

VREG

uw gids op de
energiemarkt

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

Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 5 december 2017

met betrekking tot de investeringsplannen 2018-2020 van de elektriciteitsnetbeheerders in
het Vlaamse Gewest

RAPP-2017-18

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
6.	Energie-efficiëntie	17
6.1.	Wettelijke context	17
6.2.	Energie-efficiëntie studie Eandis	18
6.3.	Energie-efficiëntiestudie Infrac	20
6.4.	Energie-efficiëntie studie Elia.....	21
7.	Beoordeling	23

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 http://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 <http://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. 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 op leggen dat alle nieuwe productie-eenheden vanaf een bepaalde drempelwaarde de technologische capaciteit moeten hebben om aanstuurbaar te zijn en bijgevolg flexibiliteit zullen kunnen aanbieden.

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 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;

- 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 (ongeplande 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 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. 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 Markit en houdt rekening met

recente verbruiksevoluties en met conjuncturele fluctuaties relevant voor de horizon van dit investeringsplan. 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 belangrijkste verbruikersgroepen zijn de industriële verbruikers enerzijds en het residentieel / tertiair verbruik anderzijds. In de huidige prognose is nog steeds een nulgroei voorzien op de industriële feeders. De groei bij de feeders naar residentiële/tertiaire verbruikers werd ingeschat op 1% en de groei op gemengde feeders (industrieel + tertiair/residentieel) werd ingeschat op 0,5%. Deze groeiprognozes liggen in lijn met de prognose die Elia in zijn vorig investeringsplan vooropstelde, namelijk 0,25% als gemiddelde groei voor het geheel van de belasting.

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 2018-2020 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 aangroeoëfficiënt van 0,25% 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 Markit, dat rekening houdt met recente verbruiksevoluties en met conjuncturele fluctuaties relevant voor de horizon van dit investeringsplan.

3.3. Geïndividualiseerde analyse op middenspanning

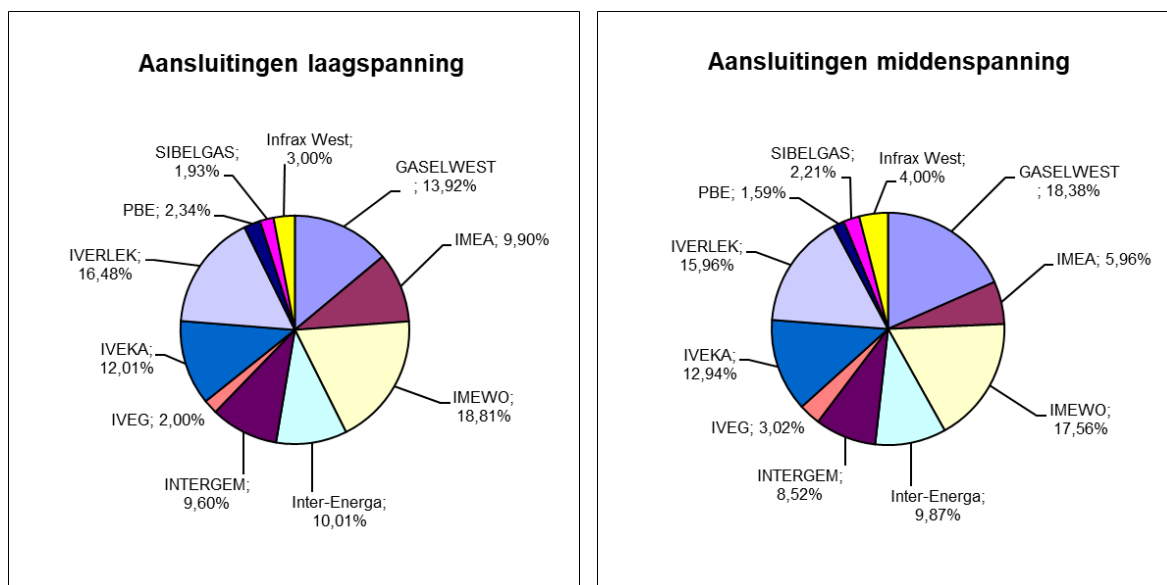
Als eerste stap in de planning inventariseren de netbeheerders de bestaande piekbelastingen van de vertrekkende middenspanningsfeeders uit de transformatorstations van het voorbije jaar. Aan elke middenspanningsfeeder wordt dan gemiddeld een groei op feederniveau toegekend die in lijn ligt met de vooruitzichten 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 SCADA¹ systemen 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 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. 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 2018 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 2019 en de geplande toestand op 1 januari 2018. In de kolom relatieve wijziging in toestand in 2018 wordt de procentuele evolutie weer gegeven.

Het LS-distributienet is voor 73,4% 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 1/1/2017	geplande toestand op 1/1/2018	geplande toestand op 1/1/2019	wijziging in toestand in 2018	relatieve wijziging in toestand in 2018
Middenspanningsnet						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	180.527	176.527	172.527	-4.000	-2,3%
Ondergrondse kabel	(meter)	45.557.815	46.043.361	46.480.186	436.825	0,9%
Totaal lijnen en kabels middenspanning	(meter)	45.738.342	46.219.888	46.652.713	432.825	0,9%
Laagspanningsnet						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	581.591	521.191	460.791	-60.400	-11,6%
Bovengrondse Bundelkabel	(meter)	21.483.795	21.415.395	21.361.654	-53.741	-0,3%
Ondergrondse kabel	(meter)	60.946.433	61.688.333	62.408.977	720.644	1,2%
Totaal lijnen en kabels laagspanning	(meter)	83.011.819	83.624.919	84.231.422	606.503	0,7%
Posten (middenspanning)						
Transformatorstations	(aantal)	259	261	259	-2	-0,8%
Schakelposten	(aantal)	1.050	1.065	1.072	7	0,7%
Cabines (middenspanning/laagspanning)						
Klantcabines	(aantal)	19.083	20.177	21.041	864	4,3%
Distributiecabines	(aantal)	37.874	38.181	38.478	297	0,8%
Aansluitingen						
Aansluitingen middenspanning	(aantal)	19.979	21.423	22.603	1.180	5,5%
Aansluitingen laagspanning	(aantal)	3.175.000	3.188.994	3.203.332	14.338	0,4%
Aansluitingen productie-installaties	(aantal)	5.101	5.231	5.361	130	2,5%
Meetapparatuur						
Facturatie meters middenspanning	(aantal)	20.170	21.614	22.794	1.180	5,5%
Facturatie meters laagspanning	(aantal)	3.599.814	3.642.287	3.685.159	42.872	1,2%
Budget meters	(aantal)	106.984	114.881	123.741	8.860	7,7%

Tabel 1 Overzicht netcomponenten

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	2016	gemiddeld
Middenspanningsnet								
Ondergrondse kabel	77,5%	111,0%	91,0%	100,8%	77,8%	57,9%	76,9%	84,7%
Laagspanningsnet								
Bovengrondse Bundelkabel	72,8%	68,6%	86,8%	65,8%	113,5%	67,6%	56,2%	75,9%
Ondergrondse kabel	91,3%	104,6%	106,8%	91,5%	79,2%	69,8%	76,4%	88,5%
Posten (middenspanning)								
Transformatorstations	171,4%	66,7%	57,1%	0,0%	88,9%	46,2%	162,5%	84,7%
Schakelposten	33,3%	43,3%	57,1%	4,2%	21,7%	29,4%	76,9%	38,0%
Cabines (middenspanning/laagspanning)								
Klantcabines	135,1%	113,7%	136,2%	23,1%	1,8%	418,3%	49,1%	125,3%
Distributiecabines	59,5%	84,8%	103,3%	85,6%	81,4%	74,6%	84,4%	82,0%
Aansluitingen								
Aansluitingen middenspanning	137,2%	113,5%	136,4%	118,3%	78,4%	109,8%	91,4%	112,2%
Aansluitingen laagspanning	59,7%	29,2%	83,0%	18,7%	77,8%	87,3%	82,1%	62,5%
Aansluitingen productie-installaties	386,1%	197,9%	287,6%	20,4%	0,6%	365,8%	130,6%	198,4%
Meetapparatuur								
Facturatie meters middenspanning	53,7%	18,0%	51,6%	76,6%	78,9%	109,8%	91,4%	68,6%
Facturatie meters laagspanning	87,6%	26,4%	41,9%	34,1%	87,2%	147,5%	93,9%	74,1%
Budget meters	65,2%	126,4%	111,4%	21,8%	81,1%	65,4%	98,0%	81,3%

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 directieve 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 vervanging van schakelposten en het renoveren van cellen. Het gaat hier over afwijkingen op kleine totalen, indien één project vertraging oploopt beïnvloedt dit het percentage sterk. Het totaal aantal transformatorstations is nagenoeg constant. Meestal worden de bestaande stations uitgebreid met cellen en gerenoveerd, de driver is hier Elia.

Aansluitingen productie-installaties:

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

Facturatiemeters LS en MS:

De plaatsing/vervanging van facturatiemeters 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.

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)².

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 consultant 3E voerde in opdracht van de VREG een simulatiestudie³ voor een gesimuleerd elektriciteitsnet uit waar 3 varianten werden bekeken bij een veronderstelde hoge en lage groei van HEB/kwalitatieve WKK:

- een 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.

² http://www.vreg.be/sites/default/files/document/adv-2017-04_.pdf

³ Voor meer informatie en de volledige studie zie: <http://www.vreg.be/nl/aansluiting-met-flexibele-toegang>

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 2018. 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 dit jaar rapporteert Elia aparte cijfers betreffende toegepaste flexibele toegang in Vlaanderen. Er werd aangegeven dat er op 15 juni 2017 in Vlaanderen in totaal 70 productie eenheden over een flexibele aansluiting beschikken, dit voor een geïnstalleerd vermogen van 249 MW waaronder 153 MW uit windmolens. Volgens Elia bevindt het merendeel van deze aansluitingen zich op de distributienetten van Eandis en Infrac. Vanaf rapporteringsjaar 2018 zal een gedetailleerde opsplitsing (plaatselijk vervoersnet Elia versus distributienetten Eandis en Infrac) gegeven worden.

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 meeste distributienetbeheerders hebben nu de mogelijkheid om distributienetten op een spanningsniveau van 36 kV aan te leggen. Dit is steeds vaker nodig omdat grote windclusters met een potentieel > 25 MVA niet aangesloten kunnen worden op de klassieke 10–15 kV netten van de distributienetbeheerders en vaak versnipperd uitgerold worden door verschillende partijen, waardoor de inlusing op een distributienet technisch economische voordeliger uitvalt dan een antenne aansluitingen 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 de komende jaren keuzes zullen moeten gemaakt worden tussen vroegtijdig versterken van bestaande netten of tijdelijk beperken van de toegang. Ook de differentiatie van tarieven gericht op het promoten van het overschot aan hernieuwbare energie kan bijdragen tot een verhoogde gelijktijdigheid van de afname.

Door toenemende integratie van decentrale productie enerzijds en een stijgend verbruik (elektrisch laden en warmtepompen) anderzijds zullen er zich versneld lokale spanningsproblemen voordoen. De situatie is momenteel beheersbaar maar zorgt voor toenemende druk op de investeringsbudgetten van morgen.

Hoewel de opkomst van elektrische voertuigen momenteel goed geabsorbeerd wordt door het laagspanningsnet voorzien we dat de bestaande reserve capaciteit op het net en distributietransformatoren snel opgevuld zullen worden indien het aantal nieuwe full-elektrische voertuigen de kritische drempel van 10 000 eenheden per jaar overschrijdt.

In de markt van elektrische voertuigen zien we een toename van het oplaadvermogen richting 22kVA. Bij een ongecoördineerde thuis-oplading van deze voertuigen, bestaat het risico dat dit leidt tot lokale congestie op het laagspanningsnet of de hogeliggende netdelen (distributietransformator)⁴. Ook indien thuisladen de grens van 11kVA overschrijdt, zullen de nodige investeringen in de netten exponentieel hoger liggen.

Betreft netontwerp ziet Eandis erop toe dat de laagspanningsnetten een voldoende marge blijven behouden, rekening houdende met de hiervoor vermelde criteria, voor de 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 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 behoeften 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.

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.

⁴ De eerder besproken oplossing "Aansluiting met Flexibele toegang" is enkel geschikt voor decentrale productie-eenheden vanaf een bepaald vermogen.

5.1.4. Opvolging aansluiting decentrale productie

Voor de rapportering van de investeringsplannen 2018-2020 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.

Totaal MVA Distributienet en Plaatselijk Vervoersnet Vlaanderen 2017					
Type productie	Som van gerealiseerd	in studie	offerte	Geweigerd	In bestelling
Wind onshore	928	600	278	45	146
WKK / Cogen bio	172	62	24	0	0
WKK / Cogen gas	567	154	41	2	73
Hydro RoR	1	0	0	0	0
Waste	25	0	0	0	0
Motor / moteur bio	3	0	0	0	0
Motor / moteur gas	2	0	0	0	0
WKK / Cogen diesel	0	0	3	0	0
Totaal	1698	816	344	46	220

Met 1074 MVA aan windenergie aangesloten of besteld en 278 MVA in offerte is de Vlaamse doelstelling voor 2020 (1060 MVA) binnen bereik.

De 46 MVA aan geweigerde projecten situeren zich allen in Infrax gebied. Het betreft een windproject bij PBE (11 MVA) wat geweigerd is omwille van gebrek aan onthaalcapaciteit. De twee andere geweigerde windprojecten bij PBE (6,6 MVA en 18 MVA) werden doorverwezen naar een nabijgelegen Elia cluster.

Het windproject bij Inter-Energa (9,15 MVA) werd geweigerd omwille van het feit dat het niet in een gedetecteerde zone van het Windplan Limburg ligt. Er is bovendien geen nabijgelegen netinfrastructuur die voldoende capaciteit biedt voor de aansluiting van het project.

Het afgewezen WKK project (1,5 MVA) bij Infrax-West is tijdelijk geweigerd omwille van congestie in deze regio. Nu het Stevin project in dienst is verdwijnt de congestie en zal deze WKK in 2018 kunnen aangesloten worden.

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

Hierna volgt een update van de besproken knelpunten uit het rapport van vorig jaar <http://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2016-13.pdf>. Knelpunten die sinds vorig jaar opgelost zijn worden niet meer vermeld.

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 onderstation 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.

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. Er zijn momenteel nog 11 projecten opgenomen in de wachtlijst voor een totaal vermogen van 65 MVA. Deze projecten kunnen vanaf 2018 aangesloten worden nu het Stevin project operationeel is.

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. Haven van Antwerpen- linker Scheldeoever Waaslandhaven (Intergem)

Een gedeelte van de windturbines is op het 15 kV net aangesloten met flexibele toegang. De windturbines worden in functie van de beschikbaarheid van de HS/MS- transformatoren automatisch bestuurd. Dankzij de slimme aansluiting konden de windturbines veel sneller worden aangesloten en zijn ondertussen al meer dan een jaar operationeel. Het is ook gebleken dat afregeling slecht zeer occasioneel nodig was.

Verschillende nieuwe studies met belangrijke impact op de toekomstvisie uitbreiding Waaslandhaven Saefthinghedok werden ontvangen. Elia en Eandis zullen een gezamenlijke toekomstvisie opmaken zodat deze bestaande aanvragen en toekomstige ruggengraat op de beste technisch- economische oplossing kan aangesloten worden.

5.1.5.5. Eeklo Noord (Imewo)

Het onderstation Adegem is verzaaid met decentrale productie op 12 kV. Als oplossing hiervoor is een nieuwe injectie ter hoogte van Eeklo-Noord in dienst genomen in juni 2016. Een gedeelte van de

huidige afname en injectie op 12 kV is overgekoppeld op dit nieuwe onderstation Eeklo Noord. Hierdoor is er onthaalcapaciteit voor decentrale productie op onderstation Adegem vrijgekomen. Het oprichten van Eeklo-Noord is ook een oplossing om de verzadiging van 2 andere transformatorstations in de regio tegen te gaan.

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. Als alles vlot verloopt start de bouw in 2018.

5.1.5.6. Haven van Gent: Linkeroever, rechteroever en Kluizendok (Imewo)

Om de aansluiting van bijkomende decentrale productie op de linkeroever van de haven van Gent mogelijk te maken wordt een 36kV kabelverbinding aangelegd vanaf het onderstation Centrale Langerbrugge tot het onderstation Ertvelde en wordt het 36kV-onderstation Ertvelde uitgebreid met enkele cellen. De timing van Elia is hier einde 2018. Deze uitbreiding is nodig gezien de onthaalcapaciteit van het bestaande net ontoereikend is voor de aansluiting van bijkomende windparken op korte termijn. Op lange termijn blijft de kans van congestie op het hogerliggende Elia-net echter bestaan. Voor de beheersing van deze congestie overleggen Eandis en Elia of de turbines kunnen aangesloten worden door middel van een aansluiting met flexibele toegangsvoorwaarden, waarbij de windturbines ook moeten kunnen gemoduleerd worden als er zich congestie in het hogerliggende net voordoet.

5.1.5.7. Pathoekeweg (Imewo)

Zoals aangegeven in het investeringsplan van 2014 was de aansluiting van bijkomende decentrale productie in de omgeving van de Pathoekeweg ten noorden van Brugge niet meer mogelijk op het bestaande middenspanningsnet op een technisch-economisch verantwoorde manier. Om dit probleem op te lossen heeft Elia in de loop van 2015 bijkomende cellen voor de aansluiting van de 36kV-distributielus van de Pathoekeweg gerealiseerd. Het nieuwe 36 kV-net kan toekomstige synergie creëren met het gebruik van het aangelegde Eandis net van 36 kV voor "vervanging" van het Elia net tussen Zeebrugge en Brugge. In een eerste fase werden in de loop van 2016 de resterende van de in totaal 9 windturbines aangesloten op dit 36 kV distributienet van Eandis. Het verlaten van het plaatselijk vervoernet 36 kV tussen Brugge en Zeebrugge met overgang lokale belasting en productie naar de distributielus 36 kV van de Pathoekeweg is door Elia voorzien op middellange termijn.

5.1.5.8. Windmolencluster Aalst/Erpe-Mere (Intergem)

Er is een aanvraag voor oriënterende studie van de provincie Oost Vlaanderen afgewerkt voor een windmolenparkcluster van 18 MVA in Erpe-Mere en 18 MVA in Erembodegem. Deze studie werd onderzocht op het bestaande MS-net. Om alle windmolens te kunnen aansluiten dient door Elia een nieuw transformatorstation opgericht te worden in Erpe-Mere. Aangezien er momenteel geen concrete aanvragen voor windmolens lopen in deze regio voorziet Elia daarom de bouw van TS Erpe-Mere voorlopig in 2019, dit kan eventueel versneld worden in functie van concrete aanvraagdossiers.

5.1.5.9. TS Ravels (Iveka)

Op vandaag is er op TS Ravels geen Gtrad meer beschikbaar. In de loop van 2015 werd een WKK onder Gflex (N-1) 15' in dienst genomen. Begin 2016 werd de vraag gesteld voor aansluiting van een

windpark (3x 3,5 MVA). Eandis en Elia stellen een oplossing onder Gflex (N-1) 15' voor. Er werden echter geen nieuwe aanvragen voor aansluiting van windmolens in deze regio ontvangen.

5.1.5.10. Genk Zuid (Inter-Energa)

Uit het Masterplan Wind Infrax werd duidelijk dat het gedefinieerde windpotentieel in regio Genk Zuid grotendeels aansluitbaar is. De aansluitbaarheid van een deelpotentieel van 21 MW 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 10 kV-net. De integratie van een nieuwe dispersiecabine is ook terug te vinden in de ruggengraatinvesteringen. De aanvang der werken is ten vroegste gepland in 2018. Vandaag heeft Infrax nog geen concrete aanvragen van winddossiers ontvangen voor de betrokken regio.

5.1.5.11. 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 daardoor niet langer een congestieregio voor decentrale productie.

5.1.5.12. 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.

5.1.6. Nieuwe knelpunten

5.1.6.1. Lommel (Inter-Energa)

In 2017 heeft Infrac twee grote aanvragen voor decentrale productie ontvangen op locatie Kristalpark te Lommel. Het betreft 75MW aan PV en 57,5MW extra windvermogen. Er komt dus ongeveer 130MW extra productie bij.

Infrac heeft hierover contact opgenomen met Elia om te becijferen wat technisch-economisch de beste aansluitmethode is. Uit overleg met Elia is beslist om het distributienet vanuit Lommel 26kV te versterken. De netversterkingen houden de aanleg van 26kV-kabels in voor een totale kabellengte van 16-24km. De bijkomende windturbines worden aangesloten op het 26kV-net. De kabels en cabines worden zo voorzien dat ze op termijn naar 30kV kunnen omgebouwd worden. Wat de PV betreft zal slechts een beperkt gedeelte op het 26kV distributienet kunnen worden aangesloten (ca. 25MW). Er wordt bestudeert of een directe lijn naar het nabijgelegen Nyrstar een optie is.

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 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 zal zich toeleggen 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. De bestudeerde maatregelen hebben nog geen impact op het huidige investeringsplan.

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

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 bekomen (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 mm²)

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.

Op de volgende sites van Eandis wordt lokaal energie opgewerkt uit zonnecellen:

Eandis Sint-Niklaas, Eandis Melle, Eandis Erembodegem en Eandis Lokeren.

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. Hierdoor is de studie complex en vereist veel data. Het DMS

(Distribution Management System) zal dit in de toekomst ondersteunen. Niet alle berekende verplaatsingen van openingspunten zijn haalbaar omwille van exploitatie.

Automatische tapverandering van transfo's

Het is momenteel nog onduidelijk hoeveel netinvesteringen dat Eandis denkt te kunnen vermijden door gebruik te maken van een regelbare transformator. Volgens hun huidige high-level business cases hangt het potentieel voor het plaatsen van transformatoren met automatische tapverandering af van de meerwaarde die hij kan bieden in netten met veel elektrische voertuigen, zonnepanelen, warmtepompen. Het aantal kan dus variëren van uitzonderlijk toepasbaar (geschat aantal: 10) tot heel erg netrelevant (geschat aantal: 120) tegen 2020.

Volgens bepaalde (leveranciers-) bronnen kan de onthaalcapaciteit op het LS-net met een factor 8 vergroten. Om de precieze impact & meerwaarde van een regelbare transformator te weten te komen, heeft Eandis besloten om een regelbare transformator aan te schaffen en deze in het veld te plaatsen zodat zijn effectiviteit kan opgevolgd worden. De meetgegevens zullen gebruikt worden voor bijkomende simulaties om het volledige potentieel, specifiek voor Eandis, in kaart te brengen.

Uit een pilootproject 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.

Dynamic line rating

Dynamic Line Rating (DLR) voor ondergrondse kabels bepaalt een tijdsgebonden actuele stroomgrens op basis van de temperatuur van een kabel. Hierdoor is het mogelijk om de onthaalcapaciteit van een kabel te vergroten. Door niet enkel statische limieten te gebruiken, maar tijdelijke overbelasting toe te laten omdat het werkelijke belastingsprofiel hier zich toe leent, kan meer vermogen op de kabel worden aangesloten. Hierdoor zouden investeringen kunnen worden uitgesteld of vermeden.

Momenteel is dit een studieonderwerp dat nog niet algemeen wordt toegepast. Uit studie blijkt dat het potentieel aan ondergrondse kabels waarop DLR kan worden toegepast wordt bepaald door volgende voorwaarden:

- Kabels worden belast met een grillig profiel (bv. windproductie). Enkel profielen die zorgen voor korte hoge pieken en die niet continu zwaar belast zijn, kunnen in tussentijd afkoelen en hebben baat bij het meten van de temperatuur om de stroomlimiet te bepalen.
- Voor kabels die nieuw worden aangelegd wordt de capaciteit best groot genoeg gekozen. Een afweging van de kost om DLR toe te passen t.o.v. de meerkosten van een grotere sectie (en de daarmee gepaarde daling van de netverliezen) wordt dan gemaakt.

In Eandis loopt er een piloot van temperatuurmeting van een ondergrondse kabel aan de hand van een optische vezel en aan de hand van een thermokoppel. Momenteel stellen ze vast dat de mogelijkheden voor kortstondige overbelasting beperkt zijn door de aanwezigheid van hot spots (plaatsen met een lokale temperatuurverhoging). De evaluatie van het verdere traject en eventuele beleidsimplicaties volgt in de tweede helft van 2016.

6.2.2. Energie-efficiëntiestudie Infracx

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

6.2.2.1. Investeringsmaatregelen

Verhoging bestaande spanning

Infracx geeft voor 2016 een besparing aan van 11MWh in de laagspanningsnetten door de upgrade van 230V naar 400V.

Optimale keuze kabelsectie

Bij Infracx 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

Infracx 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

Infracx plaatst geen lokale productie omdat dit in strijd is met de wetgeving.

Er lopen wel acties om het eigenverbruik van de cabines te verlagen door de warmtevraag te laten dalen. 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 tele-bediening / -lezing

In de loop van 2016 zijn er 3233 telelezingen en –bedieningen bijgekomen. Dit reduceert het aantal verplaatsingen maar is moeilijk becijferbaar.

6.2.2.2. Uitbatingsmaatregelen

Gerichte keuze open punt in distributielus

Infracx 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 Infracx zijn er enkele studies en veldtesten met automatische tapverandering bij distributietransformatoren uitgevoerd met positieve resultaten. Echter door de hoge aankooprij 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 Infracx 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.

Hieronder is per maatregel die door Elia bestudeerd wordt een status en een uitleg te vinden:

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. Eigen verbruik in onderstations verminderen – Status: In uitvoering

Het eigen verbruik van een hoogspanningsite 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. Het geheel wordt aangeduid met de term 'hulpdiensten'. Deze hulpdiensten worden vaak rechtstreeks door het hoogspanningsnet van Elia via de hulpdienstentransformatoren bevoorrad. Omdat deze bevoorradingspunten niet over tellers beschikken bestaat er weinig betrouwbare informatie over het eigen verbruik.

Om betrouwbare en gestructureerde informatie te verzamelen om het verbruik van hulpdiensten te kunnen beoordelen, heeft Elia een project opgestart om bij verscheidene hoogspanningsites tellers te installeren voor de hulpdiensten.

Op het geheel van het net van Elia werden 61 sites geselecteerd, die een statistisch significante steekproef vormen.

De eerste tellingen van zes proefinstallaties tonen een heel gevarieerd beeld en, gezien hun beperkt aantal, zijn ze statistisch niet relevant. Toch zijn enkele trends al duidelijk:

- Het verbruik in een recent gebouwd onderstation ligt veel lager dan in de oudere onderstations.
- Bij de verschillende verbruiksposten blijken de verwarming en de batterijen het belangrijkste verbruik te vertonen.
- Het verbruik kan pieken tot 16 kW vertonen, met een totaal verbruik van 17 MWh per site

De plaatsing van tellers was in 2016 voltooid. Momenteel is de configuratie van de tellers in uitvoering en zou tegen eind juni 2017 klaar moeten zijn.

Zodra Elia over relevante metingen beschikt, zal het de volgende analyses kunnen uitvoeren:

- Bepaling van het totaal verbruik van de hulpdiensten in het Elia-net.
- Identificatie van de belangrijkste parameters die een effect hebben op het verbruik (leeftijd, oppervlakte van het gebouw van de site, vermogen van de hulpdienstentransformator ...).
- Identificatie van de belangrijkste verbruiksposten op basis van de deeltellingen.

Dankzij deze analyses kunnen de belangrijkste verbruiksposten in de hoogspanningsites van Elia geïdentificeerd worden en kan de potentiële winst van de mogelijke maatregelen geraamd worden.

6.2.3.4. Aantal verplaatsingen verminderen dankzij telebediening/televerwerving – Status: In uitvoering

Binnen Elia zijn het op afstand gebruik van toestellen alsook op afstand uitleesbare meters dus al relatief vergevorderd, daarom zoeken we nu doeltreffend naar innovatieve technieken die gebruik maken van netwerktechnologie:

- Het uitvoeren van minder onderhoud op het hoogspanningsmateriaal door de status van een asset beter in te schatten en enkel op het gepaste moment onderhoud uit te voeren.
- De batterijen op afstand te onderhouden. Minder onderhoud en dit op afstand doen van de laagspanningstoestellen
- Een laatste punt is de opmeting op afstand tijdens incidenten: er zijn jaarlijks ongeveer 500 incidenten. Door telemeting zouden we ten minste zoveel verplaatsingen in principe allemaal kunnen vermijden door de opname van de topologie en het uitvoeren van foutlokalisatie op afstand.
- Na een positieve proof of concept (2013-2016) werd het Asset Condition & Control (ACC) implementatie project gestart in januari 2017. De eerste concrete resultaten zijn verwacht tegen volgend jaar.

6.2.3.5. Dynamic Line Rating toepassen – Status: Uitgevoerd

Luchtlijnen

Een statistische analyse van de gegevens verkregen na de installatie van een DLR op een 70kV lijn heeft inderdaad aangetoond dat een werkelijke toegelaten stroom 98 % van de tijd hoger is dan 115 % van de seizoenslimiet.

Ondergrondse verbindingen

Steunend op de verworven ervaring met DLR op de luchtlijnen heeft Elia in 2016 ook een dynamisch beheer van de transportcapaciteit van ondergrondse kabels geïmplementeerd. De aangewende techniek, DTS-RTTR « Distributed Temperature Sensing - Real Time Thermal Rating », gebruikt de thermische inertie van de kabel en de grond om tijdelijke overbelastingen toe te laten.

6.2.3.6. Aansluitingen met flexibele toegang voor de gedecentraliseerde productie – Status: In uitvoering

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 2017 zijn er in Vlaanderen 70 eenheden die over zo een aansluiting beschikken. Deze gelden voor een geïnstalleerd vermogen van 249 MW waaronder 153 MW uit windmolens.

6.2.3.7. Buiten spanning zetten van reserve transformatoren – Status: Uitgevoerd

Verschillende posten zijn uitgerust met twee transformatoren en uitgebaat zodat een van de twee het geheel van de post bevoorraadt terwijl de andere transformator dient als reserve. Bij snijding van de eerste transformator is er een snelle overdracht.

De reserve transformator blijft in principe enkel onder spanning tijdens de wintermaanden. Door het behoud van de spanningsloze reserve transformator worden de verliezen aanzienlijk beperkt.

Concreet schat men, over het gehele net van Elia, de vermindering van de gemaakte verliezen in 2016 op 22 GWh. Met een gemiddelde prijs van 44,44 €/MWh leidt deze maatregel tot een besparing van ongeveer 978 k€/jaar voor de gemeenschap.

7. Beoordeling

De VREG heeft kennis genomen van de investeringsplannen ingediend in 2017 voor de periode van 2018 tot 2020 van ELIA, GASLWEST, 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 verschillende knelpunten die investeringen noodzaken. De netbeheerders hebben voor een aantal hiervan een volledige oplossing ingepland die het capaciteitsprobleem op termijn moet wegwerken maar zien ondertussen ook heil in het aanbieden van capaciteit met flexibele toegangsmodaliteiten. Deze manier van aansluiten is in evolutie (zie §5.1), 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.

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.