

# VREG

uw gids op de  
energiemarkt

Koning Albert II-laan 20 bus 19  
1000 BRUSSEL  
**[www.vreg.be](http://www.vreg.be)**

## **Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt**

**van 10 december 2018**

met betrekking tot de investeringsplannen 2019-2021 van de elektriciteitsnetbeheerders in  
het Vlaamse Gewest

RAPP-2018-16

## Inhoudsopgave

1.	Situatieschets .....	3
2.	De aanpak .....	4
3.	Belastingsvoorspelling voor de volgende jaren.....	5
3.1.	De groeiprognose .....	5
3.2.	Analyse op hoogspanning.....	6
3.3.	Geïndividualiseerde analyse op middenspanning.....	6
4.	Geplande en uitgevoerde netinvesteringen.....	7
4.1.	Situering .....	7
4.2.	Overzicht MS- en LS-distributienetten .....	7
4.3.	Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen.....	8
5.	Aanpak van knelpunten voor decentrale productie.....	9
5.1.	Algemene aanpak voor maximale inpassing van decentrale productie.....	9
5.1.1.	Flexibele toegang .....	9
5.1.2.	Midden- en hoogspanningsnetten .....	10
5.1.3.	Laagspanningsnetten.....	11
5.1.4.	Opvolging aansluiting decentrale productie .....	12
5.1.5.	Opvolging van knelpuntzones voor decentrale productie uit vorige investeringsplannen .....	13
5.1.6.	Nieuwe knelpunten .....	16
6.	Energie-efficiëntie .....	17
6.1.	Wettelijke context .....	17
6.2.	Opvolging van maatregelen ter verbetering van energie-efficiëntie .....	17
6.2.1.	Energie-efficiëntie studie Eandis .....	17
6.2.2.	Energie-efficiëntiestudie Infrac .....	19
6.2.3.	Energie-efficiëntie studie Elia .....	20
7.	Beoordeling .....	21

## 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 dat hij beheert. 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 in hoofdstuk II 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 opgesteld en gepubliceerd op de website van de VREG<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 erkenning voor de aanleg en het beheer van 36 kV netten (BESL-2013-10)<sup>2</sup> heeft 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.

De netbeheerders kunnen ook aansluitingen met een flexibele toegang aanbieden. De VREG heeft op basis van een simulatiestudie een beleidsadvies uitgebracht om verbeteringen aan te brengen aan het kader voor flexibele toegang. Aanvullend zullen de Europese netcodes vanaf midden 2019 opleggen dat alle nieuwe productie-eenheden vanaf 1 MW de technologische capaciteit moeten hebben om aanstuurbaar te zijn. Bijgevolg zullen zij flexibiliteit zullen kunnen aanbieden.

---

<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>

## 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:

- Belastingsvoorspelling voor de volgende drie jaar Y+1, Y+2 en Y+3
- De lopende projecten van 1MVA 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 belastingsaangroei 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 > 1MVA
  - Aanvragen aansluiting DP > 1MVA
  - 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 (ong geplande 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 groeiprognoze 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>3</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.

Om de 2020 doelstelling van de Vlaamse regering voor hernieuwbare energie te behalen moeten de netbeheerders de capaciteit voor netversterkingen inplannen over de periode tussen 2015 en 2020 om de nodige bijkomende aansluitingscapaciteit te voorzien zodat de resterende hernieuwbare energieprojecten aangesloten kunnen worden. Bij de evaluatie van het investeringsplan wordt nagegaan hoeveel netuitbreiding en vervanging er gepland was en hoeveel er uitgevoerd is in het voorbije jaar.

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 er van 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.

## 3. Belastingvoorspelling voor de volgende jaren

### 3.1. De groeiprognoze

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 hun houdt rekening met recente verbruiksevoluties en met conjuncturele fluctuaties relevant voor de horizon van dit investeringsplan. Voor de Investeringsplannen 2019-2021 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 groeiprognoze 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

<sup>3</sup> <https://www.vreg.be/nl/document/cons-2013-03>

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.

## 3.2. Analyse op hoogspanning

De groei van de elektriciteitsvraag in bepaalde regio's vereist het uitbreiden van de transformatiecapaciteit van hoog- naar laag- en middenspanning. 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 2019-2021 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 0,15% 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>4</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.

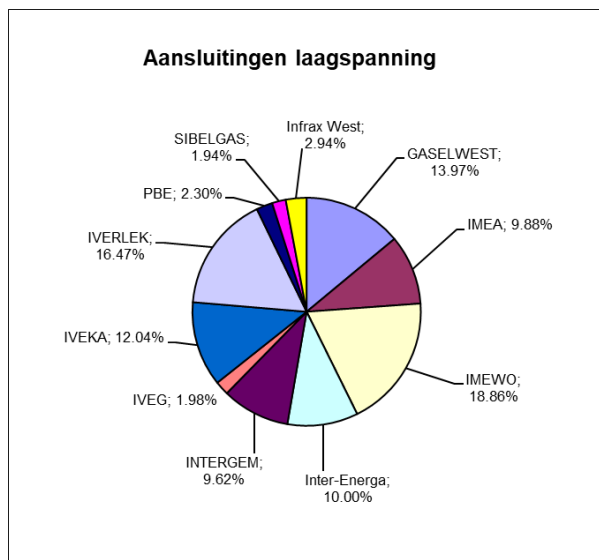
---

<sup>4</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.

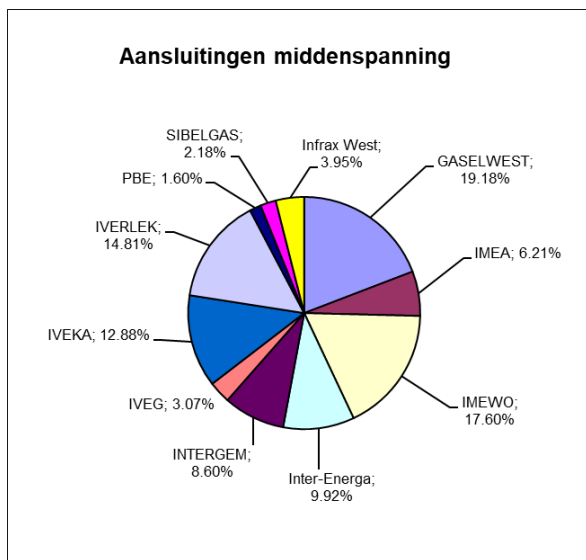
## 4. Geplande en uitgevoerde netinvesteringen

### 4.1. Situering

In onderstaande figuren wordt het relatieve belang van de verschillende distributienetbeheerders weergegeven op basis van hun aandeel in laagspanningsaansluitingen (Figuur 1) en middenspanningsaansluitingen (Figuur 2).



Figuur 1: Relatieve aandelen LS



Figuur 2: 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. Onderstaande tabel (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 "wijziging in toestand in 2019" 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 2019" wordt de procentuele evolutie weer gegeven.

Het LS-distributienet is voor 73,8% ondergronds. In de voorbije 5 jaar is er jaarlijks gemiddeld 0,64% 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.

Overzicht netcomponenten		toestand op 1/1/2018	geplande toestand op 1/1/2019	geplande toestand op 1/1/2020	wijziging in toestand in 2019	relatieve wijziging in toestand in 2019
<b>Middenspanningsnet</b>						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	186 429	182 429	142 429	-40 000	-21.9%
Ondergrondse kabel	(meter)	45 671 691	46 082 516	46 512 793	430 277	0.9%
Totaal lijnen en kabels middenspanning	(meter)	45 858 120	46 264 945	46 655 222	390 277	0.8%
<b>Laagspanningsnet</b>						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	548 017	482 617	417 217	-65 400	-13.6%
Bovengrondse Bundelkabel	(meter)	21 355 310	21 339 569	21 301 718	-37 851	-0.2%
Ondergrondse kabel	(meter)	61 554 961	62 278 605	63 057 604	778 999	1.3%
Totaal lijnen en kabels laagspanning	(meter)	83 458 288	84 100 791	84 776 539	675 748	0.8%
<b>Posten (middenspanning)</b>						
Transformatorstations	(aantal)	273	269	268	-1	-0.4%
Schakelposten	(aantal)	1 041	1 042	1 056	14	1.3%
<b>Cabines (middenspanning/laagspanning)</b>						
Klantcabines	(aantal)	19 323	20 187	21 156	969	4.8%
Distributiecabines	(aantal)	38 124	38 421	38 712	291	0.8%
<b>Aansluitingen</b>						
Aansluitingen middenspanning	(aantal)	20 154	21 334	22 729	1 395	6.5%
Aansluitingen laagspanning	(aantal)	3 203 785	3 217 423	3 232 490	15 067	0.5%
Aansluitingen productie-installaties	(aantal)	4 629	4 721	4 813	92	1.9%
<b>Meetapparatuur</b>						
Facturatie meters middenspanning	(aantal)	20 314	21 494	22 886	1 392	6.5%
Facturatie meters laagspanning	(aantal)	3 654 359	3 697 031	3 741 910	44 879	1.2%
Budget meters	(aantal)	112 412	121 272	128 483	7 211	5.9%

Tabel 1: Overzicht netcomponenten

### 4.3. Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen

Onderstaande tabel (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.

Uitgevoerd vs. gepland	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	gemiddeld
<b>Middenspanningsnet</b>								
Ondergrondse kabel	111.0%	91.0%	100.8%	77.8%	57.9%	64.9%	88.8%	84.6%
<b>Laagspanningsnet</b>								
Bovengrondse Bundelkabel	68.6%	86.8%	65.8%	113.5%	67.6%	49.4%	68.9%	74.4%
Ondergrondse kabel	104.6%	106.8%	91.5%	79.2%	69.8%	69.6%	96.6%	88.3%
<b>Posten (middenspanning)</b>								
Transformatorstations	66.7%	57.1%	0.0%	88.9%	46.2%	130.0%	47.1%	62.3%
Schakelposten	43.3%	57.1%	4.2%	21.7%	29.4%	60.6%	52.6%	38.4%
<b>Cabines (middenspanning/laagspanning)</b>								
Klantcabines	113.7%	136.2%	23.1%	1.8%	418.3%	138.9%	65.8%	128.3%
Distributiecabines	84.8%	103.3%	85.6%	81.4%	74.6%	90.4%	82.9%	86.2%
<b>Aansluitingen</b>								
Aansluitingen middenspanning	113.5%	136.4%	118.3%	78.4%	109.8%	167.0%	91.4%	116.4%
Aansluitingen laagspanning	29.2%	83.0%	18.7%	77.8%	87.3%	80.4%	89.9%	66.6%
Aansluitingen productie-installaties	197.9%	287.6%	20.4%	0.6%	365.8%	352.5%	54.6%	182.8%
<b>Meetapparatuur</b>								
Facturatie meters middenspanning	18.0%	51.6%	76.6%	78.9%	109.8%	167.0%	91.4%	84.8%
Facturatie meters laagspanning	26.4%	41.9%	34.1%	87.2%	147.5%	93.7%	111.0%	77.4%
Budget meters	126.4%	111.4%	21.8%	81.1%	65.4%	95.6%	112.7%	87.8%

Tabel 2: Verhouding uitgevoerde/geplande investeringen

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



#### Laag- en middenspanningskabel:

De vervanging van ondergrondse kabels blijft bij alle netbeheerders lager dan initieel begroot. Veelal is dat toe te schrijven aan uitgestelde wegeniswerken waarmee de netbeheerders in synergie de vervangingen uitvoeren. De uitgestelde wegeniswerken zijn gerelateerd aan de verlenging van de Europese richtlijn omtrent het scheiden van afvalwater (nieuwe doelstelling 2027). Verder worden er ook minder verkavelingen en KMO-zones/industrieterreinen aangelegd.

#### Schakelposten en transformatorstations:

De sterke schommeling van dit cijfer is te wijten aan het verschil tussen volledige nieuwe schakelposten en het renoveren van cellen in een bestaande schakelpost. Bij onderstations en schakelposten gaat het om kleine afwijkingen op zeer kleine totalen. Indien één project vertraging oploopt beïnvloedt dit het percentage sterk. Deze parameter geeft niet echt weer wat er geïnvesteerd wordt. Het aantal transformatorstations is nagenoeg constant. Wel worden de bestaande stations uitgebreid met cellen en gerenoveerd.

#### Aansluitingen productie-installaties:

Na de recordjaren 2015 en 2016 voor onshore windparken (waardoor er gevoelig meer aansluitingen werden uitgevoerd dan voorzien in de planning) was 2017 meer in lijn met de verwachte aangroei.

#### Facturatiemeters LS en MS:

De plaatsing/vervanging van facturatie meters laagspanning en budgetmeters is deels klantgedreven, deels vervanging na afkeur voor metrologie en moeilijk te voorspellen. Er werden ook heel wat extra LS meters geplaatst in het kader van proactieve sanering van kastenbatterijen in appartementen. De plaatsing van MS meters volgt de trend van de cabines en aansluitingen.

## **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 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, definitief toegepast worden.

Naast een algemeen beleidsadvies (ADV-2016-1) voor een algemeen kader voor flexibiliteit om de ontwikkeling van commerciële flexibiliteit mogelijk te maken, heeft de VREG op 13 juni 2017 een

tweede beleidsadvies (ADV-2017-04) uitgebracht o.a. inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met Flexibele Toegang of AmFT)<sup>5</sup>.

Aansluiting met Flexibele Toegang is niet nieuw in de Vlaamse regelgeving, maar de bestaande regelgeving heeft nood aan een bijsturing door de sterke (toekomstige) toename van hernieuwbare energie en de nood aan een kader voor een vergoedingsmechanisme tussen producenten en netbeheerders voor modulatie. Door voortschrijdend inzicht besepte de VREG dat het debat breder gaat dan enkel de discussie over een vergoeding voor modulatie, maar ook dat men rekening moet houden met bijvoorbeeld de totale kost van de aansluiting, de langetermijnvisie voor hernieuwbare energie en de vraag wat een redelijke investeringskost is.

De consultant 3E voerde in opdracht van de VREG een simulatiestudie<sup>6</sup> voor een gesimuleerd elektriciteitsnet uit waar 3 varianten werden bekeken bij een veronderstelde hoge en lage groei van HEB/kwalitatieve WKK:

- beleidsoptie A met verderzetting van de huidige regelgeving
- beleidsoptie B waarbij investeren de norm blijft, maar modulatie vergoed wordt
- beleidsoptie C waarbij flexibele aansluiting de norm is, maar waar er wel een aansluitingsverplichting is

Uit de resultaten en aanbevelingen van de simulatiestudie kwam duidelijk naar voor dat beleidsoptie C de beste is, vooral bij een sterke groei van HEB/kwalitatieve WKK doordat men zowel significant (maatschappelijke) kosten kan besparen door vermeden netinvesteringen, als toch de doelstellingen kan halen.

De VREG formuleerde op basis van de studie een aantal aanbevelingen in het eerder vermelde beleidsadvies voor de implementatie van optie C in het Energiedecreet. De keuze van de waarde voor een aantal beleidsparameters zoals de exacte waarde voor de redelijkheidslimiet en de keuzes van hoe het vergoedingsmechanisme voor modulatie zal werken zijn hier cruciaal en wordt overlegd met de stakeholders.

De implementatie van Aansluiting met Flexibele Toegang wordt meegenomen in het ontwerpdecreet flexibiliteit, waarvan de implementatie voorzien is voor 2019. De aanpassingen aan het energiedecreet zullen echter niet volstaan voor de implementatie van dit nieuwe kader. Een aantal artikelen uit het technisch reglement, alsook de organisatie van en het toezicht op de investeringsplannen zal herzien moeten worden.

Sinds vorig jaar rapporteert Elia aparte cijfers betreffende toegepaste flexibele toegang in Vlaanderen. Er werd aangegeven dat er op 15 juni 2018 in totaal 81 eenheden over een flexibele aansluiting beschikken. Dit voor een geïnstalleerd vermogen van 281 MW waaronder 163 MW uit windturbines.

In de loop van 2018 ontving de VREG één aanvraag tot permanente aansluiting met flexibele toegang en heeft hier na grondige analyse van het dossier groen licht voor gegeven (BESL-2018-97).

### 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-

<sup>5</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)

<sup>6</sup> Voor meer informatie en de volledige studie zie: <http://www.vreg.be/nl/aansluiting-met-flexibele-toegang>

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 meeste 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 inlusning op een distributienet technisch economische 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 niet-flexibele 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.

EANDIS heeft ook proefprojecten lopen met slimme sturingen om de onthaalcapaciteit van het lokale middenspanningsnet te vergroten. In het proefproject op Linker Scheldeoever zijn de proefopstellingen en windmolens in dienst met positieve ervaringen.

### 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 of tijdelijk beperken van de toegang.

Om de invloed van nieuwe technologieën in te schatten zijn er zowel binnen Eandis als 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 nettarifief met capaciteitscomponent) of andere aanpassingen aan het regulator

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 plannen voor 2019 een gedetailleerde studie op nationaal niveau om de impact op de laagspanningsnetten nog beter in te kunnen schatten. Op basis van de uitkomst hiervan zal er samen met de VREG gekeken worden wat de beste opties zijn om de problematiek aan te pakken.

Een bijzonder aandachtspunt zijn de bestaande 230V netten. Dit zijn oudere netten, vooral in verstedelijkt gebied. Ze maken ongeveer 23% uit van alle Vlaamse laagspanningsnetten en zijn bijgevolg niet verwaarloosbaar. Deze netten hebben een intrinsiek lagere capaciteit (kleinere secties van kabel) 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.

#### 5.1.4. Opvolging aansluiting decentrale productie

Voor de rapportering van de investeringsplannen 2019-2021 hebben de netbeheerders een overzicht gegeven (Tabel 3) 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.

Totaal aantal MVA Vlaanderen 2017 (distributienet + plaatselijk vervoersnet)					
Type productie	Gerealiseerd	In studie	In Offerte	Geweigerd (2017)	In bestelling
Wind onshore	1128	185	632	54	85
WKK / Cogen bio	204	68	102	0	8
WKK / Cogen gas	746	52	264	6	84
Andere	2	3	0	0	0
<b>Totaal (MVA)</b>	<b>2079</b>	<b>307</b>	<b>998</b>	<b>60</b>	<b>176</b>

**Tabel 3: Overzicht decentrale productie Vlaanderen (wind + WKK, status 2017)**

Met 1213 MVA aan windenergie gerealiseerd of besteld en 632 MVA in offerte is de Vlaamse doelstelling voor 2020 nog steeds binnen bereik, op voorwaarde dat het groeitempo kan volgehouden worden. De 54 MVA aan geweigerde windprojecten situeren zich allen in Infrax gebied. Het betreft projecten die gesitueerd zijn buiten de geïdentificeerde zones en waar de netbeheerder voorlopig niet investeert in bijkomende capaciteit. Het geweigerde WKK-project bevindt zich in de Noorderkempen (TS Koekhoven) wat momenteel verzadigd is maar waarvoor een versterking door Elia gepland is.

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.

### 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>7</sup>. Ook de nieuw gedetecteerde knelpunten worden vermeld.

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

Met de indienstname van Stevin eind 2017 werden alle aanvragers op de wachtlijst medio 2017 opnieuw aangeschreven om hun aanvragen te hernieuwen met de bevestiging dat ze vanaf 1/01/2018 in dienst kunnen. Verschillende klanten hebben hun aanvraag hernieuwd waarvan sommigen reeds in dienst zijn.

#### 5.1.5.2. Eeklo Noord (Imewo)

Het project-MER 'Windturbines Maldegem-Eeklo' loopt en maakt melding van een 20-tal windturbines met elk een vermogen van 3 MVA. Naargelang het aantal potentiële windturbines en uiteindelijke inplanting, kan de productie opgevangen worden via het nieuwe onderstation Eeklo Noord. Begin 2018 werden voor 19 bijkomende windturbines vergunningen aangevraagd waarvan er reeds 13 definitief vergund zijn zonder enig beroep. Momenteel is dan ook ongeveer 32 MVA wind in offerte welke voornamelijk op TS Eeklo-Noord (36 kV) onthaald zullen worden.

#### 5.1.5.3. Cluster Drongen /Nevele (Imewo)

In overleg met Elia heeft Eandis na een eerdere detailstudie (voor 7 windmolens) een aansluiting vanaf TS Drongen via een nog aan te leggen 36 kV net aangeboden. De klant heeft uiteindelijk niet besteld, maar er werd onlangs in deze regio wel een nieuwe, weliswaar oriënterende, studie aangevraagd voor realisatie van 11,4MVA wind.

#### 5.1.5.4. Haven van Gent: Linkeroever Kluizendok (Imewo)

Aan bijkomende aanvragen voor plaatsing van meerdere windturbines ter hoogte van Assenede, Ertvelde en Zelzate werd voldaan middels aansluiting op TS Ertvelde. Om nog bijkomende decentrale producties (bv. nieuwe windturbines) te onthalen moet de congestie op het hogerliggende net (Elia transportnet) opgelost worden. Om deze congestie in het hogerliggende Elia-net te beheersen, overleggen Eandis en Elia om door middel van een aansluiting met flexibele toegang waarbij de windturbines ook gemoduleerd worden zodra zich congestie in het hogerliggende net voordoet, oplossingen te bieden.

Gezien de geplande ontwikkelingen in Kluizendok en enkele concrete aanvragen in deze regio, dringt een versnelde oprichting van een transformatorstation in Kluizendok zich op om de geplande projecten aan te sluiten. Verschillende scenario's werden in samenwerking met Elia opgesteld, waarbij nagestreefd wordt om de netgebruikers zo snel mogelijk aan te sluiten, alsook zo gericht mogelijk te investeren rekening houdende met de voorziene groei in deze regio.

---

<sup>7</sup> <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2017-18.pdf>

#### **5.1.5.5. 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.

#### **5.1.5.6. Temse (Intergem)**

Het potentieel decentrale productie in de regio rond Temse en Melsele bedraagt 59 MW (schatting 2013). Elia en Eandis zien de aansluiting op Mercator 15 kV en Burcht 15 kV als de meest optimale oplossing gezien het meerwaarde biedt voor de omliggende distributienetten. Als het aangekondigde potentieel zich effectief realiseert, zal een nieuwe injectie TS Mercator 15 kV gebouwd worden en kan TS Burcht ontlast worden.

Ondertussen zijn er twee detailstudies opgeleverd voor een WKK project van 18 MVA (aansluiting op TS Burcht) en een windproject van 13 MVA (aansluiting op TS Beveren-Waas).

#### **5.1.5.7. 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 werd 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).

#### **5.1.5.8. Windmolencluster Aalst/Erpe-Mere (Intergem)**

Een oriënterende studie voor een windmolenparkcluster van 18 MVA in Erpe-Mere en 18 MVA in Erembodegem wees uit dat door ELIA een nieuw transformatorstation opgericht dient te worden in Erpe-Mere om alle windmolens te kunnen aansluiten. Omdat de bevoegde minister het provinciale RUP ‘Windlandschap E40 tussen Aalter en Aalst’ op 30 april 2015 niet goedgekeurd heeft en er geen nieuwe input aangaande deze windmolenparken is, wordt oprichting van TS Erpe-Mere niet in het investeringsplan voorzien. Momenteel zijn er slechts beperkte aanvragen voor windmolens in de regio lopende die door beperkte investering op het bestaande middenspanningsnet onthaald kunnen worden.

#### **5.1.5.9. TS Ravels (Iveka)**

Op TS Ravels is er geen traditionele onthaalcapaciteit meer beschikbaar. In de loop van 2015 werd een WKK onder Gflex in dienst genomen. Begin 2016 werd de vraag gesteld voor aansluiting van een windpark (10.5 MVA). Eandis en Elia stellen ook hier een oplossing onder Gflex voor. Einde 2017 zijn er nog aanvragen binnen gekomen voor WKK's (7 MVA) en in de loop van 2018 wordt nog een aanvraag van 8MVA aan windmolens verwacht. Hierdoor onderzoeken Elia en Eandis de mogelijkheid om de bestaande trunk-verbinding met TS Turnhout in normale uitbatingsomstandigheden in dienst te nemen. Er wordt een investering voor versterking van TS Ravels ingepland door Elia in 2023.

#### **5.1.5.10. Regio Noorderkempen (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.

#### **5.1.5.11. 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.

#### **5.1.5.12. Boutersem (Iverlek)**

In de regio Boutersem langst 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 70kV, aansluiting op 10 kV distributienet en een combinatie van voorgaande. Na overleg met de klant zal deze oriënterende studie omgezet worden in een detailstudie van 3 clusters met een totaalvermogen van 60 MVA.

#### **5.1.5.13. Genk Zuid (Inter-Energa)**

In het Masterplan wind van Infrac 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. Infrac 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 Infrac tot op vandaag geen concrete aanvragen van winddossiers ontvangen heeft voor de betrokken regio.

#### **5.1.5.14. Merksplas (IVEG)**

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 trunk-verbinding 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.

#### **5.1.5.15. Geetbets (PBE)**

Naar aanleiding van de integratie van kleine en grote decentrale productie-eenheden in de regio van Geetbets werd vastgesteld dat het spanningsniveau van het middenspanningsnet sterk beïnvloed wordt. De werken voor de netuitbreiding en voor de inplanting van een nieuwe dispersiecabine om dit probleem op te lossen zijn afgerond en de nieuw aangelegde netten zijn in dienst. De decentrale productie installaties die op de wachtlijst stonden werden aangesloten. De regio van Geetbets is niet langer een congestieregio voor decentrale productie.

#### **5.1.5.16. Windcluster Tongeren/Riemst (Inter-Energa)**

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 Infrac. 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 Infrac 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 Infrac. 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 Infrac 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.

#### **5.1.5.17. Lommel Kristalpark (Inter-Energa)**

In 2017 heeft Infrac twee grote aanvragen voor decentrale productie ontvangen op locatie Kristalpark te Lommel. Het betreft een PV-installatie van 75 MW, verdeeld over 15 aansluitingspunten en een windpark van 57 MW, verdeeld over 3 aansluitingspunten. De beschikbare capaciteit op het 26 kV net is ingenomen door de windturbines omdat zij, in tegenstelling tot de PV-installaties, over een detailstudieaanvraag beschikken. Infrac zal twee nieuwe verbindingen uit TS Lommel 26 kV voorzien alsook de oprichting van een nieuwe dispersiecabine waardoor de onthaalcapaciteit opgeschroefd wordt naar 70 MVA. 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 Infrac-net worden aangesloten.

### **5.1.6. Nieuwe knelpunten**

#### **5.1.6.1. 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 Infrac



een aantal alternatieven om de regio te versterken, waaronder de oprichting van een nieuwe dispersiecabine met nieuwe sterke voedingskabels vanuit TS Diest.

## 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 Planningscode "Inhoud en planningshorizon" onder artikel II.1.1.1 §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 Eandis

Eandis 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. Eandis beschouwt de LS-netten op 230V 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 400V te bekommen (indien mogelijk);
- Spanningsproblemen

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

Over alle Eandis DNB's heen is er ongeveer 18 000 km aan 230V net waarvan er in 2017 zo'n 122 km (0.34% van het totaal) omgebouwd is naar 400V.

#### Optimale keuze kabelsectie

Op laagspanning worden in geval van vervanging de drieleidernetten (3X230V) omgezet naar vierleidernetten (3X230/400V). Eandis 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 400V 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 Eandis 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 Eandis zijn middenspanningscabines uit met telebediende lastscheidingschakelaars en telebediende vermogensschakelaars.

#### Reductie eigenverbruik

Met toestemming van de VREG plaatste Eandis zonnepanelen op de eigen gebouwen, met ondermeer 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 pilotproject heeft Eandis 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-efficiëntiestudie Infrac

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

### 6.2.2.1. Investeringsmaatregelen

#### Hogere netspanning op LS

Over alle Infrac DNB's heen is er ongeveer 1300 km aan 230V net waarvan er in 2017 ongeveer 96 km omgebouwd is naar 400V. Dit zorgt voor een jaarlijkse besparing van 195 MWh (lagere netverliezen).

#### Optimale keuze kabelsectie

Bij Infrac wordt in ongeveer 30% van de gevallen voor het uitbreiden van het MS-net of vervangen van een bestaande MS-kabel een hogere kabelsectie gekozen omwille van beperking van de netverliezen dan technisch vereist is. Dit leidt tot een hogere investeringskost in het jaar van aanleg, maar die hogere kost wordt teruggewonnen op langere termijn door de lagere netverliezen.

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

Infrac geeft een ingeschatte totale besparing van ca. 173 MWh per jaar aan door vervanging van transformatoren door meer efficiënte types. Het is een inschatting omdat vervangingen meestal plaatsvinden bij stijgende belasting en daardoor is het moeilijk om de effectieve besparing te berekenen.

#### Reductie eigenverbruik van posten en cabines en voeden eigenverbruik door productie ter plaatse

Bij nieuwbouw en vernieuwing wordt er bijkomende isolatie toegepast waardoor per gebouw een warmtevraagreductie van ca. 52 MWh/jaar kan behaald worden.

#### Reductie aantal verplaatsingen dankzij telebediening / -lezing

In de loop van 2017 zijn er 2152 telelezingen en -bedieningen bijgekomen. Dit reduceert het aantal verplaatsingen maar is moeilijk becijferbaar.

### 6.2.2.2. Uitbatingsmaatregelen

#### Gerichte keuze open punt in distributielus

Infrac haalt aan dat er bij netstudies reeds rekening gehouden wordt met een optimale bepaling van het open punt in een distributielus zodat er geen extra besparingen mogelijk zijn.

#### Automatische tapverandering van distributietransformatoren

Bij Infrac zijn er enkele studies en veldtesten met automatische tapverandering bij distributietransformatoren uitgevoerd met positieve resultaten. Echter door de hoge aankoopprijs is dit voorlopig geen standaard keuze.

### Dynamic Line Rating

Huidige kabels zijn gedimensioneerd op de piekbelasting. Door rekening te houden met het grillige profiel zou men de kabels tijdelijk kunnen overbelasten (tot de kritieke temperatuur bereikt is) waardoor een vervangingsinvestering uitgesteld kan worden. Bij Infrax hebben er studies gelopen om te bepalen hoever men assets (kabels en transformatoren) technisch/economisch mag en kan (over)belasten. De resultaten van deze studies zijn opgenomen in de ontwerp- en uitbatingsregels. De verliezen zijn één van de parameters die mee in rekening gebracht worden.

## 6.2.3. 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.

### 6.2.3.1. 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 70kV-net naar het 150kV-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 150kV net getransporteerd wordt samen met een daling van de weerstand van zowel de ondergrondse kabels als de nieuwe 150/MS transformatoren.

### 6.2.3.2. Energetisch efficiënte(re) distributietransformatoren gebruiken

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

### 6.2.3.3. 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 naar midden 2018. 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.

### 6.2.3.4. 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 70kV. Het doel is om deze resultaten te gebruiken om het onderhoud en de vervangingen van deze apparatuur in 2018 te optimaliseren. In 2018 zal de ACC hetzelfde principe toepassen voor kabels en hoogspanningslijnen.

#### **6.2.3.5. 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 15 juni 2018 zijn er in Vlaanderen 81 eenheden die over zo een aansluiting beschikken. Deze gelden voor een geïnstalleerd vermogen van 281 MW waaronder 163 MW uit windturbines.

#### **6.2.3.6. 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 2018 voor de periode van 2019 tot 2021 van ELIA, GASLWEST, IMEA, IMEWO, INTER-ENERGA, INTERGEM, IVEG, IVEKA, IVERLEK, PBE, SIBELGAS en Infrac West.

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 noodzakelijk maken. 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. De netbeheerders plannen voor 2019 een studie op nationaal niveau om de problematiek beter in kaart te brengen. Bijzondere aandacht dient uit te gaan naar de oudere 230V 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 Artikel II.1.1.1 van de Planningscode van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit en 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.