de industriële verbruikers enerzijds en het residentieel / tertiair (appartementengebouwen) verbruik anderzijds. In de huidige prognose is nog steeds een nulgroei voorzien op de industriële feeders. De groei bij de residentiële/tertiaire verbruikers werd ingeschat op 1% (afgerond). Dit is gebaseerd op de afname van de jaarlijks opgenomen klanten.

Indien er een noodzaak is om het bestaande netwerk te verzwaren omwille van lokale congestie door afname, door bijvoorbeeld het veelvuldig opladen van elektrische wagens, kan men 2 opties overwegen.

1. Bijkomende kabelaanleg;
2. Afname flexibel aansturen;

De eerste optie is niet altijd onmiddellijk realiseerbaar, verschillende infrastructuurwerken dienen steeds in afstemming met elkaar te worden uitgevoerd wat tot enkele jaren in beslag kan nemen. Bij de tweede optie kan de netbeheerder de extra benodigde capaciteit bij de lokaal aangesloten afnemers opvragen. Via een marktmechanisme zouden de afnemers dan deze extra capaciteit kunnen aanbieden. Hierbij wordt gedacht aan het verschuiven van afname in de tijd, zoals het opladen van elektrische wagens of de warmteproductie door een warmtepomp. Deze tweede optie is vandaag niet mogelijk, maar op lange termijn kan dit een kosteneffectieve manier zijn om de toenemende elektrificatie van Vlaanderen te realiseren.

### 3.2 Analyse op hoogspanning

De groei van de elektriciteitsvraag in bepaalde regio's vereist het uitbreiden van de transformatiecapaciteit van hoog- naar midden- en laagspanning. Elia voert deze projecten uit in overleg met de betrokken beheerders van de gekoppelde midden- en laagspanningsnetten.

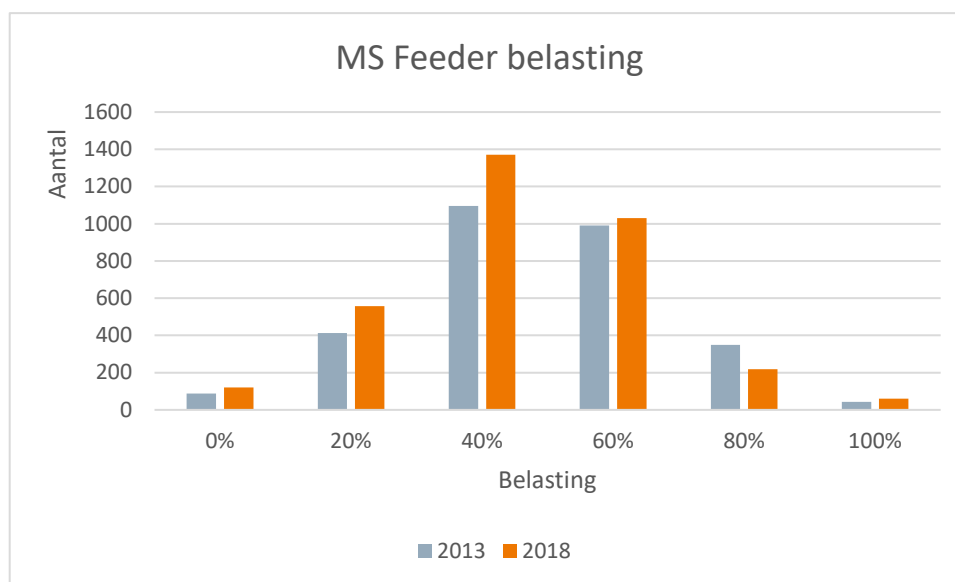
De onthaalcapaciteit wordt per onderstation opgevolgd via gegevensuitwisseling met alle netbeheerders.



De hypothesen die aan de basis liggen van het Investeringsplan 2020-2022 worden gekenmerkt door een beperkte groei van het verbruik. Hoewel er de laatste jaren een daling te merken is ten opzichte van 2010, gaat Elia uit van een lichte groei, met name een gemiddelde jaarlijkse aangroeicoëfficiënt van 0,26% van de door de netgebruikers opgevraagde bruto energie.

### 3.3 Geïndividualiseerde analyse op middenspanning

Als eerste stap in de planning inventariseren de netbeheerders de bestaande piekbelastingen van de vertrekkende middenspanningsfeeders uit de transformatorstations van het voorbije jaar. Aan elke middenspanningsfeeder wordt dan gemiddeld een groei op feederniveau toegekend die in lijn ligt met de vooruitzichten van de globale groeivoet van Elia. Omwille van het onzekere karakter van aangekondigde verschuivingen, wijzigingen en eventuele aangroei van de belasting moeten de netbeheerders de nodige omzichtigheid aan de dag leggen bij het verwerken van deze gegevens. Het overzicht dat automatisch uit de SCADA systemen<sup>7</sup> gegenereerd wordt kan uiteraard zelf geen rekening houden met toekomstige verschuivingen, wijzigingen en eventuele aangroei. Van de feeders die na drie jaar de 100% belasting benaderen wordt een studie gemaakt die kan resulteren in een ruggengraatversterking die in de komende jaren kan gebudgetteerd worden. Bij het opmaken van detailstudies per feeder wordt wel rekening gehouden met alle mogelijke gegevens. **Figuur 1** geeft het aantal feeders per schijf van belastingspercentage. We kunnen vaststellen dat de zwaarst belaste feeders in de afgelopen jaren zijn afgenomen. Deze trend is gedeeltelijk te verklaren doordat er in de afgelopen 5 jaar ca. 10% meer middenspanningsfeeders zijn aangelegd.



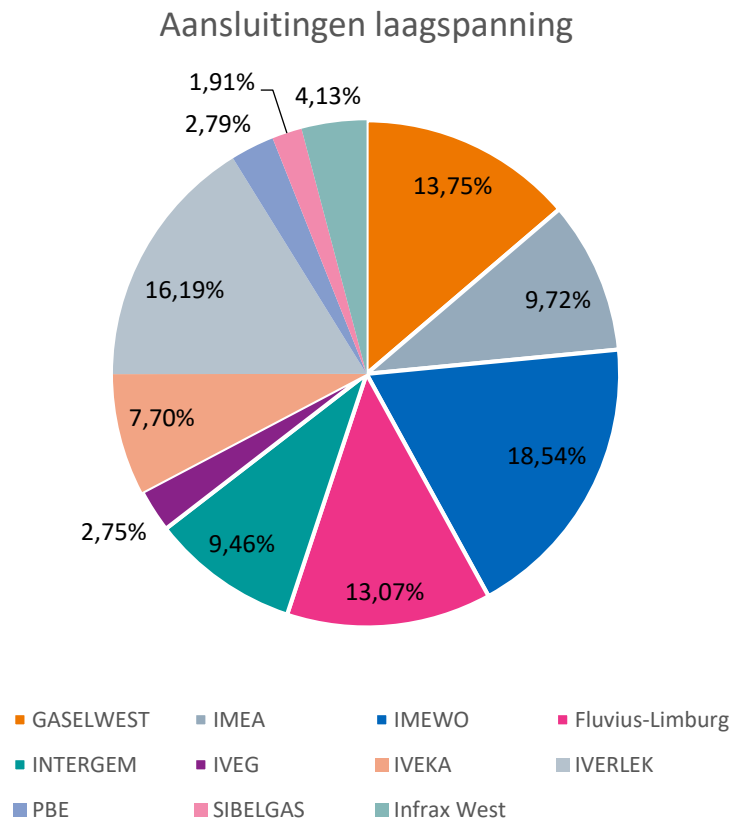
**Figuur 1: Histogram van de feederbelasting**

<sup>7</sup> Scada is de afkorting van Supervisory Control And Data Acquisition. Deze systemen verzamelen meet- en regelsignalen en sturen ze door naar de computersystemen van de netbeheerders.

## 4 Geplande en uitgevoerde netinvesteringen

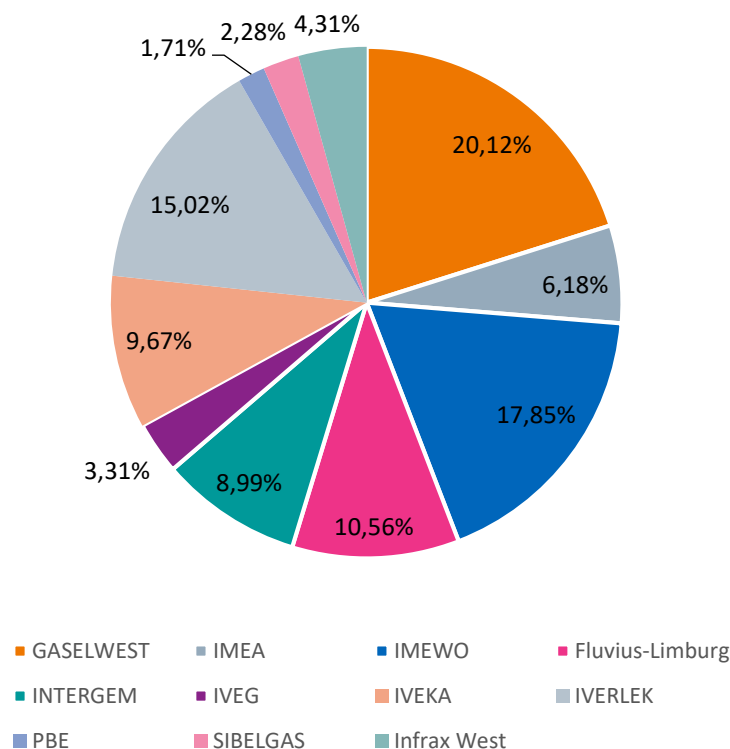
### 4.1 Situering

In **Figuur 1** en **Figuur 3** wordt het relatieve belang van de verschillende distributienetbeheerders weergegeven op basis van hun aandeel in laagspanningsaansluitingen en middenspanningsaansluitingen.



**Figuur 2: Relatieve aandelen LS**

## Aansluitingen middenspanning



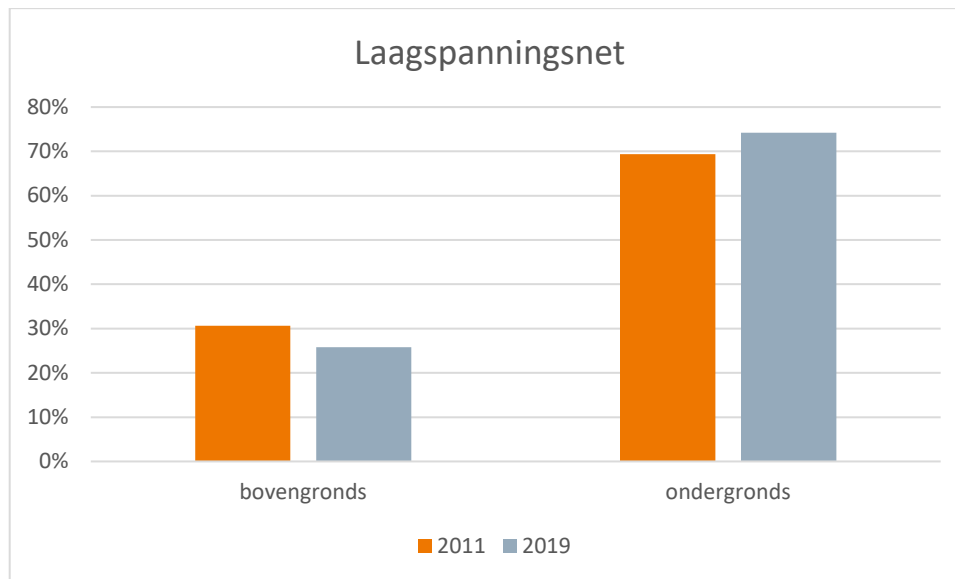
**Figuur 3: Relatieve aandelen MS**

## 4.2 Overzicht MS- en LS-distributienetten

De netbeheerders rapporteren aan de hand van de gegevenstabel uit het model de geplande vervangingen, uitbreidingen en slopingen van de belangrijkste netcomponenten. Tabel 1 geeft de evolutie weer van de werkelijke toestand op 1 januari van het rapporteringsjaar naar de geplande toestand op 1 januari van de komende twee jaar.

De kolom “geplande toestand in 2020” geeft per type netcomponent de aanpassing weer die gepland is voor het komende jaar. Dit wordt berekend als het verschil tussen de geplande toestand op 1 januari 2020 en de geplande toestand op 1 januari 2019. In de kolom “relatieve wijziging in toestand in 2020” wordt de procentuele evolutie weer gegeven.

Het LS-distributienet is voor 74,2% ondergronds. In de voorbije 10 jaar is er jaarlijks gemiddeld 0,66% van het LS-net ondergronds gebracht. Vanwege de hoge kost van ondergrondse netten blijven de netbeheerders (vooral landelijk) een deel van het net bovengronds aanleggen. Het ondergronds brengen van het net heeft een positieve impact op de betrouwbaarheid. Het middenspanningsnet is nagenoeg volledig ondergronds in Vlaanderen. **Figuur 4** geeft het percentage weer van het laagspanningsnet dat onder- en bovengronds is in Vlaanderen.



**Figuur 4: Aandeel onder- en bovengronds laagspanningsnet**

Tabel 1: Overzicht netcomponenten

Overzicht netcomponenten		toestand op 1/1/2019	geplande toestand op 1/1/2020	geplande toestand op 1/1/2021	wijziging in toestand in 2020	relatieve wijziging in toestand in 2020
<b>Middenspanningsnet</b>						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	177.096	137.096	77.943	-59.153	-43,1%
Ondergrondse kabel	(meter)	46.120.743	45.056.588	45.538.062	481.474	1,1%
Totaal lijnen en kabels middenspanning	(meter)	46.297.839	45.193.684	45.616.005	422.321	0,9%
<b>Laagspanningsnet</b>						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	501.829	436.429	369.746	-66.683	-15,3%
Bovengrondse Bundelkabel	(meter)	21.278.542	20.821.953	21.007.300	185.347	0,9%
Ondergrondse kabel	(meter)	62.616.238	60.619.674	62.260.974	1.641.300	2,7%
Totaal lijnen en kabels laagspanning	(meter)	84.396.609	81.878.056	83.638.020	1.759.964	2,1%
<b>Posten (middenspanning)</b>						
Transformatorstations	(aantal)	276	270	238	-32	-11,9%
Schakelposten	(aantal)	1.039	1.014	1.004	-10	-1,0%
<b>Cabines (middenspanning/laagspanning)</b>						
Klantcabines	(aantal)	19.661	19.905	21.262	1.357	6,8%
Distributiecabines	(aantal)	38.112	37.340	38.066	726	1,9%
<b>Aansluitingen</b>						
Aansluitingen middenspanning	(aantal)	20.407	21.036	25.583	4.547	21,6%
Aansluitingen laagspanning	(aantal)	3.429.072	3.307.145	3.371.105	63.960	1,9%
Aansluitingen productie-installaties	(aantal)	5.663	5.528	5.719	191	3,5%
<b>Meetapparatuur</b>						
Facturatie meters middenspanning	(aantal)	20.538	21.154	25.585	4.431	20,9%
Facturatie meters laagspanning	(aantal)	3.656.343	3.551.341	3.649.969	98.628	2,8%
Budget meters	(aantal)	138.289	141.612	146.707	5.095	3,6%

### 4.3 Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen

Tabel 2 geeft per netelement uit de gegevenstabel (Tabel 1) het percentage van de uitgevoerde ten overstaan van de geplande “vervanging” en “nieuwe aanleg”.

Deze gegevens zijn gebaseerd op de door de DNB’s gerapporteerde uitgevoerde investeringen en worden vergeleken met wat er gepland was in de investeringsplannen van vorig jaar.

Tabel 2: Verhouding uitgevoerde/geplande investeringen

<b>Uitgevoerd vs. gepland</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>gemiddeld</b>
<b>Middenspanningsnet</b>						
Ondergrondse kabel	77,8%	57,9%	64,9%	88,8%	111,4%	80,2%
<b>Laagspanningsnet</b>						
Bovengrondse Bundelkabel	113,5%	67,6%	49,4%	68,9%	71,2%	74,1%
Ondergrondse kabel	79,2%	69,8%	69,6%	96,6%	108,9%	84,8%
<b>Posten (middenspanning)</b>						
Transformatorstations	88,9%	46,2%	130,0%	47,1%	72,7%	77,0%
Schakelposten	21,7%	29,4%	60,6%	52,6%	33,3%	39,5%
<b>Cabines (middenspanning/laagspanning)</b>						
Klantcabines	1,8%	418,3%	138,9%	65,8%	90,9%	143,1%
Distributiecabines	81,4%	74,6%	90,4%	82,9%	91,1%	84,1%
<b>Aansluitingen</b>						
Aansluitingen middenspanning	78,4%	109,8%	167,0%	91,4%	97,4%	108,8%
Aansluitingen laagspanning	77,8%	87,3%	80,4%	89,9%	82,9%	83,7%
Aansluitingen productie-installaties	0,6%	365,8%	352,5%	54,6%	96,7%	174,0%
<b>Meetapparatuur</b>						
Facturatie meters middenspanning	78,9%	109,8%	167,0%	91,4%	100,9%	109,6%
Facturatie meters laagspanning	87,2%	147,5%	93,7%	111,0%	111,9%	110,3%
Budget meters	81,1%	65,4%	95,6%	112,7%	95,9%	90,1%

Voor de meest opmerkelijke verschillen tussen geplande en uitgevoerde investeringen werd aan de werkmaatschappij een verklaring gevraagd.

#### Laag- en middenspanningskabel:

De vervanging van ondergrondse kabels is bij bijna alle netbeheerders hoger dan initieel begroot. Veelal is dat toe te schrijven aan meer dieptewerken en verplaatsingswerken n.a.v. wegniswerken. Ook de realisatie van het ontdebelen van het openbare verlichtingsnet en het laagspanningsnet zorgde voor overschrijding van de geplande werken.

Bovengrondse bundelkabel wordt zoveel mogelijk vermeden omwille van kwaliteitsredenen. Enkel in landelijke gebieden wordt, omwille van de lange afstanden, de bovengrondse bundelkabel nog behouden.

Op het middenspanningsnet zorgen uitgestelde ruggengraatsinvesteringen voor overschrijding van de geplande vervangingen. Voor een deel wordt dit ook veroorzaakt door dieptewerken en verplaatsingswerken n.a.v. wegeniswerken.

#### Schakelposten en transformatorstations:

Het lage percentage schakelposten dat vernieuwd of gerenoveerd is in 2018 t.o.v. het geplande aantal is voornamelijk te wijten aan materiaalproblemen. Nadat werd gewisseld van materiaalleverancier werd men tijdens de werken aan de schakelposten geconfronteerd met langere levertermijnen dan gepland. Hierdoor werden een aantal renovaties en de bouw van nieuwe schakelposten vertraagd. Daarnaast is voor nieuwe transformatorstations een nieuw postconcept uitgewerkt. De geplande transformatorstations zijn dan ook verschoven in de tijd zodat dit nieuwe concept onmiddellijk wordt toegepast.

#### Aansluitingen laagspanning:

De uitgevoerde laagspanningsaansluitingen is uit te splitsen in zowel vervanging als in nieuwe (uitbreiding) van aansluitingen. De renovatiegraad van laagspanningsaansluitingen is op jaar basis moeilijk in te schatten doordat vele infrastructuurwerken met elkaar dienden te worden afgestemd. De uitbreiding van nieuwe aansluitingen is een jaar vooraf slechts met een grote foutenmarge in te schatten. De termijn tussen aanvragen tot nieuwe aansluitingen en de uitvoering van de effectieve werken is veel korter dan één jaar. Het lage percentage uitgevoerde laagspanningsaansluitingen in het jaar 2018 ten opzichte van de ingeplande is toe te schrijven aan het minder uitvoeren van nieuwe en vervanging van laagspanningsaansluitingen in ex-Eandis gebied.

## 5 Aanpak van knelpunten voor decentrale productie

### 5.1 Algemene aanpak voor maximale inpassing van decentrale productie

#### 5.1.1 Flexibele toegang

De VREG is van oordeel dat aansluiten van decentrale productie onder het regime van flexibele toegang in combinatie met een aansluitingsverplichting een betere benutting van het net mogelijk maakt. Als eerste stap om voor flexibele aansluitingen een reglementair kader te creëren heeft de VREG reeds in de technische reglementen een artikel toegevoegd die een aansluiting met flexibele toegang onder normale uitbatingsomstandigheden van het net mogelijk maakt als het gaat om een aansluiting van een productie-installatie, en als deze aansluiting conform de standaard vigerende regels geweigerd zou moeten worden door een gebrek aan capaciteit omwille van lokale congestie. Deze flexibele toegang kan in principe enkel tijdelijk toegepast worden in afwachting van de uitvoering van een geplande netversterking. Deze flexibele toegang kan uitzonderlijk, om technisch-economische redenen en mits akkoord van de VREG, permanent toegepast worden.

De VREG heeft in 2018 een eerste beslissing voor permanente flexibele toegang genomen. In de loop van 2019 ontving de VREG een tweede aanvraag tot permanente aansluiting met flexibele toegang. Na een grondige analyse ging de VREG, onder voorwaarden, akkoord met de permanente aansluiting in dit dossier (BESL-2019-64). Fluvius heeft ook samen met Elia een succesvol proefproject doorlopen in de Waaslandhaven.

Deze eerste stap in de technische reglementen is echter niet voldoende en daarom bracht de VREG naast een algemeen beleidsadvies (ADV-2016-1) voor een algemeen kader voor flexibiliteit om de ontwikkeling van commerciële flexibiliteit mogelijk te maken, een tweede beleidsadvies (ADV-2017-04) uitgebracht o.a. inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met Flexibele Toegang of AmFT)<sup>8</sup>. Het doel van deze adviezen aan de Vlaamse decreetgever is om een reglementair kader voor flexibiliteit te bepleiten.

Het Clean Energy Package van de Europese Commissie voorziet ook in de elektriciteitsrichtlijn en de elektriciteitsverordening een aantal regels voor een kader voor flexibiliteit en niet-frequentie gerelateerde ondersteunende diensten op het distributienet (o.a. artikel 31 en 32). De omzetting in de Vlaamse regelgeving wordt verwacht in de loop van 2020. De beleidsadviezen zullen ook in dit licht moeten herbekeken worden. Zo verwachten we o.a. dat de organisatie van en het toezicht op de investeringsplannen hierdoor zal moeten wijzigen.

Naast het flexibel aansluiten van decentrale productie kan men ook overwegen om verschillende technologieën van hernieuwbare energie met elkaar te combineren opdat een maximale output wordt verkregen met een zo min mogelijke investeringskost. Zo is de productie van zon- en windenergie niet gelijktijdig. Door deze technologie op eenzelfde aansluitfeeder flexibel te koppelen kan de hernieuwbare energie per aansluitvermogen gemaximaliseerd worden, wat dan leidt tot een lagere maatschappelijke kost.

<sup>8</sup> [http://www.vreg.be/sites/default/files/document/adv-2017-04\\_.pdf](http://www.vreg.be/sites/default/files/document/adv-2017-04_.pdf)

### 5.1.2 Midden- en hoogspanningsnetten

Naar aanleiding van de capaciteitsproblemen kan worden onderzocht of het zinvol is om in de nieuwe transformatorstations een reserve-onthaalcapaciteit te voorzien voor injectie vanuit de MS- en LS-netten naar het hoogspanningsnet. Voorlopig wordt er, bij de prognose van de belasting van middenspanningsfeeders in de transformatorstations, niet specifiek rekening gehouden met injectie door decentrale productie. Er is in elk geval nog onvoldoende inzicht in de relatie tussen decentrale productie en piekbelasting.

De distributienetbeheerders hebben nu ook de mogelijkheid om distributienetten op een spanningsniveau van 36 kV aan te leggen. Dit is steeds vaker nodig omdat grote windclusters met een potentieel > 25 MVA niet aangesloten kunnen worden op de klassieke 10–15 kV netten van de distributienetbeheerders en vaak versnipperd uitgerold worden door verschillende partijen, waardoor de inlusing op een distributienet technisch economisch voordeliger uitvalt dan een aansluiting in antenne op het plaatselijk vervoernet.

Om netgebruikers maximaal te kunnen laten gebruik maken van de beschikbare netcapaciteit investeren de netbeheerders in distributiemonitoring die de VREG opvolgt in de kwaliteitsrapportering. Op die manier kan vaste toegang tot de netten gemaximaliseerd worden. Dit gebeurt door de bewaking van de real-time nettoestand zodat de capaciteit van het net eerst optimaal benut wordt, vooraleer overgegaan moet worden naar netversterkingen.

Fluvius heeft ook een proefproject doorlopen met slimme sturingen om de onthaalcapaciteit van het lokale middenspanningsnet te vergroten. Het proefproject op Linker Scheldeoever heeft positieve ervaringen opgeleverd.

### 5.1.3 Laagspanningsnetten

De laagspanningsnetten lijken nu nog voldoende sterk gedimensioneerd te zijn voor de huidige vraag naar PV, warmtepompen en elektrische voertuigen. De netbeheerders verwachten echter dat er weldra keuzes zullen moeten gemaakt worden tussen vroegtijdig versterken van bestaande netten, een kader voor al dan niet vrijwillige tijdelijke beperking van de toegang en/of het flexibel aansturen van afnemers al dan niet via een marktmechanisme. We zullen dit in de komende jaren moeten bestuderen en in overleg met de belanghebbenden een passend regelgevend kader voor uitwerken in de technische reglementen.

Om de invloed van nieuwe technologieën in te schatten zijn er zowel binnen ex-Eandis als ex-Infrac impactstudies uitgevoerd. Hiervoor is er een combinatie gemaakt van een bestaand huishoudelijk verbruiksprofiel, warmtepompen, elektrische voertuigen en zonnepanelen. In deze studie is er gezocht naar de kritische momenten in het jaar (een kritische zomerweek en een kritische winterweek). Uit deze studie blijkt dat bij nieuw aangelegde netten er tot 2030 geen noemenswaardige problemen te verwachten zijn. Uitzonderingen van grote concentratie, lange leidingen en grote vermogens moeten uiteraard specifiek bestudeerd worden.

Bij de aanleg van nieuwe LS-netten in verkavelingen, voor zover er geen bijkomende informatie beschikbaar is, voorziet men voldoende capaciteit om een gelijktijdige injectie van 5 kVA op de helft van de kavels toe te laten. Voor het geheel van netgebruikers op een LS-kabel wordt deze injectie verondersteld evenwichtig verdeeld te zijn over de drie fasen. Voor verkavelingen waar concrete



bijkomende informatie beschikbaar is (bijvoorbeeld eco-wijken met veel PV-panelen en warmtepompen) wordt een aangepast ontwerp toegepast.

Voor bestaande netten is een belangrijk aandachtspunt de doorbraak van elektrisch rijden. De netbeheerders zijn zich ervan bewust dat er netversterkingen nodig zijn om de integratie van elektrische voertuigen te faciliteren en zijn ook bereid om hierin te investeren. Echter, de omvang van de noodzakelijke investeringen is ook afhankelijk van de impact van eventuele tarifaire incentives (bijvoorbeeld een nettarief met capaciteitscomponent) of andere aanpassingen aan het regulatorisch kader. Het uiteindelijke doel daarvan is de netgebruikers ertoe aanzetten om gespreid op te laden of het maximaal laadvermogen te beperken om zo de belasting maximaal te spreiden in de tijd. De netbeheerders hebben in 2019 een studie op nationaal niveau uitgevoerd om de impact op de laagspanningsnetten nog beter in te kunnen schatten. De VREG zal bekijken, in samenspraak met de netbeheerders, wat de beste opties zijn om de problematiek aan te pakken.

Een bijzonder aandachtspunt zijn de bestaande 230 V netten. Het gaat om een historische keuze. In het begin van de 20<sup>ste</sup> eeuw zijn er immers verschillende technologische keuzes gemaakt. Een 400 V netwerk heeft als voordeel dat het minder energieverliezen genereert te wijten aan de opwarming van de kabels. De grondstofprijzen (koper en aluminium) waren begin 20<sup>ste</sup> eeuw zo hoog, dat de besparing van één draad (de nulgeleider) op de 230 V netwerken aanzienlijk was. Door de evolutie van de grondstof- en energieprijzen is het vandaag beter om over te stappen naar een 400 V netwerk met nulgeleider. In landelijke gebieden, waar de kabellengtes aanzienlijk zijn, zijn deze 230 V netten meestal al verlaten ten voordele van de 400 V netten. Vandaag zijn de 230 V netten, vooral in verstedelijkt gebied nog aanwezig. Ze maken ongeveer 20% uit van alle Vlaamse laagspanningsnetten en zijn bijgevolg niet verwaarloosbaar. Deze netten hebben een intrinsiek lagere capaciteit en hebben ook meer aansluitingen per feeder waardoor er maar een beperkte restcapaciteit over is. Bij toenemende elektrificatie (PV-installaties, warmtepompen en elektrisch rijden) zullen deze netten versneld vervangen moeten worden. Sinds het jaar 2000 wordt bij een vervanging van deze netten steeds een 4-geleidernet op 400 V aangelegd. Hierbij wordt steeds gestreefd, indien economisch haalbaar, naar een uitbating op 400 V. De verwachte levensduur van de oude 230 V netten bedraagt ca 50 jaar, waardoor we kunnen stellen dat zonder bijkomende maatregelen de laatste 230 V netten pas over ca. 30 jaar verdwenen zullen zijn.

#### **5.1.4 Opvolging aansluiting decentrale productie**

Voor de rapportering van de investeringsplannen 2020-2022 hebben de netbeheerders een overzicht gegeven van wat aan productie-installatie op basis van hernieuwbare energiebronnen of uit kwalitatieve warmtekrachtkoppeling aangesloten werd en welke projecten in aanvraag, in bestelling of geweigerd werden. Dit overzicht over alle netbeheerders heen wordt weergegeven in Tabel 3.

Tabel 3: Overzicht decentrale productie Vlaanderen (wind + WKK, status 2018)

Type Productie	Gerealiseerd	In bestelling	In offerte	In studie	Geweigerd (2018)
Wind Onshore	1.210	159	811	254	81
WKK / Cogen bio	182	7	74	24	0
WKK / Cogen gas	823	117	226	28	13
Andere	32	1	0	3	0
<b>Totaal (MVA)</b>	<b>2.246</b>	<b>285</b>	<b>1.111</b>	<b>309</b>	<b>94</b>

Het geïnstalleerde vermogen aan windenergie onshore bedroeg eind 2018 1.210 MVA. In 2018 is het groeitempo van de afgelopen jaren aan bijkomende onshore windprojecten niet aangehouden. De Vlaamse doelstelling voor 2020, vastgelegd op 1.490 MVA, ligt nog steeds binnen bereik, op voorwaarde dat het groeitempo van de voorgaande jaren wordt hervat in het komende jaar.

De geweigerde windprojecten situeren zich alle in ex-Infrac gebied. Een deel van de geweigerde aansluitingen bevinden zich in de regio van Turnhout. Hier wordt er door de beheerder van het plaatselijk vervoernet een investering uitgevoerd zodat de decentrale windproductie in deze regio kan aangesloten worden op 36 kV. Als deze investering is uitgevoerd, gepland 2023, kunnen de geweigerde aansluitingen alsnog aangesloten worden op het bovenliggende net.

Opmerkelijk blijft dat een deel van de windenergieprojecten die gerealiseerd of besteld zijn of voor studie werden aangeboden zich niet situeren binnen de clusters die in de studie onthaalcapaciteit werden geïdentificeerd maar in de zogenaamde witte zones uit de studie onthaalcapaciteit. Uit de bevraging naar de manier van inschatten van het potentieel voor onshore windenergie en de ruimtelijke inplanting volgt dat dit onvoldoende nauwkeurig werd ingeschat. De VREG kijkt uit naar nieuwe initiatieven om de uitrol van wind onshore planmatig aan te pakken. In afwachting daarvan blijft de studie onthaalcapaciteit voor decentrale productie een goede basis bij de beoordeling van de investeringsplannen.

In Tabel 3 wordt het vermogen aan decentrale productie vermeld waarvoor de distributiebeheerder een offerte tot aansluiting heeft opgemaakt. Het betreft hier de offertes die niet geleid hebben tot een bestelling of tot een weigering door de netbeheerder.

Het geïnstalleerde vermogen aan PV installaties in het Vlaamse gewest bedraagt, volgens het groenboek van Elia van Augustus 2019, 2.783 MVA. De Vlaamse doelstelling voor 2020, vastgelegd op 3.708 MVA, zal met het huidige groeitempo niet gehaald worden.

### 5.1.5 Opvolging van knelpuntzones voor decentrale productie uit vorige investeringsplannen

In deze paragraaf bespreken we de belangrijkste knelpunten voor decentrale productie in opvolging van de besproken knelpunten uit het rapport van vorig jaar<sup>9</sup>. Ook de nieuw gedetecteerde knelpunten worden vermeld.

#### 5.1.5.1 Congestie in de kustregio (Imewo/Gaselwest/Infrac West)

Het “Ventilusproject” betreft de realisatie van een 380 kV corridor met capaciteit 6 GW tussen Stevin en Avelgem. De kustlus wordt gerealiseerd voor aansluiting van bijkomende offshore wind en voorbereiding van toekomstige ontwikkelingen in het hoogspanningsnet in West-Vlaanderen om de interconnectiecapaciteit te verhogen. De bijkomende offshore wind neemt de resterende onthaalcapaciteit in de regio in.

Het gevolg voor de distributiebeheerder is een nieuwe congestie in de kustregio als gevolg van onvoldoende capaciteit op het transportnet die zou aanhouden tot eind 2028. Hierdoor dienen alle nieuwe aanvragen voor aansluiting van decentrale productie flexibel aangesloten te worden omwille van een potentiële congestie van het hoger liggende net in (n-1), maar ook in n-situatie. Dit legt een grote hypotheek voor lange termijn op alle ontwikkelingen in deze ruime regio.

#### 5.1.5.2 Eeklo Noord (Imewo)

Op heden is er 15,8 MVA van het windlandschap Eeklo-Maldegem aangesloten op TS Eeklo-Noord (36 kV) en een aandeel van meer dan 25 MVA in offerte. Het merendeel hiervan zal verder op TS Eeklo-Noord (36 kV) onthaald worden.

#### 5.1.5.3 Haven van Gent: Linkeroever Kluizendok (Imewo)

Om bijkomende decentrale producties zoals nieuwe windturbines te onthalen moet de congestie op het hoger liggende net opgelost worden. Daartoe werden reeds afspraken gemaakt tussen Elia en Fluvius voor de aansluiting van lokale productie met permanente flexibele voorwaarden op het distributienet verbonden met koppelpunten Ertvelde en Rieme.

Enkele aanvragen in Kluizendok werden geannuleerd met als gevolg dat de oprichting van een TS in Kluizendok voorlopig on-hold staat in afwachting van meer concrete aanvragen.

---

<sup>9</sup> <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2018-16.pdf>

#### 5.1.5.4 *Pathoekeweg (Imewo)*

Het nieuwe 36 kV-net dat momenteel enkel lokale productie onthaalt, kan toekomstige synergie creëren met het gebruik van het aangelegde DNB net 36 kV voor “vervanging” van het Elia net tussen Zeebrugge en Brugge. De besprekingen met Elia en de geïmpacteerde klanten zijn lopende.

#### 5.1.5.5 *Temse (Intergem)*

Het potentieel decentrale productie in de regio rond Temse en Melsele binnen de 15 kV-perimeter rond TS Burcht, welke volgens inschattingen 59 MW (2013) bedroeg, realiseert zich nog niet. Aanvragen tot aansluitingen van gezamenlijk meer dan 30 MVA waarvoor detailstudies afgeleverd werden, resulteerde niet in verdere realisatie.

#### 5.1.5.6 *Lokeren (Intergem)*

Het 30 kV net vanuit TS Lokeren Vijgenstraat langsheen de E17 in de richting van Gent is momenteel verzadigd. Er werd voor deze locatie een aanvraag voor twee bijkomende windmolens van 2,5 MVA ingediend. Uit de studie bleek dat de investering om deze twee windmolens te onthalen onredelijk is vergeleken met de oplossing waarbij onder normale omstandigheden (N-situatie) een windmolen gemoduleerd zou worden. Idealiter kan met het zicht op bijkomende windmolens die in deze regio gerealiseerd zullen worden toekomstgericht geïnvesteerd worden. Echter, gezien de onzekerheid waar en wanneer het potentieel aan bijkomende windmolens zich zal realiseren, is het onduidelijk waar de netversterking dient uitgevoerd te worden. Om die reden heeft Fluvius aan de VREG om een beslissing gevraagd om een contract met modulatie in N-situatie toe te staan. De VREG heeft na grondige analyse beslist dat dit toegestaan is (BESL-2018-97).

#### 5.1.5.7 *TS Ravels (Iveka)*

Op basis van het geïnstalleerd vermogen is de onthaalcapaciteit op TS Ravels bijna opgebruikt na realisatie van de laatste aanvragen. Het capaciteitsprobleem is echter een theoretisch probleem daar de werkelijke injectie heel wat lager is dan de theoretische injectie. Indienstname van de bestaande trunkverbinding met TS Turnhout is echter nodig gezien er theoretisch kans bestaat op afregeling in N-situatie. Om deze trunk in dienst te stellen voert Elia nog enkele (beveiligings)aanpassingen door welke in 2019 zijn ingepland.

Er wordt een investering voor versterking van TS Ravels ingepland door Elia in 2023.

#### 5.1.5.8 *Regio Kempen (Iveka)*

Een aantal kleinere projecten zijn in de bestaande infrastructuur aangesloten op TS Hoogstraten, gedeelte 15 kV. Het gedeelte 36 kV van TS Hoogstraten werd eveneens uitgebouwd waardoor verschillende windparken en grote WKK's in dienst zijn op 36 kV.

In functie van bijkomende aanvragen voor aansluiting van decentrale productie wordt in samenwerking met Elia bestudeerd om uit te breiden op TS Hoogstraten, dan wel richting Meer in een nieuw injectiepunt te investeren.

In de regio Kempen E34, van Vorselaar tot Retie, biedt zich een groot potentieel aan decentrale productie wind aan. Besprekingen tussen Fluvius, de provincie en Elia moeten resulteren om enerzijds volgens een technisch-economisch optimum dit potentieel te kunnen onthalen wanneer dit zich realiseert en anderzijds reeds concrete aanvragen toch zo snel mogelijk te onthalen. Hiertoe wordt een nieuw onderstation gepland in Turnhout-Zuid met een voeding op 150 kV, dit nieuw onderstation is voorzien tegen 2023. In Turnhout-Zuid wordt ook een 36 kV hub gebouwd voor het aansluiten van belangrijke aanvragen aan decentrale productie.

#### *5.1.5.9 Oevel (Iveka)*

Studies hebben uitgewezen uit dat de oprichting van het nieuwe TS Meerhout de beste oplossing is om het bijkomende potentieel aan decentrale productie in de regio Oevel te onthalen (timing TS Meerhout 2019). Enkele aanvragen werden reeds positief beantwoord mits het opleggen van enkele randvoorwaarden van tijdelijke aard tot indienstname van dit nieuwe TS. Op termijn is een totale overheveling gepland vanaf TS Oevel naar het nieuwe TS Meerhout.

#### *5.1.5.10 Boutersem (Iverlek)*

In de regio Boutersem langs de E40 tussen Bierbeek en Hoegaarden werd een oriënterende studie voor 19 windmolens met een totaalvermogen van 68 MVA (verdeeld over 4 clusters) aangevraagd. In samenwerking met Elia werden verschillende alternatieven uitgewerkt, waaronder aansluiting op 70 kV, aansluiting op 10 kV distributienet en een combinatie van beide. Aansluiting van de verschillende clusters op het distributienet vergt een economisch onverantwoorde grote kabelaanleg en hypothekeert verdere groei. Gezien aanwezigheid van het spanningsniveau 70 kV wenst Elia geen 36 kV oplossing te overwegen. Anderzijds blijkt een aansluiting op 70 kV niet realiseerbaar voor de aanvrager. Hierdoor is er momenteel geen oplossing voorhanden voor dit knelpunt.

#### *5.1.5.11 Genk Zuid (Fluvius Limburg)*

In het Masterplan wind van Fluvius Limburg werd duidelijk dat het gedefinieerde windpotentieel in Genk Zuid grotendeels aansluitbaar is. De aansluitbaarheid van een deelpotentieel van 21 MW bleek een knelpunt te zijn. Fluvius Limburg onderzocht deze regio en stelde een plan op voor de integratie van een nieuwe dispersiecabine gevoed met twee verbindingen vanuit onderstation Langerlo. Deze netversterking laat toe het gedetecteerde windpotentieel aan te sluiten op het aanwezige 10 kV net. De aanvang van de werken is uitgesteld omdat Fluvius Limburg tot op vandaag geen concrete aanvragen van winddossiers ontvangen heeft voor de betrokken regio.

#### *5.1.5.12 Merksplas (Fluvius Antwerpen)*

Het onderstation TS Koekhoven is in april 2016 in dienst genomen. Dit onderstation is niet redundant uitgevoerd maar zoals overeengekomen met Elia bijkomend voorzien van een trunkverbinding op 15 kV met een N-1 capaciteit van 10 MVA (redundantie voor afname). Intussen is de capaciteit van het nieuwe onderstation TS Koekhoven reeds volledig benut door de opgebouwde lokale producenten (WKK) en afnemers. Er zijn ondertussen verschillende aanvragen tot verzwaring van bestaande WKK's ontvangen alsook een aanvraag voor een bijkomende WKK.

Om deze congestie aan te pakken heeft Elia de geplande investering van een bijkomende trafo (50 MVA) vooruitgeschoven van 2023 naar 2021. Er is reeds een reserveveld aanwezig, dus het gaat hier enkel over de plaatsing van een bijkomende trafo.

#### *5.1.5.13 Windcluster Tongeren/Riemst (Fluvius Limburg)*

Het windplan Limburg detecteert op de grens Tongeren/Riemst een potentieel van 27 windturbines wat resulteert in een windpotentieel van ongeveer 80-90 MW. Omdat het niet om gebundelde aanvragen gaat, maar om verschillende ontwikkelaars die elk slechts enkele turbines zullen plaatsen, blijft het vermogen van de afzonderlijke aanvragen onder de drempel van 25 MVA en dienen de aanvragers zich te richten tot Fluvius. Het potentiële vermogen is echter onmogelijk te integreren op het bestaande 10 kV-net en zelfs met rechtstreekse verbindingen naar het 10 kV-TS is dit niet haalbaar. Om die reden hebben Elia en Fluvius besloten om een nieuw 30 kV-station op te richten, naast het bestaande 10 kV-station van Riemst (Herderen). De keuze voor 30 kV werd gemaakt door Fluvius. De oprichting van een nieuw transformatiestation is duur en de realisatie neemt veel tijd in beslag. Aangezien er reeds enkele concrete projecten aangevraagd werden en de realisatietermijn van het 30 kV-station niet verenigbaar is met de vergunningstermijnen van deze windprojecten, is er gezocht naar een tussenoplossing. Deze bestaat uit het voorzien van een tussentrafo met beperkte capaciteit die de aanwezige 10 kV-spanning van TS Riemst optransformeert naar 30 kV. De te gebruiken transformator wordt gehuurd bij Elia en biedt in eerste fase een capaciteit van maximaal 21 MVA, goed voor 6 windturbines van 3,5 MVA. Op heden zijn deze 6 windturbines operationeel en is de tijdelijke productiecapaciteit van 21 MVA ingenomen. Indien er bijkomende aanvragen komen en deze samen met het vermogen uit fase 1 een drempel van 30 MW overschrijden, dan zullen Elia en Fluvius het volwaardige 30 kV station realiseren, waarvan de capaciteit opgetrokken wordt tot 110 MVA door middel van een nieuwe transformatie uit het 150 kV net.

#### *5.1.5.14 Lommel Kristalpark (Fluvius Limburg)*

In 2017 heeft de bevoegde DNB twee grote aanvragen voor decentrale productie ontvangen op locatie Kristalpark te Lommel. Het betreft een PV-installatie van 75 MW en een windpark van 68 MW, goed voor ca. 140 MW extra productie. De beschikbare capaciteit op het 26 kV net is ingenomen door de windturbines.

De aangevraagde PV-installatie van 75 MW zal via een directe lijn naar een naburige Elia-klant worden afgeleid en zal dus niet op het distributienet-net worden aangesloten.

Om te voorzien in de resterende onthaalcapaciteit van 70 MVA wind werden verschillende alternatieven uitgewerkt rekening houdende met het al dan niet realiseren van alle clusters. In het

geval dat maar een gedeelte van de clusters wordt ontwikkeld, wordt een andere investering gedaan (meer eenvoudige kabelaanleg).

#### *5.1.5.15 Industriezone Diest Webbekom (PBE)*

De huidige netcapaciteit is aan zijn limiet. Vandaag wordt de industriezone gevoed vanuit een dispersiecabine. In een N-1-situatie van de voedingslijnen, treedt een overbelasting op. Bovendien is de spanningskwaliteit niet meer hoog genoeg volgens de beleidsregels. Om die reden bekijkt Fluvius een aantal alternatieven om de regio te versterken, waaronder de oprichting van een nieuwe dispersiecabine met nieuwe sterke voedingskabels vanuit TS Diest.

Een versterking werd in dit net gepland en is in finale fase van uitvoering.

### **5.1.6 Nieuwe knelpunten**

#### *5.1.6.1 Tabaksvest (Fluvius Antwerpen)*

Naar aanleiding van het incident in TS Nieuwevaart werden verschillende maatregelen onderzocht en genomen om risico's op zo'n incident in de toekomst en de impact te beperken. Een van de maatregelen waarvoor nu nog afstemming tussen Elia en Fluvius lopende is, is het implementeren van een nieuw postconcept.

Een mogelijke eerste toepassing hiervan gebeurt in TS Tabaksvest. Enkele zaken dienen nog uitgeklaard te worden vooraleer dit ook effectief toegepast kan worden.

#### *5.1.6.2 Haven Antwerpen -Linker Scheldeoever (Intergem)*

Een gedeelte van de windturbines in dit havengebied werd op een "slimme" manier aangesloten op het 15 kV net. Voorwaarden opgelegd door de transmissienetbeheerder, Gflex (n-1) 15' of Gflex (n-1) 0'', worden dan vertaald door de distributiebeheerder in een aansluiting in Mod(n-1). Deze flexibele aansluiting is dan steeds onder voorwaarde van een bijkomende netinvestering, hier op transmissieniveau. Andere windturbines werden op een traditionele manier op een hoger spanningsniveau (30 of 36 kV) aangesloten.

Nieuwe aanvragen voor aansluiting van decentrale producties (8 MVA wind en 12 MVA WKK) in deze regio zorgen ervoor dat de resterende flexibele onthaalcapaciteit theoretisch overschreden kan worden, waardoor theoretisch afregeling in N-situaties nodig zou zijn. Overleg tussen Fluvius en Elia bepaalt op welke wijze deze bijkomende decentrale productie best onthaald kan worden.

De aansluitingen in meer zuidelijke zone gebeuren op het bestaande TS Beveren-Waas op 30 kV en 15 kV.

## 6 Energie-efficiëntie

### 6.1 Wettelijke context

Op 25 oktober 2012 werd de Europese richtlijn 2012/27/EU betreffende energie-efficiëntie goedgekeurd. Deze richtlijn bevat tal van bepalingen, waarvan enkele betrekking hebben op de transmissie en distributie van elektriciteit. In het bijzonder bepaalt artikel 15, §2 dat de lidstaten ervoor moeten zorgen dat, uiterlijk op 30 juni 2015 er een beoordeling wordt uitgevoerd van het potentieel voor energie-efficiëntie van hun gas- en elektriciteitsinfrastructuur, in het bijzonder wat betreft transport, distributie, beheer van de belasting van het net en interoperabiliteit, en de aansluiting op installaties voor energieopwekking, inclusief de toegangsmogelijkheden voor micro-energiegeneratoren en dat er concrete maatregelen en investeringen worden vastgesteld voor het invoeren van kosteneffectieve verbeteringen van de energie-efficiëntie in de netwerkinfrastructuur, met een tijdschema voor de invoering ervan. De VREG volgt dit op via de investeringsplannen. Het TRDE voorziet bij de netcode onder art 2.1.11. §3 het volgende:

“De elektriciteitsdistributienetbeheerders verstrekken informatie aan de VREG over de beoordeling die zij uitvoeren van het potentieel voor energie-efficiëntie van hun elektriciteitsinfrastructuur, in het bijzonder wat betreft elektriciteitsdistributie, beheer van de belasting van het elektriciteitsdistributienet en interoperabiliteit, en de aansluiting van installaties voor energieopwekking, inclusief de toegangsmogelijkheden voor micro-energiegeneratoren.”.

Besprekingen tussen de netbeheerders binnen het Synergrid-platform en overleg tussen enerzijds de netbeheerders (Synergid) en anderzijds alle regulatoren (FORBEG) heeft geleid tot een studie ter invulling van artikel 15.2. van de Energie Efficiëntie Richtlijn 2012/27/EU. De verdere uitwerking legt zich toe op twee centrale doelstellingen: de vermindering van het energieverbruik en een efficiënter gebruik van de (net)infrastructuur. Deze doelstellingen zullen gerealiseerd worden door het nemen van maatregelen op drie verschillende werkgebieden: investeringen, uitbating of gedrag.

### 6.2 Opvolging van maatregelen ter verbetering van energie-efficiëntie

#### 6.2.1 Energie-efficiëntie studie Fluvius

Fluvius onderzocht volgende maatregelen om de energie-efficiëntie te verbeteren bij de uitbating van de distributienetten:

##### 6.2.1.1 Investeringsmaatregelen

###### Hogere netspanning op LS

Een hogere uitbatingsspanning leidt voor eenzelfde vermogen tot lagere stromen en dat betekent dus lagere netverliezen. Fluvius beschouwt de LS-netten op 230 V echter als volwaardige netten en



gaat deze niet proactief vervangen voor de reductie van de netverliezen. Bij de beslissing tot ombouw wordt ook gekeken naar de volgende redenen:

- Reden van vervanging van het LS-net;
- Specifiek klantvraag om een aansluiting op 400 V te bekommen (indien mogelijk);
- Spanningsproblemen

De ombouw gaat gepaard met extra investeringen, om die reden voert Fluvius een gedifferentieerd beleid dat niet alleen de netverliezen in rekening brengt.

Over alle DNB's heen is er ongeveer 16 000 km aan 230 V net waarvan het aandeel in het totale laagspanningsnet gedaald is van ca. 23% in 2017 naar ca. 20% in 2019. Er is dus de afgelopen 2 jaar ongeveer 2.000 km laagspanningsnet omgebouwd naar 400 V.

#### Optimale keuze kabelsectie

Op laagspanning worden in geval van vervanging de driegeleidernetten (3X230 V) omgezet naar viergeleidernetten (3X230/400 V). Fluvius gaat het LS-net niet proactief vervangen voor de reductie van de netverliezen. Bij de beslissing tot ombouw wordt ook gekeken naar de volgende redenen:

- Reden van vervanging van het LS-net
- Specifiek klantvraag om een aansluiting op 400 V te bekommen (indien mogelijk)
- Spanningsproblemen
- Op middenspanning wordt de optimale kabelsectie uitgerold. De keuze wordt bepaald door:
  - 40 % door belasting (lage belasting)
  - 30 % door de spanningsval (10 & 11 kV)
  - 30 % door de kabels voor de verliezen (150 mm<sup>2</sup>)

#### Gebruik van energie-efficiënte(re) distributietransformatoren

Bij het aankopen van nieuwe distributietransformatoren voor nieuwe elektriciteitscabines of ter vervanging van bestaande transformatoren kiest Fluvius een transformator met een energie-efficiënt karakter die moet voldoen aan de opgelegde verordening (EU) Nr. 548/2014 van de commissie betreffende ecologisch ontwerp van transformatoren. De optimale keuze transformator werd bepaald door de factoren investering, belasting, verliezen en groei.

#### Reductie aantal verplaatsingen door tele-bediening / -lezing

Om het distributienet optimaal te kunnen uitbaten rust Fluvius zijn middenspanningscabines uit met telebediende lastscheidingschakelaars en telebediende vermogensschakelaars.

#### Reductie eigenverbruik

Met toestemming van de VREG plaatste Fluvius zonnepanelen op de eigen gebouwen, met onder meer de voorwaarden dat deze zonnepanelen uitsluitend dienen voor het energieverbruik van de gebouwen, en dat de geproduceerde elektriciteit in geen geval vermarkt wordt.

### 6.2.1.2 *Uitbatingsmaatregelen*

#### Verplaatsen open punten MS

Tijdens MS-netstudies wordt aandacht besteed aan de oordeelkundige plaatsing van open punten in het netwerk. De verliezen worden beperkt door het vermijden van te hoge spanningsvallen en spanningsstijgingen in het netwerk. Decentrale producties en variabele afnames zorgen voor sterk wisselende stromen in het netwerk waardoor de studie complex is. Verder zijn niet alle berekende verplaatsingen van openingspunten haalbaar omwille van exploitatie.

#### Automatische tapverandering van transfo's

Uit een pilootproject heeft Fluvius geleerd dat regelbare transformatoren wel degelijk de onthaalcapaciteit voor decentrale productie verhogen. Echter moet deze investering afgewogen worden tegenover traditionele netversterkingen met hetzelfde effect. Afhankelijk van het type net en de lokale situatie kan een regelbare transformator in specifieke gevallen een te overwegen oplossing zijn indien spanningscongestie optreedt op meerdere LS vertrekken en de te plaatsen of vervangen LS vertrekken een aanzienlijke lengte hebben. Deze voorwaarden zijn momenteel nog vrij streng wegens de nu nog hoge kostprijs van een regelbare transformator waardoor het potentieel momenteel beperkt is. Indien de prijzen van de verschillende oplossingen significant veranderen wordt een nieuwe potentieel inschatting uitgevoerd.

## 6.2.2 **Energie-efficiëntie studie Elia**

Gebaseerd op de energie-efficiëntie studie van Synergrid uit 2014 heeft Elia verscheidene aangereikte maatregelen bestudeerd om hun potentieel te evalueren en de middelen te bepalen die nodig zijn om ze zo efficiënt mogelijk uit te voeren. De vermelde maatregelen en efficiëntie winsten hebben steeds betrekking op het volledige Elia-net, het transmissienet en het plaatselijk vervoernet voor elektriciteit in Vlaanderen.

### 6.2.2.1 *De bestaande spanning in HS-net verhogen*

Status: in uitvoering met al eerste realisatie.

Een concreet voorbeeld van deze maatregel is het project Ieper – Bas Warneton. Na de complete uitvoering van dit project zal de belangrijke belasting van Bas Warneton volledig van het 70 kV-net naar het 150 kV-net overgeheveld worden. Dit resulteert in een vermindering van de jaarlijkse verliezen met 4700 MWh. Deze vermindering is het rechtstreeks gevolg van een lagere stroom die op een 150 kV net getransporteerd wordt samen met een daling van de weerstand van zowel de ondergrondse kabels als de nieuwe 150/MS transformatoren.

### 6.2.2.2 *Energetisch efficiënte(re) distributietransformatoren gebruiken*

Status: De aankooppolitiek werd aangepast en is nu in uitvoering.

### 6.2.2.3 *Eigenverbruik in onderstations verminderen*

Status: In uitvoering.

Het Elia-netwerk in België bestaat uit ongeveer 800 hoogspanningsstations (inclusief de cliëntstations) waarvan er circa 470 beschikken over hulpdiensten die eigendom zijn van Elia. Om betrouwbare en gestructureerde informatie te verzamelen voor de evaluatie van het verbruik van de hulpdiensten, heeft Elia een project opgestart om bij verscheidene hoogspanningssites tellers te installeren voor de hulpdiensten. De plaatsing van de meters werd in 2016 voltooid. Wegens een configuratieprobleem op de meters is de ingebruikstelling uitgesteld van midden 2018 naar begin 2019. Midden 2019 zal Elia dan beschikken over gevalideerde gegevens van een volledig jaar en zal het de relevante analyses kunnen uitvoeren. Dankzij deze analyses kunnen de belangrijkste verbruiksposten in de hoogspanningssites van Elia geïdentificeerd worden en kan ook de potentiële verbetering worden bepaald.

### 6.2.2.4 *Aantal verplaatsingen verminderen dankzij telebediening/telelezing*

Status: In uitvoering.

Alle meters van Elia zijn uitgerust voor opname en onderhoud op afstand. Ook alle vermogensschakelaars van het Elia-net kunnen op afstand worden bediend. Hetzelfde geldt voor alle scheidingschakelaars van de grote 70 kV-stations en alle onderstations met een spanningsniveau van meer dan 150 kV. Elia zoekt nu nieuwe innoverende technieken met gebruik van technologieën op afstand. Na een positieve test van het concept (2013-2016) werd het implementatieproject Asset Condition & Control (ACC) in januari 2017 gestart. ACC is bedoeld om de beschikbaarheid en de betrouwbaarheid van het net te verbeteren. De eerste concrete resultaten werden eind 2017 verkregen en betreffen schatting van de toestand van interconnectie- en distributietransformatoren en van de vermogensschakelaars, scheidings- en stroom- en spanningstransformatoren vanaf het spanningsniveau 70 kV. In 2018 werd door ACC hetzelfde principe toegepast voor de kabels en werd de ontwikkeling voor de hoogspanningslijnen gestart. Eveneens werd er in 2018 een systeem voor maandelijkse en automatische dieseltests op afstand ontwikkeld, waardoor er voor dit type testen geen verplaatsingen nodig zijn.

In 2019 zullen er nog meerdere assets opgenomen worden in ACC.

### 6.2.2.5 *Aansluitingen met flexibele toegang voor de gedecentraliseerde productie*

Status: Uitgevoerd.

Dit middel om de beschikbare infrastructuur efficiënter te gebruiken wordt nu meer en meer aangeboden voor het aansluiten van gedecentraliseerde productie eenheden. Op 10 juni 2019 zijn er in Vlaanderen 187 eenheden die over zo een aansluiting beschikken. Deze gelden voor een geïnstalleerd vermogen van 747 MW aan wind-, zon- en kwalitatieve warmtekrachtkoppelingseenheden waaronder 494 MW uit windturbines.

#### 6.2.2.6 *Buiten spanning zetten van reserve transformatoren*

Status: Uitgevoerd.

Veel onderstations zijn met twee transformatoren uitgerust en worden geëxploiteerd met een transformator in debiet en een tweede als reserve. Als de eerste transformator uitvalt, wordt snel op de reserve overgeschakeld. De reservetransformator blijft in principe alleen in de wintermaanden onder spanning. Het spanningsvrij houden van de reservetransformatoren beperkt de ijzerverliezen in grote mate. Concreet zullen zo de verliezen op het volledige Elia-net in 2017 worden verminderd met naar schatting 22 GWh. Rekening houdend met een gemiddelde energieprijis van € 44/MWh betekent dit een besparing van ongeveer k€ 978/jaar.

## 7 Beoordeling

De VREG heeft kennisgenomen van de investeringsplannen ingediend in 2019 voor de periode van 2020 tot 2022 van ELIA, GASELWEST, IMEA, IMEWO, Fluvius-Limburg, INTERGEM, IVEG, IVEKA, IVERLEK, PBE, SIBELGAS, Infrax West en Fluvius-Antwerpen.

De meegedeelde gegevens zijn tijdig ingeleverd en zijn volledig verklaard.

De investeringsplannen van de netbeheerders werden getoetst aan de beoordelingscriteria van de VREG. Voor alle geïdentificeerde knelpunten voor zowel afname als injectie hebben de netbeheerders op elk spanningsniveau oplossingen uitgewerkt en werden er investeringen tijdig ingepland.

Aan de afnamezijde voldoet de planning op basis van de belastingsvoorspelling aan de noden van de netgebruikers. Er zijn bij de VREG, ook na bevraging van de Ombudsdienst voor Energie, geen klachtendossiers bekend die wijzen op onvoldoende aanhouden of voorzien van capaciteit.

Aan de productiezijde is de zaak complexer. Er zijn verschillende knelpunten die investeringen noodzaken. De netbeheerders hebben voor een aantal hiervan een volledige oplossing ingepland die het capaciteitsprobleem op termijn moet wegwerken maar zien ondertussen ook heil in het aanbieden van capaciteit met flexibele toegangsmodaliteiten. Deze manier van aansluiten is onderhevig aan evolutie maar het nut van het concept is duidelijk merkbaar doordat we al een sterke daling van het aantal geweigerde aansluitingen voor nieuwe decentrale productie-eenheden kunnen vaststellen.

Voor bestaande laagspanningsnetten is een belangrijk aandachtspunt de doorbraak van elektrisch rijden. De netbeheerders geven aan dat er netversterkingen nodig zullen zijn om de integratie van elektrische voertuigen te faciliteren. De omvang van de noodzakelijke investeringen zal sterk afhangen van de mate waarin het laden in de tijd gespreid kan worden. Simulaties van Fluvius tonen aan dat de nood aan investeringen omwille van spanningshuishouding exponentieel toeneemt na 2025 indien flexibiliteit bij het laden van elektrische wagens niet wordt aangewend. Toekomstig zal zowel decentrale productie en afname door netgebruikers, zoals elektrische wagens, flexibel moeten ingezet worden om de investeringen in het elektrische netwerk maatschappelijk aanvaardbaar te houden.

Bijzondere aandacht dient uit te gaan naar de oudere 230 V netten waarbij er intrinsiek minder capaciteit aanwezig is en welke eventueel versneld vervangen moeten worden bij toenemende elektrificatie.

Aan de distributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet zal aan de hand van een beslissing gemeld worden dat hun investeringsplan voldoet aan art 2.1.11. onder de Netcode van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit en Artikel II.1.1.1 onder de Planningscode het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit. De VREG zal daarbij melden dat hij, op basis van de in het investeringsplan opgenomen gegevens en mits uitvoering van deze investeringen, van mening is dat de netbeheerder het nodige doet om te voldoen aan de taak, opgenomen in artikel 4.1.6. van het Elektriciteitsdecreet, namelijk het aanhouden van voldoende capaciteit voor de distributie van elektriciteit op zijn net.