

VREG

uw gids op de
energiemarkt

Vlaamse overheid
Koning Albert II-laan 20 bus 19
1000 BRUSSEL
www.vreg.be

Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 18 oktober 2016

met betrekking tot de investeringsplannen 2017-2019 van de elektriciteitsnetbeheerders in
het Vlaamse Gewest

RAPP-2016-13

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.....	10
5.1.	Algemene aanpak voor maximale inpassing van decentrale productie.....	10
5.1.1.	Flexibele toegang	10
5.1.2.	Midden- en hoogspanningsnetten	11
5.1.3.	Laagspanningsnetten.....	12
5.1.4.	Opvolging aansluiting decentrale productie	13
5.1.5.	Opvolging van knelpuntzones voor decentrale productie uit vorige investeringsplannen	14
5.1.6.	Nieuwe knelpunten	18
6.	Energie-efficiëntie	19
6.1.	Wettelijke context	19
6.2.	Opvolging van maatregelen ter verbetering van energie-efficiëntie.....	20
6.2.1.	Energie-efficiëntie studie Eandis en Infrax.....	20
6.3.	Energie-efficiëntie studie Elia.....	20
7.	Beoordeling	22

1. Situatieschets

Artikel 4.1.6 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 zijn net en het vervoer van elektriciteit naar distributienetten mogelijk te maken. Hier ziet de VREG op toe.

Artikel 4.1.19 van het Energiedecreet legt de netbeheerders op om jaarlijks een indicatief investeringsplan op te stellen voor het net 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 en Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit 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 wordt vastgelegd. Het model voor de distributienetbeheerders wordt door de VREG opgesteld en gepubliceerd op zijn website www.vreg.be/sites/default/files/mededelingen/mede_2014-2.pdf.

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 www.vreg.be/sites/default/files/besl-2013-10.pdf) 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 aansluitingen met een flexibele toegang aanbieden. Aanvullend kan overwogen worden om op te leggen dat alle productie vanaf een bepaald vermogen flexibiliteit moet kunnen aanbieden. Op vandaag moet de netbeheerder nog geen compensatie geven aan de toegangshouder voor deze flexibiliteit, maar dit zou volgens de VREG best wettelijk kunnen worden voorzien. De VREG is van mening dat er een evenwicht gevonden kan worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-produceren van elektrische energie. Dit laat toe om een macro-economisch optimaal investeringsniveau te bepalen. De VREG plant hierover dit jaar een advies over te maken aan de Vlaamse Regering .

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 volgend jaar (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;
- Een masterplan voor de vijf volgende jaren 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 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 vermogenaanvragen > 1MVA
 - Aanvragen aansluiting DP > 1MVA
 - Klachten over onderbreking van injectie (automatisch door spanningsbeveiliging en telecontrole)
- Berekeningsmethode bij dimensionering van netversterkingen bij knelpunten en timing

- Controle op basis van steekproef met berekening, timing en tracering van de status van een project nieuw geplande en reeds geplande investeringen uit de vorige rapportering inclusief het overleg dat hierover plaatsvond met ELIA (Opvragen van een verslag van het overleg tussen ELIA en de andere netbeheerders)
- Netversterkingen en aanpassingen planning/berekeningsmethoden als gevolg van de kwaliteitsrapportering (on geplande onderbrekingen, spanningskwaliteit ten opzichte van het gemiddelde in Vlaanderen en buurlanden)
- Evaluatie van geplande en uitgevoerde investeringen

Dit geeft de VREG 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) en kunnen wettelijk verankerd worden als de compensatie regeling 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. De VREG ziet er op toe dat er in de zones waar de totale kost voor de aansluiting inclusief de kost voor netversterking en –uitbreiding niet hoger ligt dan de becijferde 105.000€/MVA, voldoende geïnvesteerd wordt om het berekende potentieel aan decentrale productie te kunnen aansluiten. Bij de evaluatie van nieuw gedetecteerde knelpunten wordt dat criterium gehanteerd.

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 warmtepompen en decentrale productie uit hernieuwbare energie. De VREG gaat er van uit dat indien de detailstudie bij een aanvraag tot aansluiting of versterking van de aansluiting op laagspanning, waarbij de installatie van een warmtepomp 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 netten is gebaseerd op de vooruitzichten van het consultancy bureau IHS CERA, en houdt rekening met

recente verbruiksevoluties en met conjuncturele fluctuaties relevant voor de horizon van dit investeringsplan. Voor de Investeringsplannen 2017-2019 gaat men uit van een gematigde groei van het verbruik van 0,6% als gemiddelde groei (vooruitzichten voor 7 jaar) van de bruto afname van elektriciteit. De groeioprognose 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 conservatief ingeschat op 1% (afgerond). Dit is gebaseerd op de afname van de jaarlijks opgenomen klanten. De verwachte doorbraak van elektrische voertuigen is uitgesteld. De netbeheerders houden nu al rekening met een verhoogde gelijktijdigheid van afname door de opkomst van de warmtepompen en passen hun ontwerpregels aan. Gezien de hoge isolatiegraad die van nieuwe woningen verwacht wordt is het te verwachten dat de warmtevraag per wooneenheid, en dus het elektrisch vermogen van de warmtepompen eerder beperkt zal blijven.

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 specifieke problematiek van de netten met meer productie dan afname komt verder in dit rapport aan bod. De onthaalcapaciteit wordt per onderstation opgevolgd via gegevensuitwisseling met alle netbeheerders.

De hypothesen die aan de basis liggen van het Investeringsplan 2017-2019 worden gekenmerkt door een algemene tendens van gematigde groei van het verbruik. Hoewel er de laatste jaren een lichte daling te merken is ten opzichte van 2010, wordt er uitgegaan van een lichte groei, met name een gemiddelde jaarlijkse aangroeicoëfficiënt van 0,6% van de door de netgebruikers opgevraagde bruto energie. Deze hypothese wordt ondersteund door de historische cijfers van vóór 2010 die evenzeer een gematigde groei aangaven. Bovendien komt dit percentage tot stand via vooruitzichten van het consultancy bureau IHS CERA, dat rekening houdt met recente verbruiksevoluties en met conjuncturele fluctuaties relevant voor de horizon van dit investeringsplan.

3.3. Geïndividualiseerde analyse op middenspanning

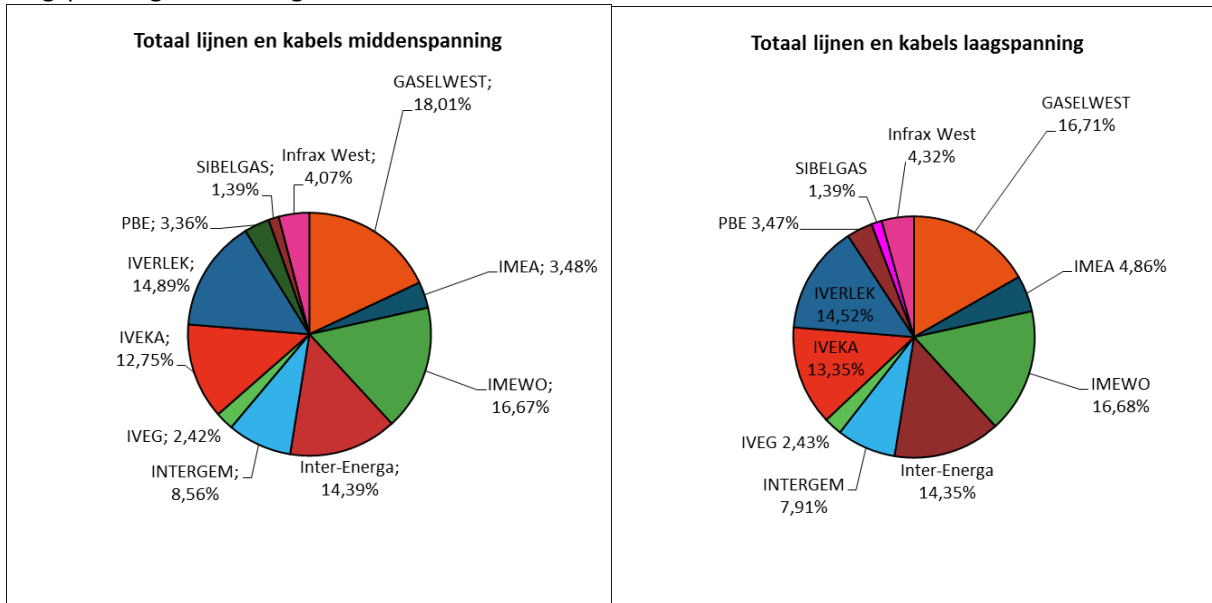
Als eerste stap in de planning inventariseren de netbeheerders de bestaande piekbelastingen van de vertrekkende middenspanningsfeeders uit de transformatorstations van het voorbije jaar. Aan elke middenspanningsfeeder wordt dan gemiddeld een groei op feederniveau toegekend die in lijn ligt met de vooruitzichten 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-systemen¹ 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.

¹ 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

Ter situering wordt in de onderstaande grafieken het relatieve belang van de verschillende distributienetbeheerders weergegeven in het aandeel in middenspannings- en laagspanningsaansluitingen:



Figuur 1 Relatieve aandelen MS

Figuur 2 Relatieve aandelen LS

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. Volgende tabel 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 wijziging in toestand in 2017 geeft per netcomponent de aanpassing weer die gepland is voor het komende jaar. Dit wordt berekend als het verschil tussen de geplande toestand op 1 januari 2018 en de geplande toestand op 1 januari 2017. In de kolom relatieve wijziging in toestand in 2017 wordt per netcomponent de procentuele evolutie weergegeven van de geplande wijziging.

Het LS-distributienet is voor 73,1 % ondergronds. In de voorbije 5 jaar is er jaarlijks gemiddeld 0,75% 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.

Tabel 1 Overzicht netcomponenten

Overzicht netcomponenten		Rapportingsjaar 2016				
		toestand op 1/1/2016	geplande toestand op 1/1/2017	geplande toestand op 1/1/2018	wijziging in toestand in 2017	relatieve wijziging in toestand in 2017
Middenspanningsnet						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	189.758	185.758	181.758	-4.000	-2,2%
Ondergrondse kabel	(meter)	45.786.525	46.326.647	46.812.193	485.546	1,0%
Totaal lijnen en kabels middenspanning	(meter)	45.976.283	46.512.405	46.993.951	481.546	1,0%
Laagspanningsnet						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	670.077	499.838	439.438	-60.400	-12,1%
Bovengrondse Bundelkabel	(meter)	21.915.735	21.835.205	21.766.805	-68.400	-0,3%
Ondergrondse kabel	(meter)	60.460.886	61.354.693	62.096.593	741.900	1,2%
Totaal lijnen en kabels laagspanning	(meter)	83.046.698	83.689.736	84.302.836	613.100	0,7%
Posten (middenspanning)						
Transformatorstations	(aantal)	257	258	257	-1	-0,4%
Schakelposten	(aantal)	1.055	1.059	1.069	10	0,9%
Cabines (middenspanning/laagspanning)						
Klantcabines	(aantal)	18.948	20.069	21.257	1.188	5,9%
Distributiecabines	(aantal)	37.963	38.329	38.636	307	0,8%
Aansluitingen						
Aansluitingen middenspanning	(aantal)	19.810	21.199	22.548	1.349	6,4%
Aansluitingen laagspanning	(aantal)	3.145.447	3.159.547	3.173.541	13.994	0,4%
Aansluitingen productie-installaties	(aantal)	4.945	5.053	5.161	108	2,1%
Meetapparatuur						
Facturatie meters middenspanning	(aantal)	20.172	21.561	22.910	1.349	6,3%
Facturatie meters laagspanning	(aantal)	3.586.513	3.627.580	3.670.737	43.157	1,2%
Budget meters	(aantal)	103.058	109.900	117.797	7.897	7,2%

4.3. Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen

Onderstaande tabel geeft per netelement uit de gegevenstabel het percentage van de uitgevoerde ten overstaan van de geplande “vervanging” en “nieuwe aanleg”.

Uitgevoerd/gepland	2010	2011	2012	2013	2014	2015	gemiddeld
Middenspanningsnet							
Ondergrondse kabel	77,5%	111,0%	91,0%	100,8%	77,8%	57,9%	86,0%
Laagspanningsnet							
Bovengrondse Bundelkabel	72,8%	68,6%	86,8%	65,8%	113,5%	67,6%	79,2%
Ondergrondse kabel	91,3%	104,6%	106,8%	91,5%	79,2%	69,8%	90,6%
Posten (middenspanning)							
Transformatorstations	171,4%	66,7%	57,1%	0,0%	88,9%	46,2%	71,7%
Schakelposten	33,3%	43,3%	57,1%	4,2%	21,7%	29,4%	31,5%
Cabines (middenspanning/laagspanning)							
Klantcabines	135,1%	113,7%	136,2%	23,1%	1,8%	418,3%	138,0%
Distributiecabines	59,5%	84,8%	103,3%	85,6%	81,4%	74,6%	81,5%
Aansluitingen							
Aansluitingen middenspanning	137,2%	113,5%	136,4%	118,3%	78,4%	109,8%	115,6%
Aansluitingen laagspanning	59,7%	29,2%	83,0%	18,7%	77,8%	87,3%	59,3%
Aansluitingen productie-installaties	386,1%	197,9%	287,6%	20,4%	0,6%	365,8%	209,7%
Meetapparatuur							
Facturatie meters middenspanning	53,7%	18,0%	51,6%	76,6%	78,9%	109,8%	64,8%
Facturatie meters laagspanning	87,6%	26,4%	41,9%	34,1%	87,2%	147,5%	70,8%
Budget meters	65,2%	126,4%	111,4%	21,8%	81,1%	65,4%	78,5%

Tabel 2 Verhouding uitgevoerde/geplande investeringen

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

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.

Schakelposten en Transformatorenstations:

De sterke schommeling van dit cijfer is te wijten aan het verschil tussen ganse schakelposten en het renoveren van cellen. 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 transformatorenstations is nagenoeg constant. Wel worden de bestaande stations uitgebreid met cellen en gerenoveerd. De driver is hier meestal Elia.

Distributiecabines

Naar aanleiding van het KB van 2 juni 2008 betreffende de minimale voorschriften inzake veiligheid van bepaalde oude elektrische installaties op arbeidsplaatsen hebben de netbeheerders een methodiek afgesproken om een risicoanalyse uit te voeren per cabine. Deze risicoanalyses kunnen leiden tot extra te nemen maatregelen voor het betreden van of het uitvoeren van handelingen in de cabine maar kunnen anderzijds ook aanleiding geven tot vervanging van componenten in de cabine.

Aansluitingen productie-installaties:

Voor windparken was 2015 een recordjaar. Het opgesteld vermogen voor on-shore wind productie nam in 2015 met 37% toe waardoor er gevoelig meer aansluitingen werden uitgevoerd dan voorzien in de planning 2015.

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. De plaatsing van MS meters volgt de trend van de cabines en aansluitingen. Gezien er geen beslissing is over slimme meters is Eandis gestopt met proactief te saneren.

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 een betere benutting van het net mogelijk maakt. Deze flexibiliteit ter ondersteuning van het net heeft een kost, en in de regelgeving moet worden opgenomen door wie en op welke wijze deze kost worden gedragen.

Als eerste stap om voor flexibele aansluitingen een reglementair kader te creëren heeft de VREG in de technische reglementen een artikel toegevoegd die een aansluiting met flexibele toegang onder normale uitbatingomstandigheden 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.

De VREG heeft op 15 februari 2016 een beleidsadvies (ADV-2016-1) uitgebracht voor een algemeen kader voor flexibiliteit op middenspanningsnet van het elektriciteitsdistributienet en op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. In dit advies werd een onderscheid gemaakt tussen commerciële en technische flexibiliteit. Het doel van dit advies aan de Vlaamse decreetgever is om een aanvang te bepleiten van een reglementair kader voor flexibiliteit zodat de belangrijkste definities, principes en erkenning van verschillende marktrollen verankerd worden, er een basis kan gegeven worden voor een contractueel kader tussen de verschillende partijen. Daarbij moeten de rol en de nieuwe taken en verantwoordelijkheden van de DNB verhelderd worden.

De VREG wenst een vervolgadvisie uit te brengen voor technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden op deze netten onder het kader 'Aansluiting met Flexibele Toegang'. 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 lange termijn visie voor hernieuwbare energie en de vraag wat een redelijke investeringskost is. De VREG lanceerde daarom een nieuw voorstel in april 2016 dat een aantal principes voorstelt in een beleidskader dat daarmee rekening houdt, maar dat nog nood heeft aan verfijning van de parameters, een kwantificering van de impact en de kost voor de maatschappij van de verschillende alternatieven en scenario's en een kwalitatief onderzoek naar de invloed van andere technologieën zoals "demand response".

De VREG doet hiervoor beroep op de consultant 3E om hem te adviseren bij de ontwikkeling van het advies door de uitvoering van een simulatiestudie die onder meer het volgende inhoudt:

- ✓ Aftoetsing voorgestelde principes van de VREG + mogelijkheden tot verbetering scenario's simulatiestudie;

- ✓ Een simulatie van een aantal scenario's om de impact van kosten en verdeling van kosten te analyseren in verschillende alternatieven van regelgeving;
- ✓ Optimalisatieberekening voor het bepalen van een aantal parameters over het onderwerp voorgelegd aan de Vlaamse Regering voor het hoog- en middenspanning elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoersnet.

Het grootste punt in deze discussie blijft hoe er een evenwicht kan gevonden worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-produceren van elektrische energie. De uitwerking van een compensatieregeling die ook voorziet in een tegemoetkoming voor het derven van groenestroom- of warmte-kraachtcertificaten, zou kunnen leiden tot een inefficiënte uitbouw van de netinfrastructuur. De hoogte van de steunbedragen zal immers snel leiden tot een investeringsbeslissing, mogelijks tot een overgedimensioneerd net waarbij de capaciteit slechts zelden ten volle wordt benut, terwijl anderzijds wel de volle kost kan worden aangerekend via de geldende vergoedingsregels voor geïnvesteerd kapitaal.

Om een regime van aansluiting met flexibele toegang praktisch uit te werken is het belangrijk dat het vastgestelde probleem eerst duidelijk gekwantificeerd wordt in functie van de locatie, zowel in termen van capaciteitsproblemen als in monetaire termen (d.w.z. de kost van aanpassing van de infrastructuur afwegen t.o.v. de kost van een compensatiesysteem) en dat de netbeheerder zijn studies transparant communiceert aan de aanvrager van de aansluiting. Vanuit deze kwantitatieve gegevens kan dan een onderbouwde beslissing gemaakt worden op basis van toekomstige kosten en baten.

Voor de lange termijnvisie zal de VREG nadenken over de juiste prikkels of incentives die gegeven kunnen worden aan de distributienetbeheerder voor de ontwikkeling van zijn net versus het uitbaten van de bestaande netten te optimaliseren met de hulp van al dan niet aangekocht of vergoede flexibiliteit. Het reglementaire kader voor aansluiting met flexibele toegang is hiervan slechts een beperkt onderdeel. Bij de verdere ontwikkeling dient men ook expliciet na te denken hoe de toegang tot het net minimaal beperkt kan worden via vraagzijdebeheer of andere vormen van flexibiliteit (verschuiving van de vraag op basis van tarifaire prikkels).

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 Eandis-distributienetbeheerders hebben nu de mogelijkheid om distributienetten op een spanningsniveau van 36 kV aan te leggen. Dit is steeds vaker het geval omdat grote windclusters met een potentieel > 25 MVA, die best aangesloten kunnen worden op het plaatselijk vervoernet, vaak versnipperd uitgerold worden door verschillende partijen waardoor een inlusing op de klassieke 10 – 15 kV netten van de distributienetbeheerders technisch economisch voordeliger uitvalt dan een antenne aansluiting 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 met aangestuurde 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; echter de netbeheerders verwachten dat er weldra keuzes zullen moeten gemaakt worden tussen vroegtijdig versterken van bestaande netten of tijdelijk beperken van de toegang. Ook de differentiatie van leveringstarieven, gericht op het promoten van het overschot aan hernieuwbare energie, kan bijdragen tot een verhoogde gelijktijdigheid van de afname. Om de invloed van nieuwe technologieën in te schatten is er binnen Eandis een LS-impactstudie uitgevoerd. Deze studie is niet beperkt gebleven tot warmtepompen, er is een combinatie gemaakt van een bestaand huishoudelijk verbruiksprofiel [SLP], warmtepompen [WP], elektrische voertuigen [EV] en zonnepanelen [PV]. In deze studie is er gezocht naar de kritische momenten in het jaar, daarom zijn er berekeningen gemaakt voor 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.

Infrac heeft een studie uitgevoerd (GRINT: GRid Integratie van Nieuwe Technologieën) waarin onderzocht is wat de effecten zijn van gewijzigd afname- en/of injectiegedrag van de netgebruikers als gevolg van decentrale productie, warmtepompen en elektrische voertuigen op de investeringen in het distributienet. Uit de studie blijkt dat de huidige Infrac-ontwerpregels behouden mogen blijven. Het investeringsritme kan wel wijzigen.

Eandis ziet er in zijn netontwerp op toe dat de laagspanningsnetten een voldoende marge blijven behouden, rekening houdende met de hiervoor vermelde criteria, voor de (deels oncontroleerbare) groei van eenvoudige aansluitingen met inbegrip van de verwachte toename aan warmtepompen, zonnepanelen en elektrische voertuigen. Bij de aanleg van nieuwe LS-netten in verkavelingen, voor zover er geen bijkomende informatie beschikbaar is, voorziet Eandis voldoende capaciteit om een gelijktijdige injectie van 5 kVA op 50% 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. Met dit criterium meent Eandis de netten voldoende robuust te ontwerpen voor toekomstige evoluties. Door de veronderstelde gelijktijdigheid van deze injectie (die bij zonnepanelen niet te vermijden valt, behalve door gebruik te maken van opslag of verschuiven van lokaal verbruik) is dit criterium bij netontwerp meestal bepalend voor de keuze voor sectie en maximale lengte van de LS-kabels. Met dit criterium meent Eandis dat dan ook voldaan is aan de behoefte voor afname, die tot nog toe een grotere mate van ongelijktijdigheid (aangenomen 0,3) bevatte tussen verschillende netgebruikers.

Voor verkavelingen waar concrete bijkomende informatie beschikbaar is (bijvoorbeeld eco-wijken of wijken waar uit de verkavelingsvergunning al zeker blijkt dat alle woningen over PV-panelen of warmtepompen zullen beschikken) past Eandis reeds een aangepast ontwerp toe.

Bestaande netten worden bestudeerd en zo nodig herontworpen naar aanleiding van aanvragen voor bijkomende capaciteit of bij indicaties van hoge belasting.

Eandis merkt een trend naar grotere oplaadvermogens voor elektrische wagens. Er zijn tot nog toe weinig incentives voor de afnemers om hun laden uit te stellen naar de daluren, behalve het tweevoudig uurtarief. Om optimaal gebruik te kunnen maken van de bestaande laagspanningsnetten zouden volgens Eandis batterijladers best voorzien worden van een autonoom uitschakelmechanisme indien ze de spanning doen dalen onder een bepaalde grens. Een dergelijke maatregel zou de verbruiker kunnen aanzetten om het opladen uit te stellen tot periodes van laag verbruik en beletten dat de spanning onder de toegestane norm zakt waarbij de andere netgebruikers gestoord worden. Dergelijk mechanisme werd recent ook beschreven in de literatuur als voltage drop protection. Simulaties hebben aangetoond dat de nood aan investeringen in het laagspanningsnet omwille van de spanningshuishouding exponentieel zal toenemen na 2025 indien elektrische wagens niet over een autonoom afschakelmechanisme beschikken.

De VREG is van mening dat het ontbreken van een lange termijn visie over de verdere ontwikkeling van elektrische voertuigen, warmtepompen en decentrale productie het moeilijk maakt om het net voor de komende 50 jaar te dimensioneren. Uit de studie van de netbeheerders blijkt dat er gekeken wordt naar een horizon van 2030; echter, de netten die netbeheerders in de komende 3 jaar zullen aanleggen gaan langer mee dan 2030. Een combinatie van decentrale productie met batterijopslag kan de netten dusdanig ontlasten tijdens de klassieke piekuren dat een netversterking helemaal niet nodig is. De meerkost van een sterker net moet goed worden afgewogen tegen de complexe technologie die nodig is om de huidige netcapaciteit beter te benutten. Een dergelijke visie op de netontwikkeling wordt best gebaseerd op een energiebeleidsvisie, waaraan zowel op federaal niveau als op regionaal niveau nog wordt gewerkt.

5.1.4. Opvolging aansluiting decentrale productie

Voor de rapportering van de investeringsplannen 2017-2019 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.

2	Totaal aantal MVA Distributie- en Plaatselijk Vervoernet Vlaanderen 2016				
	Som van gerealiseerd	in studie	offerte	Geweigerd	In bestelling
Wind onshore	750	540	257	77	220
WKK / Cogen bio	169	47	21	2	12
WKK / Cogen gas	684	117	2	0	58
Eindtotaal	1633	704	282	79	291

Met 970 MVA aan windenergie aangesloten of besteld en 257 MVA in aanbidding is de Vlaamse 2020 doelstelling (1060 MVA) zeker binnen bereik. In de kustregio werden er 11 aanvragen voor aansluiting van in totaal 37,5 MVA aan decentrale productie geweigerd vanwege congestie. Ook bij Iveka zijn 2 windprojecten (totaal 9,3 MVA) geweigerd voor congestie. Bij Inter-energa is een project van 10,8MVA en een project van 9,2 MVA afgewezen. Er is geen nabijgelegen netinfrastructuur die voldoende capaciteit biedt voor de aansluiting van de projecten. De betreffende windturbines liggen ook niet in een gedetecteerde zone volgens het Windplan Limburg. PBE heeft een project van 11 MVA geweigerd wegens het ontbreken van nabijgelegen netinfrastructuur met voldoende capaciteit.

Na bemiddeling door de Vreg op vraag van de aanvrager werd na onderzoek van alle opties besloten dat een aansluiting niet mogelijk was. De aanvrager zou dit verder bekijken.

Op de knelpunten wordt uitgebreid ingegaan bij de presentatie van het rapport. In de kustregio zullen, na de realisatie van het Stevin project door Elia dat voorzien is tegen begin 2018, de geweigerde aanvragers de nog actuele projecten opnieuw kunnen aanvragen. Verwacht wordt dat na de opstart van het Nobelwindpark eind 2016 er verschillende producenten uit de kuststreek met flexibele aansluiting afgeregeld zullen moeten worden tot het Stevin project in dienst wordt genomen. Opmerkelijk blijft dat veel van de windenergieprojecten die gerealiseerd of besteld zijn of voor studie werden aangeboden zich niet situeren binnen de clusters die in de studie onthaalcapaciteit voor decentrale productie werden geïdentificeerd maar in de zogenaamde witte zones. 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

Hierna volgt een update van de besproken knelpunten uit het rapport van vorig jaar [www.vreg.be/sites/default/files/document/rapport_boordeling_investeringsplannen_elektriciteit_2016-2018.pdf](http://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapport_beoordeling_investeringsplannen_elektriciteit_2016-2018.pdf).

5.1.5.1. Regio Noorderkempen (Iveka)

Het 15 kV gedeelte in het transformatorstation Hoogstraten is ondertussen volledig in dienst. Een aantal kleinere projecten zijn in de bestaande infrastructuur aangesloten. Het gedeelte 36 kV van TS Hoogstraten werd eveneens in dienst genomen. De uitbouw van de 36kV netten tot aan de vele verschillende klanten is volop bezig. Een aantal windparken is reeds in dienst op 36 kV. Alle klanten van Eandis die hun aanvraag deden kunnen worden aangesloten. Intussen werd beslist een volledig onderstation 150kV te bouwen in Rijkevorsel met een bijkomende verbinding 150kV naar Beerse. In Hoogstraten zou dan de mogelijkheid bestaan om op langere termijn, en indien nodig, bijkomende transformatiecapaciteit op te stellen middels een bijkomende aansluiting op Rijkevorsel 150kV.

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

Volgens afspraken werd er aan verschillende projecten uit de wachtlijst de mogelijkheid gegeven tot aansluiten onder voorwaarde van flexibele capaciteit. Voor ELIA zijn eenheden uit het vrijgavepakket niet geweigerd maar aansluitbaar onder modaliteiten Gflex kustregio. De aansluitwijze is Gflex (N-0) 15 min of Gflex (N-1) 15 min. De resterende onthaalcapaciteit in de kustregio is volledig opgebruikt ingevolge de verschillende aanvragen die bij ELIA en Eandis zijn ingediend. Er zijn momenteel 10 projecten opgenomen in de wachtlijst voor een totaal vermogen van 60 MVA. Deze projecten kunnen pas aangesloten worden na de realisatie van het ELIA-project Stevin of indien er projecten met toegewezen capaciteit worden geannuleerd. De realisatie van het STEVIN-project is een essentiële voorwaarde om zowel de offshore windmolenparken vanaf de kust te kunnen integreren op het hoogspanningsnet verder landinwaarts als de interconnectie tussen België en het Verenigd Koninkrijk te kunnen verwezenlijken (het NEMO-project). Het project zal bovendien de aansluiting mogelijk

maken van bijkomende decentrale productie-eenheden (windenergie, fotovoltaïsche energie, andere hernieuwbare energiebronnen en warmtekoppeling) in de kuststreek. Ten slotte zal het project dankzij de uitbreiding van het 380 kV net zorgen voor een aanzienlijke verbetering van de elektriciteitsbevoorrading van West-Vlaanderen, waardoor de economische ontwikkeling van de groeipool rond de haven van Zeebrugge mogelijk wordt. Begin 2015 is er gestart met de werken. Aangezien de werken ongeveer 3 jaar zullen duren, voorziet Elia dat deze nieuwe 380 kV verbinding pas tegen 2018 in dienst zal worden gesteld. Klanten die destijds een weigeringsbrief hebben ontvangen worden aangeschreven vanaf midden september 2016 dat zij in 2018 kunnen aansluiten. Hiervoor dienen zij een nieuwe aanvraag te starten met hun actuele gegevens. Verwacht wordt dat na de opstart van het Nobelwindpark eind 2016 er verschillende producenten uit de kuststreek met flexibele aansluiting afgeregeld zullen moeten worden tot het Stevin project in dienst wordt genomen.

5.1.5.3. Temse (Intergem)

Het potentieel decentrale productie in de regio rond Temse/Melsele bedraagt 59MW. 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 gerealiseerd worden en kan TS Burcht ontlast worden naar deze nieuwe injectie. Momenteel zijn er geen concrete aanvragen voor grotere lokale producties in deze regio. De provincie Oost-Vlaanderen heeft een project opgestart om het potentieel van deze regio verder te onderzoeken.

5.1.5.4. Drongen /Nevele (Imewo)

De onthaalcapaciteit op het lokale middenspanningsnet is beperkt o.a. door de grote afstand tot de omliggende transformatorstations. Overeenstemmend de overeenkomst 36kV benut Eandis de mogelijkheid om nieuwe windparken langs de E40 rechtstreeks aan te sluiten op het 36kV onderstation te Drongen. Hiertoe werd er voorzien een veld in het onderstation te Drongen aan te passen. De vergunning van de windparken werd echter niet verleend, waardoor dit project geannuleerd wordt.

5.1.5.5. Haven van Antwerpen- linker Scheldeoever Waaslandhaven (Intergem)

In het smart-grid-project Antwerpen Linkeroever is de onthaalcapaciteit voor decentrale productie Gtrad en Gflex (N-1) 15' met de gekende aanvragen opgebruikt op het 15 kV-net. ELIA kan enkel nog capaciteit bieden via Gflex (N-1) 0". Hiervoor bestaat nog geen technische uitwerking omdat deze windmolens niet rechtstreeks worden aangesloten op TS Ketenisse. Eandis heeft een studie uitgevoerd naar een slimme oplossing voor de aansluiting van de windturbines op 15 kV. Bedoeling is om een duurzame technologische innovatie te ontwikkelen om de bedrijfszekerheid van de netten te garanderen en de realisatie van de aansluitingen sneller te laten gebeuren op de bestaande netinfrastructuur. Deze studie gaat uit van de netsituatie van 2014 en onderzoekt de impact op de business case van de ontwikkelaars. De eerste resultaten van het proefproject tonen dat de kans op een occasionele afregeling zeer klein is. Een projectovereenkomst tussen de NV Wind aan de Stroom, Eandis en Elia is opgemaakt. De aansluitingen op 30 kV in de zuidelijke zone kunnen gebeuren op het bestaande TS Beveren-Waas.

5.1.5.6. Eeklo Noord (Imewo)

De aanbouw van TS Eeklo Noord 36 kV is in mei 2016 in dienst genomen evenals een nieuw injectiepunt naar middenspanning via twee nieuwe transformatoren 150/12kV 50MVA voor de aansluiting van bijkomende belasting en de ontlasting van de bestaande onderstations in de regio Eeklo. Deze oplossing vermijdt de versterking van bestaande injecties naar middenspanning en de vervroegde versterking van de transformatie 150/36kV te Eeklo Pokmoer. Tevens wordt de kabelaanleg door het centrum van Eeklo vermeden gezien de nieuwe hub zich in de concentratiezone van decentrale productie bevindt. Bovendien worden de windturbines aangesloten op een hogere spanning, namelijk 36kV, waardoor het aantal kabels en de verliezen beperkt kunnen worden. Het creëren van een nieuwe injectie naar middenspanning in combinatie met de overhevelingen creëert terug marge op de bestaande injecties naar middenspanning. Tot slot bevordert de ligging van de nieuwe injectie naar middenspanning de spanningskwaliteit in de regio ten noordoosten van Eeklo. De distributienetbeheerder houdt op dit moment reeds rekening met de toekomstige overhevelingen naar Eeklo Noord bij de verdere uitbouw van zijn net.

5.1.5.7. Haven van Gent: Linkeroever, rechteroever en Kluzendok (Imewo)

Om de aansluiting van decentrale productie op de linkeroever van de haven van Gent mogelijk te maken is een 36kV kabelverbinding aangelegd vanaf het onderstation Centrale Langerbrugge tot het onderstation Ertvelde en werd het 36kV-onderstation Ertvelde uitgebreid met enkele cellen voor de aansluiting van bijkomende decentrale productie. Deze uitbreiding is nodig gezien de onthaalcapaciteit van het bestaande net ontoereikend is voor de aansluiting van bijkomende windparken op korte termijn.

Een masterplan wordt uitgewerkt voor de ontwikkeling van activiteiten rond het Kluzendok in de Gentse haven. De netbeheerders zijn hierbij betrokken gezien deze nieuwe activiteiten eveneens de lokale ontwikkeling van een elektriciteitsnet met zich meebrengt. De nood zal concreet bestaan uit de voeding van belasting en decentrale productie. Indien het huidige voorziene potentieel zich realiseert, zal de resterende capaciteit op het huidige net niet toereikend zijn. Op basis van dit gegeven bestaat de huidige referentieoplossing uit de oprichting van een nieuwe hoogspanningspost aangesloten in aftakking op de bestaande 150kV lijnen tussen Eeklo Noord en Rodenhuize. Het nieuwe onderstation zou dan enerzijds bestaan uit een hub 36kV gevoed via een nieuwe transformator 150/36kV voor de aansluiting van decentrale productie. Anderzijds zou een nieuwe injectie naar middenspanning via twee nieuwe transformatoren 150/12kV instaan voor de aansluiting van belasting en kleine decentrale productie-eenheden.

Ter hoogte van de N49 maakte Elia begin 2016 een aansluiting voor plaatsing van 12 MVA aan windturbines. Ondertussen is er bij Eandis een bijkomende aanvraag voor plaatsing van één windturbine ter hoogte van Ertvelde nabij Zelzate. Ook bij Infrac (grondgebied Zelzate) is een aanvraag. Eveneens is een aanvraag lopende voor plaatsing van een WKK met elektrisch vermogen van 5,7 MVA.

Nieuwe ontwikkelingen op de industriezones te Rieme Noord en in het Kluzendok kunnen leiden tot een nood aan een veel grotere aansluitingscapaciteit op middellange termijn (voornamelijk wind en WKK). Eerder dan het 36kV-net vanuit het onderstation Langerbrugge te versterken in noordelijke richting (richting Kluzendok en Zelzate), is de visie om in een meer noordelijk gelegen ondersteuning van dit 36kV-net te voorzien vanuit het 150kV-net. Meer bepaald werd met de overige netbeheerders en het Havenbedrijf Gent de mogelijkheid bestudeerd om in het Kluzendok een nieuw onderstation 36kV op te richten, gevoed door een transformator 150/36kV. Op dit terrein zou eveneens een nieuwe injectie naar het middenspanningsnet vanuit het 150kV-net voorzien kunnen worden. Bij de ontwikkeling van het braakliggende Kluzendok zal het immers nodig zijn een

middenspanningsnet uit te bouwen voor de aansluiting van belasting en kleinere productie-eenheden. ELIA voorziet hiervoor investeringen die afgestemd zijn op de indienstname van het sluizencomplex in Terneuzen (2022). Een vroegere oprichting van een 36kV-onderstation in het Kluzendok is mogelijk in functie van aansluitingsaanvragen van netgebruikers.

De ontwikkelingen in de bovengenoemde industriezones te Rieme Noord hebben reeds meerdere aansluitingsaanvragen met zich meegebracht, en dit meer bepaald op het 12kV-onderstation van Rieme (zowel wind als WKK). Door een saturatie van de transformatiecapaciteit 36/12kV naar traditionele aansluitingscapaciteit, wordt een flexibele aansluiting aangeboden door gebruik te maken van de reservetransformator. Teneinde dit laatste te bekomen, dienen er echter structurele wijzigingen doorgevoerd te worden aan het onderstation die momenteel ter studie liggen.

5.1.5.8. Pathoekeweg (Imewo)

In de loop van 2015 heeft Elia de bijkomende cellen voor de aansluiting van de 36kV-distributielus van de Pathoekeweg gerealiseerd. Het nieuwe 36 kV-net kan daarenboven toekomstige synergie creëren met het gebruik van het aangelegde DNB net 36kV voor “vervanging” van het Elia net tussen Zeebrugge en Brugge. Het verlaten van het plaatselijk vervoernet 36kV tussen Brugge en Zeebrugge met overgang lokale belasting en productie naar de distributielus 36kV van de Pathoekeweg is door Elia voorzien op middellange termijn.

5.1.5.9. Windmolencluster Aalst/Erpe-Mere (Intergem)

Om het onderstation Aalst Noord te kunnen ontlasten en inspeland op de groeiende belasting in de omgeving van Erpe-Mere voorzag Elia om in 2016 een nieuw onderstation op te richten dat meteen ook de aansluiting van decentrale productie in de omgeving van de E40 mogelijk maakt. De oprichting van het nieuwe onderstation past hierdoor eveneens in de visie van de provincie Oost-Vlaanderen om de komst van bijkomende windturbines in de zone rond Erpe-Mere, meer bepaald in Sint-Lievens-Houtem, te stimuleren.

Er is intussen een aanvraag voor oriënterende studie afgewerkt voor de aansluiting op het MS net van een windmolenparkcluster van 18 MVA in Erpe-Mere en 18 MVA in Erembodegem. Om alle windmolens te kunnen aansluiten dient het door Elia geplande transformatorstation in Erpe-Mere opgericht zijn. In dit nieuw onderstation Erpe-Mere wordt in eerste fase een transformator 70/15kV voorzien, gevoed in aftakking op de verbinding Aalst-Zottegem. Een tweede transformator 70/15kV wordt in tweede fase geplaatst en gevoed in antenne vanaf Aalst. Momenteel zijn er geen concrete aanvragen voor windmolens lopende in deze regio. ELIA voorziet daarom de bouw van TS Erpe-Mere voorlopig in 2019. Dit kan niet versneld worden i.f.v. concrete aanvraagdossiers gezien de grootte en complexiteit van de nodige werken. Een gefaseerde uitvoering is eventueel wel mogelijk, waarbij gestart wordt met de plaatsing van een eerste transformator 70/15kV.

Voor de zones E40 van Aalter tot Aalst werd in 2015 onverwachts het PRUP voor de windturbines aan de E40 afgekeurd. Men dient via FAST LANE terug op te pikken. De minister wenst op meer locaties windturbines te laten realiseren. Er zijn in 2015 bij Eandis geen officiële nieuwe aanvragen bekend. De gekende windlandschappen (gedeelte Imewo):

- ✓ Cluster Aalter: geen nieuwe informatie;
- ✓ Cluster Nevele/Drongen: er werd geen hernieuwde aanvraag ontvangen;
- ✓ Cluster Zwijnaarde: geen nieuwe informatie;
- ✓ Cluster Melle/Kwatrecht: in 2015 is er sprake van het bijplaatsen van 3 windturbines. Er werd echter geen hernieuwde aanvraag ingediend.

5.1.5.10. TS Ravels (Iveka)

Op TS Ravels is er geen traditionele onthaalcapaciteit (Gtrad) meer beschikbaar volgens ELIA. Studies wijzen uit dat de oprichting van het nieuwe TS Meerhout de beste oplossing is. Een voorlopige timing hiervoor is 2019. Op termijn is een totale overheveling gepland vanaf TS Oevel naar het nieuw te bouwen TS Meerhout.

5.1.5.11. Genk Zuid (Inter-energa)

In het Masterplan wind van Infrax werd duidelijk dat het gedefinieerde windpotentieel in Genk Zuid grotendeels aansluitbaar is. De aansluitbaarheid van een deelpotentieel van 21MW bleek een knelpunt te zijn. Infrax 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 10kV – net. De integratie van een nieuwe dispersiecabine is ook terug te vinden in de ruggengraatinvesteringen. Tot vandaag heeft Infrax geen concrete aanvragen van winddossiers ontvangen voor de betrokken regio. De aanvang der werken is daarom uitgesteld.

5.1.5.12. Koekhoven (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 15kV 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.

5.1.5.13. Glabbeek centrum (PBE)

Het project van de oprichting van de nieuwe cabine Glabbeek Dorp is afgerond.

5.1.5.14. 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 aan de gang. In afwachting van de indienstname van deze investering wordt de regio van Geetbets tijdelijk als congestieregio voor decentrale productie gedefinieerd.

5.1.6. Nieuwe knelpunten

5.1.6.1. Windcluster Tongeren/Riemst (Inter-energa)

Het windplan Limburg detecteert op de grens Tongeren/Riemst een potentieel van 27 windturbines. Uit gesprekken met enkele ontwikkelaars blijkt dat in die omgeving turbines van 3MW of 3,5MW het meest rendabel zouden zijn. Dat resulteert in een windpotentieel van ongeveer 80-90MW. 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 25MVA en dienen de aanvragers zich te richten tot Infrax. Het potentiële vermogen is echter onmogelijk te integreren op het bestaande 10kV-net en zelfs met rechtstreekse verbindingen naar

het 10kV-TS is dit niet haalbaar. Om die reden hebben Elia en Infrax besloten om een nieuw 30kV-station op te richten, naast het bestaande 10kV-station van Riemst (Herderen). De keuze voor 30kV werd gemaakt door Infrax.

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 30kV-station niet verenigbaar is met de vergunningstermijnen van deze windprojecten, is er gezocht naar een tussenoplossing. Deze tussenoplossing bestaat uit het voorzien van een tussentransfo met beperkte capaciteit die de aanwezige 10kV-spanning van TS Riemst optransformeert naar 30kV. De te gebruiken transformator wordt gehuurd bij Elia en biedt in eerste fase een capaciteit van maximaal 21MVA, goed voor 6 windturbines van 3,5MVA. Momenteel is deze capaciteit toegekend aan twee concrete projecten. Indien er bijkomende aanvragen komen en deze samen met de bestaande aanvragen uit fase 1 een drempel van 30MW overschrijden, dan zullen Elia en Infrax het volwaardige 30kV-station realiseren, waarvan de capaciteit opgetrokken wordt tot 110MVA door middel van een nieuwe transformatie uit het 150kV-net. Aan de hand van de verbruiksverwachtingen worden geen nieuwe knelpunten in het net gedetecteerd.

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 wil dit opvolgen via de investeringsplannen. Het TRDE versie 5 mei 2015 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.

De studie die Synergrid heeft uitgevoerd ter invulling van artikel 15.2. van de Energie Efficiëntie Richtlijn 2012/27/EU heeft niet geleid tot bijkomende inzichten en/of projecten om proactief de energieverliezen van de distributienetten te beperken noch om de investeringen in de bestaande infrastructuur bij te sturen. Het huidige investeringsbeleid houdt reeds optimaal rekening zowel met het aspect van de energieverliezen in de elektriciteitsnetten als de efficiëntie van de investeringen, rekening houdend met het faalgedrag van de bestaande assets en de performantie die verwacht wordt van deze netten qua veiligheid en onbeschikbaarheid. Wel kunnen enkele verbeteringen aangebracht worden bij de uitbating van de netten.

6.2. Opvolging van maatregelen ter verbetering van energie-efficiëntie

6.2.1. Energie-efficiëntie studie Eandis en Infrac

Eandis en Infrac onderzochten een aantal maatregelen om de energie-efficiëntie te verbeteren bij de uitbating van de distributienetten:

6.2.1.1. Investeringsmaatregelen

Op laagspanning werden reeds in geval van vervanging de drieleidernetten (3X230V) omgezet naar vierleidernetten (3X230/400V).

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 mm²)

Bij het aankopen van nieuwe distributietransformatoren voor nieuwe elektriciteitscabines of ter vervanging van bestaande transformatoren kiezen de netbeheerders 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.

Om het distributienet optimaal te kunnen uitbaten rusten de netbeheerders hun middenspanningscabines uit met telebediende lastscheidingschakelaars en telebediende vermogensschakelaars.

6.2.1.2. Uitbatingsmaatregelen

- ✓ Automatische tapverandering van transfo's
- ✓ Dynamic line rating
- ✓ Reductie eigenverbruik van posten en cabines en voeden eigenverbruik door productie ter plaatse;
- ✓ Reductie aantal verplaatsingen dankzij telebediening / -lezing;

De VREG heeft de netbeheerders gevraagd om jaarlijks een opvolging te rapporteren van de investeringen en de uitbatingsmaatregelen die de energie-efficiëntie verbeteren ook al waren deze reeds voor de studie voorzien of gestart.

6.3. Energie-efficiëntie studie Elia

In het kader van het investeringsplan 2017 - 2019 wordt dieper ingegaan op één van de bestudeerde maatregelen ter verbetering van de energie-efficiëntie bij de uitbating van het net, met name het verminderen van het eigenverbruik van de onderstations en cabines of het eigenverbruik voeden via plaatselijke productie, aangezien dit een nieuw aangepakte maatregel voor het plaatselijk vervoernet betreft, waarvan de uitwerking het verst is gevorderd. Het eigenverbruik van een onderstation en cabine op de hoogspanningssites omvat het verbruik van een hele reeks technische installaties

(batterijen, gelijkrichters, beveiligingen...), net als de verwarming en verlichting van de gebouwen waarin een aantal van deze technische installaties zich bevinden. Elia voert een analyse uit van die verbruiken. Dankzij deze analyses kunnen de belangrijkste verbruiksposten in de hoogspanningsites van Elia geïdentificeerd worden en de potentiële winst van de mogelijke maatregelen geraamd worden.

7. Beoordeling

De VREG heeft kennis genomen van de investeringsplannen ingediend in 2016 voor de periode van 2017 tot 2019 van ELIA, Gaselwest, IMEA, Imewo, Inter-energa, Intergem, Iveg, Iveka, Iverlek, PBE, Sibelgas en Infrax West. De meegedeelde gegevens zijn tijdig ingeleverd en kunnen volledig worden 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 heel wat knelpunten gedetecteerd die investeringen noodzaken. De netbeheerders hebben voor een aantal hiervan een volledige oplossing ingepland die het capaciteitsprobleem op termijn moet wegwerken. Vooral in de kustregio zijn er verschillende projecten voor productie van hernieuwbare energie die wachten op een aansluiting. De netbeheerders zien meer en meer heil in het aanbieden van capaciteit met flexibele toegangsmodaliteiten. Deze problematiek vormt het onderwerp van overleg dat de VREG heeft met de verschillende stakeholders. De VREG heeft de analyse van de investeringsplannen 2017-2019 uitgevoerd zonder vooruit te lopen op de conclusies van dit overleg.

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.