



Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt
Publiekrechtelijk vormgegeven extern verzelfstandigd agentschap
Graaf de Ferrarisgebouw | Koning Albert II-laan 20 bus 19 | B-1000 Brussel
Gratis telefoon 1700 | Fax +32 2 553 13 50
Email: info@vreg.be
Web: www.vreg.be

Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 14 november 2014

met betrekking tot de investeringsplannen 2015-2017 van de
elektriciteitsnetbeheerders in het Vlaamse Gewest

1. SITUATIESCHETS -----	3
2. DE AANPAK -----	3
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. OVERZICHT VAN DE PRODUCTIE-INSTALLATIES \geq 1MVA -----	7
5. RUGGENGRAATINVESTERINGEN VOOR HET JAAR 2014 EN INDICATIEF INVESTERINGSPROGRAMMA VOOR 2015, 2016 EN 2017 -----	7
6. GEPLANDE EN UITGEVOERDE NETINVESTERINGEN -----	7
6.1 Situering	7
6.2 Overzicht MS- en LS-distributienetten	8
6.3 Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen	8
7. AANPAK VAN KNELPUNTEN VOOR DECENTRALE PRODUCTIE -----	10
7.1 Algemene aanpak voor maximale inpassing van decentrale productie	10
7.1.1 Flexibele toegang	10
7.1.2 Midden- en hoogspanningsnetten.....	13
7.1.3 Laagspanningsnetten	13
7.2 Studies onthaalcapaciteit voor decentrale productie	14
7.3 Opmenging van knelpuntzones voor decentrale productie uit vorige investeringsplannen ...	15
7.3.1 Regio Putte, Lier, St.-Katelijne-Waver en Duffel (Iverlek).....	15
7.3.2 Regio Noorderkempen (Iveka)	16
7.3.3 Congestie in de kustregio (Imewo/Gaselwest).....	16
7.3.4 Drongen /Nevele (Imewo)	17
7.3.5 Waaslandhaven (Intergem)	17
7.3.6 Temse (Intergem).....	17
7.3.7 Eeklo Noord (Imewo)	17
7.3.8 Haven van Gent: Linkeroever, rechteroever en Kluisendok (Imewo)	18
7.3.9 Pathoekeweg (Imewo)	19
7.3.10 Achterhaven Zeebrugge (Imewo).....	19
7.3.11 Kwatrecht (Imewo)	19
7.3.12 Gent "verkeerswisselaar voetbalstadion Gent "(Imewo)	20
7.3.13 Windmolencluster Aalst/Erpe-Mere (Intergem).....	20
7.3.14 Eiland D'Hooie St.-Baafs-Vijve (Gaselwest)	20
7.3.15 Cluster Aalter (Imewo)	20
7.3.16 TS Ravels (Iveka).....	20
7.4 Nieuw gedetecteerde (mogelijke) knelpunten	21
7.4.1 TS Oevel (Iveka):.....	21
7.4.2 Koekhoven (IVEG).....	21
7.4.3 Glabbeek centrum (PBE).....	21
7.4.4 Geetbets (PBE)	21
8. 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 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.

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 geen compensatie verstrekken aan de toegangshouder voor deze flexibiliteit, maar dit zou volgens de VREG best wettelijk kunnen worden voorzien. De VREG is van mening dat er best 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 (vermijden van goldplating).

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)

Ten opzichte van vorig jaar zijn vragen toegevoegd aan het rapporteringsmodel met betrekking tot 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 tracement 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 groeioprognose op het verbruik over het voorbije jaar is nu ook de studie onthaalcapaciteit voor decentrale productie, die de netbeheerders hebben uitgevoerd in

samenwerking met VITO, richtinggevend om de investeringsplannen te beoordelen. 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 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 aansluitingscapaciteit er gepland was en hoeveel er uitgevoerd is in het voorbije jaar. De VREG wil de studie onthaalcapaciteit voor decentrale productie, die de netbeheerders hebben uitgevoerd in samenwerking van VITO, aanwenden om de investeringsplannen te beoordelen.

Voor laagspanning is er extra aandacht voor de ontwikkelingen op het vlak van warmtepompen en decentrale productie uit hernieuwbare energie. 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, moeten de betrokken netbeheerders deze werken inplannen en realiseren binnen het jaar na de bestelling. Dit wordt ook opgevolgd via de klachtenbehandeling.

3. Belastingsvoorspelling voor de volgende jaren

3.1 De groeioprognose

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 2015-2017 gaat men uit van een gematigde groei van het verbruik van 0,79% als gemiddelde groei (vooruitzichten voor 7 jaar) voor het geheel van de residentiële belasting. 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 residentiële / tertiair (appartementengebouwen) verbruik anderzijds.

Industrie:

Het verloop van het industrieel verbruik is afhankelijk van de economische toestand en de conjunctuur. De bepalende factoren voor het verloop van het elektriciteitsverbruik en de daarmee samengaande pieken is de productieomzet, de opkomst van decentrale producties voor eigen verbruik en energie-efficiëntie maatregelen.

In 2009 kende het verbruik een forse terugval ten gevolge van de economische crisis. De industrie herstelde zich hiervan slechts gradueel. In de huidige prognose is nog steeds een nulgroei voorzien op de industriële feeders. De economische vooruitzichten voorspellen een beperkte groei in Europa. Een extra nadeel voor de Belgische industrie is de hoge energieprijzen. De lichte groei wordt gecompenseerd door de decentrale producties. De evolutie van het energieverbruik is niet perfect meetbaar doordat de netbeheerder niet over meetgegevens beschikt voor kleine decentrale productie.

De invloed van decentrale producties is nog steeds vrij beperkt op de totale hoeveelheid, maar het belang ervan neemt toe met de jaren.

Residentiële en tertiair:

De bepalende factoren voor het verloop van het verbruik zijn hier vooral:

- de klimatologische omstandigheden;
- de energie-efficiëntie van de verbruikstoestellen;
- opkomst van decentrale producties voor eigen verbruik.

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 opkomst van de warmtepompen noopt de netbeheerders niet tot een aanpassing van hun methodiek binnen de termijn van hun investeringsplan. 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 2015-2017 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 0,79% 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. Daarnaast veronderstelt Elia, op basis van het overleg met de distributienetbeheerders en op basis van eigen ervaring, dat de stijgende tendens van het aantal aansluitingen van decentrale productie op hun netten en op het net van Elia zal aanhouden. Dit leidt vanuit planningsoogpunt meestal niet tot een ontlasting van de netten, omdat de beschikbaarheid van de decentrale productie in de meeste gevallen niet verzekerd is op de piekmomenten die bepalend zijn voor de netplanning. Een sterke toename van decentrale productie op een welbepaalde locatie kan bovendien leiden tot een productie die groter is dan het verbruik op deze specifieke locatie in het middenspanningsnet. Elia moet er dan voor zorgen dat de geproduceerde elektriciteit die niet plaatselijk verbruikt wordt, via het hoogspanningsnet tot bij andere verbruikers wordt geleid. In het bijzonder voor deze situaties bepaalt Elia, in samenspraak met de distributienetbeheerders, welke versterkingen op technisch-economisch vlak en op lange termijn hieraan optimaal aan tegemoet komen. De projecten in zones met een sterke toename van decentrale productie leiden tot belangrijke investeringen die zich in de netten met nominale spanning kleiner dan of gelijk aan 70 kV kunnen bevinden of in de transmissienetten (onderwerp van het Federaal ontwikkelingsplan).

3.3 Geïndividualiseerde analyse op middenspanning

Als eerste stap in de planning inventariseren de netbeheerders de bestaande piekbelastingen van de vertrekkende middenspanningsfeeders uit de transformatorstations van het voorbije jaar. Aan elke middenspanningsfeeder wordt dan gemiddeld een groei op feederniveau toegekend die in lijn ligt met de vooruitzichten van de globale groeivoet van Elia. Omwille van het onzekere karakter van aangekondigde verschuivingen, wijzigingen en eventuele aangroei van de belasting moeten de netbeheerders de nodige omzichtigheid aan de dag leggen bij het verwerken van deze gegevens. Het overzicht dat automatisch uit de Scada-systemen 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.

4. Overzicht van de productie-installaties $\geq 1\text{MVA}$

De netbeheerders rapporteren de lijst van gedeeltelijk of niet aansluitbare productie-installaties, die gekend zijn op 30 april van het jaar van rapportering, met de reden van niet aansluitbaarheid. Voor de niet-aansluitbare installaties wordt de inplanning van een ruggengraatversterking vereist (tenzij de netbeheerder kan aantonen dat een dergelijke investering macro-economisch niet verantwoord is). De specifieke problematiek van knelpuntregio's op het vlak van decentrale productie wordt in deel 7 besproken.

5. Ruggengraatinvesteringen voor het jaar 2014 en indicatief investeringsprogramma voor 2015, 2016 en 2017

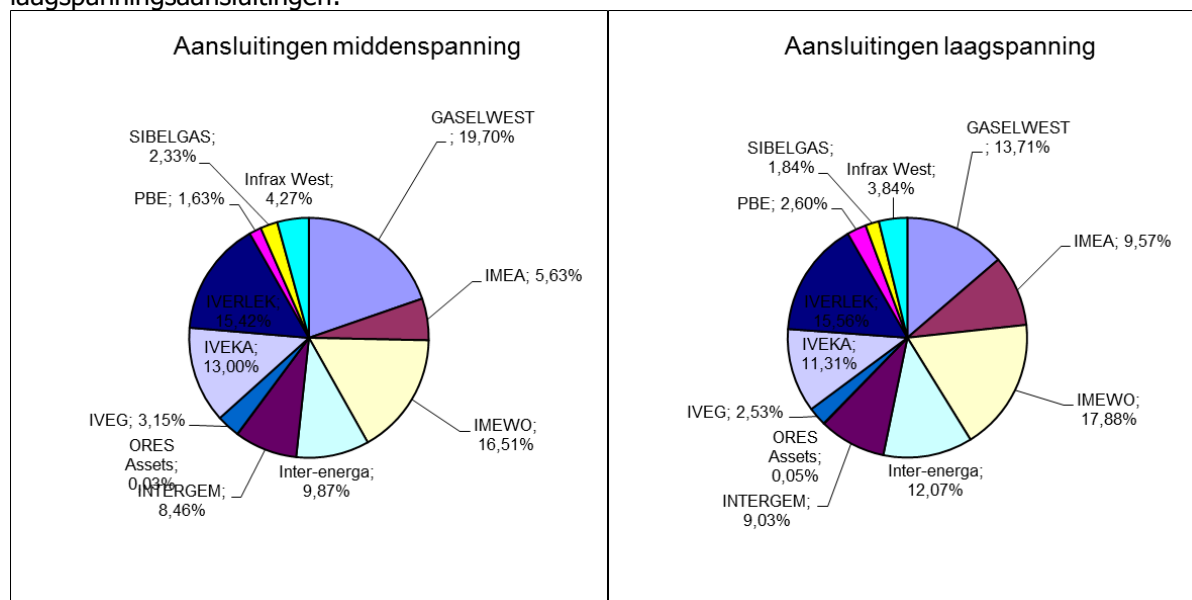
De netbeheerders rapporteren

- de belangrijkste ruggengraatinvesteringen met vermelding van de reden van de investering (gedetecteerd knelpunt, verwachte verbruikstoename, geplande netuitbreiding, ...);
- bijkomende investeringen met het oog op het verhogen van de kwaliteit van dienstverlening (verhoging bevoorradingszekerheid, verbetering spanningskwaliteit,...);
- aandachtspunten uit de rapportering kwaliteit dienstverlening of vastgestelde knelpunten waar men bewust kiest geen investering uit te voeren met vermelding van de reden;
- het programma voor investeringen in informatica-, telecommunicatie- en klantenbeheersystemen.

6. Geplande en uitgevoerde netinvesteringen

6.1 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

6.2 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 2015 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 2015 en de werkelijke toestand op 1 januari 2014. In de kolom relatieve wijziging in toestand in 2015 wordt per netcomponent de procentuele evolutie weergegeven van de geplande wijziging.

Overzicht netcomponenten		Rapporteringsjaar 2014				relatieve wijziging in toestand in 2015
		toestand op 1/1/2014	geplande toestand op 1/1/2015	geplande toestand op 1/1/2016	wijziging in toestand in 2015	
Middenspanningsnet						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	211.802	204.100	198.100	-6.000	-2,9%
Ondergrondse kabel	(meter)	44.634.839	45.294.558	45.950.407	655.849	1,4%
Totaal lijnen en kabels middenspanning	(meter)	44.846.641	45.498.658	46.148.507	649.849	1,4%
Laagspanningsnet						
Niet-geïsoleerde bovengrondse lijn	(meter)	999.208	628.803	487.403	-141.400	-22,5%
Bovengrondse Bundelkabel	(meter)	22.095.989	22.067.621	21.985.019	-82.602	-0,4%
Ondergrondse kabel	(meter)	58.431.359	59.636.198	60.695.549	1.059.351	1,8%
Totaal lijnen en kabels laagspanning	(meter)	81.526.556	82.332.622	83.167.971	835.349	1,0%
Posten (middenspanning)						
Transformatorstations	(aantal)	262	268	275	7	2,6%
Schakelposten	(aantal)	1.031	1.046	1.077	31	3,0%
Cabines (middenspanning/laagspanning)						
Klantcabines	(aantal)	18.546	18.608	18.670	62	0,3%
Distributiecabines	(aantal)	37.332	37.688	38.062	374	1,0%
Aansluitingen						
Aansluitingen middenspanning	(aantal)	19.497	20.314	21.028	714	3,5%
Aansluitingen laagspanning	(aantal)	3.415.821	3.439.271	3.464.246	24.975	0,7%
Aansluitingen productie-installaties	(aantal)	4.816	4.854	4.892	38	0,8%
Meetapparatuur						
Facturatie meters middenspanning	(aantal)	20.252	20.763	21.282	519	2,5%
Facturatie meters laagspanning	(aantal)	3.557.298	3.592.751	3.639.997	47.246	1,3%
Budget meters	(aantal)	93.643	102.243	111.432	9.189	9,0%

Tabel 1 Overzicht netcomponenten

6.3 Vergelijking geplande en uitgevoerde investeringen

De distributienetbeheerders rapporteren ook de uitgevoerde investeringen van Y-1.

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

Uitgevoerd/gepland	2009	2010	2011	2012	2013	gemiddeld
Middenspanningsnet						
Ondergrondse kabel	113,3%	77,5%	111,0%	91,0%	100,8%	98,7%
Laagspanningsnet						
Bovengrondse Bundelkabel	212,0%	72,8%	68,6%	86,8%	65,8%	101,2%
Ondergrondse kabel	111,6%	91,3%	104,6%	106,8%	91,5%	101,2%
Posten (middenspanning)						
Transformatorstations	57,1%	171,4%	66,7%	57,1%	0,0%	70,5%
Schakelposten	604,8%	33,3%	43,3%	57,1%	4,2%	148,5%
Cabines (middenspanning/laagspanning)						
Klantcabines	108,9%	135,1%	113,7%	136,2%	97,6%	118,3%
Distributiecabines	50,6%	59,5%	84,8%	103,3%	85,6%	76,8%
Aansluitingen						
Aansluitingen middenspanning	110,3%	137,2%	113,5%	136,4%	118,3%	123,2%
Aansluitingen laagspanning	56,6%	59,7%	29,2%	83,0%	93,1%	64,3%
Aansluitingen productie-installaties	963,9%	386,1%	197,9%	287,6%	47,6%	376,6%
Meetapparatuur						
Facturatie meters middenspanning	16,2%	53,7%	18,0%	51,6%	76,6%	43,2%
Facturatie meters laagspanning	53,7%	87,6%	26,4%	41,9%	34,1%	48,7%
Budget meters	42,9%	65,2%	126,4%	111,4%	125,6%	94,3%

Tabel 2 Verhouding uitgevoerde/geplande investeringen

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

Bovengrondse bundelkabel (65,8%):

Het wegwerken van blank koper gebeurde zoveel mogelijk in synergie met wegeniswerken. Die zijn gezien de economische situatie drastisch gedaald. Er werden ook meer niet-geïsoleerde luchtlijnen vervangen door ondergrondse kabel. Al deze vervangingen worden vooral extern gedreven.

Schakelposten en Transformatorenstations (4,2% en 0 %):

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.

Aansluitingen productie-installaties (47,6%):

Het aantal aanvragen daalt recht evenredig met de certificatenpolitiek. Anderzijds is men bij Elia aan het werken aan de onthaalcapaciteit wat een uitstel van grote windmolenparken met zich meebrengt. Op laagspanning is de PV markt volledig stilgevallen en zijn er nog geen meldingen van micro-wkk's.

Facturatiemeters LS (34,1%) en MS (76,6%):

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.

Klantcabines

Dit zijn investeringen die door de klanten zelf worden gedaan. Er worden heel wat privé-installaties vervangen naar aanleiding van het K.B. van 4 december 2012 betreffende de minimale voorschriften inzake veiligheid van elektrische installaties op arbeidsplaatsen.

7. Aanpak van knelpunten voor decentrale productie

7.1 Algemene aanpak voor maximale inpassing van decentrale productie

7.1.1 Flexibele toegang

Ongebreideld investeren in netten om alle denkbare ontwikkelingen mogelijk te maken is uit kostenoverwegingen maatschappelijk ongewenst. Er moet dus een evenwicht gevonden worden tussen investeren in netversterkingen en flexibele systemen van toegangsbeperking.

De VREG is van oordeel dat aansluiten van decentrale productie (en op termijn ook afname) onder het regime van flexibele¹ 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 reglementen² 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.

Volgend op de consultatie van de VREG over compensatie van flexibele toegang voor decentrale productie uit hernieuwbare bronnen en kwalitatieve WKK heeft de VREG het onderwerp op de agenda van het Beleidsplatform 'Slimme netten' geplaatst met als doelstelling een antwoord te krijgen op de vragen:

- Wat zijn de verschillende visies i.v.m. flexibiliteit?
- Hoe kunnen we deze visies bijeenbrengen en hier een decretale basis voor ontwikkelen?
- Welke aanpassingen zijn nodig aan het technisch reglement?

De VREG wil op basis van de input verkregen bij de consultatie, op het beleidsplatform en ervaringen op het terrein een voorstel van regeling uitwerken in overleg met de andere regulatoren en dit omzetten in een beleidsadvies.

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 geen compensatie verstrekken aan de toegangshouder voor deze flexibiliteit, maar dit zou volgens de VREG best wettelijk kunnen worden voorzien.

Op het vlak van transformatiecapaciteit kan de reservecapaciteit die bij aanwezigheid van alle transformatoren beschikbaar is, ingezet worden voor 'flexibele' decentrale productie die onderbroken mag worden zodra een transformator moet gemist worden. Dergelijke aansluiting wordt gecatalogeerd als een aansluiting met flexibele toegang. Dit begrip "flexibele toegang" omvat zowel situaties waarbij een onmiddellijke automatische afregeling nodig is, als situaties waar een globale tijdspanne van 15 minuten beschikbaar is alvorens afgeregeld moet worden. Op het transportnet spreekt men van een aansluiting in Gtrad, Gflex en Gint.

Onder Gtrad wordt verstaan de traditionele onthaalcapaciteit die correspondeert met een vermogenswaarde van productie-eenheden die aangesloten mogen worden en 100% produceren in situatie N-1 op het niveau van een planningspunt. De situatie N-1 correspondeert met een situatie waarbij een netelement buiten dienst is voor onderhoud of ten gevolge van een incident. Een aansluiting met traditionele net-toegang "Gtrad" (bestaande en nieuwe aansluitingen) blijft met

¹ toegang tot het net met aangepaste capaciteitstoekenningscriteria en met de mogelijkheid tot beperking van de toegang in functie van de reeds toegewezen capaciteit of de op netelementen beschikbare capaciteit

² In het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest toegevoegd in de versie van 1 april 2014 die ter goedkeuring is voorgelegd aan de Vlaamse Regering.

andere woorden mogelijk in extreme gebruikssituaties, ook bij het ontbreken van een netelement, behalve bij overmacht. Dit onderscheid moet reglementair of contractueel duidelijk gesteld worden. De flexibele onthaalcapaciteit Gflex correspondeert met een supplementaire vermogenswaarde bovenop de traditionele onthaalcapaciteit van productie-eenheden die aangesloten mogen worden en tot 100% produceren in situatie N op het niveau van een planningspunt. De situatie N correspondeert met een situatie waarbij alle netelementen in dienst zijn, vandaar dat het al dan niet toekennen van een flexibele onthaalcapaciteit verbonden is met de uitbatingswijze. In de flexibele onthaalcapaciteit kan nog een onderscheid gemaakt worden tussen productie-eenheden die onmiddellijk afgeschakeld moeten worden en productie-eenheden die binnen de 15 minuten afgeschakeld moeten worden in situatie N-1. De eenheden met een flexibele nettoegang moeten niet per definitie afgeschakeld worden in een situatie N-1, enkel bij mogelijke overbelasting van de assets. Dit onderscheid wordt gemaakt afhankelijk van de tijdelijke overbelasting van netelementen die toelaatbaar is.

De interruptibele onthaalcapaciteit Gint correspondeert met een vermogenswaarde van productie-eenheden die aangesloten worden op een planningspunt waar structureel geen voeding van Elia is voorzien in situatie N-1 en bijgevolg de toegang volledig onderbroken wordt als bv. een transformator of een kabel uitvalt.

Dit maakt het mogelijk om bijkomende decentrale productie toe te laten in zones waar de aansluitingscapaciteit in feite al is opgebruikt, maar dan wel op voorwaarde dat de nodige mechanismen worden voorzien voor modulering van deze eenheden tijdens periodes die kritiek zijn voor de veiligheid van het net. De flexibele toegang kan ook een oplossing bieden voor mogelijke knelpunten op het distributienet, of op het plaatselijk vervoernet of transmissienet. De aldus aangesloten eenheden zouden bijvoorbeeld productiebeperkingen opgelegd krijgen wanneer de betrouwbaarheid van de bevoorrading in het gedrang komt. Afhankelijk van de specifieke situatie kan deze flexibele toegang een tijdelijk dan wel definitief karakter krijgen.

In Wallonië heeft het REDI-platform gewijd aan duurzame en slimme elektrische netwerken, gecoördineerd en gefaciliteerd door de Waalse regulator CWaPE, een actieplan uitgewerkt om zo veel mogelijk decentrale productie te kunnen aansluiten tegen de laagste kosten. Zij gaan er hierbij van uit dat alle decentrale productie altijd flexibel wordt aangesloten.

In opvolging van REDI heeft de CWaPE een aantal werkgroepen verzameld rond de toepassing van de nieuwe bepalingen inzake flexibiliteit in het Waalse decreet. Het betreft hier een regeling die in de eerste plaats een compensatie voor producenten op het oog heeft bij beperking van de toegang tot het net. Dit houdt in:

- Onder welke voorwaarden moet de compensatie worden verleend?
 - Welke investeringen zijn maatschappelijk verantwoord?
- Hoe worden de gecurtailde volumes bepaald?
- Hoe worden deze volumes gevaloriseerd?

Wat het derde vraagstuk betreft, is er consensus in de markt voor wat betreft de energiecompensatie: dit gebeurt best door "transfer of energy" via aanpassing van de BRP-perimeter door TSO.

Geïnspireerd op dit actieplan heeft de VREG een aanpak voorgelegd ter discussie. De VREG merkt daarbij op dat het regulatorisch kader inzake de nettoegang mee afhankelijk is van technologie en processen, en dus moet passen in een evolutie naar "slimmere energiesystemen". Binnen Atrias en Forbeg zijn er gesprekken lopende die deze transitie moeten ondersteunen.

Om prioritair toegang te verschaffen aan productie uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve WKK en daarbij de veiligheid van het net te bewaren, zou elke toegang van productie-eenheden "flexibel" moeten zijn (althans vanaf een bepaald vermogen). In eerste instantie zouden er via tarifaire signalen prikkels kunnen gegeven worden aan marktpartijen om hun flexibiliteit in te zetten. Daarnaast moet de netbeheerder over de mogelijkheid beschikken om punctueel in te grijpen op de hoeveelheid geïnjecteerde energie indien er zich een netprobleem voordoet, bijv. door gebrek aan capaciteit (congestie) of bij een afwijking t.o.v. de spanningsnormen.

Een belangrijk vraagstuk bij een flexibele toegang is of producenten met een decentrale productie uit hernieuwbare bronnen en kwalitatieve WKK financieel gecompenseerd moeten worden voor de beperking van hun toegangsrechten tot het net. Hiervoor is op vandaag in Vlaanderen niks geregeld. De toekenning van steun in de vorm van productie- of energiebesparingssteun voor een beperkte, op voorhand vastgelegde periode is hierbij een complicerende factor. Zonder deze steun zou een compensatieverplichting voor de netbeheerder een goede prikkel kunnen bieden voor een evenwichtige uitbouw van zijn net. Hij staat hierbij voor de afweging om hetzij te investeren in de verhoging van de transportcapaciteit, hetzij de toegang te beperken en hiervoor een compensatie te betalen. Dit principe wordt al door ELIA toegepast in het kader van het evenwichtssysteem, waarbij eventuele verplichte af- of opregelingen voor producenten geen effect hebben op hun portfolio aan toegangspunten.

De activering van die flexibiliteit bij een capaciteitsprobleem zou, in functie van de capaciteit van het net bij de aansluitingsaanvraag, volgende consequenties kunnen hebben:

- Als de capaciteit voldoende is, zal de producent van bij de opstart van een compensatie genieten bij het activeren van de flexibiliteit door de DNB.
- Als de capaciteit van het net onvoldoende is en een studie uitwijst dat een netversterking technisch-economisch verantwoord is, zal de activatie van de flexibiliteit door de DNB niet gecompenseerd worden voor een te bepalen deel van het regelbaar vermogen en dat voor de duur van de geplande uitvoeringstermijn van de netversterking. Als de netversterking niet binnen de vooropgestelde tijd is gerealiseerd, kan de flexibiliteitsvoorwaarde gehandhaafd blijven maar dan wel aan voorwaarden die het businessplan van de producent niet compromitteren. De uitvoering van de geplande netversterking mag in geen geval langer duren dan een vastgelegde duur (bijv. 5 jaar) te rekenen vanaf het ondertekenen van het aansluitingscontract en niet later dan een vaste tijd (bijv. 1 jaar) na het in dienst gaan van de productie-installatie. Het niet gecompenseerde deel bij de activering van de flexibiliteit moet de investeerders aanmoedigen om daar te investeren waar het net voldoende capaciteit heeft.
- Als de capaciteit onvoldoende is en de netinvestering niet te rechtvaardigen ten opzichte van de baten die de productie kan genereren, is er enkel compensatie voor een contractueel deel gebaseerd op de nog beschikbare aansluitingscapaciteit. De vraag stelt zich of er dan nog recht moet zijn op een compensatie van de aansluitingskosten volgens art. 6.4.13 van het Energiebesluit.

Er moet dus een evenwicht gevonden worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-produceren van elektrische energie. Vraag is hoe dergelijke compensatieregeling eruit moet zien. De uitwerking van een compensatieregeling die ook voorziet in een tegemoetkoming voor het derven van groenestroom- of warmte-krahtcertificaten, zou kunnen leiden tot een inefficiënte uitbouw van de netinfrastructuur. De hoogte van de steunbedragen zal immers snel leiden tot een investeringsbeslissing, en op die manier mogelijk 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 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). Vanuit deze kwantitatieve gegevens kan dan een onderbouwde beslissing gemaakt worden op basis van toekomstige kosten en baten. Hierbij dient expliciet onderzocht te worden hoe (in de nabije toekomst) de toegang tot het net minimaal beperkt kan worden via vraagzijdebeheer (verschuiving van de vraag op basis van tarifaire prikkels).

7.1.2 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. Om de 2020-doelstellingen inzake decentrale productie te behalen zijn er extra uitbreidingen in het MS-net voorzien.

Technisch-economische analyses die Elia samen met de distributienetbeheerders uitvoerde bevestigden de relevantie van een distributiespanningsniveau dat voldoende hoog is om de aansluiting van clusters van decentrale productie te ontvangen. De perimeter voor aansluitingen op middenspanning (10 tot 15kV) is namelijk beperkt tot een straal van 5 à 8 km rond het injectiepunt, zeker wanneer grotere vermogens aangesloten moeten worden. Deze omstandigheden doen zich voor bij ontwikkeling van nieuwe KMO-zones en aansluiting van grotere clusters van decentrale productie of een combinatie van beide. Aangezien een oplossing op 10 of 15kV hier niet mogelijk is, is een 30kV- of 36 kV-spanningsniveau de beste keuze. Waar de marktomstandigheden enkele jaren terug nog leidden tot een voorkeur voor de ontwikkeling van 30kV-netten, leek het er meer en meer op dat 30kV geen doorslaggevend voordeel meer bood ten opzichte van 36 kV, noch voor de netbeheerders noch voor de aan te sluiten productie-eenheden. De grotere capaciteit van de 36 kV-materialen, de bestaande ervaring en de beschikbare reserveonderdelen pleiten in het voordeel van dit spanningsniveau. Dit geldt zeker voor de gebieden waar al een 36 kV-net aanwezig is, maar ook voor bepaalde regio's waar een nieuw 36 kV-net ontwikkeld moet worden. Zo is in de Vlaamse havens, waar een groot potentieel aan decentrale productie wordt vastgesteld, een verdere netuitbouw van de bestaande 36 kV-infrastructuur het meest aangewezen. Afhankelijk van de noden gebeurt de verdere ontwikkeling van het plaatselijk vervoernet bovendien in synergie met de verbruiksevolutie. Elia werkt concreet aan 36 kV-hubs waarop de verschillende clusters zich rechtstreeks kunnen aansluiten. Daarom heeft Elia met Eandis een Memorandum of Understanding uitgewerkt over de functionele opsplitsing tussen een vervoernet en een distributienet op 36 kV en de bijhorende taakverdeling. De VREG schiep de mogelijkheid voor de gemengde distributienetbeheerders om distributienetten op een spanningsniveau van 36 kV aan te leggen.

7.1.3 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 tarieven gericht op het promoten van het overschot aan hernieuwbare energie zal 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.

Bij Infracore loopt er ook een studie die de Grid Impact van Nieuwe Technologieën (GRINT) onderzoekt. In deze studie worden verschillende belastingsscenario's (PV-installaties, elektrische voertuigen, warmtepompen en combinaties van deze technologieën) toegepast op een steekproef uit onze laag- en middenspanningsnetten. De studie is nog lopende maar nu al is het duidelijk dat vooral de komst van elektrische voertuigen als een risico aangezien moet worden indien het "laadmoment" enkel en alleen aangestuurd wordt door de leverancier (de netbeheerder vraagt hier het laatste woord). Omwille van de hoge gelijktijdigheid zal er extra geïnvesteerd moeten worden in de capaciteit van de netten.

7.2 Studies onthaalcapaciteit voor decentrale productie

Energiestromen en spanningskwaliteit worden al systematisch gemeten in transformatorstations en schakelposten. Er loopt momenteel een studie om te onderzoeken in welke mate deze monitoring verderop in het net dient te gebeuren. Slimme meters zouden eveneens kunnen bijdragen tot een betere benutting van de capaciteit van het net. De mogelijke impact ervan dient wel nog getoetst door proefprojecten en onderzoeksprogramma's (o.a. Linear, MetaPV).

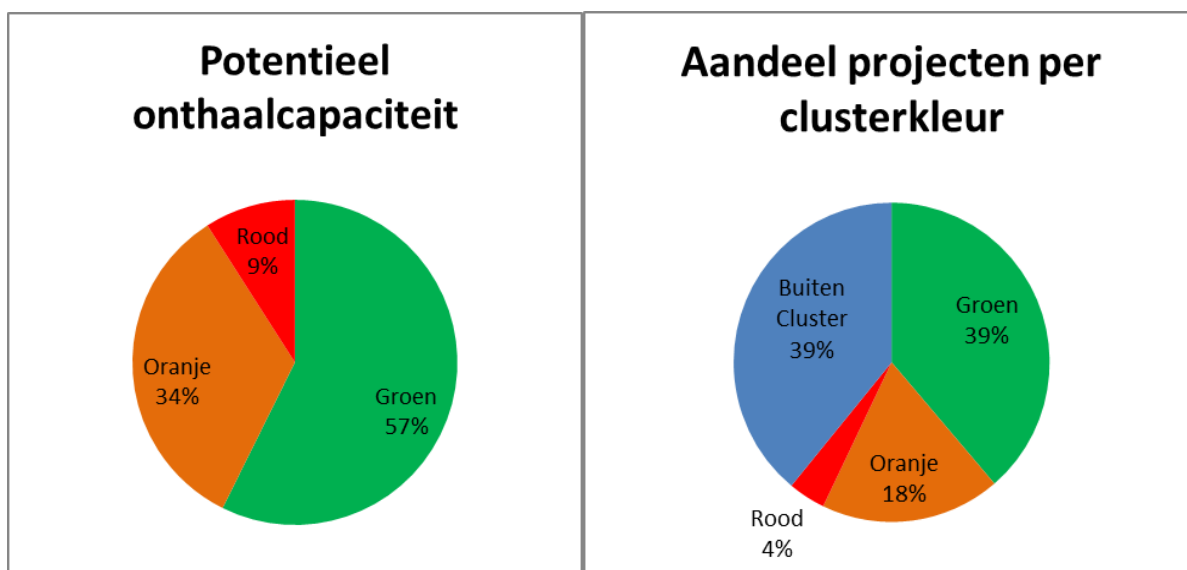
In het kader van de Werkgroep "Netbeheer en decentrale productie" (binnen het Beleidsplatform Slimme Netten) hebben de netbeheerders Elia, Eandis en Infrax een studie uitgevoerd betreffende de onthaalcapaciteit in Vlaanderen voor hernieuwbare energie en WKK (<http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/aanpassingnb313092012.pdf>). Het doel ervan was om een duidelijk en realistisch overzicht te krijgen van de geografische zones waar de aansluiting van windproductie-eenheden op het elektriciteitsnet zonder capaciteitsbeperkingen en op korte termijn kon worden gerealiseerd. Waar het potentieel aanwezig was, maar het elektriciteitsnet een knelpunt vormde, werd een ranking van de netversterkingen beoogd op basis van de ratio van het extra aansluitbaar aantal MW aan decentrale productie tegenover de kostprijs van de netversterking. Een cluster met een groene kleur heeft een globale kost die lager ligt dan € 105.000 per MW aansluitbaar, een rode cluster heeft een kost van meer dan € 200.000 per MW en alle clusters tussenin krijgen een oranje kleur. Deze studie wil de VREG aanwenden bij de beoordeling van de geplande netversterkingen van de netbeheerders. Waar de totale kost voor de aansluiting inclusief de kost voor netversterking en –uitbreiding niet hoger ligt dan de gecijferde 105.000€/MVA moet er voldoende geïnvesteerd worden om het berekende potentieel aan decentrale productie te kunnen aansluiten.

De netbeheerders rapporteerden voor het eerst een masterplan om de nodige bijkomende aansluitingscapaciteit te voorzien zodat de Vlaamse doelstellingen voor hernieuwbare energieprojecten aangesloten kunnen worden. In een overzicht per cluster werd volgende informatie opgeleverd:

- mate waarin het potentieel van deze clusters inmiddels al is ingevuld;
- voor welke clusters projectontwikkelaars of overheden al interesse hebben getoond door de indiening van een aanvraag voor oriënterende of detailstudies;
- in welke gebieden buiten de clusters ook aanvragen werden ingediend voor oriënterende of detailstudies;
- welke clusters ook de betrokkenheid van Elia noodzakelijk zijn;
- welke investeringen (uitgedrukt in km kabel) van de kant van de DNB (los van de betrokkenheid van Elia) nodig zijn om te kunnen beantwoorden aan de reeds getoonde interesse.

Voor de rapportering van de investeringsplannen 2015-2017 hebben de netbeheerders de link gemaakt met windenergieprojecten die zich in hun verzorgingsgebied hebben aangediend en de clusters uit de studie onthaalcapaciteit en de windprojecten in hun verzorgingsgebied. Alle aanvragen voor studie van windenergieprojecten binnen groene clusters waarvoor een netversterking nodig blijkt werden ook gelinkt aan een geplande investering.

Kleur Cluster	Potentieel uit studie onthaalcapaciteit	Totaal aantal MVA per clusterkleur						Totale initiatieven
		Gerealiseerd 2011-2012	Gerealiseerd 2013	In bestelling	Geofferteerd	In studie	Geweigerd	
Groen	1.653	57	28	162	222	175	30	674
Oranje	969	68	3	76	44	74	54	320
Rood	261	0	0	2	8	57	0	66
Buiten Cluster	/	157	28	72	84	287	51	680
Totaal	2.883	282	60	313	358	593	136	1.741



Met 654 MVA aan windenergieprojecten gerealiseerd of besteld is meer de helft van de Vlaamse doelstelling (1060 MVA) bereikt en rest er nog voldoende capaciteit in de groene clusters om de 2020 doelstellingen te behalen. Opmerkelijk is wel dat 39% 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. Hierbij kunnen wij ons vragen stellen naar de manier van inschatten van het potentieel voor onshore windenergie en de ruimtelijke inplanting. Dit gebeurde in de studie op basis van een bottomup benadering waarbij het potentieel voor onshore windenergie in 2010 en 2020 geschat wordt aan de hand van de beschikbare ruimte voor de inplanting van windturbines in 2010 en 2020. In de eerste plaats werd er in die studie aan de hand van een GIS-procedure nagegaan wat de potentiële ruimte is voor het plaatsen van windturbines in 2020. De gebruikte methodiek is gelijkaardig aan de methodiek van de windplannen voor Antwerpen en Oost-Vlaanderen. Hierbij werd vertrokken vanuit een aantal positieve aanknopingspunten, die beschouwd werden als mogelijke zoekzones voor windturbines, waaruit een aantal negatieve aanknopingspunten werden uitgesloten. De VREG zal aan VITO deze vaststellingen voorleggen en vragen naar een mogelijke verklaring.

7.3 Opvolging van knelpuntzones voor decentrale productie uit vorige investeringsplannen

7.3.1 Regio Putte, Lier, St.-Katelijne-Waver en Duffel (Iverlek)

De nodige netversterkingen en netuitbreidingen door de DNB zijn gerealiseerd. De problematiek van het te hoge kortsluitvermogen komt binnenkort te vervallen. De plaatsing van HS-spoelen op TS Putte is in uitvoeringsfase. Na de aansluiting van de decentrale productie op de derde wikkeling van de transformator 150/70/15kV in TS Lier zijn er bij Elia spanningsproblemen vastgesteld. Om deze spanningsproblemen te verhelpen zonder af te stappen van het gebruik van de derde wikkeling diende er een bijkomende booster geïnstalleerd te worden. Uit de analyse blijkt dat het efficiënter is om een nieuwe transformator 150/15kV te installeren voor de aansluiting van de decentrale productie. Deze was gepland voor 2014 maar is uitgesteld tot 2015. Dit geeft geen aanleiding tot vertragingen bij de gekende aanvragen. Alle nieuwe netgebruikers (die zullen aangesloten worden op een injectie-net gevoed door deze nieuwe 150/15 kV-transfo) zullen op vraag van ELIA vanaf heden enkel maar onder Gint³-modaliteiten ("G-interruptible") aangesloten worden. Bij onbeschikbaarheid van deze 150/15 kV-transfo zullen de Gint-klanten moeten afgeregeld worden.

³ Bij het wegvallen van de transformator of een element in het hoger gelegen net schakelt de decentrale productie automatisch uit.

7.3.2 Regio Noorderkempen (Iveka)

ELIA zal tegen eind 2014 TS Hoogstraten uitbouwen met nieuwe flexibele aansluitmogelijkheden op 36 kV alsook extra flexibele onthaalcapaciteit op 15 kV. De grote vermogens (o.a. windmolenparken en grotere wkk-projecten) zullen aangesloten worden op een nieuw aan te leggen distributienet op 36 kV. De bestaande 15 kV-netten worden door de DNB verder versterkt en uitgebreid om de kleinere vermogens (PV's en kleinere WKK's) op de bestaande lokale infrastructuur toe te laten. De op vandaag bestaande windmolenparken, die uitbreiding voorzien, zullen worden ingepast in de nieuwe 36 kV netten om maximaal ruimte te maken op het 15 kV-net. De uitgewerkte scenario's zijn zodanig opgebouwd dat deze plannen kunnen worden geïntegreerd in het langetermijn-plan-proces van de Provincie. De resultaten van het plan-proces worden verwacht vanaf 2016. Er werd begin 2013 i.s.m. de veiling een bevraging uitgevoerd van de lokale tuinders in de ruime regio van de Noorderkempen. Op vandaag heeft deze bevraging ook effectief geresulteerd in een aantal nieuwe en bijkomende aanvragen waarop de MS-netten verder zullen ontwikkeld worden. Bijkomende aansluitingen zullen mogelijk zijn vanaf begin 2015.

De deputatie van de provincie Antwerpen heeft Elia begin juli 2014 geïnformeerd van hun beslissing betreffende het stopzetten van de PRUP-procedures voor beide clusterzones Meirberg en Rand Rijkevorsel. In deze PRUP werd de nieuwe bovengrondse 150kV verbinding van Elia naar Meer opgenomen. Aangezien deze gestuurde aanpak door de provincie wordt verlaten, vervalt de principiële motivering voor deze verbinding en is het niet meer opportuun om de bouw ervan te verantwoorden en te laten inschrijven in het Gewestplan via een PRUP.

Enige privé-initiatieven in de glastuinbouw en de daarmee gepaard gaande decentrale energieproductie zouden zich echter verderzetten in deze regio, waardoor verder gewerkt zal worden aan een gefaseerde integratie van deze decentrale productie en andere initiatieven voor productie van hernieuwbare aard. De transmissie- en distributienetbeheerder zullen hier in overleg samenwerken. In deze context versterkt Elia momenteel het hoogspanningsnet tussen Rijkevorsel en Hoogstraten met een ondergrondse 150kV-kabel. In een tweede fase kan een tweede ondergrondse 150kV-verbinding tot in Hoogstraten aangelegd worden door Elia en wordt voor de ontwikkelingen ten noorden van Hoogstraten een satellietstation (hub) op een lager spanningsniveau overwogen ter hoogte van Meer door de distributienetbeheerder Eandis.

7.3.3 Congestie in de kustregio (Imewo/Gaselwest)

Volgens afspraken met de VREG 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 Gflex⁴ 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 een aanvraag voor detailstudie bij ELIA voor bijkomende windmolens in de haven van Zeebrugge. Het is derhalve wachten tot na de realisatie van het ELIA-project Stevin voor bijkomende aansluitingen decentrale productie. Dit project liep vertraging omwille van vergunningsproblemen maar daar is recent verandering in gekomen. Elia heeft de bouwvergunning ontvangen begin juni 2014. Waarschijnlijk wordt er begin 2015 gestart met de werken.

⁴ De flexibele onthaalcapaciteit correspondeert met een supplementaire vermogenswaarde bovenop de traditionele onthaalcapaciteit van productie-eenheden die aangesloten mogen worden en tot 100% produceren in situatie N op het niveau van een planningspunt. De situatie N correspondeert met een situatie waarbij alle netelementen in dienst zijn, vandaar dat het al dan niet toekennen van een flexibele onthaalcapaciteit verbonden is met de uitbatingswijze. In de flexibele onthaalcapaciteit kan nog een onderscheid gemaakt worden tussen productie-eenheden die onmiddellijk afgeschakeld moeten worden (Gflex 0") en productie-eenheden die binnen de 15 minuten afgeschakeld moeten worden (Gflex 15') in situatie N-1. De situatie N-1 correspondeert met een situatie waarbij 1 netelement (transformator, kabel...) uitvalt. De eenheden met een flexibele nettoegang moeten niet per definitie afgeschakeld worden in een situatie N-1, enkel bij mogelijke overbelasting van de assets. Dit onderscheid wordt gemaakt afhankelijk van de tijdelijke overbelasting van netelementen die toelaatbaar is.

7.3.4 Drogen /Nevele (Imewo)

Er wordt onderzocht of een cluster kan gecreëerd worden van 8 windmolens.

De onthaalcapaciteit op het lokale middenspanningsnet is beperkt o.a. door de grote afstand tot de omliggende transformatorstations. In overleg met Elia overweegt Eandis een oplossing op het 36 kV-net waarbij de aansluiting met één kabel kan gebeuren vanaf TS Drogen.

7.3.5 Waaslandhaven (Intergem)

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 tonen dat de kans op afregeling zeer klein is.

Een projectovereenkomst tussen de projectontwikkelaar, Eandis en Elia is opgemaakt. De aansluitingen op 30 kV in de zuidelijke zone kunnen gebeuren op het bestaande TS Beveren-Waas. Voor de aansluitingen op 36 kV dient een aansluiting op TS Ketenisse gerealiseerd te worden.

7.3.6 Temse (Intergem)

Het potentieel decentrale productie in de regio rond Temse/Melsele bedraagt 59MW:

- 10 windturbines (6 van Enervest + 4 volgens VITO-potentieelstudie) = 30MW
- 3 WKK's in de tuinbouwzone Melsele = 24MW
- Enkele kleinere WKK's = 5MW

Dit potentieel bevindt zich binnen de 15kV-perimeter rond Burcht. De onthaalcapaciteit is echter onvoldoende. Elia en Eandis hebben volgende varianten bestudeerd:

- Aansluiting op Beveren 30kV en Burcht 15kV
- Aansluiting op nieuw TS Mercator 15kV en Burcht 15kV
- Aansluiting op nieuw TS Mercator 36kV

De variante aansluiting op Mercator 15 kV en Burcht 15 kV wordt aangezien als de meest optimale gezien het meerwaarde biedt voor de omliggende distributienetten. Eandis heeft reeds een oriëntatiestudie afgeleverd voor het glastuinbouwproject in Melsele (aansluiting op TS Burcht). 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 de aanvragen in deze regio niet meer actueel. De provincie Oost-Vlaanderen heeft een project opgestart om het potentieel van deze regio verder te onderzoeken.

7.3.7 Eeklo Noord (Imewo)

Het huidige net in de regio Eeklo wordt gevoed via een cascadetransformatie. Zo is er in Eeklo Pokmoer (ten zuiden van het centrum van Eeklo) de transformatie van 150kV naar 36kV. Daarnaast zijn er verschillende onderstations met een injectie naar de middenspanning via transformatoren 36/12kV die in antenne gevoed worden met kabels 36kV vanaf de cabine 36kV van Eeklo Pokmoer. Zowel de transformatie 150/36kV in Eeklo Pokmoer als de verschillende onderstations 36/12kV zoals Adegem, Eeklo Nijverheidskaai en Eeklo Zuidmoer raken verzadigd en dit zowel voor belasting als voor injectie. Een algemene oplossing rekening houdend met de belastingsvooruitzichten en het potentieel aan decentrale productie in de regio dringt zich op. Voor de regio Eeklo-Maldegem speelt de provincie Oost-Vlaanderen een voorttrekkende rol. De provincie is reeds ver gevorderd in haar planprocessen voor de invulling van de zone Eeklo-Maldegem. Zo ligt het Provinciaal Ruimtelijk UitvoeringsPlan (PRUP) momenteel (juni 2014) ter inzage. In deze vergunningsprocedures komt het lineair scenario als beste oplossing naar voor (lineair: de windturbines worden geconcentreerd in een dubbele rij aan weerszijden van de N49 en de hoogspanningsleidingen). Elia en de distributienetbeheerder hebben een gemeenschappelijke studie uitgevoerd om de technisch-economisch beste oplossing te bepalen, rekening houdend met de noden in de regio.

Het resultaat van deze studie is enerzijds de oprichting van een hub 36kV in Eeklo Noord via een bijkomende transformator 150/36kV 125MVA voor de aansluiting van de decentrale productie en anderzijds de oprichting van 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 bijkomende transformatoren worden aangesloten op het bestaande 150kV onderstation van Eeklo Noord. 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.

Door het bijplaatsen van de 2 transformatoren 150/12 kV in TS Eeklo Noord een nieuw koppelpunt met IMEWO gecreëerd die een deel van de belasting van TS Adegem moet overnemen. Dit is momenteel voorzien door Elia in 2016. Het oprichten van dit nieuw injectiepunt is ook een oplossing om de verzadiging van 2 andere transformatorstations in de regio tegen te gaan (Eeklo Zuidmoerstraat en Eeklo Nijverheidskaai).

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

Op Linkeroever was oorspronkelijk sprake van 6 windmolens die maximaal 3,4MVA kunnen leveren. Dit gaf een totaal injectievermogen van 20,4MVA. Intussen heeft de klant zijn studie aangepast, en de vraag gesteld om 4 x 3,4 MVA aan te sluiten op MS. Het totale injectie vermogen zou dan 13,6MVA zijn. Elia heeft daarnaast een vraag om een tweede windturbinepark aan te sluiten langsheen de N49. Door beperking in kortsluitvermogen maar ook door een mogelijke verzadiging van het net tussen Centrale Langerbrugge en Ertvelde dient Elia de nodige kabelinvesteringen in een 36 kV-verbinding tussen TS Langerbrugge en TS Ertvelde en de uitbreiding van een 36 kV post te Ertvelde te realiseren. De vooropgestelde timing van Elia is 2016. In de periode dat deze kabel nog niet in dienst is wordt geen N-1 aangeboden in geval van een fout tussen TS Langerbrugge en Ertvelde. De klant is op de hoogte dat in geval van defect bij Elia geen injectie kan gegarandeerd worden voor die periode. Het project van de post 36 kV van Ertvelde heeft 22/12/2015 als finale streefdatum. Indien mogelijk wordt een indienstname versneld, dit kan niet gegarandeerd worden door Elia.

De omgeving van het Kluzendok in Gent wordt door de haven van Gent verder ontwikkeld, waardoor er rond dit dok een bijkomende vraag naar elektriciteit kan ontstaan. Indien de belastingsvooruitzichten en de decentrale productievooruitzichten zich concretiseren zal het huidige net niet meer volstaan om dit vermogen te leveren. Op dit moment wordt er uitgegaan, indien de belastingsnoden en injectiewensen bevestigd worden, van de oprichting van een nieuw onderstation aangesloten in aftakking op de bestaande 150 kV lijnen tussen Eeklo Noord en Rodenhuize. Het nieuwe onderstation zou dan kunnen bestaan uit een hub 36kV via een nieuwe transformator 150/36kV voor de aansluiting van decentrale productie en een injectie naar middenspanning via twee nieuwe transformatoren 150/12kV voor de aansluiting van belasting en kleine decentrale productie-eenheden. Deze versterking is gepland op middellange termijn als de noden bevestigd worden.

Uit contacten die de netbeheerders hadden met het havenbedrijf is gebleken dat zij geen sturende rol spelen voor de decentrale productie op rechteroever en dat zij enkel de binnenkomende aanvragen verzamelen. De concessies van de bedrijventerreinen zouden een grote vrijheid toelaten aan de houders. Momenteel zijn er concrete aanvragen rond TS Desteldonk van 25MVA. De aanwezige transformatiecapaciteit naar 12kV op rechteroever is echter onvoldoende om het volledige potentieel aan te sluiten. Een gedeelte van deze aanvragen zal moeten aangesloten worden op een 36kV uitgang van TS Kennedylaan, een gedeelte op het middenspanningsnet via het TS Zeveneken en het overgrote gedeelte op het middenspanningsnet van TS Desteldonk in Gflex. De ontwikkeling van een

36kV net is technisch gezien de meest geschikte oplossing om te voorzien in de aansluitbaarheid van het totale verwachte productiepotentieel indien zich dit allemaal zou realiseren. Echter, de productie-installaties die op dit net zouden worden aangesloten zijn niet eenvoudig inzetbaar voor de reeds aanwezige bedrijven om aan netting te doen. Met netting⁵ wordt bedoeld dat deze aanwezige bedrijven, in wiens nabijheid de productie-installatie zouden komen, de productie gebruiken om een deel van hun eigen afnamebehoeften mee te dekken en zodoende de uitgewisselde kWh met het net te beperken.

Hiervoor is het nodig dat productie en afname op hetzelfde net zijn aangesloten. Maar de aanwezige afnemers zijn al aangesloten op een middenspanningsdistributielus. Om aan netting te kunnen doen moet de afnemer zich dus laten overkoppelen op het 36kV net, hetgeen een investering voor de afnemer betekent en waarbij de afnemer er zich ook van bewust moet zijn dat het 36kV wellicht in antennestructuur zal worden uitgevoerd.

7.3.9 Pathoekeweg (Imewo)

Een gemeenschappelijke studie van Elia en Eandis heeft aangetoond dat de aansluiting van de decentrale productie beter verloopt via een aansluiting op 36kV. In tegenstelling tot de aankondiging in het investeringsplan van Elia vorig jaar is het echter niet meer voorzien dat deze kabels in de toekomst een plaatselijke vervoerfunctie krijgen gezien de distributienetbeheerder nu ook belasting kan aansluiten op 36kV waardoor de oprichting van een onderstation 36kV in de Pathoekeweg door Elia niet meer nodig zal zijn. In een eerste fase zal de decentrale productie door de distributienetbeheerder aangesloten worden op 36kV en zal het distributienet 36kV aangesloten worden op het onderstation 36kV van Brugge Waggelwater. Momenteel is er sprake van 11 windmolens (25,3 MVA). Op langere termijn zouden daar nog 3 eenheden bijkomen in de omgeving van de Blankenbergse Steenweg (7,5 MVA).

7.3.10 Achterhaven Zeebrugge (Imewo)

Hier is een potentieel van 81MW aan windenergie (27 windmolens). Ook hier zou een aansluiting op 11kV grote investeringen vereisen bij de distributienetbeheerder en kan er synergie ontstaan tussen belasting (in de toekomst?) en decentrale productie. De bestaande 36kV kabels tussen het onderstation Zeebrugge en het begin van de achterhaven van Zeebrugge zullen verder verlengd worden om zo in een eerste fase de aansluiting van een windpark mogelijk te maken op korte termijn. De verlenging van de 36kV kabels als deel van het plaatselijk vervoernet past immers in een ruimer kader gezien deze in de toekomst een vervoersfunctie zullen krijgen. Gezien de mogelijke stijgende vraag naar elektriciteit in de achterhaven van Zeebrugge en de grote afstand tussen de huidige injecties naar middenspanning van de regio's Zeebrugge en Brugge, is de oprichting van een nieuw onderstation in de achterhaven van Zeebrugge bestudeerd. De voorkeursoplossing bestaat uit de oprichting van een 36kV-post in dit onderstation in de achterhaven met twee transformatoren 36/11kV. Dit 36kV onderstation heeft ook een mogelijke bijkomende functie in het kader van het potentieel aan windenergie in de achterhaven van Zeebrugge, namelijk het verhoogt de redundantie van het netgedeelte waarop de windturbines zouden worden aangesloten.

7.3.11 Kwatrecht (Imewo)

De provincie Oost-Vlaanderen onderzoekt momenteel de mogelijkheden van een windcluster ter hoogte van Melle-Kwatrecht. Dit zou een uitbreiding betekenen van een reeds bestaande cluster, waar reeds 3 windmolens geplaatst werden. De provincie liet een studie uitvoeren door Eandis waarin het extra potentieel van 7 windmolens werd onderzocht. Eandis meldt dat, indien een maximum vermogen van 2,5 MVA per turbine wordt gehanteerd, een mogelijkheid tot aansluiting reëel is. Een 4-tal windmolens kan onthaald worden op TS Kwatrecht.

De onthaalcapaciteit van de ELIA-transfo's op TS Kwatrecht is onvoldoende. De onthaalcapaciteit is daardoor beperkt. De aanvraag van de provincie Oost-Vlaanderen voor 7 windmolens van 3 MVA (21 MVA) zorgt ervoor dat de volledige capaciteit van TS Kwatrecht opgebruikt is. Eandis adviseert om

⁵ Noteer dat hierachter een problematiek zit van aanrekening van een correct nettariaf (voornamelijk op basis van de benodigde capaciteit) en faire bijdrage aan de openbaerdienstverplichtingen.

een maximum van 2,5 MVA per turbine te hanteren, waardoor een vermogen van 17,5 MVA onthaald zou moeten worden. Dit geeft een aanvaardbare reserve voor kleinere projecten zoals WKK's en PV.

7.3.12 Gent "verkeerswisselaar voetbalstadion Gent "(Imewo)

Eandis heeft een aanvraag voor een oriënterende studie voor een windmolenparkcluster van 30MVA. Deze studie werd onderzocht op het bestaande MS-net met voor iedere windmolen aparte kopcabines. Het vermogen van 30MVA wordt verdeeld over meerdere transformatorstations namelijk TS Kattenberg (3MVA), TS Merelbeke Flora (15MVA) en TS St.-Denijs-Westrem (12MVA).

7.3.13 Windmolencluster Aalst/Erpe-Mere (Intergem)

Eandis heeft een aanvraag voor een oriënterende studie voor een windmolenparkcluster van 18MVA in Erpe-Mere (cluster 27 met potentieel van 12 MVA uit studie onthaalcapaciteit), 18MVA in Aalst en 18MVA 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. Om het onderstation Aalst Noord te kunnen ontlasten en inspeland op de groeiende belasting in de omgeving van Erpe-Mere zal Elia een nieuw onderstation oprichten dat meteen ook de aansluiting van decentrale productie in de omgeving van de E40 mogelijk maakt. Dit is volgens de huidige planning van Elia uitgesteld tot 2016. Er zijn ook nog geen concrete aanvragen voor aansluiting van de kant van projectontwikkelaars. In dit nieuw onderstation Erpe-Mere wordt een transformator 70/15kV voorzien, gevoed in aftakking op de verbinding Aalst-Zottegem. Op termijn worden twee transformatoren 70/15kV voorzien. Eén zal gevoed worden in aftakking op de verbinding Aalst-Zottegem en de andere in antenne vanaf Aalst. De timing van de plaatsing van deze tweede transformator is in bespreking met de distributienetbeheerder.

7.3.14 Eiland D'Hooie St.-Baafs-Vijve (Gaselwest)

Eandis heeft een vraag voor aansluiting van 4 projecten voor een totaal vermogen van 40MW aan productie:

- 2 projecten BioWKK respectievelijk 15MW en 13,5MW
- 1 project windmolens 2x2,3MW
- 1 project windmolens van 3x2,3MVA

Drie windmolens zouden worden aangesloten op het lokale middenspanningsnet. De overige decentrale producties worden aangesloten op het nabijgelegen TS St.-Baafs-Vijve via een zeer complexe gestuurde boring met 4 kabels PA630 naar het eiland. De offerte naar de klanten is uitgestuurd. De technische haalbaarheid is afgerond i.s.m. met alle wegbeheerders, beheerders van de waterwegen en de gemeente. De klanten van de BioWKK's hebben op vandaag nog geen klantakkoord gegeven, er werd uitstel gevraagd tot september 2014. Indien de uiteindelijke kabelwerken niet kunnen uitgevoerd worden in synergie met de werken voor verbreding van het sluizencomplex, dan zal er een nieuwe studie dienen te gebeuren, met aansluiting vanuit het nieuwe TS Schoondale.

7.3.15 Cluster Aalter (Imewo)

Eandis ontving een aanvraag voor een oriënterende studie voor een cluster van 8 windmolens van elk 2,5MVA. Gezien het hoge vermogen en de beperkte onthaalcapaciteit van ELIA op 12kV is een oplossing op 36kV in onderzoek.

7.3.16 TS Ravels (Iveka)

Op vandaag is er op TS Ravels geen traditionele onthaalcapaciteit (Gtrad⁶) meer beschikbaar volgens ELIA. Er is een aanvraag lopende om een extra windmolenpark van 15 MVA in de regio aan te sluiten. Naast de Gtrad problematiek betreft het hier ook een probleem qua spanningshuishouding. Het

⁶ De traditionele onthaalcapaciteit correspondeert met een vermogenswaarde van productie-eenheden die aangesloten mogen worden en 100% produceren in situatie N-1 op het niveau van een planningspunt. De situatie N-1 correspondeert met een situatie waarbij een netelement buiten dienst is voor onderhoud of ten gevolge van een incident. Een aansluiting met traditionele net-toegang (bestaande en nieuwe aansluitingen) blijft met andere woorden mogelijk in extreme gebruikssituaties, ook bij het ontbreken van een netelement, behalve bij overmacht.

capacitieve gedrag van de aanwezige infrastructuur (die aan dit TS is gekoppeld) en de bestaande decentrale productie resulteert in een eis van ELIA om de bijkomende decentrale producties in N-1 situatie, onmiddellijk te reduceren en om bijkomende injectie inductief te compenseren. In het onderstation van Ravels staat op dit moment slechts één transformator naar middenspanning opgesteld. De toenemende belasting in de regio rond Ravels veroorzaakt een nood aan extra transformatiecapaciteit naar het middenspanningsnet. Daarnaast nemen de aanvragen voor decentrale productie in deze regio toe waarvoor op termijn mogelijks ook extra transformatiecapaciteit noodzakelijk is. De meest geschikte oplossing is volgens Elia de plaatsing van een nieuwe 50 MVA-transformator in de post Ravels, gekoppeld aan de aanleg van een nieuwe 70 kV-kabel vanuit Koekhoven. In combinatie met deze versterking wordt ook de laagspanning in dit onderstation vervangen. Deze netversterking is gepland voor 2016.

7.4 Nieuw gedetecteerde (mogelijke) knelpunten

7.4.1 TS Oevel (Iveka):

Aanvragen in de regio van TS Oevel-Geel zijn op vandaag niet meer mogelijk in Gtrad. Elia verwijst voor aansluiting naar TS De Heze in de onmiddellijke omgeving (de overkant van het Albertkanaal). Echter, het bevoorradingsgebied van beide posten is geografisch verschillend waardoor de uitwisselbaarheid beperkt is. Concreet houdt dit in dat de bijkomende aanvragen voor decentrale productie in deze sterk geïndustrialiseerde zone geconfronteerd worden met o.a. dure nieuwe netinfrastructuur met telkens onderboring van het kanaal als aansluitvoorwaarde. Omwille van de groei van de vraag naar elektriciteit in de omgeving van Heze – Geel - Oevel plande Elia in 2014 een versterking van de transformatie naar middenspanning met een bijkomende transformator 150/15kV in het station Heze. Dit werd uitgesteld tot 2015. De installatie van deze bijkomende transformator 150/15kV en het geplande gebruik van de 150kV-verbinding tussen Meerhout, Heze en Massenhoven op 380kV, maken de bouw van een post 150kV in Heze noodzakelijk. Tevens past de installatie van deze bijkomende transformator in de overheveling van belasting van 70kV naar het 150kV spanningsniveau. Daarnaast wordt ook de vernieuwing van de cabine 15kV voorzien gezien deze cabine niet meer uitbreidbaar is.

Eandis is van mening dat de door Elia vooropgestelde netversterking in ieder geval aanleiding zal geven tot dure onderboringen onder het Albert-kanaal tussen Ts Oevel-Geel en Ts Heze.

Bij het overkoppelen van het distributienet tussen Ts Oevel-Geel naar TS Heze zal dit echter ook aanleiding geven tot extra middenspanningcellen in het transformatorstation van Heze en ongebruikte cellen op in het transformatorstation Oevel-Geel.

Elia en Eandis overleggen verder over de beste technisch-economische oplossing.

7.4.2 Koekhoven (IVEG)

Het geplande TS Koekhoven is zoals gemeld niet redundant uitgevoerd. Dit is geen probleem voor producenten, aangezien zij in een N-1-situatie een productiebeperking opgelegd krijgen. Echter stellen diezelfde WKK-producenten ook de vraag om grote belastingen uit het net te mogen opnemen.

Elia en Infrac overleggen om tot de best mogelijke oplossing te komen.

7.4.3 Glabbeek centrum (PBE)

Omwille van de belastbaarheid van het lokale net werd in afwachting van de oprichting van de nieuwe cabine Glabbeek Dorp in een detailstudie de injectie van een beperkt vermogen toegestaan.

7.4.4 Geetbets (PBE)

Er werd een netuitbreiding voorzien in 2014 gecombineerd met de inplanting van een nieuwe dispersiecabine. De netuitbreiding en de inplanting van de nieuwe dispersiecabine ontstond naar aanleiding van de congestie voor decentrale productie. In het vorige investeringsplan werd dit niet als knelpunt naar voor geschoven aangezien er zicht was op een oplossing binnen een aanvaardbare termijn. Omwille van problemen met de grondverwerving voor de dispersiecabine schoof de planning op. Omwille van de nieuwe planning wordt dit aangezien als een knelpunt.

8. Beoordeling

De VREG heeft kennis genomen van de investeringsplannen ingediend in 2014 voor de periode van 2014 tot 2016 van ELIA, GASELWEST, IMEA, IMEWO, INTER-ENERGA, INTERGEM, ORES, IVEG, IVEKA, IVERLEK, PBE, SIBELGAS en Infrac West.

De meegedeelde gegevens zijn tijdig ingeleverd en kunnen volledig worden verklaard.

Aan de afnamezijde voldoet de planning op basis van de belastingsvoorspelling aan de noden van de netgebruikers. Er zijn bij de VREG geen dossiers 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. Voor andere aansluitingen zien de netbeheerders 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. Er moet daarbij een evenwicht gevonden worden tussen investeren in netversterkingen en de compensatie voor het niet-producen van elektrische energie zodat de kost voor de integratie van decentrale productie maatschappelijk zo laag mogelijk blijft. Op basis van de input verkregen bij de consultatie over compensatie van flexibele toegang voor decentrale productie uit hernieuwbare bronnen en kwalitatieve WKK, de debatten die de VREG organiseert op het beleidsplatform en ervaringen op het terrein, wil de VREG een voorstel van regeling uitwerken in overleg met de andere regulatoren en dit omzetten in een beleidsadvies. De VREG heeft de analyse van de investeringsplannen 2015-2017 uitgevoerd zonder vooruit te lopen op de conclusies van dit overleg.

Aan de distributienetbeheerders zal per brief 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.

De specifieke knelpunten op het vlak van decentrale productie vergen een nauwer overleg met en toezicht op de netbeheerders. Voor een aantal investeringen is overleg vereist met de federale regulator CREG, voor zover het een problematiek betreft die de distributienetten of het plaatselijk vervoernet overstijgt.