

Rapport

28/03/2023

over de investeringsplannen 2023-2032 van de elektriciteitsnetbeheerders in het Vlaamse Gewest

Inhoudsopgave

1	Inleiding	3
2	Huidige capaciteit van het distributienet	5
2.1	Opbouw van het distributienet	5
2.2	Belasting van het elektriciteitsdistributienet	7
2.2.1	Laagspanningsnet	7
2.2.1.1	<i>Klachten van netgebruikers</i>	<i>9</i>
2.2.1.2	<i>Simulatie van Fluvius van de huidige belasting van het laagspanningsnet</i>	<i>9</i>
2.2.2	Middenspanningsnet	10
2.2.3	Belasting van de koppelpunten	12
3	Capaciteitsbehoefte van het toekomstige net	15
3.1	Toekomstscenario's netbeheerders	15
3.1.1	Laagspanningsnet	16
3.1.2	Middenspanningsnet	18
3.1.3	Plaatselijk vervoernet van elektriciteit	18
3.2	Impact op het toekomstige net	18
3.2.1	Laagspanningsnet	19
3.2.2	Middenspanningsnet	20
3.2.3	Plaatselijk vervoernet van elektriciteit	21
4	Uitgevoerde en geplande netinvesteringen	21
4.1	Algemeen	21
4.1.1	Laagspanningsnet	21
4.1.2	Middenspanningsnet	25
4.1.3	Plaatselijk vervoernet van elektriciteit	27
4.2	Neteigenschappen	28
4.2.1	Bovengronds net laagspanning	28
4.2.2	230 V-netten	29
5	Besluit	33

1 Inleiding

De Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit dienen volgens artikel 4.1.19 van het Energiedecreet voortaan jaarlijks respectievelijk tweejaarlijks hun investeringsplannen ter goedkeuring in bij de VREG. In het Technisch Reglement voor Distributie van Elektriciteit (TRDE)¹ en het Technisch Reglement voor het Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit (TRPV)² wordt bepaald op welke wijze en tegen welke datum de netbeheerders de informatie over de investeringsplannen aan de VREG ter beschikking moeten stellen. De elektriciteitsdistributienetbeheerders moeten hun investeringsplan indienen voor 1 oktober. Aan de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit vroegen we op 24 februari 2022 om, in afwijking van het TRPV, het investeringsplan eveneens in te dienen tegen 1 oktober 2022. De investeringsplannen werden aldus tijdig bij ons ingediend.

We toetsten de volledigheid van de investeringsplannen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders af aan de hand van onze mededeling³ over het model voor het investeringsplan. We lieten op 27 oktober 2022 aan Fluvius System Operator cv (Fluvius), dat als enige werkmaatschappij optreedt voor alle Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders, weten dat de ingediende investeringsplannen volledig en ontvankelijk zijn.

Midden 2021 keurde het Vlaams Parlement een belangrijke wijziging goed aan het artikel 4.1.19 van het Energiedecreet, namelijk dat het investeringsplan voortaan niet alleen meer opgesteld moet worden voor de komende 3 maar aanvullend ook voor de komende 10 jaar. De investeringsplannen van de netbeheerders moeten nu ook de capaciteitsbehoeften in hun netten voor de komende 10 jaar bevatten. De onderliggende hypothesen moeten op een transparante wijze worden weergegeven in de investeringsplannen. Bovendien moeten de netbeheerders nu, alvorens de plannen ter goedkeuring in te dienen bij de VREG, hierover eerst publiek consulteren.

Om de investeringsnoden te kunnen bepalen heeft Fluvius voor de belangrijkste elementen van de verwachte elektrificatie (zoals elektrische voertuigen, warmtepompen en fotovoltaïsche panelen) toekomstscenario's opgesteld. Ze werden opgesteld in overleg met een aantal stakeholders en waren telkens getoetst aan de Europese en Vlaamse wetgeving.

Fluvius hield van 8 juni tot en met 24 juli 2022 de publieke consultatie over het investeringsplan voor het elektriciteitsdistributienet. Elia op zijn beurt hield de publieke consultatie over het investeringsplan van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit van 1 juli tot en met 31 augustus 2022. We stelden uit de reacties vast dat de stakeholders het proces van het opstellen van de investeringsplannen positief hebben ervaren en dat ze de gehanteerde toekomstscenario's over het algemeen als plausibel beschouwden.

¹ https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trde_2021.pdf

² https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trpv_2020_zonder_tc.pdf

³ <https://www.vreg.be/nl/document/mede-2022-02>

Het voorliggende rapport hebben we als volgt opgebouwd. In Hoofdstuk 2 bespreken we de huidige capaciteit van het net. We stellen het net schematisch voor en beschouwen de belasting van het huidige elektriciteitsdistributienet. De capaciteitsbehoefte van het toekomstige elektriciteitsdistributienet bespreken we in Hoofdstuk 3. We bekijken daar zowel de gehanteerde toekomstscenario's van de netbeheerders als de impact op het net. In Hoofdstuk 4 bespreken we de uitgevoerde en geplande investeringen zoals ze beschreven zijn in de investeringsplannen. Op het einde van Hoofdstuk 4 is er aandacht voor het beleid van de netbeheerders rond bovengrondse en 230 V-netten. In Hoofdstuk 5 formuleren we een besluit.

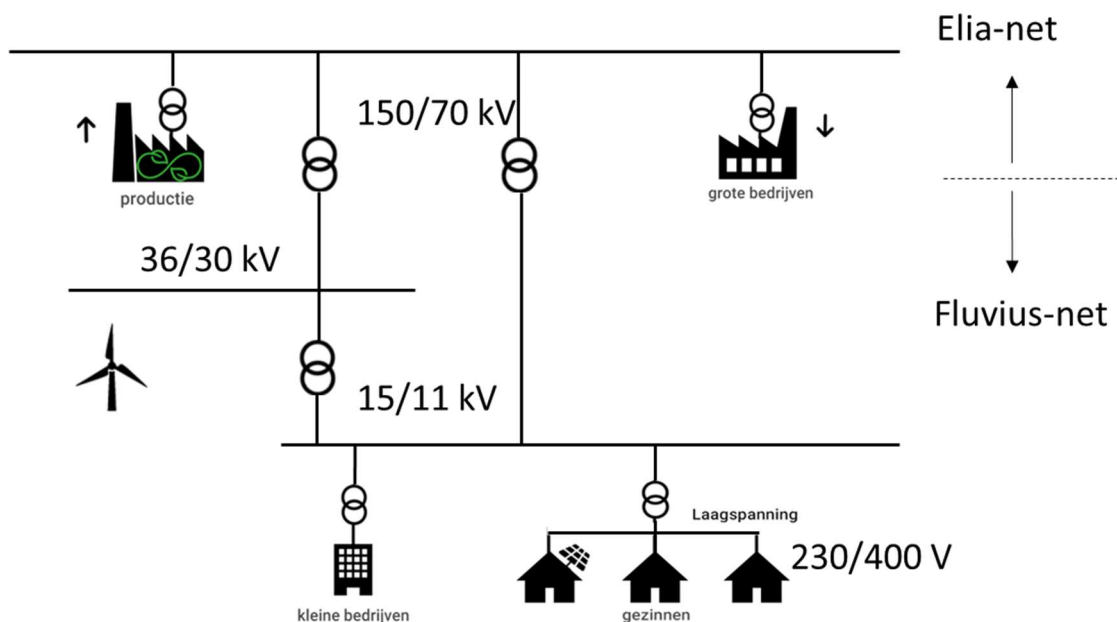
2 Huidige capaciteit van het distributienet

Een belangrijke taak van de netbeheerders is om voldoende netcapaciteit aan te houden. De beschikbare netcapaciteit moet ervoor zorgen dat nieuwe netgebruikers eenvoudig kunnen aangesloten worden en dat de stroomlevering betrouwbaar en kwaliteitsvol is.

We onderzoeken eerst de belasting van het laagspanningsnet (par. 2.2.1). Vervolgens wordt de belasting van het middenspanningsnet besproken (par. 2.2.2). Ten slotte wordt de belasting en de evolutie op de koppelpunten tussen het elektriciteitsdistributienet en het bovenliggende net besproken (par. 2.2.3). De koppelpunten maken het mogelijk om de energie van en naar de netgebruikers in het elektriciteitsdistributienet te brengen en zijn in die zin cruciaal voor het optimaal kunnen functioneren van het elektriciteitsnet. In paragraaf 2.1 geven we eerst een toelichting over de opbouw van het distributienet.

2.1 Opbouw van het distributienet.

Het Vlaamse distributienet is in te delen in verschillende spanningsniveaus. Elk spanningsniveau heeft zijn specifieke eigenschappen en ontwerpregels, wat leidt tot een aangepaste beoordeling van de capaciteit. Het Vlaamse elektriciteitsnet wordt in Figuur 1 sterk vereenvoudigd schematisch weergegeven en daaronder verder verduidelijkt.



Figuur 1: Schematische voorstelling van het elektriciteitsnet.

Type netgebruikers en spanningsniveaus

Afnemers en productie-installaties met een aansluitingsvermogen van meer dan 25 MW worden typisch aangesloten op het net in beheer van Elia Transmission Belgium, dit is het transmissienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Op het 3.000 km lange plaatselijk vervoernet van elektriciteit zijn 106 toegangspunten van rechtstreekse netgebruikers aangesloten.

Vanuit dat Elia-net wordt via 269 transformatorstations of koppelpunten het 47.000 km lange middenspanningsnet van het Vlaamse elektriciteitsdistributienet gevoed. Omgekeerd kan via deze koppelpunten elk overschot aan decentrale productie op een elektriciteitsdistributienet geïnjecteerd worden in het Elia-net.

In het middenspanningsnet zijn 2 groepen van spanningsniveaus te onderscheiden, 36 of 30 kV en 15 of 11 kV. In het distributienet zijn nog andere spanningsniveaus aanwezig, zoals 6 kV, maar deze hebben we voor de eenvoud weggelaten in de schematische voorstelling van Figuur 1.

Nieuwe windturbines of clusters van hernieuwbare energie hebben vandaag vaak een geïnstalleerd vermogen van 5 MVA of meer, waardoor een aansluiting op het 36/30 kV-net wordt voorzien of rechtstreeks op een koppelpunt. De meeste klanten op middenspanning, de 20.000 klantcabines en de 40.000 distributiecabinen naar het 230/400 V-laagspanningsnet hebben een aansluiting op het 15/11 kV-net. De cabines voor afname worden geëxploiteerd in een open ring, zodat ze vanuit 2 verschillende koppelpunten kunnen gevoed worden.

Vanuit de distributiecabinen vertrekken ruim 200.000 laagspanningsfeeders op 230 of 400 V met een totale lengte van ongeveer 87.000 km, als ondergrondse kabels en bovengrondse lijnen, meestal stervormig aangelegd en dit tot aan de ca. 3,5 miljoen overwegend residentiële netgebruikers.

Ontwerpregels per spanningsniveau

Het middenspanningsnet wordt door de elektriciteitsdistributienetbeheerder voor afname ontworpen voor de zogenaamde N-1 toestand, d.w.z. dat wanneer 1 netelement uitvalt het elektriciteitsdistributienet voldoende capaciteit blijft behouden voor de continuïteit van de afname. Zoals vermeld wordt een distributiecabine of een rechtstreekse klant op middenspanning daarom vanuit twee kanten gevoed.

Voor injectie door decentrale productie is het middenspanningsnet in principe ontworpen voor een N-toestand, d.w.z. dat bij het uitvallen van 1 netelement niet altijd alle decentrale productie kan onthaald worden op het middenspanningsnet. De netbeheerder zal dan waar nodig moeten overgaan tot een gedeeltelijke of gehele afregeling. We merken op dat hierdoor op het middenspanningsnet meer vermogen aan decentrale productie kan onthaald worden dan vermogen voor afname.

De elektriciteitsdistributienetbeheerder ontwikkelt het laagspanningsnet voor de N-toestand, zowel voor afname als voor injectie door decentrale productie. Dat betekent

dat wanneer één netelement – een kabel of een distributiecabine – uitvalt, de toegang van de hierop aangesloten laagspanningsnetgebruikers automatisch wordt onderbroken. Deze netten worden ontworpen om minstens 50 jaar in dienst te blijven. Door deze lange levensduur is de structuur van de laagspanningsnetten historisch gegroeid. In het verleden werkten de Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders meer onafhankelijk van elkaar. Zij hadden elk een eigen beleid en regels om een laagspanningsnet te ontwerpen. Vandaag zien we de verschillen in ontwerpkeuzes nog terugkomen. De gemaakte keuzes hadden bijvoorbeeld betrekking op specifieke ontwerpregels voor:

- de uitbatingsspanning, namelijk 230 of 400 V;
- de lengte van de laagspanningsnetten;
- het aantal netgebruikers per distributiecabine;
- de wijze van uitbouw van het laagspanningsnet, namelijk bovengronds of ondergronds.

2.2 Belasting van het elektriciteitsdistributienet

2.2.1 Laagspanningsnet

Zoals vermeld groeide het laagspanningsnet historisch. Voornamelijk door nieuwe verkavelingen werd telkens een bijkomend stukje laagspanningsnet aangelegd.

Op vandaag beschikt de distributienetbeheerder nog over relatief weinig data m.b.t. de belasting van de distributiecabines. Slechts een beperkt aantal cabines zijn voorzien van SCADA-apparatuur. Deze data zijn evenwel nodig om een dynamisch beheer van de laagspanningsnetten mogelijk te maken. Hierop moet de komende jaren verder ingezet worden.

Om de belasting te analyseren op laagspanning moeten we dus beroep doen op energiemetingen met een beperkte tijdsresolutie, aangevuld met berekeningen op basis van statistische verdelingen.

Op basis van gerapporteerde data van de netbeheerders stellen we vast dat de gemiddelde elektriciteitsafname per gezin sinds 2014 een dalende trend vertoont.⁴ We zijn van mening dat deze daling grotendeels te verklaren is door investeringen in energie-efficiëntie (bv. ledverlichting) en de plaatsing van zonnepanelen met een toename van de zelfconsumptie.

Echter, om de belasting van het laagspanningsnet te kunnen beoordelen, welke de driver is voor al of niet uitvoeren van netinvesteringen, is de evolutie van het globale afgenomen energievolume geen goede parameter. Daarvoor moeten we in de eerste plaats kijken naar de stroompieken op de netinfrastructuur van het laagspanningsnet.

Er zijn zowel pieken voor injectie als voor afname. Op het middaguur kunnen de vele PV-installaties op het laagspanningsnet voor een injectie-piekbelasting zorgen. In de avond zal meestal een afname-piekbelasting ontstaan, met hoogste waarde in de wintermaanden.

⁴ <https://www.vreg.be/nl/energiemarkt-cijfers>

Wanneer in een netelement van het laagspanningsnet door te hoge belasting congestie optreedt, dan veroorzaakt dit storingen en bijgevolg klachten van netgebruikers. Er zijn twee vormen van congestie mogelijk: stroom- of spanningscongestie.

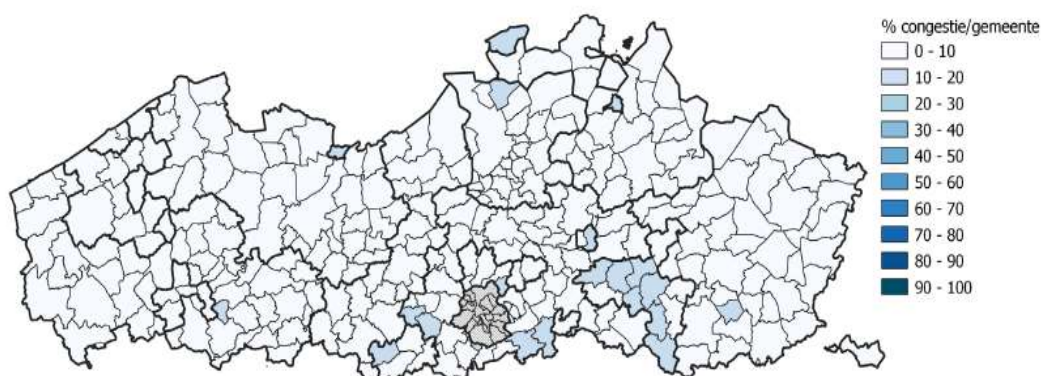
Stroomcongestie (vnl. overbelasting door afname)

- In deze situatie wordt door afnemers te veel stroom gelijktijdig uit het net afgenomen.
- Deze stromen kunnen door het aanwezige net niet veilig gedistribueerd worden waardoor de overstroombeveiligingen van het net in werking treden, wat tot gevolg heeft dat de erop aangesloten netgebruikers geen toegang meer hebben tot het elektriciteitsnet.
- Uit onze recente studie over de capaciteit van het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen⁵ blijkt dat vandaag op 2,4% van de netkilometers van het laagspanningsnet op een worst case moment (bij hoge afname in de winter) stroomcongestie kan optreden.

Spanningscongestie (vnl. overbelasting door decentrale productie)

- Door de injectie van decentrale productie wordt de netspanning lokaal verhoogd.
- Boven een bepaalde spanning voldoet het net niet meer aan de kwaliteitsnorm (meer bepaald de norm NBN 50160).
- Door de gestegen netspanning en om deze binnen de grenzen te houden schakelen, conform het technische voorschrift C10/11, lokale PV-omvormers zich uit.
- We merken een toename van deze vorm van congestie (uitvallende omvormers van PV-panelen) in de afgelopen jaren, volgens ons kwaliteitsrapport⁶.
- Uit onze studie over de capaciteit van het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen⁷ blijkt dat vandaag op 8,8% van de netkilometers op een worst case moment (bij hoge injectie in de zomer) spanningscongestie kan optreden.

Actueel aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen (% per gemeente)



Figuur 2 Actueel aandeel netten dat potentieel in congestie (stroom- en/of spanningscongestie) kan komen in 2022, bron: Investeringsplan 2023-2032 van de elektriciteitsdistributienetbeheerders

⁵ <https://mailchi.mp/vreg/studie-capaciteit-vlaamse-laagspanningsdistributienet>

⁶ https://www.vreg.be/sites/default/files/document/2021_-_rapport_kwaliteit_dienstverlening_elektriciteit.pdf

⁷ <https://mailchi.mp/vreg/studie-capaciteit-vlaamse-laagspanningsdistributienet>

2.2.1.1 Klachten van netgebruikers

Klachten van netgebruikers kunnen ons informatie verschaffen over problemen met de belasting van het net. We stelden vorig jaar in de jaarlijkse rapportering⁸ over de kwaliteit van de dienstverlening van de distributienetbeheerders vast dat het aantal meldingen over spanningsvariaties door netgebruikers met aansluiting op het laagspanningsnet toenam tot 76 per 100.000 afnemers (na een daling tussen 2012 en 2017 tot ca. 40 per 100.000). Uitgedrukt in absolute cijfers gaat het over 2.679 meldingen in 2021.

Vooraf de klachten over uitvallende omvormers van PV-installaties in het laagspanningsnet, ten gevolge van overbelasting door lokale concentratie van PV-productie-installaties, zijn toegenomen. Om deze toenemende trend beter te kunnen opvolgen heeft de VREG begin 2023 aan Fluvius gevraagd om voortaan maandelijks over de meldingen en hun verwerkingsstatus te rapporteren.

2.2.1.2 Simulatie van Fluvius van de huidige belasting van het laagspanningsnet

Opdat de netbeheerders proactief kunnen reageren op de spanningsklachten hebben ze nood aan monitoring van de reële toestand van het laagspanningsnet. De eerste monitoringsmogelijkheden zijn vandaag reeds aanwezig door de geplaatste digitale meters. Naast de monitoring van de lokale nettoestand hebben de netbeheerders ook nood aan een opvolging van het reële lastprofiel van het laagspanningsnet. Het huidige globale reële lastprofiel van het Vlaamse laagspanningsnet is vandaag niet gekend door de netbeheerders. In de meeste distributiecabinen bevindt zich nog geen monitoringsysteem waarmee de reële piekbelasting zou kunnen geregistreerd worden. De netbeheerders rusten sinds 2020 wel nieuwe distributiecabinen uit met dergelijk systeem, waardoor de eerste reële data van het laagspanningsnet, weliswaar nog gefragmenteerd, beschikbaar zijn. Door de verdere digitalisatie zullen de netbeheerders beter in staat zijn om klachten van netgebruikers te voorkomen.

Om vandaag reeds proactief te kunnen reageren op de spanningsklachten in het laagspanningsnet heeft Fluvius namens de elektriciteitsdistributienetbeheerders een computersimulatie van de belasting van het huidige laagspanningsnet gemaakt. Door deze simulatie kan afgeleid worden waar in het netwerk een verhoogde kans op congestie aanwezig is.

De beschikbare capaciteit van het lokale laagspanningsnet wordt ook beïnvloed door een aantal eigenschappen van het net, zoals:

- De uitbatingsspanning 230 V of 400 V: een lagere spanning heeft een lagere capaciteit voor éénzelfde stroomsterkte.
- Bovengronds of ondergronds net: de gehanteerde bovengrondse kabels hebben een kleinere sectie waardoor minder stroom door het net geleverd kan worden;
- De lengte van de kabels: langere kabels hebben een grotere spanningsval, waardoor op het einde van de kabel sneller spanningscongestie optreedt.
- De cabinedichtheid: minder distributiecabinen per oppervlakte, vaak toegepast in dunbevolkte gebieden, betekent langere netten, waardoor de kans op spanningscongestie stijgt.

⁸ https://www.vreg.be/sites/default/files/document/2021_-_rapport_kwaliteit_dienstverlening_elektriciteit.pdf

De elektriciteitsdistributienetbeheerders van de verschillende netgebieden hebben in het verleden volgens een eigen netontwikkelingsbeleid gewerkt. Ze werkten onafhankelijk van elkaar waardoor verschillen in netopbouw zijn ontstaan. Enkele voorbeelden hiervan zijn:

- Fluvius Limburg:
 - Overall 400 V behalve in de gemeente Voeren een 230 V-net
 - Vaak lange netten
 - Lage cabinedichtheid
- Gaselwest:
 - Ongeveer 1/3de van het laagspanningsnet is een 230 V-net
 - Relatief korte netten
 - Relatief veel bovengrondse netten
 - Relatief veel capaciteit beschikbaar op de distributiecabines

Het is duidelijk dat niet één, maar een combinatie van deze netparameters een invloed heeft op de noodzaak voor toekomstige netinvesteringen in bijkomende capaciteit.

Zowel de klachten van netgebruikers over de geleverde spanning als de simulaties uitgevoerd door Fluvius bevestigen dat op sommige plaatsen in het laagspanningsnet congestie kan ontstaan.

2.2.2 Middenspanningsnet

In deze paragraaf onderzoeken we de belasting van het middenspanningsnet binnen het Vlaamse elektriciteitsdistributienet.

Iedere elektriciteitsdistributienetbeheerder rapporteerde aan ons de volgende zaken van elke midden⁹- en hoogspanningsfeeder¹⁰ in zijn beheer:

- piekbelasting in het afgelopen jaar door afname uitgedrukt in verhouding tot de nominale stroom van de feeder;
- piekbelasting in het afgelopen jaar door injectie uitgedrukt in verhouding tot de nominale stroom van de feeder;
- gemiddelde jaarbelasting uitgedrukt in verhouding tot de nominale stroom van de feeder.

De piekbelastingen op de midden- en hoogspanningsfeeders zijn één element dat een indicatie geeft over de beschikbare capaciteit van het elektriciteitsdistributienet. Een te hoge piekbelasting is een reden om het net te versterken. De distributienetbeheerder zal steeds nagaan of bij uitval van een netelement de afname gegarandeerd blijft, volgens het eerder vernoemde N-1-principe.

Andere redenen om een netelement in het middenspanningsnet te versterken zijn:

- veiligheid;
- betrouwbaarheid;
- duurzaamheid;

⁹ Middenspanningsfeeders: alle leidingen met een nominale spanning van meer dan 1 kV en lager dan 30 kV.

¹⁰ Hoogspanningsfeeders: alle leidingen met een nominale spanning van 30 kV of meer.

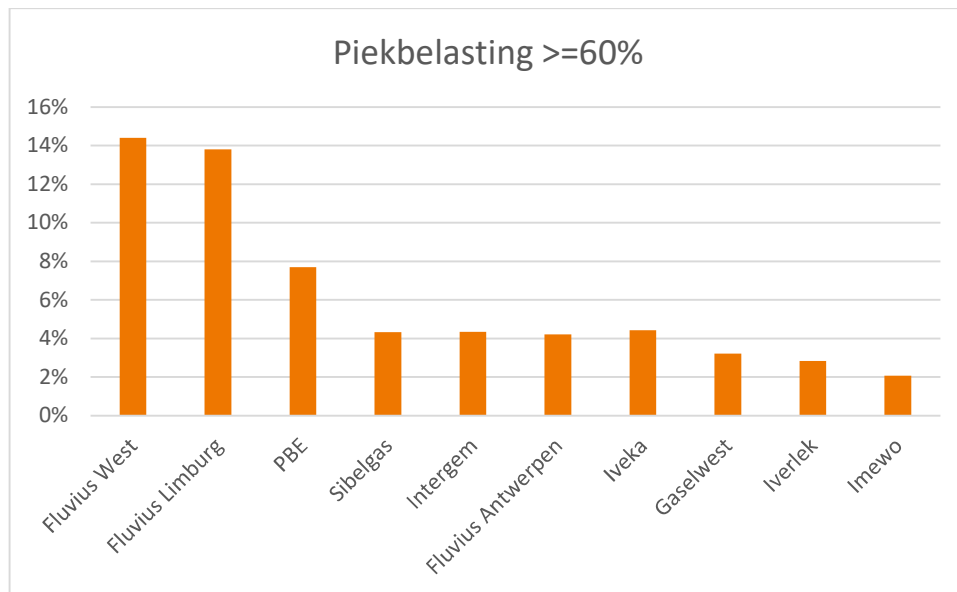
- power quality;
- onderhoudbaarheid;
- flexibiliteit;
- operationele bedrijfsvoering.

De rapportering over de middenspanningsfeeders (MS-feeders) geeft een momentopname van de toestand van het net. Om redenen van onderhoud- of herstellingswerken worden in het middenspanningsnet vele schakelingen uitgevoerd. Na elke schakeling verandert de belasting van één of meerdere MS-feeders. De aangeleverde rapportering geeft dus een momentopname van de belasting van de individuele feeders weer. Hierbij zijn feeders aanwezig die meer dan 50% belast zijn. Deze feeders moeten niet noodzakelijk versterkt worden om het N-1-principe voor afname te behouden. Een versterking van het midden- en hoogspanningsnet dringt zich over het algemeen wel op wanneer het aantal feeders met een belasting boven 50% relatief hoog is. Daarnaast geeft de trend van de jaarlijkse momentopnames een beeld van de evolutie van de gemiddelde piekbelasting van het midden- en hoogspanningsnet.

In de afgelopen jaren is het aantal MS-feeders waarover aan ons gerapporteerd wordt, sterk gestegen. Door de geleidelijke integratie van de IT-systemen van de voormalige werkmaatschappijen waren voornamelijk de feeders van ex-Infrac niet volledig opgenomen in de rapportering. Voor het rapporteringsjaar 2021 werd de data van grotendeels alle middenspanningsfeeders gerapporteerd. Daarnaast leggen de netbeheerders jaarlijks bijkomende MS-feeders aan. Voor 1 januari 2021 waren 6.193 midden- en hoogspanningsfeeders gerapporteerd. Dit aantal is gestegen naar 6.560 op 1 januari 2022.

In Figuur 3 geven we het procentuele aandeel van de MS-feeders per elektriciteitsdistributienetbeheerder weer die in het jaar 2021 een piekbelasting hebben van 60% of meer. Bij distributienetbeheerders Fluvius West en Fluvius Limburg hebben meer dan 10% van MS-feeders een piekbelasting van 60% of meer.

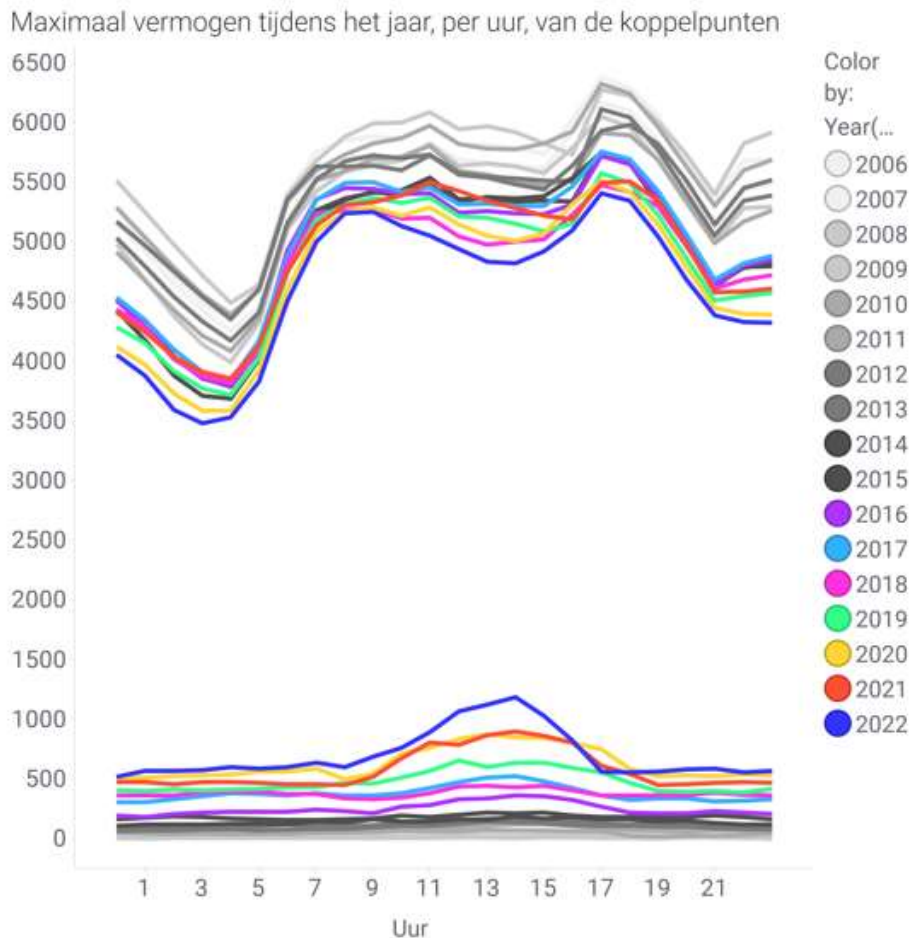
Algemeen concluderen we, op basis van de gerapporteerde belasting van de feeders in het middenspanningsnet, dat overbelasting beperkt blijft. Immers in de meeste netgebieden hebben minder dan 5% van de feeders in het middenspanningsnet een piekbelasting van meer dan 60% van hun nominale waarde.



Figuur 3: Procentueel aandeel van middenspanningsfeeders met een piekbelasting van 60% of meer in het jaar 2021.

2.2.3 Belasting van de koppelpunten

In Figuur 4 wordt de belasting van de koppelpunten tussen het distributienet en het Elia-net weergegeven. De bovenste helft van de grafiek geeft de het profiel van de afname weer en de onderste helft van de grafiek geeft de injectie vanuit het distributienet op het Elia-net weer. In de grafiek wordt telkens per jaar de maximale synchrone vermogenspiek weergegeven per uur. Het moment in het jaar waarop de piek optrad, valt hierbij niet samen voor afname en injectie.



Figuur 4: Maximale synchrone afname- en injectievermogen op de koppelpunten (maximaal afname- en injectievermogen vallen niet samen)

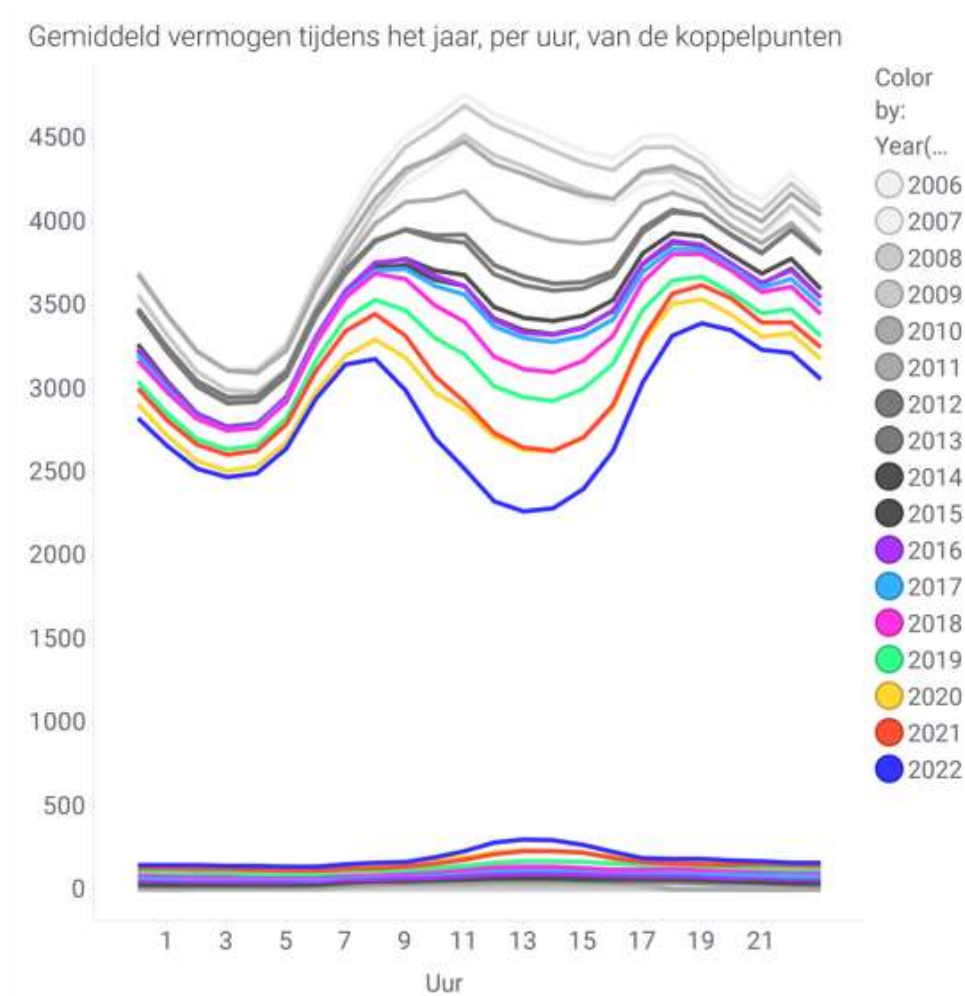
Figuur 4 toont dat de hoogste piekbelasting door afname is gedaald van 6,2 GW in het jaar 2006 tot 5,4 GW in het jaar 2022. De piekbelasting door injectie is over dezelfde periode gestegen van ongeveer 30 MW tot 1,2 GW.

De synchrone afnamepiek van het Vlaamse distributienet in het jaar 2022 viel 's avonds op 13 januari. De synchrone afnamepiek van het volledige Belgische elektriciteitsnet vond eveneens plaats in de avond van 13 januari 2022, en deze afnamepiek bedroeg 12,2 GW. De synchrone injectiepiek van het Vlaamse distributienet in het jaar 2022 viel samen met de middagpiek van de zonnige Paaszondag van 17 april.

Het geïnstalleerde vermogen aan decentrale productie op het elektriciteitsdistributienet bedroeg volgens Fluvius eind 2022 ongeveer 7,8 GW. Deze decentrale productie zorgt vandaag voor een beperkte piekbelasting door injectie in het Elia-net. We kunnen hieruit afleiden dat de injectievolumes uit decentrale productie globaal goed geabsorbeerd werden in het elektriciteitsdistributienet.

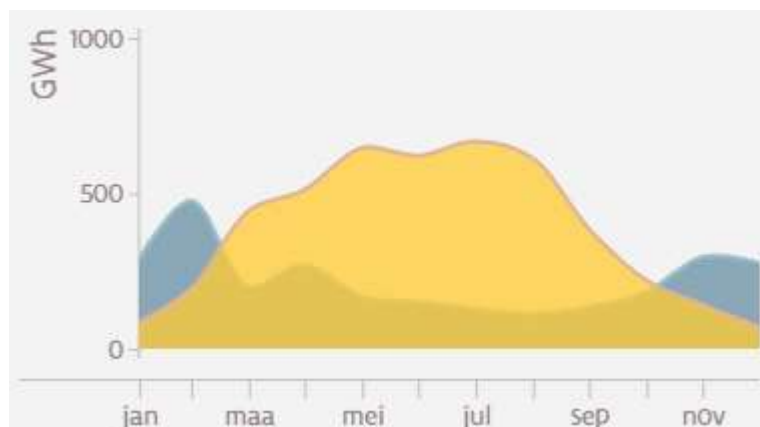
Algemeen concluderen we dat de belasting van de koppelpunten licht dalend is voor afname. Voor injectie is de belasting kleiner maar stijgend.

In de volgende grafiek wordt het gemiddeld vermogen weergegeven op de koppelpunten, per uur per jaar.



Figuur 5: Gemiddelde afname- en injectievermogen op de koppelpunten per uur per jaar

In Figuur 5 zien we dat de gemiddelde afname van de koppelpunten al enkele opeenvolgende jaren daalt en dit voor alle uren van de dag. De daling is het grootst tijdens de middaguren. Een belangrijke verklaring voor deze daling is de toegenomen decentrale productie op het distributienet. Fluvius meldt in de investeringsplannen van de distributienetbeheerders dat eind 2021 ongeveer 4 GW PV-installaties zijn geïnstalleerd op het distributienet. Hiervan is ongeveer 60% aangesloten op het laagspanningsnet. In Figuur 6 ziet u de geproduceerde stroom op maandbasis door PV-installaties en windturbines (onshore) in Vlaanderen. Door de verschillende productieprofielen van wind en zon (gecombineerd met de impact van WKK-installaties) is de daling van de belasting van de koppelpunten over een heel jaar waar te nemen.



Figuur 6: Elektriciteitsproductie door zon en wind (onshore) in Vlaanderen in het jaar 2022, VEKA – stroomvoorspeller¹¹

In het jaar 2022 is door de volatiele energieprijzen (energiecrisis) en de publieke aandacht hiervoor het energiegebruik op het laagspanningsnet verder gedaald¹² en zagen we een nieuwe toename in de plaatsing van zonnepanelen¹³. Distributienetgebruikers met zonnepanelen in combinatie met een digitale meter worden bovendien gestimuleerd tot meer zelfverbruik, om de energiefactuur te verlichten. Naast toenemende decentrale productie is ook energie-efficiëntie, zoals het inzetten van ledverlichting, een reden voor de dalende belasting van de koppelpunten.

3 Capaciteitsbehoefte van het toekomstige net

De netbeheerders hebben in hun investeringsplannen voor zowel de korte als de lange termijn een inschatting gemaakt van de capaciteitsbehoefte van hun netten. Hun onderliggende hypothesen voor de toekomstige capaciteitsbehoefte werden transparant beschreven in de gepubliceerde investeringsplannen. We geven in de volgende paragrafen een beknopte toelichting bij deze hypothesen alsook van de mogelijke beperkingen.

3.1 Toekomstscenario's netbeheerders

We stellen vast in de investeringsplannen dat de distributienetbeheerders (Fluvius), op basis van hun toekomstscenario's, de verwachte piekbelastingen op hun assets vertalen naar noodzakelijke investeringen. De beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit (Elia) neemt voor de bepaling van de bijkomende investeringen enkel de concrete gekende projecten mee. Daarnaast gaat Elia uit van een globale groei van het verbruik van 1,6% per jaar.

We zien dus een duidelijk verschil tussen de gehanteerde aanpak van de netbeheerders om de toekomstige capaciteitsbehoefte te bepalen. Zoals bepaald in de

¹¹ <https://apps.energiesparen.be/stroomvoorspeller>

¹² <https://pers.fluvius.be/vlaamse-gezinnen-bleven-deze-winter-fors-energie-besparen>

¹³ <https://apps.energiesparen.be/energiekaart/vlaanderen/zonnepanelen>

samenwerkingsovereenkomst¹⁴ tussen de netbeheerders communiceren zij hun planningsgegevens aan elkaar. Eveneens bevaart de netbeheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit zijn rechtstreeks aangesloten klanten naar hun toekomstprognoses. Hierbij merken we op dat de bevraging van de klanten (rechtstreekse en elektriciteitsdistributienetbeheerders) heeft plaatsgevonden in de eerste maanden van het jaar 2022.

Zoals reeds vermeld voorziet Elia een stijging van het elektriciteitsverbruik van 1,6% per jaar. Hierdoor, is volgens Elia, de toekomstige impact op de koppelpunten tussen het Elia- en het Fluvius-net eerder beperkt. De distributienetbeheerders voorzien in hun investeringsplannen, op basis van de gesimuleerde synchrone piekbelastingen, een verdubbeling van de piekbelasting van de koppelpunten. We verwachten van de netbeheerders dat ze bij de volgende investeringsplannen hun toekomstscenario's beter op elkaar afstemmen.

3.1.1 Laagspanningsnet

De elektriciteitsdistributienetbeheerders stellen dat het investeringsplan voldoet om zowel Europese als Vlaamse doelstellingen en het bijhorend beleid te ondersteunen. De invulling die Vlaanderen verkiest naar een klimaatneutrale maatschappij tegen 2050 is voornamelijk elektrificatie. De vertaling van de Vlaamse doelstelling naar concrete acties is echter nog niet helemaal duidelijk. We verwachten in de volgende jaren vanuit het Vlaamse, federale en Europese beleid bijkomende maatregelen om de vooropgestelde klimaatdoelstellingen te halen.

We stellen vast dat, wat betreft de laagspanningsnetten, de grootste impact wordt verwacht van veranderingen in de maatschappelijke mobiliteit. Een belangrijke vraag die we ons hierbij stellen is: Hoe zal de mobiliteit in 2050 eruitzien?

- Volledig elektrisch wagenpark?
- Zullen alle wagens alleen nog elektrisch rijden?
- Zal het aantal wagens tot dan blijven aangroeien?
- Modal shift naar openbaar vervoer?
- Zullen meer mensen het openbaar vervoer gebruiken?
- Zullen steden trachten auto's op te vangen aan de stadsranden, met minder gebruik van de auto in de stad?
- Modal shift naar fiets, step of te voet?
- Wordt er verder geïnvesteerd in de hiervoor noodzakelijke infrastructuur (bv. fietsstraten)?

De antwoorden op deze vragen zullen in belangrijke mate de toekomstige benodigde capaciteit van het laagspanningsnet bepalen. Het gaat dan onder andere over de voorspelling van het gedrag van de individuele netgebruiker. Hoe verder in de toekomst, hoe onzekerder de voorspellingen zijn. Wat nu belangrijk is, is om de evoluties nauwgezet te monitoren om de in de investeringsplannen gehanteerde voorspellingen tijdig te kunnen bijwerken.

Het investeringsplan van de elektriciteitsdistributienetbeheerders houdt rekening met 1,5 miljoen elektrische personenvoertuigen tegen 2030. Deze zullen grotendeels

¹⁴ <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2022-56>

opgeladen worden op het laagspanningsnet. De projecties zijn tot stand gekomen na overleg met stakeholders en zijn een vertaling van de regelgeving. De fiscale stimulans om de CO₂-uitstoot van bedrijfswagens te verlagen wordt als voornaamste drijfveer gezien op de korte termijn. Op de lange termijn, richting 2050, is er meer onzekerheid over het aantal elektrische personenwagens.

De door de elektriciteitsdistributienetbeheerders gehanteerde scenario's doen een uitspraak over de globale te verwachten aantallen, maar zeggen niets over de specifieke lokale situaties. In bepaalde wijken kunnen relatief meer elektrische auto's aanwezig zijn dan in andere wijken. Een mogelijke reden voor de niet-homogene spreiding van de elektrische voertuigen is dat ze praktisch niet op elk particulier domein zullen kunnen opgeladen worden, als er geen garage of parkeerplaats is. Op deze locaties zouden de toekomstige laagspanningsnetten minder capaciteit moeten hebben.

Naast de aantallen en de snelheid waarmee de verschillende technologieën zoals elektrische voertuigen en warmtepompen zich zullen ontwikkelen in Vlaanderen, hebben de distributienetbeheerders ook aannames gemaakt over hoe ze concreet zullen gebruikt worden, m.a.w. over hun toekomstige gemiddelde fysieke impact op het net. We erkennen dat dit deels kan gedaan worden door berekeningen, zoals bijvoorbeeld de veronderstelling dat een woning in het jaar 2050 goed geïsoleerd zal zijn zodat gemiddeld een warmtepomp met een elektrisch vermogen van 4 kW voldoende kan zijn. Echter, een belangrijk onderdeel in de aannames is ook het voorspellen van het menselijk gedrag. Even belangrijk wordt te weten wanneer bijvoorbeeld netgebruikers hun elektrische auto zullen opladen, met welke snelheden (vermogen) en op welke plaatsen.

De distributienetbeheerders hebben al deze parameters ingeschat en vervolgens hun effect op het elektriciteitsdistributienet berekend. Ze bekijken de toestand waarin hun net het meest onder druk zal komen te staan, dit is het zogenaamde worst-case moment van het jaar. Meestal is dit een piek op een koude avond in de winter. De netbeheerders hebben dus worst-case inschattingen moeten maken, zoals bijvoorbeeld de veronderstelling dat 60% van de elektrische voertuigen gelijktijdig zal worden opgeladen op een moment dat samenvalt met de avondpiek op het net. We weten vandaag nog onvoldoende of deze aannames realistisch zijn. Idealiter beschikken de elektriciteitsdistributienetbeheerders over voldoende meetdata waaruit ze het menselijk gedrag kunnen bestuderen en vervolgens voorspellen. Bovendien weten we ook nog niet welke eventuele toekomstige flankerende beleidsmaatregelen zouden worden ingevoerd om het gedrag te beïnvloeden.

Aldus concluderen we voor toekomstscenario's voor het laagspanningsnet dat dit grotendeels wordt bepaald door de voorspellingen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders over de belangrijkste parameters van de elektrificatie in het energiegebruik, zoals het aantal elektrische wagens en hun gezamenlijke potentiële impact op de belasting van het net. We merken op dat, ondanks het feit dat de distributienetbeheerders in hun investeringsplannen de gehanteerde onderliggende hypothesen transparant en gemotiveerd weergeven, de onzekerheid eigen aan voorspellingen hiermee niet is verdwenen. Hoe dan ook moeten we erkennen dat op lange termijn de impact van de elektrificatie op het Vlaamse laagspanningsnet significant kan zijn, zoals we ook hebben vastgesteld in ons eigen onderzoek over de toekomstige capaciteit van de laagspanningsnetten¹⁵.

¹⁵ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2023-02>

3.1.2 Middenspanningsnet

Om de toekomstige belasting van het middenspanningsnet in te schatten hielden de netbeheerders rekening met volgende groepen van aansluitingen:

- rechtstreekse klanten;
- distributiecabines naar het laagspanningsnet;
- decentrale productie (PV, wind, warmtekrachtkoppelingsinstallaties).

Voor PV-installaties en windturbines wordt de Vlaamse doelstelling, 450 MWe PV en 150 MWe windenergie jaarlijks bijkomend, gehanteerd als toekomstscenario.

De distributienetbeheerders nemen in hun investeringsplannen aan dat warmtekrachtkoppelingsinstallaties (WKK) op lange termijn vervangen zullen worden door warmtepompen. Deze omschakeling zou niet zorgen voor een toegenomen belasting op het net omdat voor eenzelfde warmtevermogen warmtepompen minder stroom afnemen dan WKK-installaties aan stroom produceren (en injecteren). De vervanging zorgt uiteraard wel voor andere stroompatronen in het middenspanningsnet.

Volgens de distributienetbeheerder heeft de modal shift met elektrische mobiliteit de grootste impact op middenspanning, zowel via de rechtstreekse klanten als via de distributiecabines naar het laagspanningsnet. Elektrificatie van processen en verwarming wordt in de toekomstscenario's van de netbeheerders beperkt meegenomen.

Samengevat kunnen we stellen dat de energietransitie op het laagspanningsnet samen met bijkomende decentrale productie de grootste impact zal hebben voor noodzakelijke versterkingen in het middenspanningsnet.

3.1.3 Plaatselijk vervoernet van elektriciteit

De beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit heeft, zoals al vermeld, voor het opstellen van het investeringsplan zijn rechtstreekse klanten, inclusief de elektriciteitsdistributienetbeheerders, bevroegd. Uit deze bevraging kwam een gematigde groei van het verbruik naar voren, met name 1,6% toename per jaar. Naast de prognoses rond verbruiksverwachtingen is voor de ontwikkeling van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit ook gekeken naar de verwachtingen rond decentrale productie.

3.2 Impact op het toekomstige net

We bespreken in de volgende paragrafen wat de concrete impact zou zijn qua belasting op en investeringen voor de verschillende delen van het elektriciteitsnet.

3.2.1 Laagspanningsnet

Zoals vermeld (par. 2.2.1) verwachten we dat de impact van de elektrificatie van het energiegebruik relatief groot zal zijn op de investeringen in de Vlaamse laagspanningsnetten.

Globale toekomstige belasting

De netbeheerders hebben op basis van de toekomstscenario's, zoals beschreven in paragraaf 3.1, de belasting van het laagspanningsnet gesimuleerd. Hiervoor hebben ze een simulatiesoftware gebruikt, die ook gebruikt werd voor onze studie over de capaciteit van de laagspanningsnetten. Informatie over het computermodel kan u vinden in het rapport van onze studie¹⁶.

In de modellering worden de verwachte bijkomende elektrische voertuigen, warmtepompen en PV-installaties verdeeld over het Vlaamse laagspanningsnet en wordt hiermee de netbelasting op een worst-case moment gesimuleerd. Het is echter niet duidelijk in het investeringsplan van de elektriciteitsdistributienetbeheerders hoe de bijkomende belastingen precies werden verdeeld over het laagspanningsnet. Een zo goed mogelijke verdeling kan voor de korte termijn (2030) wel belangrijk zijn om de noodzakelijke investeringen te bepalen, bijvoorbeeld een geografische verdeling van de elektrische bedrijfsvoertuigen volgens de beschikbare socio-economische parameters. Op de lange termijn (2050) lijkt een meer homogene verdeling van de elektrische voertuigen te verwachten.

De simulaties hebben de elektriciteitsdistributienetbeheerders toegelaten om een inschatting te kunnen maken van de belasting van het huidige laagspanningsnet tegen het jaar 2035. In Figuur 7 wordt het aandeel van de bestaande laagspanningsnetten dat potentieel in congestie kan komen tegen 2035 weergegeven en dit geaggregeerd op gemeenteniveau. Het moment waarop deze belasting van de netten is gesimuleerd is dus steeds een verondersteld worst-case moment (in het jaar 2035) voor het laagspanningsnet. We benadrukken dat het resultaat geen rekening houdt met de investeringen in netversterkingen die de netbeheerders tussen nu en 2035 nog zouden plannen.

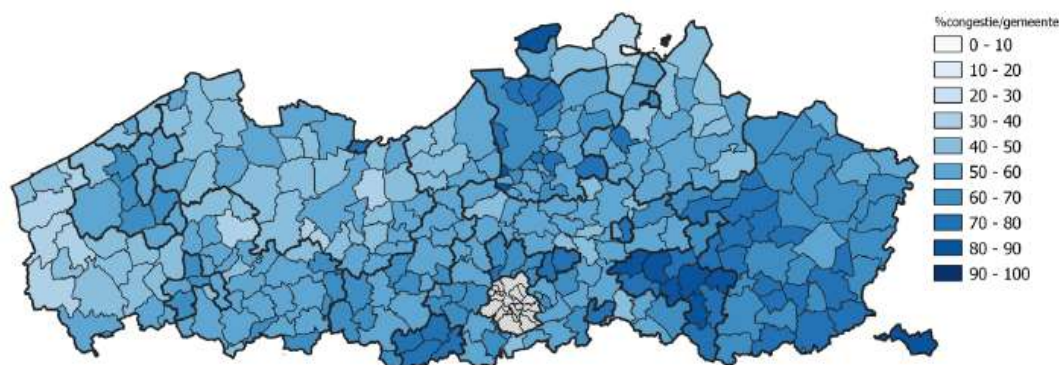
De figuur geeft dus per gemeente het relatief aantal laagspanningsnetten weer waarop in 2035 mogelijks problemen voor de netgebruikers optreden, zoals:

- uitvallende omvormers van PV-installaties voornamelijk tijdens de zomermaanden of
- tijdelijke onderbrekingen van de toegang tot het net door een te hoge stroomopname door warmtepompen en elektrische voertuigen voornamelijk tijdens de wintermaanden.

Aldus geeft deze figuur voor de netbeheerders weer waar de investeringsnood het hoogst is in de komende 10 jaar.

¹⁶ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2023-02>

2035 - aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen (% per gemeente)



Figuur 7: Aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen op een worst-case moment. Bron: Investeringsplan 2023-2032 van de elektriciteitsdistributienetbeheerders.

Lokale toekomstige belasting

De mogelijke congesties in het Vlaamse laagspanningsnet volgens de hierboven beschreven simulaties geven aan de netbeheerders een globaal beeld van de te verwachten investeringsnoden in het laagspanningsnet. Uit de simulaties kan men niet met zekerheid afleiden of al dan niet concreet moet geïnvesteerd worden op een bepaalde locatie. Hiervoor moet bijkomend onderzoek door de netbeheerders uitgevoerd worden. Congestie is immers een lokaal optredend fenomeen, te bekijken per laagspanningskabel.

De exacte locaties waar welke congestie zal optreden en dus bijkomend geïnvesteerd moet worden in het laagspanningsnet is niet af te leiden uit de globale simulaties. In de simulaties werd ook geen rekening gehouden met al de specifieke lokale omstandigheden die een effect kunnen hebben op de mate van elektrificatie en evoluties in mobiliteit. Daarnaast, zoals al vermeld, is er de onzekerheid over de aannames voor de toekomst, waaronder ook het gedrag van de afnemers op het voor het net worst-case moment. Wanneer in een simulatie meerdere elektrische auto's werden toegekend aan een netgebruiker, werd verondersteld dat ze allemaal gelijktijdig worden opgeladen, wat vermoedelijk een te pessimistische veronderstelling is.

3.2.2 Middenspanningsnet

Het middenspanningsnet is voor afname ontworpen om te kunnen werken in een N-1 situatie (par. 2.1). Daarom moet er capaciteit worden vrijgehouden voor verschakelingen bij een incident op een deel van het net. De versterkingen die gepland worden in het investeringsplan strekken er voornamelijk toe om deze veilige N-1 toestand te kunnen blijven garanderen. Op lange termijn zijn de bijkomende investeringen in het middenspanningsnet voor de verwachte energietransitie beperkt.

Zoals vermeld in par. 2.2.2 concluderen we op basis van de gerapporteerde belasting van de MS-feeders dat dit net vandaag al relatief ruim gedimensioneerd is. De impact van het laagspanningsnet wordt geaggregeerd gevoeld op het middenspanningsnet. Door deze

aggregatie wordt de toename van de belasting op het laagspanningsnet relatief goed opgevangen op het middenspanningsnet.

3.2.3 Plaatselijk vervoernet van elektriciteit

We stellen vast dat de investeringen in het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in de komende 10 jaar voornamelijk de normale vervangingsinvesteringen zouden zijn.

Op basis van de verwachtingen (par. 3.1.1) heeft de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit een prognose gemaakt van de belasting en van de noodzakelijke investeringen in de komende 10 jaar. De belangrijkste redenen voor de investeringen zijn volgens de netbeheerder:

- 64% van de investeringen heeft als reden vervanging van bestaande infrastructuur;
- 16% van de investeringen is omwille van een toename in het energieverbruik;
- 11% van de investeringen is gedreven door wijzigingen bij rechtstreekse klanten en wijzigingen van het verbruik bij distributienetgebruikers.

Verder geeft de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit als redenen voor investeringen ook wetgeving, efficiëntie en aansluiting van hernieuwbare energie aan. Er zijn geen knelpunten op de korte termijn.

4 Uitgevoerde en geplande netinvesteringen

4.1 Algemeen

4.1.1 Laagspanningsnet

Hieronder beschrijven we het beleid, vroeger en toekomstig, van de Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders waarmee ze de investeringen in het laagspanningsnet concreet bepalen.

Investeringsbeleid in de afgelopen jaren

De redenen tot investeringen in het laagspanningsnet in het verleden waren:

- uitbreidingsinvesteringen – wegens klantvragen, nieuwe verkavelingen;
- vervangingsinvesteringen – activa op einde levensduur of slechte performantie van de asset.

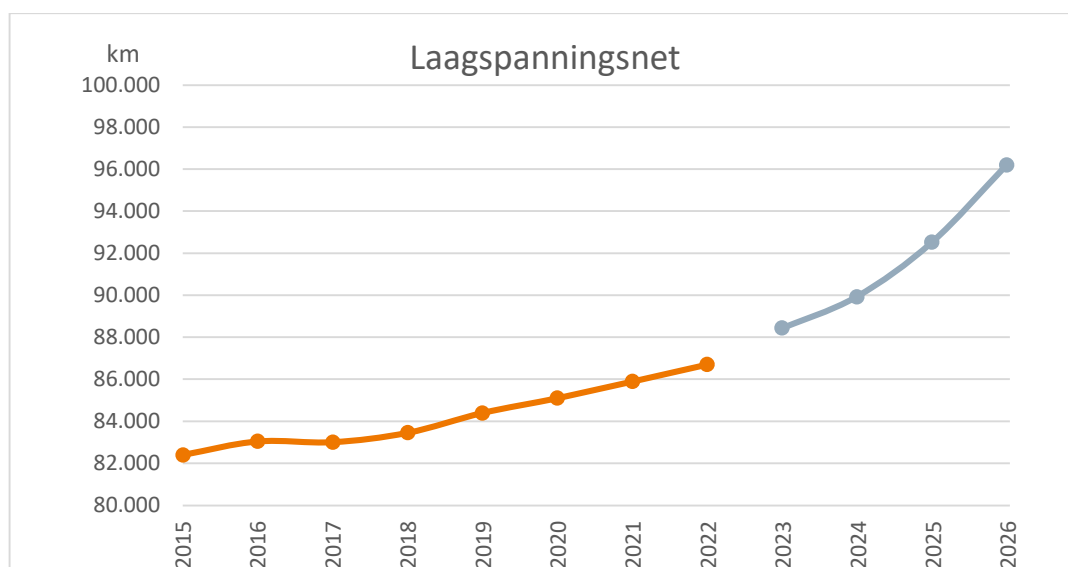
Investeringsbeleid voor de komende jaren

Het reguliere investeringsbeleid van de elektriciteitsdistributienetbeheerders in de afgelopen jaren vormt volgens hun investeringsplannen ook de basis van hun investeringsbeleid in de komende jaren. Aanvullend voorzien zij op basis van de toekomstscenario's een, weliswaar globale, nood aan bijkomende investeringen ten gevolge van de verwachte energietransitie (par. 3.2). Hun totale nood aan investeringen in het net, zijnde de reguliere plus de bijkomende, werd per elektriciteitsdistributienetbeheerder vertaald naar een investeringsbudget voor de komende 10 jaar. De elektriciteitsdistributienetbeheerders zullen aldus evolueren naar een verhoogd investeringsritme, t.o.v. het reguliere dat ze in de voorgaande jaren hebben aangehouden. Op de korte termijn wordt het voorziene investeringsritme geleidelijk opgetrokken. Dit moet de elektriciteitsdistributienetbeheerders toelaten om de interne processen aan te passen en om o.a. de nodige onderaannemers te contracteren voor het uitvoeren van de bijkomende investeringen.

De nieuwe werkwijze betekent dat op korte termijn meer in het net geïnvesteerd zal worden dan vandaag strikt noodzakelijk, d.w.z. meer dan de zuivere uitbreidings- en vervangingsinvesteringen zoals vroeger. Echter, in onze eigen studie over de toekomstige capaciteit van de laagspanningsnetten stelden we vast dat de huidige netten tussen vandaag en 2050 zouden verzadigen. Vanaf een volledige verzadiging van een laagspanningsnet zal dit net, zonder bijkomende investeringen, onbeschikbaarheden kennen, m.a.w. het zal bij netcongestie moeten uitgeschakeld worden. Het aantal lokale laagspanningsnetten dat in de komende jaren zal verzadigen, zou zonder proactief optreden toenemen. Om deze toename tijdig op te vangen, wensen de elektriciteitsdistributienetbeheerders geleidelijk bijkomend te investeren.

In Figuur 8 tonen we zowel de historische evolutie van de lengte van het Vlaamse laagspanningsnet sinds 2015 als de geplande evolutie in de komende 3 jaar. De vernieuwingsgraad, sanering en uitbreiding samen, van het laagspanningsnet bedroeg in de periode 2015-2022 op jaarbasis 1,4% van de totale lengte. Hiervan was ongeveer 50% een gevolg van netuitbreiding en 50% van sanering. Op korte termijn (2023-2026) wensen de elektriciteitsdistributienetbeheerders de vernieuwingsgraad te verhogen naar ca. 5%/jaar, waarbij het aandeel door netuitbreiding stijgt naar ongeveer 80%¹⁷ (met 20% voor sanering).

¹⁷ Netversterking op laagspanning betekent meestal het in parallel met de bestaande kabel een tweede kabel bijleggen.



Figuur 8: Evolutie van de lengte van het laagspanningsnet.

Ook na 2026 plannen de elektriciteitsdistributienetbeheerders om jaarlijks ongeveer 5% van de netkilometers van het laagspanningsnet te vervangen of uit te breiden. Ze voorzien ongeveer een kwart van de laagspanningsnetten uit te breiden in de komende 10 jaar.

Reguliere investeringen in nieuwe laagspanningsnetten

De Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders werken intern met een investeringsbeleid voor de concrete planning van de investeringen in het laagspanningsnet. Onderdeel daarvan zijn regels opgesteld voor het ontwerp van nieuwe laagspanningsnetten. Deze ontwerpregels zijn geldig wanneer bestaande netten vervangen of verzaamd worden of nieuw netten worden aangelegd.

In de volgende situaties worden door de netbeheerders (via werkmaatschappij Fluvius) netstudies uitgevoerd om te oordelen of een bijkomende investering noodzakelijk is:

- spanningsklachten;
- nieuwe verkavelingen;
- klantvragen voor afname >25 kVA;
- klantvragen voor decentrale productie > 10 kVA;
- indicaties van te hoge belasting, door netbeveiliging, monitoring, of simulaties.

Bij beslissing tot aanleg van een nieuw laagspanningsnet hanteren ze de volgende uitgangspunten:

- uitbatingsspanning 400 V;
- iedere woning heeft (op termijn) een PV-installatie;
- net wordt gedimensioneerd opdat iedere woning over een aansluiting van 17,3 kVA kan beschikken;

- bij aanwezigheid van een warmtenet wordt de dimensionering van het net naar beneden bijgesteld.

Een andere reden om te investeren is de vervanging van oude papier-lood kabels. Wanneer andere nutsmaatschappijen werken inplannen in de buurt van deze kabels zal de netbeheerder de kabels in synergie willen vervangen, omdat ze zeer gevoelig zijn voor fouten bij graafwerken, met mogelijk latere stroomonderbrekingen tot gevolg. Door deze werkwijze vermijdt de netbeheerder dit type kabelfouten.

Ten slotte is het ook gebruikelijk om lokaal laagspanningskabels te vervangen voor de verbetering van de betrouwbaarheid van het net, op basis van concrete registraties van kabelfouten in het verleden of op basis van de vergevorderde leeftijd van het net.

Proactieve investeringen

Zoals reeds vermeld stelden we vast uit de simulaties van het Vlaamse laagspanningsnet uitgevoerd voor onze studie over de capaciteit van dat net, dat op termijn bijkomende investeringen nodig zullen zijn. De grote aantallen elektrische voertuigen en warmtepompen die verwacht worden tegen 2050 zullen, volgens de simulaties, op piekmomenten congestie veroorzaken op het laagspanningsnet. Om deze transitie op te vangen moet een deel van het laagspanningsnet op specifieke locaties verzaamd worden. Bij een normale vervanging van het laagspanningsnet zouden bepaalde reguliere investeringen gespreid worden over een periode van bv. 50 jaar¹⁸. De verandering van het energiegebruik naar meer elektrificatie zal voornamelijk in de komende 20 tot 30 jaar plaatsvinden. De klassieke, reguliere netvervangingen zouden niet volstaan om dit tijdig te kunnen opvangen.

Wanneer de netbeheerders enkel reactief zouden (blijven) investeren, m.a.w. na klachten of problemen in het net, lopen we het risico dat zij de vele uitdagingen niet tijdig kunnen behandelen. De onbeschikbaarheden van het laagspanningsnet zouden fors toenemen, voornamelijk in de periode van de koudste winterdagen. Zo'n vooruitzicht kan best vermeden worden. Om de werklast voor de netbeheerders te kunnen spreiden over een aanvaardbare periode starten de netbeheerders al met proactieve investeringen.

Om de kosten van de proactieve investeringen te beperken wordt volgens Fluvius voornamelijk ingezet op werken in synergie met andere nutsmaatschappijen. Wanneer een andere nutsmaatschappij werken inplant gaan de netbeheerders na of op die locatie een proactieve investering gewenst is. Als uit simulaties van het laagspanningsnet blijkt dat op de locatie waar werken ingepland zijn door andere nutsmaatschappijen het laagspanningsnet binnen 10 jaar meer dan 200% belast kan zijn zonder bijkomende investeringen, dan overwegen de netbeheerders mee te gaan in synergie. Op deze manier wordt proactief geïnvesteerd met een minimale kans dat de bijkomende investering onnodig was.

Uit het voorliggend investeringsplan blijkt onvoldoende of de proactieve investeringen in de vorm van synergiewerken voldoende zijn om de congestieproblemen in de komende 10 jaar beheersbaar te houden. Daarbij is het beleid op basis waarvan andere proactieve investeringen worden gepland onvoldoende uitgewerkt.

¹⁸ Bv. kabels en lijnen worden boekhoudkundig afgeschreven over een levensduur van 50 jaar.

Eveneens is in het voorliggende investeringsplan niet duidelijk hoe de toenemende monitoringsmogelijkheden zullen aangewend worden om proactief de netbelasting op te volgen. Enerzijds moet de toename van het aantal digitale meters en anderzijds het toenemend aantal digitale distributiecabines toelaten om lokaal de belasting van laagspanningsnet te monitoren. Deze monitoring kan proactief aangeven of een bijkomende netinvestering noodzakelijk is.

4.1.2 Middenspanningsnet

Zoals vermeld (par. 2.2.2) zijn de investeringen voorgesteld door de elektriciteitsdistributienetbeheerders voor hun middenspanningsnetten beperkt.

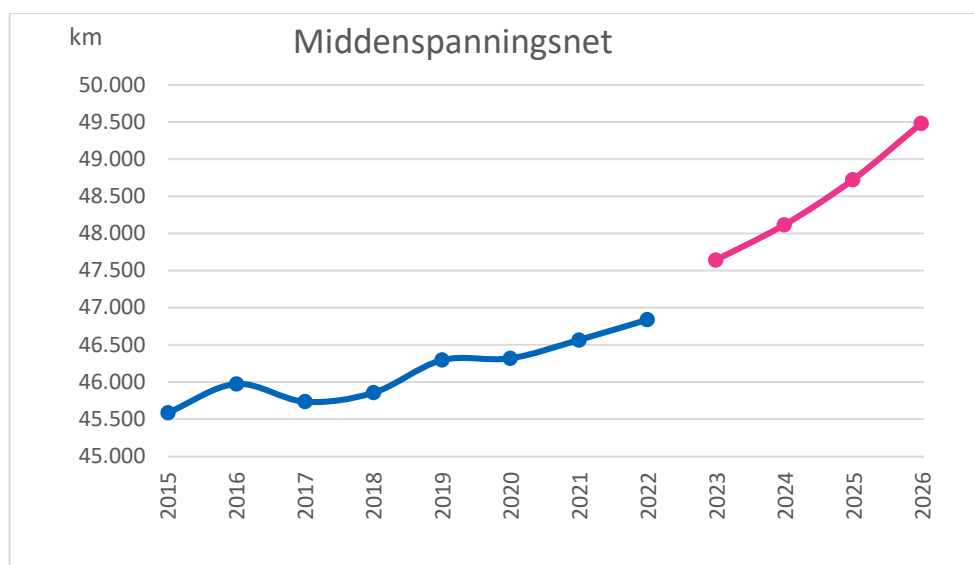
Aanleiding tot investering

Investeringen in het middenspanningsnet worden gedreven door volgende redenen:

- Klantvragen.
 - Bij een aanvraag tot aansluiting van een bijkomende afname- of productie-eenheid wordt door de netbeheerder een netstudie uitgevoerd. De netstudie bepaalt hoe de klantvraag kan gerealiseerd worden.
- Hogere feederpieken of belangrijke spanningsvariëaties.
 - Als uit het monitoringssysteem van de netbeheerder blijkt dat middenspanningsfeeders hogere belastingspieken hebben of dat belangrijke spanningsvariëaties voorkomen, dan zal de netbeheerder een netstudie uitvoeren om te bepalen waar welke wijzigingen noodzakelijk zijn. De wijzigingen kunnen naast een bijkomende versterking ook verschakelingen in het net zijn.

Geplande investeringen

In Figuur 9 geven we de evolutie van de lengte van het middenspanningsnet sinds 2015 weer, samen met de geplande netlengte voor de komende 3 jaar.



Figuur 9: Evolutie van de lengte van het middenspanningsnet

De vernieuwingsgraad, wegens sanering en uitbreiding, van het middenspanningsnet bedroeg in de periode 2015-2022 op jaarbasis 1,7% van de totale lengte van het middenspanningsnet. Hiervan was ongeveer 1/3^{de} door uitbreiding en 2/3^{de} door sanering. Tegen het jaar 2026 wensen de elektriciteitsdistributienetbeheerders de vernieuwingsgraad te verhogen naar 3,3%/jaar, door een toename van het aandeel uitbreidingen van 1/3^{de} naar 55% (sanering 45%).

De netlengte van het middenspanningsnet zal in 2026 toegenomen zijn met 5,6% t.o.v. vandaag. De elektriciteitsdistributienetbeheerders geven in hun investeringsplan aan dat in de eerste 10 jaar ongeveer 10% van de lengte van het middenspanningsnet moet versterkt worden.

De door de distributienetbeheerders voornaamste aangehaalde drijfveer voor de bijkomende investeringen in het middenspanningsnet is proactief optreden in functie van de verwachte bijkomende belasting vanuit het laagspanningsnet.

Afwegingskader flexibiliteit versus netinvestering

De distributienetbeheerder moet voor de bepaling van de zogenaamde ruggengraatinvesteringen¹⁹ in het middenspanningsnet afwegingen maken tussen investeren of het behoud van bestaande netinfrastructuur met gebruik van flexibiliteit bij de netgebruikers. Fluvius heeft namens de distributienetbeheerders een dergelijk afwegingskader in de investeringsplannen opgenomen. We stellen vast dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders na het doorlopen van dat kader een aantal projecten hebben weerhouden waar potentieel flexibiliteit als alternatief voor een investering in aanmerking zou kunnen komen. Er is echter nog verdere studie door de distributienetbeheerders nodig.

¹⁹ Voornamelijk transformatorstations en bijhorende leidingen. De volledige definitie is opgenomen in de VREG-mededeling van het rapporteringsmodel voor het investeringsplan: <https://www.vreg.be/nl/document/mede-2022-02>

We zijn van oordeel dat de beschrijving van het huidige afwegingskader (voor de aankoop van flexibiliteit als alternatief voor een bijkomende investering) nog vrij beknopt is. Vandaag kunnen distributienetbeheerders, door het nog ontbreken van een commercieel product door de distributienetbeheerder voor de aankoop van flexibiliteit bij distributienetgebruikers, geen concrete afweging maken. De netbeheerder maakt uit de geplande ruggengraatinvesteringen een selectie van projecten waar mogelijk toch flexibiliteit als alternatief mogelijk is. Op basis van de geraamde investeringskost van het project wordt dan een maximaal budget bepaald om flexibiliteit aan te kopen. Het is in het investeringsplan niet duidelijk weergegeven of de geplande ruggengraatinvestering wordt uitgevoerd of dat de netbeheerders eerst een commercieel product voor flexibiliteit wensen te ontwikkelen.

In de aangeleverde gegevenstabellen bij het investeringsplan is enkel het resultaat van het afwegingskader opgenomen. Er ontbreekt transparantie over hoe de netbeheerders tot dat resultaat zijn gekomen.

Het afwegingskader is nieuw en we beschouwen het voorliggende dan ook als niet meer dan een eerste aanzet. Een verdere transparante en gedetailleerde uitwerking moet deel uitmaken van het volgende investeringsplan.

We zien dat een aantal marktpartijen in hun reactie op de consultatie van de distributienetbeheerders ook wezen op onduidelijkheden in het afwegingskader. Marktpartijen vragen ook een ver doorgedreven digitalisering van het elektriciteitsdistributienet opdat de waarde van flexibiliteit beter zou kunnen ingeschat worden.

4.1.3 Plaatselijk vervoernet van elektriciteit

Zoals vermeld (par. 3.2.1) plant de netbeheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit voornamelijk investeringen voor de vernieuwing van verouderde uitrusting.

We stellen vast dat zijn investeringsplan alle noodzakelijke informatie over uitgevoerde en geplande investeringen vermeldt.

Wat betreft de in het jaar 2021 uitgevoerde investeringen was de enige investeringsreden de vernieuwing van verouderde uitrusting.

De geplande investeringen zijn opgedeeld in de periode 2022 tot en met 2025 en de periode 2026 tot en met 2032. Op de korte termijn plant de netbeheerder enkele bijkomende versterkingen van de transformatie tussen het transmissienet en het distributienet. Op de lange termijn zijn meerdere versterkingen van de bestaande transformatiestations opgenomen. Voor iedere geplande investering wordt een studie opgestart om te bepalen wat de meest gunstige technische en economische oplossing is, zoals:

- bijplaatsen van transformatoren;
- verzwaren van de bestaande transformatoren;

- overhevelen van belasting, afname of productie, tussen bestaande transformatorstations.

Elke studie wordt gecoördineerd door netbeheerder Elia in samenspraak met de verantwoordelijke elektriciteitsdistributienetbeheerders.

De Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders gaven in hun investeringsplan aan dat op lange termijn minstens 80 transformatorstations tussen het Elia-net en het distributienet moeten verzwaard worden. Het betreffen grotendeels aanpassingen om de N-1 toestand voor afname te behouden. Het investeringsplan van de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit vermeldt ongeveer 50 transformatorstations tussen het Elia-net en het distributienet waarvoor een studie moet uitwijzen wat enerzijds de capaciteitsbehoefte is en anderzijds welke de meest gunstige technisch-economische investeringen zouden zijn.

Het is duidelijk dat verdere afstemming tussen de netbeheerders noodzakelijk is. Deze afstemming moet op de korte termijn leiden tot een concreet resultaat. Hierbij moeten antwoorden geformuleerd worden op de vragen naar capaciteitsbehoefte en naar de oplossingen om deze capaciteit ter beschikking te stellen. Omwille van de lange doorlooptijden, nl. enkele jaren voor de realisatie van een bijkomend transformatorstation, verwachten we concrete resultaten in het volgende investeringsplan van de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

4.2 Neteigenschappen

Zoals eerder aangehaald (par. 2.2.1) geven een aantal eigenschappen van het elektriciteitsnet een indicatie over de beschikbare capaciteit. Van deze eigenschappen lichten we de evolutie van de bovengrondse laagspanningsnetten en van de 230 V-netten toe.

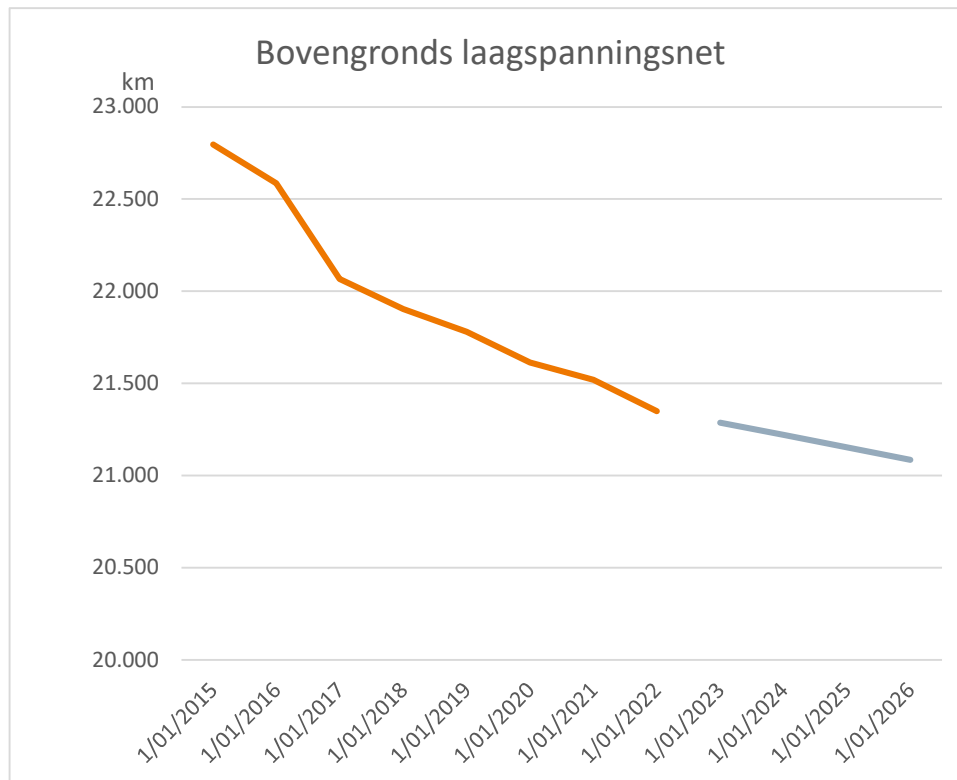
4.2.1 Bovengronds net laagspanning

Het Vlaamse laagspanningsnet lag op 1 januari 2022 voor 75,4% ondergronds.²⁰

In de volgende Figuur 10 geven we de evolutie sinds 2015 van de totale lengte van het Vlaamse bovengrondse laagspanningsnet. Er is een continu dalende trend die door de geplande vervangingsinvesteringen in de komende 3 jaar zal worden verdergezet.

We merken dat netbeheerders in landelijke gebieden een deel van het net bovengronds blijven aanleggen, om daar de relatief hogere kost van een ondergrondse aanleg te vermijden. Elektriciteitsdistributienetbeheerders PBE, Gaselwest en Fluvius-West hebben zo nog relatief veel bovengronds laagspanningsnet (tot maximaal 52 %). De globale trend blijft evenwel bij alle elektriciteitsdistributienetbeheerders dalend. Het ondergronds brengen van het net heeft een gunstige impact op de betrouwbaarheid ervan. Onderbrekingen van bovengrondse laagspanningslijnen worden vaak veroorzaakt door de begroeiing (bomen) rond de lijnen.

²⁰ Het middenspanningsnet is nagenoeg volledig ondergronds in Vlaanderen.



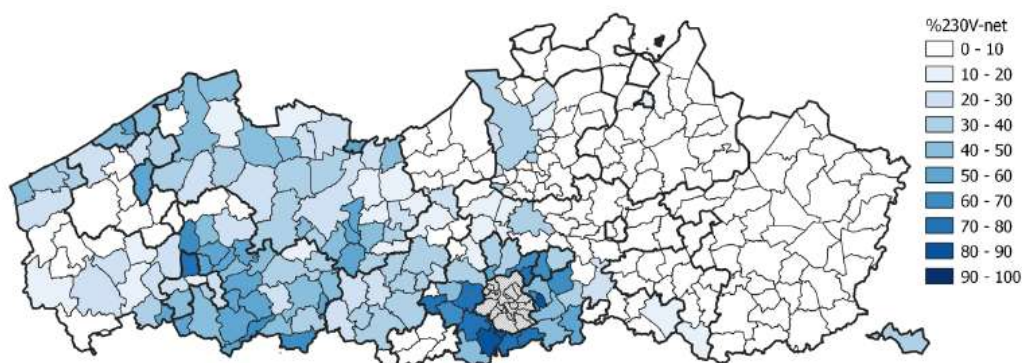
Figuur 10: Evolutie bovengronds laagspanningsnet in Vlaanderen (totale laagspanningsnetlengte in 2022 is ca. 87.000 km)

4.2.2 230 V-netten

Vandaag is 20% van de lengte van de Vlaamse laagspanningsnetten een 230 V-net. De overige 80% kabels en lijnen wordt op 400 V uitgebaat.

De 230 V-netten liggen voornamelijk in en rond verstedelijkt gebied, zoals wordt weergegeven op de volgende Figuur 11. Voornamelijk in de rand van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en in de westelijke regio's van Vlaanderen is er nog relatief veel 230 V-net aanwezig.

Concentratie (%) aan km 230V-net



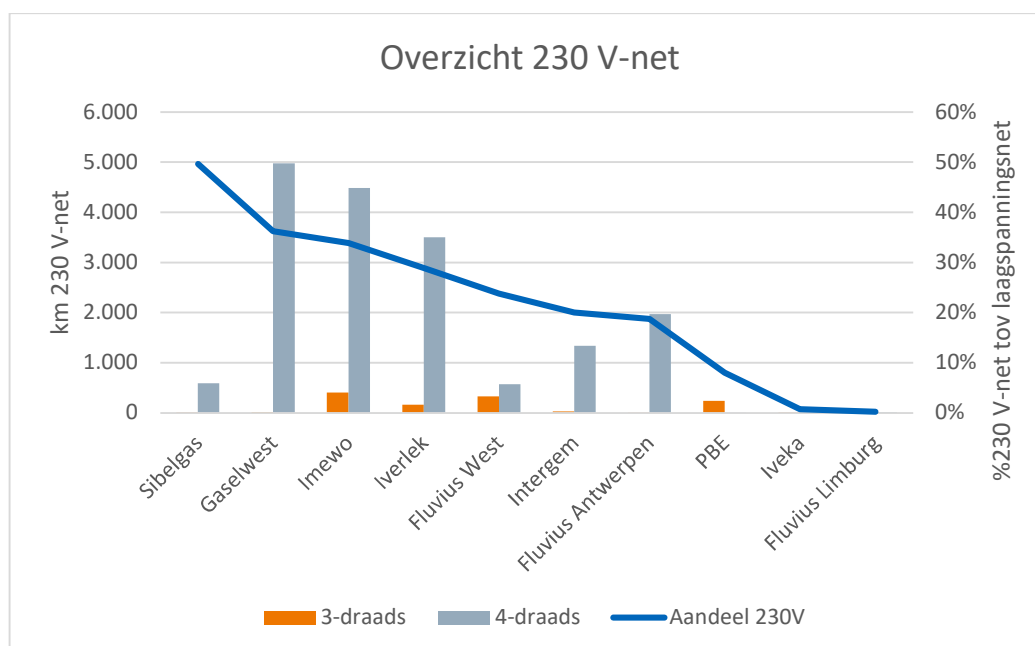
Figuur 11: Geografisch overzicht van het 230 V-net in het Vlaamse Gewest. Bron Investeringsplan 2023-2032 van de distributienetbeheerders.

Deze 230V-netten hebben intrinsiek een lagere capaciteit en hebben doorgaans ook meer aansluitingen per kabel waardoor er maar een beperkte restcapaciteit is.

Bij toenemende elektrificatie van het energiegebruik zullen netgebruikers voor bepaalde toepassingen, denk aan driefasig laden van elektrische voertuigen, nood hebben aan een aansluiting op 400 V.

Binnen de bestaande 230 V-netten is er een onderscheid aan te brengen tussen 3-aderige, ca. 6% van de 230 V-netten, en 4-aderige netten. Sommige 4-aderige netten kunnen toekomstig uitgebaat worden als een 400 V-net. De geschiktheid van het bestaande 230 V-net om als 400 V-net te kunnen dienen hangt af van een aantal parameters zoals de aanwezige kabelsectie en de spanningshuishouding. Omwille van capaciteitsredenen of bij werken in synergie worden de 3-aderige 230 V-netten steeds vervangen door een 4-aderig 230 V-net.

In de volgende Figuur 12 geven we een actueel overzicht van het soort 230 V-net per distributienetbeheerder. In de figuur ziet u naast het aantal km 3- en 4-draadsnet ook het procentueel aandeel van het 230 V-net (3- en 4-draads) in het totale laagspanningsnet. In de netgebieden van Fluvius-Limburg en Iveka is bijna uitsluitend 400 V-net aanwezig is. Daarentegen bestaat bij netbeheerder Sibelgas het laagspanningsnet nog voor ongeveer de helft uit 230 V-net.



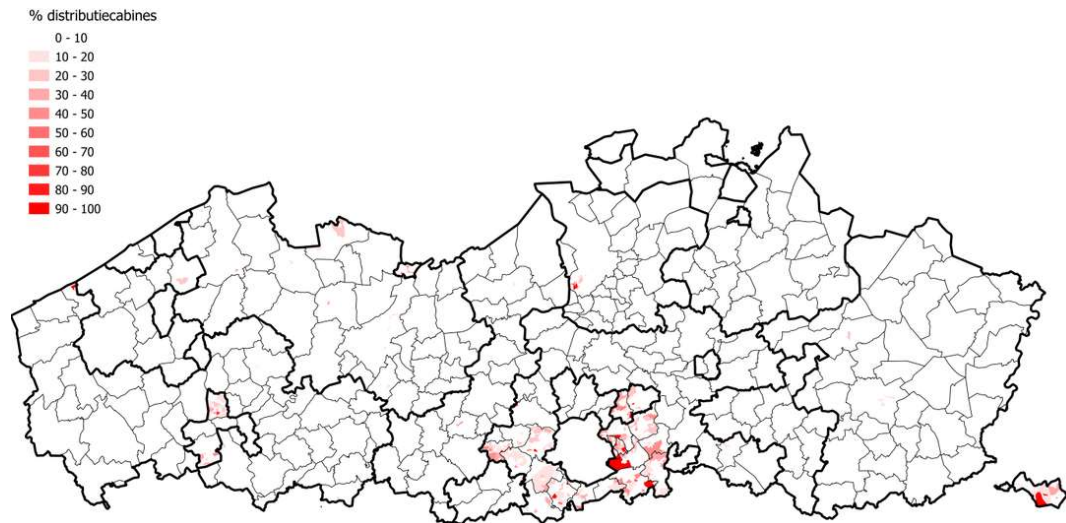
Figuur 12: Overzicht van het 230 V-net per distributienetbeheerder

Een voorwaarde voor ombouw naar 400 V is ook dat de bestaande distributiecabine, van waaruit de laagspanningskabels vertrekken, een uitbating op 400 V kan toelaten. Er zijn 3 types van dergelijke distributiecabines, afhankelijk van welk type transformator daarin de stroom van het middenspanningsnet omvormt tot laagspanning. Volgende types van transformatoren worden door de distributienetbeheerders ingezet:

- transformator die uitsluitend 230 V verdeelt,
- transformator die uitsluitend 400 V verdeelt,
- transformator die zowel 230 V als 400 V verdeelt.

In gebieden waar enkel 230 V of 400 V aanwezig is, staat een distributietransformator die enkel 230 V of 400 V verdeelt. Om in een 230 V-netgebied tegelijk 400 V ter beschikking te stellen plaatst de netbeheerder al geruime tijd 7-puntstransformatoren in de omgebouwde distributiecabines. Deze transformatoren hebben als uitgang een driefasig 230 V- en een 400 V-net met gemeenschappelijke nulgeleider ter beschikking, vandaar de benaming 7-puntstransformatoren (3+3+1).

Slechts een beperkt aantal distributiecabines levert nog uitsluitend 230 V, nl. 381 (of ca. 1,5%). We geven een geografisch overzicht van de distributiecabines die uitsluitend 230 V leveren in Figuur 13. In deze gebieden kan de doorlooptijd voor een klant om een aansluiting op een 400 V-net te bekomen langer zijn omdat die tijd voornamelijk afhangt van de ombouwtijd van de distributiecabine.



Figuur 13: Geografisch overzicht van het aandeel aan distributiecabines die uitsluitend 230 V kunnen leveren.

In de komende 3 jaar plannen de distributienetbeheerders 50 van de 381 cabines te vervangen zodat daar zowel 230 V als 400 V verdeeld kan worden. De resterende 331 distributiecabines die uitsluitend 230 V kunnen leveren zijn opgenomen in de vervangingsinvesteringen in de komende 10 jaar.

5 Besluit

Huidige capaciteit

De huidige capaciteit van het elektriciteitsdistributienet is over het algemeen voldoende.

Door de sterk gestegen decentrale productie in het elektriciteitsdistributienet is het door dat net afgenomen energievolume van het Elia-net al enkele jaren dalend. Het geïnjecteerde energievolume vanuit het elektriciteitsdistributienet in het Elia-net blijft nog relatief beperkt. De koppelpunten tussen de 2 netten behouden over het algemeen hun capaciteitsmarge.

De capaciteit van het middenspanningsnet is in de afgelopen jaren voornamelijk gegroeid om te voldoen aan klantvragen. Alleen Fluvius-Limburg en Fluvius-West hebben relatief veel middenspanningsfeeders met een belasting voor afname van meer dan 60%.

Voor het laagspanningsnet zagen we in de afgelopen jaren het aantal meldingen van spanningsproblemen, alhoewel beperkt in aantal, opnieuw toenemen. We merken vnl. meer klachten over spanningscongestie, geïdentificeerd n.a.v. uitvallende omvormers van PV-installaties, en volgen deze nu maandelijks op.

Capaciteitsbehoefte

De netbeheerders hebben een inschatting gemaakt van de capaciteitsbehoefte van hun netten op zowel de korte als op de lange termijn. De onderliggende hypothese van de toekomstige capaciteitsbehoefte is gemotiveerd en transparant beschreven in de door de netbeheerders gepubliceerde investeringsplannen.

Er zijn verschillen in inschatting tussen de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, ondanks uitwisseling van de planningsgegevens. We betreuren de uiteenlopende inschattingen van de capaciteitsbehoefte. Bij een volgende iteratie van de investeringsplannen moeten planningsgegevens op elkaar zijn afgestemd.

De energietransitie (elektrische voertuigen, warmtepompen) met toenemende decentrale productie (PV) zal een grote impact hebben op de capaciteitsbehoefte, zowel op het midden- als op het laagspanningsnet. Bij elke inschatting van de toekomstige capaciteitsbehoefte zijn er evenwel een aantal onzekerheden. Zo denken we bij mobiliteit aan de aannames voor de verwachte aantallen en voor het gedrag van de netgebruikers op de piekmomenten die belangrijk zijn voor de dimensionering van het net.

Geplande investeringen

De beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit plant in de jaren 2023 tot en met 2025 voornamelijk vervangingsinvesteringen. In zijn investeringsplan zijn een aantal koppelpunten geïdentificeerd die mogelijk versterkt moeten worden. Hiervoor start hij studies op die het technisch-economisch optimum moeten bepalen van de mogelijke

netversterkingen. De studies worden in overleg met de betrokken distributienetbeheerders opgesteld. In een volgend investeringsplan verwachten we de resultaten van de studies te zien.

De elektriciteitsdistributienetbeheerders plannen tot het jaar 2026 de uitvoering van 50% van de noodzakelijke investeringen in het middenspanningsnet voor de komende 10 jaar. Deze investeringsversnelling correleert volgens ons niet aan de geïdentificeerde capaciteitsbehoefte van het middenspanningsnet. Alternatieven voor investeringen, zoals aankoop van flexibiliteit bij de op het middenspanningsnet aangesloten netgebruikers, werden door de netbeheerders bekeken in het investeringsplan. Ze hebben hiertoe een afwegingskader opgesteld. Het is echter een eerste aanzet en er zijn vandaag nog geen concrete alternatieven voor investering. Volgens ons kunnen de alternatieven in sommige gevallen wel degelijk helpen om de maatschappelijke kost te verminderen. Eveneens kan de inzet van flexibiliteit ertoe leiden dat decentrale productie-installaties op korte termijn kunnen aansluiten in afwachting van een investering.

De elektriciteitsdistributienetbeheerders wensen het investeringsritme voor het laagspanningsnet op de korte termijn sterk op te trekken.

De door Fluvius uitgevoerde simulaties van de toekomstige belasting van het laagspanningsnet geven eerder een globaal beeld van de nodige investeringen. Ze houden geen rekening met specifieke lokale situaties (bv. straten zonder parkeergelegenheid) die een invloed hebben op de kans op toekomstige netverzadiging. Uit het investeringsplan is het voor ons niet duidelijk of lokale informatie wordt meegenomen in de ontwerpregels. Algemeen investeren zonder verder lokaal onderzoek kan ertoe leiden dat een lokaal laagspanningsnet overgedimensioneerd wordt.

Naast het inplannen van gerichte proactieve investeringen is het monitoren van de huidige belasting van het net even belangrijk. Een goede monitoring laat de netbeheerder toe om tijdig te reageren. We stellen vast dat de ingediende investeringsplannen van de elektriciteitsdistributienetbeheerders geen duidelijke doelstellingen qua netmonitoring bevatten.

We erkennen dat het uitstellen van proactieve investeringen en het wachten op beter zicht op de toekomstige evoluties vanuit maatschappelijk oogpunt risicovol kan zijn. Wanneer de transitiefase zich realiseert en in een versnelling komt, zullen wellicht meerdere capaciteitsproblemen in het net opduiken. Deze problemen tijdig aanpakken door proactieve investeringen ondersteund door monitoring van de belasting is volgens ons een goede manier om met de energietransitie om te gaan.

Tot slot moet er oog zijn voor de netgebruikers die vandaag aangesloten zijn op een 230 V-net. Zij moeten in de nabije toekomst toegang kunnen hebben tot een 400 V-net, bijvoorbeeld voor het opladen van hun elektrische wagen. We stellen vast dat alvast die doelstelling door de distributienetbeheerders wordt onderschreven, nl. tegen 2032 moet iedere netgebruiker toegang hebben tot een 400 V-net. Echter, hun investeringsplannen geven voor de komende jaren onvoldoende concrete maatregelen om de doelstelling te realiseren. Het is niet duidelijk welke netgebruikers op korte termijn toegang zullen krijgen tot een 400 V-net.