

Rapport

22/02/2024

Studie over de capaciteit van het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen

Inhoudsopgave

1	Inleiding	4
1.1	Context	4
1.1.1	Naar een koolstofarm, geëlektrificeerd energiesysteem	4
1.1.2	Een actievere rol voor het elektriciteitsdistributienet.....	4
1.1.3	De elektriciteitsdistributienetten in Vlaanderen	6
1.2	Objectieven en werkwijze van deze studie	6
1.2.1	Doelstellingen.....	7
1.2.2	Consultant VREG.....	7
1.2.3	Stuurgroep.....	7
1.2.4	Werkwijze.....	8
1.2.5	Onderdelen van de studie	9
2	Methodologie.....	10
2.1	Analyse van de nettoestand	10
2.1.1	Verschillende vormen van netproblemen	10
2.1.2	Kritieke eigenschappen van een distributienet	11
2.2	Modellering van de nettoestand.....	13
2.2.1	Doorrekening van de nettoestand.....	14
2.2.2	Evolutie van de NGIN-tool ten opzichte van de vorige versie van de studie	15
2.3	Inleiding tot de verschillende toekomstscenario's	17
2.4	Inleiding tot de beleidsmaatregelen	17
3	Huidige toestand van het laagspanningsdistributienet	19
3.1	Actuele piekbelasting	19
3.2	Actuele nettoestand.....	20
4	Toekomstige capaciteitsbehoefte op het laagspanningsdistributienet	24
4.1	Selectiemethodologie.....	24
4.2	Toekomstige netbelasting	26
4.2.1	Elektrische voertuigen	28
4.2.1.1	<i>Aantallen voor volledig elektrische personenwagens.....</i>	<i>28</i>
4.2.1.2	<i>Laadgedrag voor volledig elektrische personenwagens</i>	<i>29</i>
4.2.2	Warmtepompen	31
4.2.2.1	<i>Woningen en renovaties.....</i>	<i>31</i>
4.2.2.2	<i>Aantal warmtepompen.....</i>	<i>32</i>
4.2.3	Zonnepanelen.....	34
4.3	Capaciteitsbehoefte	35

4.3.1	Toekomstige netbelasting in Vlaanderen	36
4.3.1.1	<i>Gemiddelde netbelastingscurves voor Vlaanderen</i>	36
4.3.1.2	<i>Toekomstige netbelasting in Vlaanderen per scenario</i>	37
4.3.2	Toekomstige netbelasting per distributienetbeheerder en op gemeenteniveau.....	41
4.3.2.1	<i>Netbelastingscurves per distributienetbeheerder</i>	41
4.3.2.2	<i>Toekomstige netbelasting op gemeenteniveau per scenario</i>	43
5	Capaciteitsbehoefte met beleidsmaatregelen	47
5.1	Selectie van beleidsmaatregelen.....	47
5.2	Modellering van de MinFlex-scenario's	49
5.3	Impact van de beleidsmaatregelen op de capaciteitsbehoefte	50
6	Conclusie	52
7	Bijlagen	55
7.1	Onderdeel II: Ondersteuning voor het opstellen van toekomstscenario's	55
7.2	Onderdeel III: Ondersteuning van de simulatie van toekomstscenario's onder verschillende (beleids)maatregelen	55

1 Inleiding

In februari 2023 publiceerde de VREG een eerste rapport¹ over de toestand van de laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen. De aanleiding van dit rapport was een vraag van Vlaams minister van Justitie en Handhaving, Omgeving, Energie en Toerisme Zuhail Demir aan de VREG² om een onderzoek uit te voeren, in samenwerking met Fluvius System Operator cv (Fluvius), het Vlaams Energie en Klimaat Agentschap (VEKA) en eventueel ondersteund door een externe consultant, over de impact van de verwachte energietransitie en de bijhorende elektrificatie op de laagspanningsnetten (LS-netten) in het Vlaamse elektriciteitsdistributienet.

Het voorliggend rapport is een vervolg op de initiële studie, en bouwt verder op de reeds uitgevoerde analyses. Het doel is om de eerder gemaakte assumpties in vraag te stellen en waar nodig bij te sturen om zo de best mogelijke evaluatie van de toestand van de laagspanningsdistributienetten te bekomen.

In dit hoofdstuk schetsen we de context waarin de studie tot stand kwam, en gaan we ook dieper in op de objectieven en de gehanteerde werkwijze.

1.1 Context

1.1.1 Naar een koolstofarm, geëlektrificeerd energiesysteem

In een poging om de klimaatverandering tegen te gaan en de globale temperatuurstijging te beperken, worden maatregelen getroffen om de uitstoot van CO₂ en andere broeikasgassen (bv. Methaan) terug te dringen. Aangezien de energiesector verantwoordelijk is voor een belangrijk deel van alle CO₂ uitstoot, vereist het terugdringen van de broeikasgassen een doortastende wijziging van deze sector zowel aan vraagzijde als aan aanbodzijde.

In deze context heeft de Europese Commissie (EC) doelstellingen vastgelegd om de uitstoot van broeikasgassen te reduceren, het gebruik van hernieuwbare energiebronnen (HEB) te doen toenemen, en de energie-efficiëntie te verbeteren. In 2019 stelde de EC zijn *European Green Deal* voor, met een duidelijke doelstelling om tegen 2030 de uitstoot van broeikasgassen met 55% te reduceren ten opzichte van 1990, om zo tot een netto-nul uitstoot te komen in 2050. Deze hoge ambities vertalen zich concreet ook in doelstellingen voor de vergroening van transport, en de renovatie van gebouwen.

Een belangrijke sleutel om deze doelstellingen te bereiken is de elektrificatie in de transport- en de gebouwensector. Als dusdanig maakt het Europese kader de weg vrij voor een sterke toename van elektrische voertuigen en warmtepompen. Naast deze doorgedreven elektrificatie, zal een verdere uitrol van HEB een belangrijke rol vervullen. Wat opnieuw bevestigt dat decentrale elektriciteitsproductie door middel van o.a. windturbines en fotovoltaïsche (PV) installaties een steeds groter aandeel in onze elektriciteitsvoorziening zullen opnemen.

1.1.2 Een actievere rol voor het elektriciteitsdistributienet

¹ <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2023-02>

² Brief van 6 oktober 2020.

Historisch gezien groeide het distributienet organisch, en had het vooral als functie voor de afnemers voldoende afnamecapaciteit te voorzien, zodat aan hun elektriciteitsbehoeften kon voldaan worden. Het distributienet transporteerde de elektrische stroom in één richting: van het hogerliggend transmissienet naar de distributienetgebruikers, en het aanbod aan elektriciteit, gebaseerd op centrale productie, volgde de geaggregeerde vraag die min of meer voorspelbaar was. De relatief passieve benadering van ‘fit and forget’ binnen de netontwikkeling komt echter onder druk door de energietransitie en de daaruit volgende elektrificatie. Het distributienet in Vlaanderen heeft in de afgelopen jaren steeds meer decentrale elektriciteitsproductie moeten ontvangen, en de nieuwe golf aan elektrificatie, waaronder de uitrol van elektrische voertuigen en warmtepompen, zal de elektrische stromen die het distributienet moet verwerken sterk doen stijgen. Bovendien zal deze elektrificatie de typische verbruikspatronen van individuele distributienetgebruikers wijzigen. Dit stelt de netbeheerders bijkomend voor nieuwe uitdagingen, waaronder een verhoogd risico op netcongesties.

Een distributienetbeheerder heeft verschillende mogelijkheden om met deze nieuwe uitdagingen om te gaan.

Ten eerste zullen netinvesteringen en een meer dynamisch (of slim) beheer van de netinfrastructuur ervoor zorgen dat meer decentrale elektriciteitsproductie kan worden geïntegreerd. Het doel is de uitbating van een slim distributienet waarbij de netbeheerder in real-time de staat van het net kan monitoren, en op afstand kan ingrijpen indien nodig.

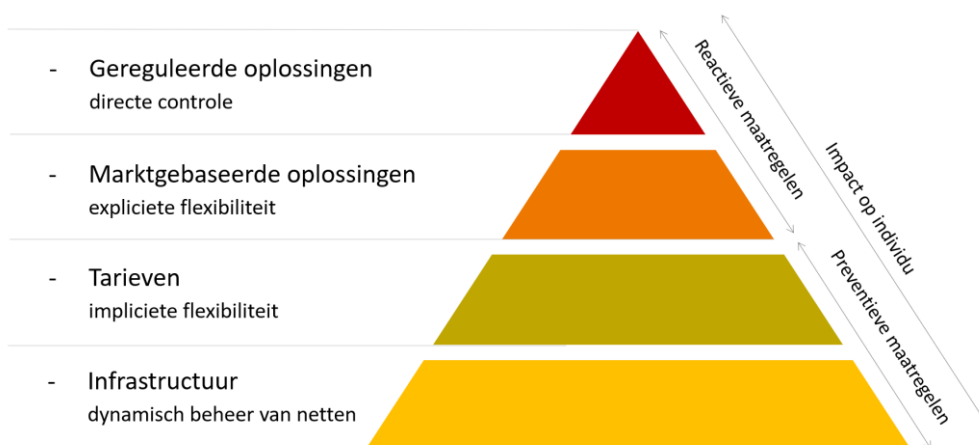
Aanvullend kan men werken met prikkels om het gebruiksgedrag van de netgebruiker op een voor het net zo gunstig mogelijke manier te sturen. Tarifaire prikkels kunnen de netgebruikers bijvoorbeeld stimuleren om hun elektriciteitsverbruik te spreiden waardoor de netpiek wordt gereduceerd, b.v. via de bestaande tarieven gebaseerd op het piekverbruik. Het is een vorm van aanspreken van bottom-up flexibiliteit bij de klanten. Elke netgebruiker beslist voor zichzelf of hij met deze prikkel wil rekening houden. Er is geen expliciet top-down signaal. Deze vrijwillige acties worden onder de categorie *impliciete flexibiliteit* geplaatst.

De distributienetbeheerder kan er uiteindelijk ook voor kiezen om in geval van lokale congestie *expliciete flexibiliteit* aan te kopen bij netgebruikers die hun flexibiliteit aanbieden op een lokale flexibiliteitsmarkt. Anders dan bij impliciete flexibiliteit, is er bij deze vorm van flexibiliteit wel een te volgen top-down signaal van de netbeheerder om de flexibiliteit te activeren³. De dienstverlener van flexibiliteit ontvangt voor de geleverde flexibiliteit een vergoeding op basis van marktprijzen op de flexibiliteitsmarkt. Deze expliciete, marktgebaseerde flexibiliteit wordt in Vlaanderen *commerciële flexibiliteit* genoemd.

Finaal kan een netbeheerder een beroep doen op gereguleerde oplossingen waarbij hij onder bepaalde omstandigheden, denk aan een gebrek aan aanbod in de commerciële flexibiliteitsmarkt, zelf flexibiliteitsbronnen kan aanspreken in het geval van een lokale congestie. De door de distributienetbeheerder aangesproken netgebruiker is daarbij verplicht zijn gebruiksprofiel aan te passen. In Vlaanderen worden deze gereguleerde oplossingen ingevuld door het concept *technische flexibiliteit*. Deze technische flexibiliteit wordt vandaag bv. toegepast bij klanten op het middenspanningsdistributienet via afregeling van de productie-installaties.

Figuur 1 geeft een overzicht van de verschillende mogelijkheden.

³ De activatie van expliciete flexibiliteit kan ook gebeuren door het toepassen van een met de netbeheerder afgesproken gebruiksprofiel.



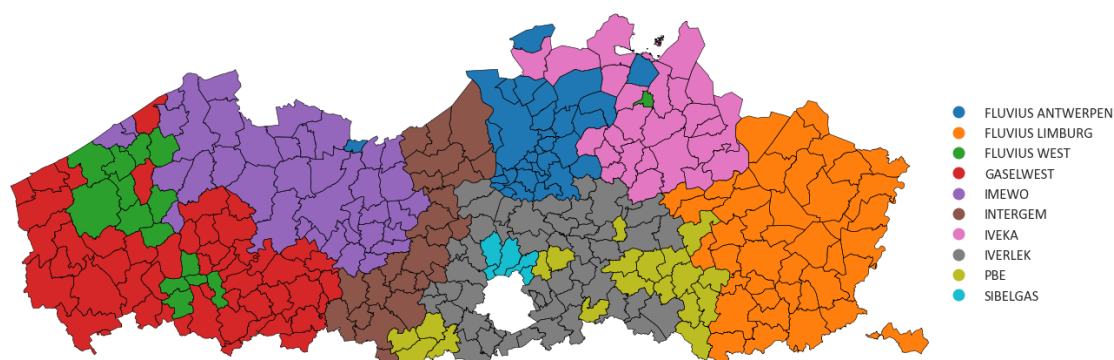
Figuur 1: Illustratie van het structureel kader rond flexibiliteit en andere beleidsmaatregelen in het kader van netbeheer.⁴

1.1.3 De elektriciteitsdistributienetten in Vlaanderen

De distributienetten in Vlaanderen worden uitgebaat door tien distributienetbeheerders, die elk actief zijn in hun eigen werkingsgebied. Figuur 2 toont deze tien werkingsgebieden.

Distributienetbeheerders kunnen voor de exploitatie van het distributienet beroep doen op een werkmaatschappij. Tot voor 2018 maakten de Vlaamse distributienetbeheerders gebruik van twee werkmaatschappijen, Eandis en Infrac. Binnen deze werkmaatschappijen hadden de aparte distributienetbeheerders een eigen investeringsbeleid. Hierdoor ziet men vandaag nog verschillen in de neteigenschappen van de verschillende elektriciteitsdistributienetten. Deze verschillen zijn waarneembaar tussen de ex-Eandis en ex-Infrac distributienetgebieden, maar ook binnen deze gebieden zijn er historische variaties in neteigenschappen.

Sinds midden 2018 maken alle Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders gebruik van werkmaatschappij Fluvius System Operator cv.



Figuur 2: Werkingsgebieden van de tien elektriciteitsdistributienetbeheerders in Vlaanderen.

1.2 Objectieven en werkwijze van deze studie

⁴ Illustratie geïnspireerd op 'Smart charging synergies: conflicten en belangen rondom proposities voor slim laden – een verkenning (TKI Urban Energy)', p. 15.

1.2.1 Doelstellingen

Het doel van deze vervolgstudie is om, zoals eerder vermeld, een update uit te voeren van de reeds uitgevoerde analyses door de eerder gemaakte assumpties in vraag te stellen en waar nodig bij te sturen om zo de best mogelijke evaluatie van de toestand van de laagspanningsdistributienetten te bekomen.

1.2.2 Consultant VREG

De VREG doet voor deze studie een beroep op een consultant. Na het doorlopen van een mededingingsprocedure met onderhandeling heeft de VREG de opdracht “Advies en expertise in het kader van het beoordelen van de capaciteit van (laagspannings)netten” toegewezen aan de Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek (VITO). De opdracht omvat een driejarig traject waarbij elk onderdeel van de opdracht jaarlijks herhaald wordt. Voorliggend rapport is dus een samenvatting van de tweede iteratie in de opdracht.

De opdracht van de consultant met betrekking tot deze studie bestaat uit drie onderdelen. Eerst is er de verificatie van het rekenmodel dat Fluvius gebruikt bij de analyse van de nettoestand, en het onderzoek naar de mogelijke verbeteringen ervan. Ten tweede dient de consultant ondersteuning te bieden bij het opstellen van toekomstscenario's die in deze studie worden gebruikt om een inschatting te maken van de toekomstige belasting op het laagspanningsdistributienet. Het derde onderdeel bestaat er dan weer uit ondersteuning te bieden bij de selectie van de relevante (beleids)maatregelen, en het analyseren van hun impact op de nettoestand.

De resultaten van het eerste onderdeel van de opdracht worden kort besproken in Hoofdstuk 2. Voor onderdelen 2 en 3 werd door de consultant een afzonderlijk rapport opgeleverd. Deze rapporten bevinden zich in bijlage van deze studie:

- Bijlage 7.1 – Onderdeel II: Ondersteuning voor het opstellen van toekomstscenario's
- Bijlage 7.2 – Onderdeel III: Ondersteuning van de simulatie van toekomstscenario's onder verschillende (beleids)maatregelen

1.2.3 Stuurgroep

De VREG heeft voor de uitwerking van de studie samengewerkt met de volgende instanties:

- Fluvius, de werkmaatschappij van de Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders. Fluvius beschikt over specifieke simulatiesoftware voor het elektrotechnisch analyseren van belastingen op laagspanningsnetten en over een model van het huidige laagspanningsnet in Vlaanderen. De analyses in deze studie kwamen aldus tot stand door het simuleren van bepaalde situaties qua belasting op het laagspanningsnet.
- VITO ondersteunde de VREG bij de beoordeling van het rekenmodel en de -tools van Fluvius. Het VITO-team adviseerde ook bij het onderzoeken van scenario's voor de toekomst, en bij het parametriseren van deze scenario's in die tools. Ook onderzocht VITO

mee de mogelijke (beleids)maatregelen om een latere investeringsnood te kunnen verlichten.

- VEKA werd eveneens van bij de start betrokken en hielp het onderzoek mee te begeleiden.

Fluvius, VITO, VEKA en VREG vormden samen een stuurgroep voor de uitvoering van deze studie.

1.2.4 Werkwijze

De werkwijze voor het uitvoeren van de studie is gelijkaardig aan de werkwijze beschreven in het vorige rapport. Zo evalueren we opnieuw de huidige nettoestand alsook de nettoestand in drie verschillende toekomstscenario's voor de jaren 2030, 2040 en 2050. Toch zijn er ook enkele belangrijke verschillen:

- De **toekomstscenario's** die in de vorige versie van de studie werden geanalyseerd kwamen tot stand door middel van een literatuurstudie uitgevoerd door VITO. Op basis van de verzamelde data werden per technologie, drie scenario's afgeleid, zijnde het Laag, Midden en Hoog scenario, met de volgens de literatuur laagste, gemiddelde en hoogste graad van elektrificatie. Dit gebeurde echter zonder verdere interpretatie, waardoor het niet duidelijk was welke coherente onderliggende assumpties en evoluties nu juist aan de basis zouden kunnen liggen van die drie scenario's. De scenario's werden vormgegeven door datapunten uit verschillende bronnen die soms andere uitgangspunten hanteerden, waardoor ze niet altijd onderling consistent waren. In deze vervolgstudie werd een andere scenariomethodiek toegepast, waarbij de scenario's opgebouwd worden aan de hand van consistente verhaallijnen op technologie-niveau. Hierdoor trachten we de toekomstscenario's tastbaarder te maken. We bespreken de toegepaste scenariomethodiek in detail in Hoofdstuk 4.
- In de voorgaande studie werden verschillende **beleidsmaatregelen** in kaart gebracht die de toekomstige capaciteitsbehoeften op het laagspanningsnet zouden kunnen reduceren. Hoewel het nuttig is om een overzicht te hebben van alle mogelijke individuele beleidsmaatregelen, is het niet altijd eenvoudig om deze beleidsmaatregelen te vertalen naar modelparameters omdat de impact van deze maatregelen heel onzeker is. In deze vervolgstudie werd daarom besloten om te focussen op de potentiële effecten die beleidsmaatregelen kunnen hebben. Voorbeelden van effecten zijn: het verlagen of verhogen van de gemiddelde piekbijdrage van individuele assets (bv. elektrische voertuigen of warmtepompen), en het verlagen of verhogen van het aantal assets in het laagspanningsdistributienet. De gehanteerde werkwijze wordt besproken in Hoofdstuk 5.

Figuur 3 geeft een schematisch overzicht van de gehanteerde werkwijze in deze vervolgstudie. Vooreerst wordt nogmaals de huidige nettoestand geëvalueerd om de situatie vandaag te kunnen kaderen (Stap 1). Vervolgens worden de nieuwe toekomstscenario's voor het laagspanningsdistributienet gedefinieerd (Stap 2) en geanalyseerd (Stap 3). Na het in kaart brengen van de toekomstige capaciteitsbehoefte, onderzoeken we de impact van een situatie waarin door een gesynchroniseerde activatie van flexibiliteitstoepassingen de lokale netpiek wordt verhoogd (Stap 4). In een laatste stap (Stap 5) worden conclusies en aanbevelingen geformuleerd.



Figuur 3: Overzicht van de gehanteerde werkwijze om de doelstellingen van de studie te bereiken.

1.2.5 Onderdelen van de studie

Hoofdstuk 2 bevat een herhaling van de algemene methodologie van de studie. Er wordt een overzicht gegeven van de relevante elementen om de toestand van het laagspanningsdistributienet te bepalen, en we leggen uit hoe de berekening van de nettoestand in deze studie gebeurt. Ook geeft Hoofdstuk 2 een inleiding tot de verschillende toekomstscenario's en beleidsmaatregelen die in deze studie zullen worden onderzocht.

In **Hoofdstuk 3** geven we een update van de toestand van het laagspanningsdistributienet zoals ze vandaag is. De huidige nettoestand wordt in kaart gebracht op basis van simulaties van stroomcongestie en de spanningskwaliteit door de simulatietool van Fluvius.

Hoofdstuk 4 beschrijft drie nieuwe toekomstscenario's die in deze studie worden doorgerekend om de toekomstige toestand van het huidige laagspanningsdistributienet te analyseren. Hierbij geven we een beknopt overzicht van het in Bijlage 7.1 toegevoegde rapport van VITO. We gaan hierbij in op het tot stand komen van de scenario's alsook de resultaten uit de simulaties.

Op een gelijkaardige manier geven we in **Hoofdstuk 5** een overzicht van het in Bijlage 7.2 toegevoegde rapport van VITO. Dit hoofdstuk beschrijft alles over de effecten die beleidsmaatregelen kunnen hebben op de netbelasting.

Ten slotte, geeft **Hoofdstuk 6** een overzicht van de belangrijkste conclusies.

2 Methodologie

Dit hoofdstuk beschrijft de parameters en de tools waarmee de toestand van het laagspanningsdistributienet wordt geanalyseerd.

In Par. 2.1 wordt een overzicht gegeven van de verschillende parameters die worden gehanteerd om te analyseren of de netcapaciteit toereikend is. Vervolgens beschrijft Par. 2.2 de NGIN-tool van Fluvius die voor deze studie opnieuw gebruikt werd om de nettoestand door te rekenen. Deze paragraaf bevat ook een overzicht van de belangrijkste tekortkomingen van NGIN, evenals van de verbeteringen die sinds de vorige versie van de studie werden geïmplementeerd en aanbevelingen voor de verdere ontwikkeling van deze tool. Tenslotte wordt in Par. 2.3 en Par. 2.4 kort de methodologie voor de toekomstscenario's en de beleidsmaatregelen besproken.

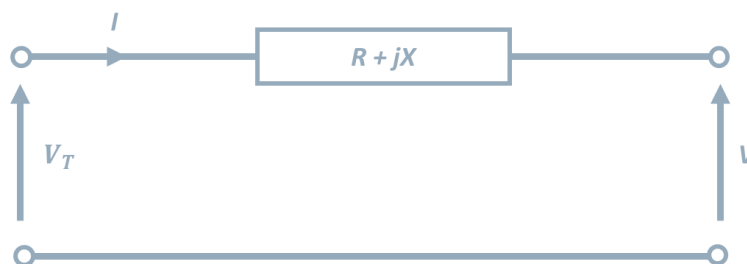
2.1 Analyse van de nettoestand

2.1.1 Verschillende vormen van netproblemen

We beoordelen de toestand van het laagspanningsdistributienet door de vermogensstromen die nodig zijn om aan de elektriciteitsbehoeften van de netgebruikers te voldoen, te vergelijken met de capaciteit van de netcomponenten (kabels, transformatoren...). Wanneer de dimensionering van het net en van de verschillende netcomponenten ontoereikend is om de vermogensstromen op een veilige manier en binnen de geldende normen over te brengen, spreken we van een netprobleem. We onderscheiden twee types netproblemen: stroomcongestie en spanningskwaliteitsproblemen.

Stroomcongestie treedt op wanneer netcomponenten (typisch transformatoren of kabels) vermogens moeten overbrengen die groter zijn dan de vermogens waarvoor ze gedimensioneerd zijn. De netcomponenten worden in deze gevallen overbelast wat kan leiden tot ontijdige uitschakelingen en een versnelde veroudering van deze componenten. Aangezien netcomponenten zowel stromen ten gevolge van actief en reactief vermogen moeten overbrengen wordt hun capaciteit en dimensionering vaak uitgedrukt op basis van het schijnbaar vermogen dat de component aankan, uitgedrukt in kVA.

Men spreekt van **spanningskwaliteitsproblemen** wanneer het overgebrachte vermogen en de eigenschappen van het distributienet ervoor zorgen dat het niveau van de spanning dermate afwijkt dat de spanningskwaliteitsnorm EN 50160 wordt overschreden. Deze norm schrijft bijvoorbeeld voor dat het 10-minuten gemiddelde van de geleverde spanning op de aangesloten toegangspunten met niet meer dan 10% mag afwijken van de nominale spanning (230V), voor 95% van de tijd. Afwijkingen van de nominale spanningen ontstaan door het feit dat distributiekabels een zekere impedantie hebben die een spanningsval veroorzaakt van zodra er een stroom vloeit. Figuur 4 geeft het equivalente elektrische schema weer van een distributiekabel.



Figuur 4: Equivalent schema van een distributiekabel.

De spanningsvariatie over de distributiekabel kan trouw worden uitgedrukt in functie van de stroom die door de lijn vloeit volgens volgende vergelijking (wet van Ohm):

$$\Delta V = V_T - V = I \cdot (R + jX)$$

Met:

- R : de weerstand van de laagspanningsdistributiekabel [Ω]
- X : de reactantie van de laagspanningsdistributiekabel [Ω]
- I : de stroom doorheen de laagspanningsdistributiekabel [A]
- V_T : de transformatorspanning [V]
- V : de spanning op het uiteinde van de laagspanningsdistributiekabel [V]

Merk op dat het spanningsverschil over de kabel ΔV zowel positief als negatief kan zijn, afhankelijk van de richting waarin de stroom vloeit. Wanneer er vermogen wordt afgenomen (bv. bij het laden van een elektrische wagen), vloeit er stroom vanuit de transformator richting het afnamepunt (I is positief), en zal er een spanningsval optreden t.o.v. de transformatorspanning (ΔV is positief). Wanneer er stroom vanuit het afnamepunt richting transformator vloeit (I is negatief), en er dus vermogen wordt geïnjecteerd (bv. door zonnepanelen), zal er een spanningsstijging zijn (ΔV is negatief).

2.1.2 Kritieke eigenschappen van een distributienet

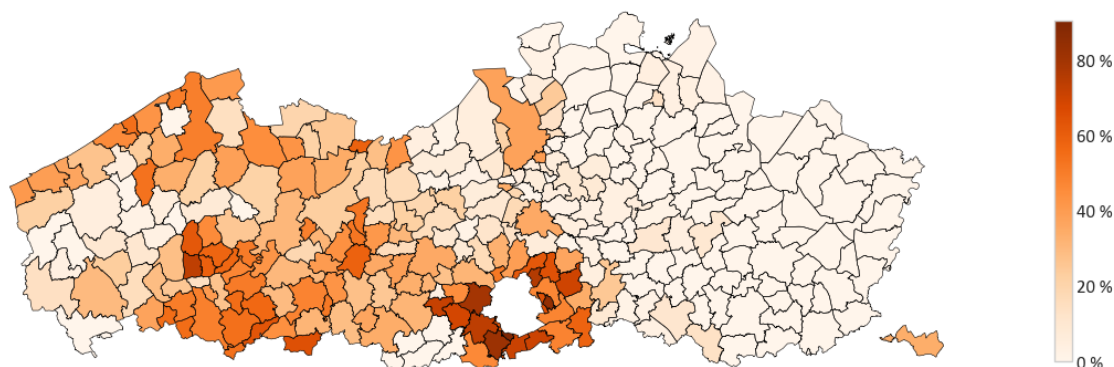
Ook neteigenschappen zijn een belangrijke factor in het ontstaan van stroomcongestie of spanningskwaliteitsproblemen. Bepaalde types van distributienetten zijn namelijk gevoeliger voor netproblemen dan andere, en hoewel de analyse in het vorige rapport aantoonde dat voor de toekomstige nettoestand deze kritieke netten niet meer problemen ondervinden dan andere, merken we dat er wel een link is met de netproblemen die er vandaag zijn.

Vooreerst zijn er de **230V-netten** in het Vlaamse laagspanningsdistributienet die, in tegenstelling tot de standaard 400V-netten op een lagere lijnspanning opereren en dus voor hetzelfde afgenomen of geïnjecteerde vermogen een hogere lijnstroom moeten verwerken. Deze hogere stroom zorgt voor meer stroomcongestie, en veroorzaakt bovendien een grotere spanningsval.

Een bijkomend probleem met deze netten is dat het vaak niet mogelijk is driefasige laadinfrastructuur voor elektrische voertuigen te gebruiken. Bij de meeste driefasige laadpalen moet de aansluiting immers zo worden gerealiseerd dat één geleider zich op de aardpotentiaal bevindt. Bij een 230V-net is deze geleider vaak niet aanwezig, waardoor een driefasige laadpaal het

elektrisch voertuig niet zou kunnen opladen. Om dit probleem op te lossen moet dan een aparte scheidingstransformator geïnstalleerd worden bij de distributienetgebruiker.

Figuur 5 geeft een overzicht van het aandeel aan 230V-netten⁵ in 2023 in Vlaanderen op gemeenteniveau, en toont aan dat de 230V-netten zich voornamelijk bevinden in de rand rond Brussel en de provincies Oost- en West-Vlaanderen. De distributienetbeheerders met het hoogste aandeel 230V-netten in hun werkingsgebied zijn Sibelgas, Gaselwest, Imewo en Iverlek.



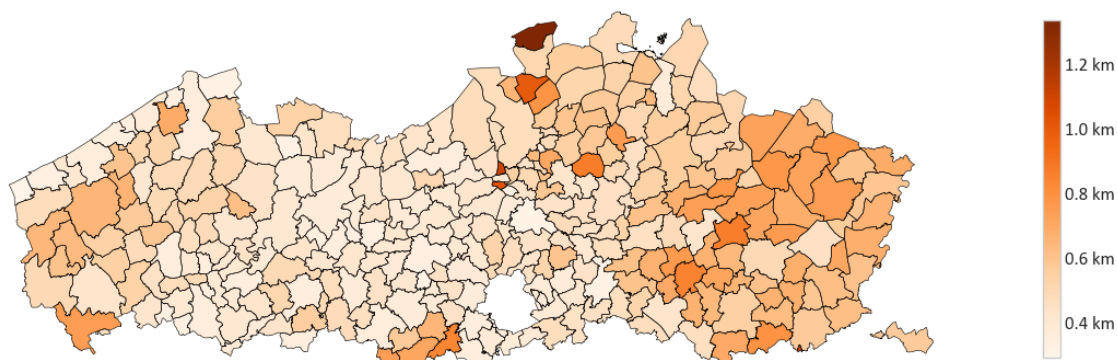
Figuur 5: Overzicht van het aandeel aan 230V-netten in Vlaanderen op gemeenteniveau (situatie 2023).

Vervolgens zijn er de **lange netten** met laagspanningskabels die tot ver van de distributiecabine aansluitingspunten hebben. Aangezien de weerstand van een kabel evenredig is met zijn lengte, zijn de lange lokale distributienetten meer onderhevig aan spanningskwaliteitsproblemen. Dit laat zich vandaag al merken door de problematiek van de uitvallende omvormers van PV-installaties die afschakelen van zodra de spanning te hoog⁶ wordt. Deze problematiek doet zich momenteel vooral bij de lange netten voor.

Figuur 6 toont de gemiddelde lengte van de laagspanningsdistributienetten (aantal kilometer kabel per circuit) in 2023 in Vlaanderen op gemeenteniveau. De gemiddelde lengte per circuit in Vlaanderen bedraagt ongeveer 600 meter. De netten met een bovengemiddelde lengte bevinden zich voornamelijk in de provincie Limburg en ten noorden van de stad Antwerpen. De verklaring voor het feit dat de kabels in Limburg typisch langer zijn dan in de rest van Vlaanderen moet men zoeken in het vroegere lokale investeringsbeleid, in een meer landelijke omgeving en met uitsluitend 400V-netten.

⁵ Het aandeel 230V-netten in een bepaalde gemeente wordt berekend door het aantal kilometer aan 230V-netten te delen door de totale lengte van het laagspanningsdistributienet in die gemeente.

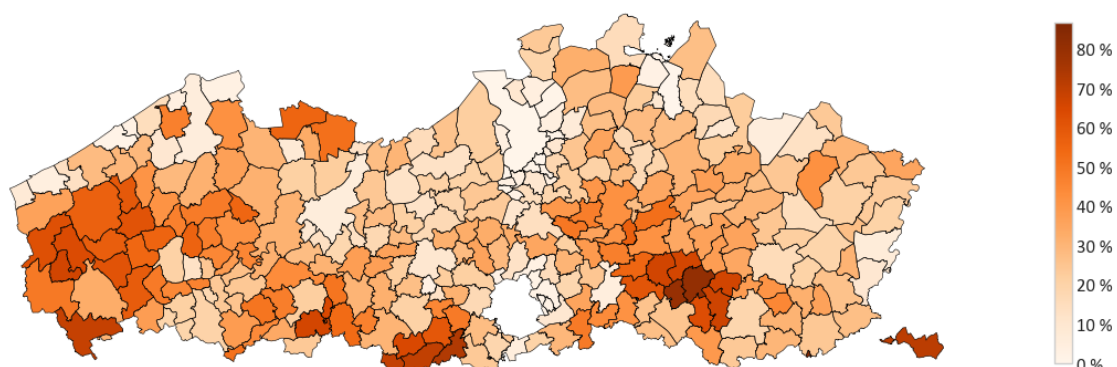
⁶ Het uitvallen van omvormers van PV-installaties kan gebeuren vanaf de spanning een waarde van 110% de nominale spanning bereikt. Met een nominale spanning van 230V komt dit neer op een spanning van 253V.



Figuur 6: Overzicht van de lengte van de distributienetten Vlaanderen op gemeenteniveau (situatie 2023).

Als laatste zijn er de **bovengrondse distributienetten**. Bovengrondse laagspanningskabels hebben typisch een kleinere diameter dan ondergrondse kabels om o.a. hun gewicht te beperken zodat ze minder doorhangen tussen de elektriciteitspalen of ankerpunten aan de gevels. Hierdoor is hun elektrische weerstand groter, en is ook het maximale vermogen dat door deze kabels kan stromen lager. Bovengrondse distributienetten worden dus typisch sneller getroffen door de congestieproblematiek.

Figuur 7 toont het aandeel aan bovengrondse distributienetten in 2023 in Vlaanderen op gemeenteniveau. De distributienetbeheerders met het grootste aandeel bovengrondse netten in hun werkingsgebied zijn PBE, Gaselwest, Fluvius West en Iverlek.



Figuur 7: Overzicht van het aandeel aan bovengrondse netten in Vlaanderen op gemeenteniveau (situatie 2023).

2.2 Modelling van de nettoestand

De rekentools die Fluvius gebruikt voor de berekening van de capaciteit van het laagspanningsnet hebben de laatste jaren een sterke evolutie doorgemaakt. Initieel maakte Fluvius vooral gebruik van berekeningen in een laagspanningstool/rekenblad voor studies op het laagspanningsdistributienet. Deze berekeningen dienden voornamelijk om n.a.v. concrete klantaanvragen of netuitbreidingen met verscheidene configuratiemogelijkheden, de impact op één bepaalde feeder⁷ in kaart te brengen.

⁷ een driefasige set van geleiders afkomstig van een distributiecabine die klanten in een bepaald lokaal distributiegebied bedient.

De tool evolueerde later in een Asset Visualisatie en Informatie (AVI) tool. Dit is een globale rekentool waarmee een globale kwantitatieve doorrekening van het volledige net kan worden gemaakt. Bovendien beschikt de AVI-tool over een sterke visualisatie omgeving waarbij de resultaten van de doorrekening op feeder niveau worden weergegeven op een kaart van Vlaanderen.

Om naast de actuele toestand, ook een potentiële toekomstige toestand van het laagspanningsdistributienet door te rekenen werd ten slotte de **NGIN-tool** ontwikkeld, wat staat voor Next Generation Infrastructure⁸. Dit is een geavanceerde rekentool voor analyse van de nettoestand. Op basis van de bestaande netstructuur en een inschatting van de worst-case piekbelasting maakt de NGIN-tool een inschatting van de toestand van de verschillende netcomponenten tot op straatniveau. De NGIN-tool bevat ook de mogelijkheid voor het doorrekenen van toekomstscenario's op basis van bijkomende elektrische toestellen. Het is dan ook deze NGIN-tool die in deze studie gebruikt wordt om de huidige en toekomstige toestand van het huidige net te simuleren.

2.2.1 Doorrekening van de nettoestand

In deze paragraaf gaan we algemeen verder in op de wijze waarop rekenmodellen vandaag distributienetten doorrekenen, zonder specifiek de methodiek en parameters van het NGIN-model te beschrijven⁹.

Om te onderzoeken of de capaciteit van het net toereikend is rekenen distributienetmodellen de nettoestand uit op een worst-case moment. Met andere woorden men rekent het net door op het moment dat de absolute piek voor afname en/of injectie optreedt. Omdat men er momenteel vanuit gaat dat de afnamepiek hoger zal zijn dan de injectiepiek, neemt men vandaag typisch de hoogste avondpiek tijdens een strenge winter¹⁰ als worst-case moment.

Bij het berekenen van de nettoestand kunnen typisch 3 stappen worden onderscheiden:

Stap 1 - Men berekent voor een gekozen moment de **elektrische stroom door iedere netcomponent**. Deze stromen volgen uit het geheel van de gelijktijdige piekbelastingen van elke individuele aansluiting, dewelke berekend worden aan de hand van twee deelbelastingen¹¹, namelijk:

- **De basispiekbelasting P^{base} (kW)** – Dit deel van de piekbelasting komt overeen met de huidige piekbelasting, en dient als een basis voor alle doorgerekende scenario's. Om de basispiekbelasting te bepalen kan men gebruik maken van meetgegevens uit de digitale meter. Indien deze gegevens niet beschikbaar zijn moet men op een of andere manier een inschatting maken. Hiervoor grijpt men meestal terug naar empirisch bepaalde verbanden zoals bv. de formule Velder¹² die de basispiekbelasting van een aansluiting inschat op basis van het geregistreerde jaarverbruik op die aansluiting V (kWh) via volgende formule:

$$P^{base} = \alpha \cdot V + \beta \cdot \sqrt{V}$$

⁸ <https://www2.deloitte.com/be/en/pages/energy-and-resources/topics/ngin.html>

⁹ Intellectuele eigendom van Fluvius en Deloitte.

¹⁰ In deze studie is ook een simulatie opgenomen voor een zonnig moment waarop er maximaal geïnjecteerd wordt door een theoretisch maximaal aantal PV-installaties.

¹¹ Zie ook <https://phasetophase.nl/nieuw-belastingmodel.html>

¹² https://phasetophase.nl/boek/boek_1_3.html

Waarbij de parameters α en β empirisch kunnen worden bepaald.

- **De bijkomende piekbelasting P^{add} (kW)** – Dit deel van de piekbelasting volgt uit veronderstelde toekomstscenario's en komt overeen met de impact van bijkomende elektrificatie op de piekbelasting.

Om een inschatting te maken van de bijkomende piekbelasting bevatten deze scenario's assumpties over de groei van bepaalde elektrische gebruiksvormen nl. elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen. Deze gebruiksvormen worden toegewezen aan individuele toegangspunten, waarbij P^{add} kan worden bepaald op basis van het nominaal vermogen van de gebruiksvorm.

Om een inschatting te maken van de nettoestand op niveau van een kabel, moet men de individuele piekbelastingen van de aansluitingen op de kabel combineren. Daarbij is het belangrijk om op te merken dat deze piekbelastingen zich niet steeds op hetzelfde moment zullen realiseren. De totale piekbelasting kan dus niet worden berekend als de som van alle piekbelastingen van de individuele aansluitingen. De piekbelastingen (zowel de basispiekbelastingen als de bijkomende piekbelastingen) moeten benaderd worden als kansverdelingen. Om de bijdrage van iedere piekbelasting aan de totale piekbelasting te bepalen maakt men typisch gebruik van een gelijktijdigheidsfactor.

De elektrische stroom wordt vervolgens op basis van deze piekbelastingen berekend. Aangezien de elektrische stroom door de kabel niet alleen afhangt van de piekbelasting, maar ook van de spanning over de kabel op ieder punt, en aangezien deze spanningsval initieel niet gekend is, zal deze berekening volgens een iteratief proces moeten gebeuren. Hierbij berekent men eerst de stroom uit een veronderstelde spanning over de kabel, om daarna de spanning te berekenen uit de berekende stromen. Dit proces blijft zich herhalen tot er convergentie bereikt wordt tussen de berekende spanning en de berekende stromen. Deze berekeningswijze wordt ook wel 'backward-forward sweep' genoemd.

Stap 2 - Door de berekende elektrische stromen vervolgens te koppelen aan technische data over de huidige netcomponenten (bv. nominale kabelsectie, nominaal transformatorvermogen, kabellengte,...) kan worden bepaald bij welke netcomponenten er **stroomcongestie of spanningskwaliteitsproblemen** optreden.¹³

Stap 3 – Op basis van de verwachte stroomcongestie en spanningskwaliteitsproblemen kan de distributienetbeheerder een inschatting maken van de **vereiste netversterkingen** die nodig zijn om de geïdentificeerde netproblemen op te lossen (bv. het aantal nieuwe transformatoren dat moet worden geplaatst, of het aantal meter kabel dat moet worden bijgelegd).

2.2.2 Evolutie van de NGIN-tool ten opzichte van de vorige versie van de studie

Als onderdeel van de opdracht voor de VREG heeft VITO in een vorige versie van de studie een analyse van de NGIN-tool uitgevoerd waarbij de belangrijkste beperkingen en mogelijke verbeterpunten in kaart werden gebracht. Zo vermeldden we in het vorige rapport dat een deel van de laagspanningsnetten niet kan worden doorgerekend in NGIN door datakwaliteitsbeperkingen. Deze datakwaliteitsbeperkingen worden enerzijds veroorzaakt door

¹³ Merk op dat de NGIN-tool geen informatie bevat over hoe gelijkmatig de belasting van een laagspanningskabel verdeeld is over zijn drie fasen. Het is dus mogelijk dat in werkelijkheid door een ongelijke belasting van de drie fasen de toestand van een laagspanningskabel afwijkt van de toestand gesimuleerd met de NGIN-tool.

het bestaan van rondstaande distributienetten¹⁴, en anderzijds door de nog niet voltooide integratie van de ex-Infrac en ex-Eandis datasystemen¹⁵. Het totale aantal kilometer distributienet met datakwaliteitsbeperkingen is gedaald van 11.014 km in 2022 naar 10.430 km in 2023. Procentueel is dit een kleine daling van 12,8% naar 12,7% van het totaal aantal kilometer laagspanningscircuit in Vlaanderen.

Een ander werkpunt dat in het vorige rapport geïdentificeerd werd is dat de NGIN-tool nog geen gebruik maakte van geregistreerde werkelijke meetgegevens (bv. uit digitale meters en distributiecabinen) voor de effectieve doorrekening van de distributienetten en om betere assumpties te maken omtrent de eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren. Hier werd in de loop van het voorbije jaar verandering in gebracht. Voor de doorrekening van het net in NGIN wordt tegenwoordig op elke aansluiting met een bestaande digitale meter als belasting het maximum van de Velerder-piek en de piek geregistreerd in die digitale meter gebruikt¹⁶. Dit was echter nog niet het geval ten tijde van het uitvoeren van de simulaties voor deze vervolgstudie, waardoor de simulaties enkel nog rekening hielden met de Velerder-pieken. Fluvius kan daarnaast die digitale meter-pieken raadplegen in zijn interne simulatietools. Bovendien werden in deze vervolgstudie inzichten uit analyses van digitale meterdata gebruikt bij het bepalen van eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren van elektrische voertuigen, warmtepompen en PV-installaties. Ook werden de gelijktijdigheidsfactoren voor bestaande injectie en afname afhankelijk gemaakt van het aantal aansluitingen op een feeder.

Naast deze evoluties zijn er bij het uitvoeren van deze vervolgstudie nog enkele aandachtspunten naar voren gekomen. Zo worden een aantal outputvariabelen niet ontsloten naar de rapporteringsomgeving in NGIN waardoor het niet steeds mogelijk is om de toestand van een kabel exact na te gaan. Om de netproblemen op kabels in kaart te brengen zijn er vier relevante variabelen, namelijk:

- de kabels getroffen door spanningskwaliteitsproblemen ten gevolge van een afnamepiek
- de kabels getroffen door stroomcongestie ten gevolge van een afnamepiek
- de kabels getroffen door spanningskwaliteitsproblemen ten gevolge van een injectiepiek
- de kabels getroffen door stroomcongestie ten gevolge van een injectiepiek

Enkel de eerste twee variabelen worden momenteel apart door NGIN gerapporteerd waardoor het niet mogelijk is om de exacte verhouding tussen problemen veroorzaakt door afname en injectie in kaart te brengen. We vragen Fluvius om te bekijken of de rapportering kan worden uitgebreid, zodat in de toekomst ook de spanningskwaliteitsproblemen en stroomcongestie ten gevolge van een injectiepiek kunnen worden geïdentificeerd.

De reden dat we in deze vervolgstudie toch iets kunnen zeggen over de impact van injectiepieken is dat er een netperformantie-indicator gerapporteerd wordt die de vier relevante variabelen aggregereert, namelijk de Voltage Load Index (VLI). De waarde van de VLI wordt bepaald door de slechtste waarde van belasting (afname of injectie) of spanningsval/stijging. Met deze indicator kennen we per scenario voor elk netelement de sterkte van het 'dominante effect', zonder met zekerheid te weten wat dit heeft veroorzaakt, afname of injectie. Echter uit de context, per scenario

¹⁴ Rondstaande distributienetten zijn netten waarvan de aansluitingspunten via twee kanten gevoed kunnen worden door een distributiecabine. Aangezien het niet steeds duidelijk is langs welke kant de voeding loopt is het niet mogelijk om met een backward-forward sweep deze netten door te rekenen.

¹⁵ Voor een uitgebreidere bespreking van de verschillende oorzaken van datakwaliteitsbeperkingen verwijzen we de lezer naar het vorige rapport over deze studie RAPP-2023-02 (<https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2023-02>).

¹⁶ Dit maximum wordt nog veeleer bepaald door de Velerder-piek. Toekomstige analyses dienen uit te wijzen of de inschatting van het piekvermogen door de formule van Velerder accuraat is of moet worden verbeterd.

weten we wel door welk dominant effect de netproblemen voornamelijk worden veroorzaakt (bv. injectiepieken in de simulatie van een sterk injectiescenario). Echter, om voor elk scenario zowel de netproblemen veroorzaakt door afname- als injectiepieken te belichten zou telkens het ‘secundaire effect’ ook steeds moeten worden gerapporteerd.

2.3 Inleiding tot de verschillende toekomstscenario's

Aangezien het onmogelijk is om de toekomstige capaciteitsbehoefte voor het laagspanningsnet exact te voorspellen, maken we gebruik van enkele toekomstscenario's waarvoor we de capaciteitsbehoefte in kaart brengen. Zoals reeds vermeld, rekenden we in de vorige versie van de studie drie scenario's door die zuiver werden afgeleid uit waarden in de beschikbare literatuur (een Laag, Midden en Hoog scenario). Hoewel dit een eenduidige manier was om de scenario's te bepalen, is het nadeel van deze top-down aanpak dat het onduidelijk is welke onderliggende assumpties impliciet verondersteld worden. Om wat meer voeling te krijgen met wat de scenario's betekenen, kiezen we er dit jaar voor om de scenario's op te bouwen op basis van drie coherente verhaallijnen: een verhaallijn die de huidige **evolutie** tracht voor te stellen, en twee verhaallijnen waarbij in 2050 geëvolueerd wordt naar een grotendeels geëlektrificeerd energiesysteem. Het eerste volledig geëlektrificeerd scenario is een scenario waarin beleidsmatig vooral ingezet wordt op **energie-efficiëntie** (bv. door snelle renovaties) en collectieve oplossingen (bv. openbaar vervoer en warmtenetten). Het tweede geëlektrificeerd scenario omvat een toekomstbeeld waarin de relevante **technologieën** (bv. elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen) redelijk goedkoop beschikbaar worden zodat deze vanzelf breed worden geadopteerd.

Elk scenario bestaat uit drie datapunten die elk drie tijdstippen in de toekomst voorstellen, namelijk **2030, 2040 en 2050**. Zo konden er in deze studie voor in totaal 9 toekomstige situaties evaluaties gemaakt worden van de toekomstige toestand van de huidige netten, nog zonder de impact van mogelijke beleidsmaatregelen.

Voor elke situatie zijn er verschillende assumpties gemaakt over (i) de renovatiesnelheid van woningen, (ii) de groei van het aantal personenwagens en de elektrificatie ervan, (iii) het aantal warmtepompen, en (iv) het aantal zonnepanelen aangesloten op het laagspanningsdistributienet. De exacte cijfers over de veronderstellingen per scenario, per jaar en per technologie worden in Hoofdstuk 4 voorgesteld.

2.4 Inleiding tot de beleidsmaatregelen

In de voorgaande studie werd de impact van enkele beleidsmaatregelen die de toekomstige capaciteitsbehoeften op het laagspanningsnet zouden kunnen reduceren in kaart gebracht. Hierbij werd vertrokken van een longlist aan individuele maatregelen die potentieel een invloed zouden kunnen hebben op de toekomstige nood aan netinvesteringen. Al snel bleek dat het voorstellen van de individuele maatregelen in NGIN via modelparameters niet altijd eenvoudig was omdat de impact van deze maatregelen a priori heel onzeker is. In de plaats van het doorrekenen van individuele beleidsmaatregelen, legden we in deze vervolgstudie daarom expliciet de nadruk op

concrete effecten die direct vertaalbaar zijn naar inputparameters van NGIN (bv. het verminderen van de eenheidsvermogens van elektrische voertuigen).

Uiteindelijk werd ervoor gekozen om één specifiek effect door te rekenen, namelijk de wijze waarop flexibiliteit wordt ingezet op het laagspanningsdistributienet. In de voorgaande studie rekenden we al de situatie door waarbij alle flexibiliteitsassets gebruikt worden om de piekbelasting op het laagspanningsdistributienet te reduceren. In deze vervolgstudie kiezen we ervoor om de situatie te analyseren waarbij alle flexibiliteitsassets gebruikt worden voor flexibiliteitsdiensten die een tegenstelde vermogensvraag hebben aan deze van het laagspanningsdistributienet op het moment van de netpiek. Deze situatie brengt dus de potentieel meest negatieve impact van flexibiliteit op de laagspanningsdistributienetten in kaart.

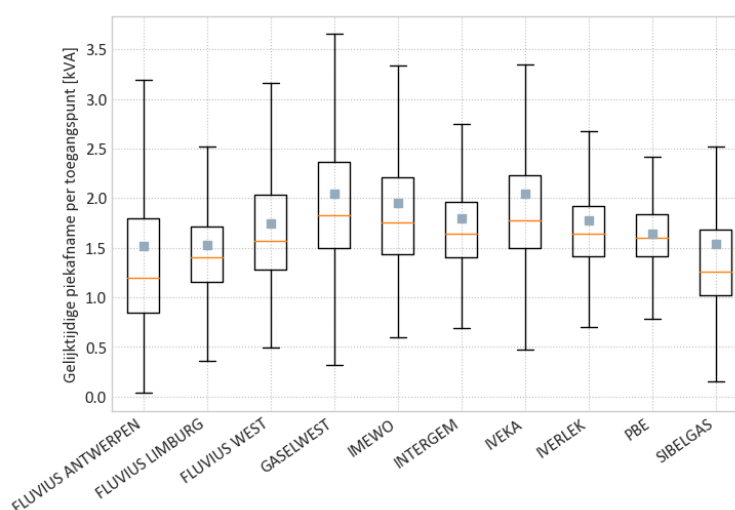
3 Huidige toestand van het laagspanningsdistributienet

Alvorens de toekomstscenario's in detail te bespreken, gaan we in dit hoofdstuk dieper in op de actuele toestand van het laagspanningsdistributienet, zoals dit blijkt uit de resultaten van de simulaties in NGIN van het worst-case moment voor het bestaande net. De analyse van deze huidige toestand dient als een vertrekpunt voor de analyse van de toekomstscenario's. De simulaties van de toekomstscenario's zijn in een volgende stap immers gebaseerd op hetzelfde, ongewijzigde model van het bestaande laagspanningsnet.

3.1 Actuele piekbelasting

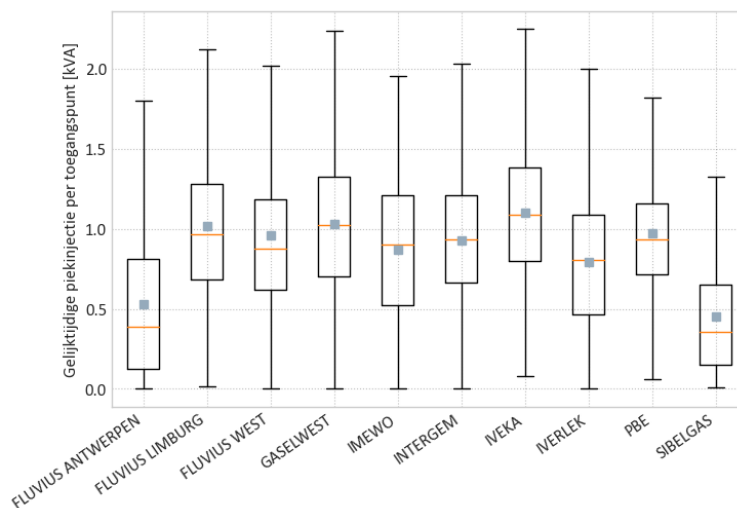
Om de huidige toestand van het laagspanningsdistributienet te simuleren wordt alleen rekening gehouden met de gelijktijdige basispiekbelasting (Par. 2.2.1). Om een indicatie te geven van de huidige piekbelasting toont Figuur 8 de verdeling van de gelijktijdige piekafname per toegangspunt over alle distributienetbeheerders in Vlaanderen. Belangrijk om te benadrukken is dat deze gelijktijdige piekafname niet overeenkomt met de gelijktijdige basispiekbelasting van ieder individueel toegangspunt (P^{base}), maar wel met het gesimuleerde distributietransformatorpiekvermogen voor afname dat werd verdeeld over alle achterliggende toegangspunten.

De gemiddelde gelijktijdige piekafname in Vlaanderen ligt volgens het NGIN-model momenteel op 1,8 kVA per achterliggend toegangspunt. Een vergelijking tussen de distributienetbeheerders leert dat de gemiddelde gelijktijdige piekafname dicht bij elkaar ligt (gemiddeld tussen de 1,5 kVA en 2 kVA per achterliggend toegangspunt).



Figuur 8: Gemiddelde gelijktijdige piekafname op transformatorniveau per toegangspunt (mediaan: —; gemiddelde: ■).

Op een gelijkaardige manier toont Figuur 9 de verdeling van de gelijktijdige piekinjectie per toegangspunt over alle distributienetbeheerders in Vlaanderen. Dit is de gesimuleerde transformatorpiekinjectie verdeeld over alle achterliggende toegangspunten. Deze gemiddelde gelijktijdige piekinjectie bedraagt volgens het NGIN-model momenteel gemiddeld 0,9 kVA per achterliggend toegangspunt. Over de verschillende distributienetbeheerders heen varieert de gemiddelde gelijktijdige piekinjectie tussen de 0,4 kVA en 1,1 kVA.

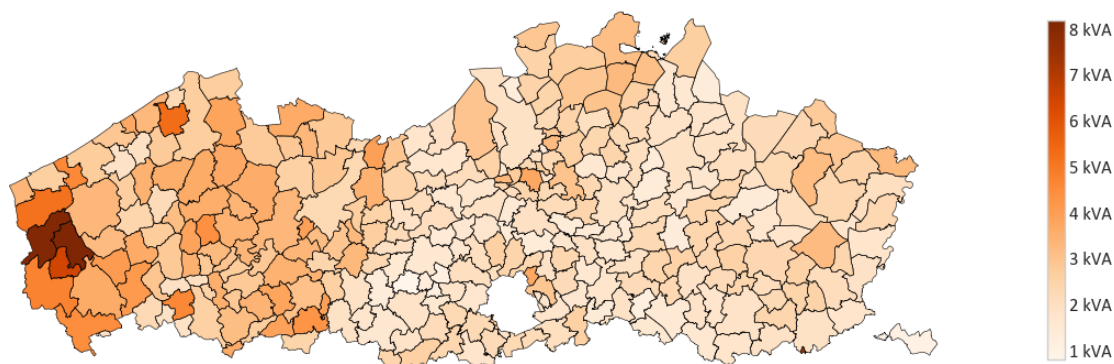


Figuur 9: Gemiddelde gelijktijdige piekinjectie op transformatorniveau per toegangspunt (mediaan: —, gemiddelde: ■).

3.2 Actuele nettoestand

De toestand van het huidige laagspanningsnet in Vlaanderen op het worst-case moment qua belasting (afname of injectie) werd in NGIN uitgerekend m.b.v. de gelijktijdige basispiekbelastingen van de individuele aansluitingen (beschreven in Par. 2.2.1). Om de actuele nettoestand te beoordelen evalueren we in eerste instantie de beschikbare transformatorcapaciteit van middenspanning naar laagspanning in Vlaanderen. Dit is de capaciteit die volgens het rekenmodel vandaag nog onbenut zou zijn op het moment waarop de piekbelasting optreedt.

Figuur 10 geeft een overzicht van de gemiddelde nog beschikbare transformatorcapaciteit per (achterliggend) toegangspunt in Vlaanderen op gemeenteniveau, op het huidige theoretische worst-case moment van het jaar. De actuele nog beschikbare transformatorcapaciteit bedraagt momenteel gemiddeld tussen de 1 kVA en 8 kVA per (achterliggend) toegangspunt. De transformatorcapaciteiten zijn in het algemeen dus toereikend om de huidige elektriciteitsvraag te faciliteren. Voor de toekomst zijn de meeste capaciteitsoverschotten onvoldoende om de verwachte toekomstige elektriciteitsvraag van bv. nieuwe elektrische voertuigen en warmtepompen te faciliteren. Vanuit die optiek lijken voor een groot deel van Vlaanderen op termijn netversterkingen op transformatorniveau (middenspanning naar laagspanning) noodzakelijk.



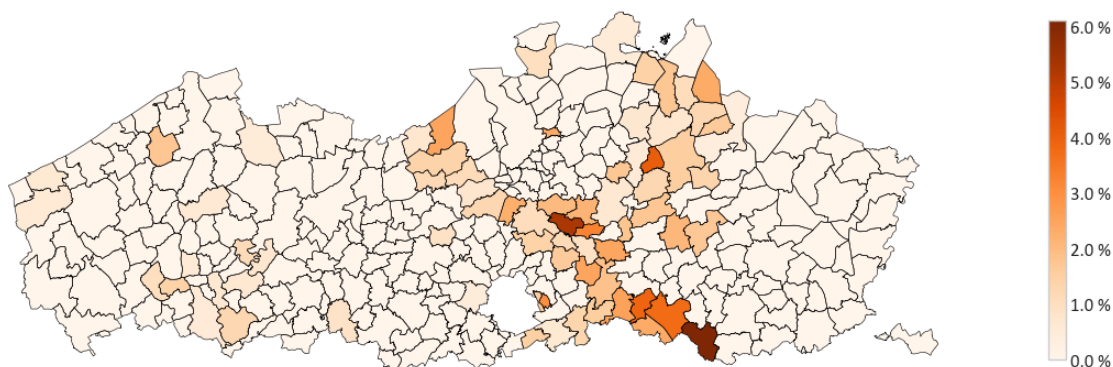
Figuur 10: Gemiddeld nog beschikbare transformatorcapaciteit (middenspanning naar laagspanning) per op de transformator aangesloten toegangspunt in Vlaanderen op gemeenteniveau tijdens de gesimuleerde worst-casebelasting van het huidige distributienet¹⁷.

Om een beter zicht te krijgen op de vandaag al occasioneel overbelaste transformatoren tonen Figuur 11 en Figuur 12 respectievelijk het aandeel overbelaste transformatoren ten gevolge van een worst-case afnamepiek en een worst-case injectiepiek.

Wat de overbelasting ten gevolge van afname betreft blijkt uit de simulaties dat 0,4% van de transformatoren¹⁸ hun nominaal vermogen zouden kunnen overschrijden als er zich een worst-case piek zou voordoen. Een belangrijke kanttekening bij deze potentiële stroomcongestie is dat transformatoren in realiteit voor een beperkte tijdspanne hun nominaal vermogen mogen overstijgen, m.a.w. een tijdelijke, beperkte overbelasting leidt niet noodzakelijk tot problemen. Een versterking wordt typisch overwogen als in een worst-case situatie de belasting meer bedraagt dan 125% van het nominale vermogen. Dit is het geval bij minder dan 0,1% van de transformatoren.

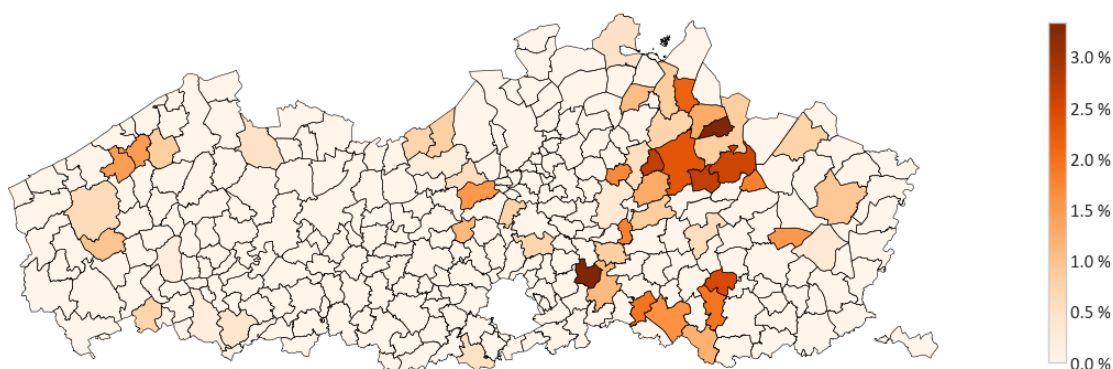
¹⁷ Figuur 10 toont schijnbaar dat er vandaag helemaal geen overbelaste transformatoren zijn in Vlaanderen. Echter, omdat deze figuur een aggregatie op gemeenteniveau toepast is dit niet noodzakelijk het geval. Een capaciteitstekort op een transformator kan worden gecompenseerd door een capaciteitsoverschot op een andere transformator in dezelfde gemeente.

¹⁸ De gerapporteerde percentages hebben enkel betrekking op de doorgerekende transformatoren. Met doorgerekende transformatoren bedoelen we enkel de transformatoren waarvan alle achterliggende netten konden worden doorgerekend in NGIN. De transformatoren waarvan achterliggende netten door datakwaliteitsproblemen niet konden worden doorgerekend worden in deze analyse niet in rekening gebracht. De NGIN-tool bevatte tijdens de studie 41.478 distributietransformatoren van middenspanning naar laagspanning, waarvan voor 38.224 van hen de achterliggende laagspanningsnetten konden worden doorgerekend.



Figuur 11: Het aandeel huidige transformatoren waarvan het nominale vermogen (100%) wordt overschreden bij een worst-case afnamepiek in Vlaanderen op gemeenteniveau.

Het aandeel overbelaste transformatoren ten gevolge van een worst-case injectiepiek is volgens de simulaties kleiner, namelijk 0,2% van alle transformatoren in Vlaanderen zouden hun nominale vermogen kunnen overschrijden tijdens een worst-case injectiepiek. Het aandeel transformatoren waarbij het injectievermogen meer dan 125% van het nominale vermogen is, bedraagt hier ook minder dan 0,1%. Figuur 11 en Figuur 12 bevestigen, net zoals in het vorige rapport, dat er vandaag slechts een zeer beperkte kans is dat in een worst-case situatie transformatoren in de problemen geraken.

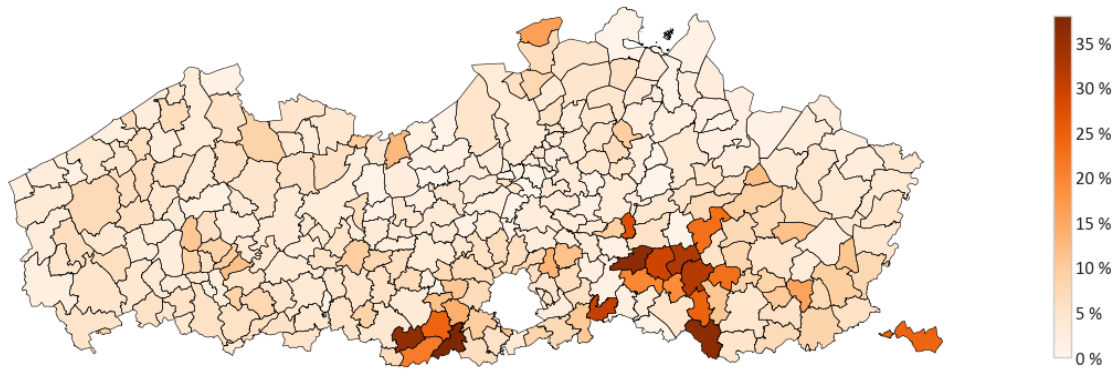


Figuur 12: Het aandeel transformatoren waarvan het nominale vermogen (100%) wordt overschreden bij een worst-case injectiepiek in Vlaanderen op gemeenteniveau.

Naast de transformatoren bepaalt ook de toestand van de kabels de algemene nettoestand. Figuur 13 toont in deze context het aandeel netkilometers waarvan de VLI als 'poor' (slecht) wordt ingeschat. Zoals toegelicht in par. 2.2.2 is de VLI een overkoepelende indicator die zowel rekening houdt met congestie op kabels als spanningskwaliteitsproblemen. In het totaal zouden volgens de simulaties 4,9% van de netkilometers¹⁹ in deze categorie belanden. We kunnen echter niet eenduidig uit de simulaties afleiden of het hier over spanningskwaliteitsproblemen dan wel congestieproblemen gaat. Hetzelfde geldt voor het onderscheid tussen problemen ten gevolge van de afnamepiek en de problemen ten gevolge van de injectiepiek. In het investeringsplan van Fluvius wordt gesteld dat in werkelijkheid de problemen zich typisch voordoen op de langere netten als

¹⁹ De gerapporteerde percentages hebben enkel betrekking op de doorgerekende netkilometers. Met doorgerekende netkilometers bedoelen we enkel de netkilometers die konden worden doorgerekend in NGIN. De netten die door datakwaliteitsproblemen niet konden worden doorgerekend worden in deze analyse niet in rekening gebracht. Van de 86.848 km laagspanningsnetten in Vlaanderen, waarvan 76.412 km in NGIN konden worden doorgerekend.

gevolg van een injectiepiek. Dit lijkt in lijn te liggen met de vaststellingen omtrent het aantal spanningsklachten door netgebruikers omwille van uitvallende omvormers.



Figuur 13: Aandeel netkilometers waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat in Vlaanderen op gemeenteniveau tijdens de gesimuleerde worst-casebelasting van het huidige laagspanningsdistributienet.

4 Toekomstige capaciteitsbehoefte op het laagspanningsdistributienet

In dit hoofdstuk schatten we aan de hand van drie scenario's de toekomstige capaciteitsbehoefte op het Vlaamse laagspanningsdistributienet voor 2030, 2040 en 2050 in. Om de scenario's vorm te geven werd, zoals al vermeld in Par. 2.3, door VREG opnieuw beroep gedaan op de expertise van VITO.

Par. 4.1 beschrijft de methodologie die werd gevolgd om de scenario's te bepalen. Par. 4.2 geeft een inhoudelijk overzicht van de scenario's voor de verschillende technologieën (elektrische voertuigen, warmtepompen, en zonnepanelen). Ten slotte, worden in Par. 4.3 de resultaten van de NGIN-simulaties voor de drie scenario's kort besproken. Voor een gedetailleerd overzicht van de resultaten verwijzen we naar het in Bijlage 7.2. toegevoegde VITO-rapport.

4.1 Selectiemethodologie

Zoals vermeld in Par. 2.3 leidden we de scenario's, in tegenstelling tot de vorige versie van de studie, niet rechtstreeks af uit literatuurbronnen. Hoewel dit een eenduidige manier was om scenario's te bepalen, is het nadeel van deze top-down aanpak dat het onduidelijk is onder welke omstandigheden deze scenario's ook werkelijkheid zouden worden. Om wat meer voeling te krijgen met wat de scenario's betekenen, kiezen we er in deze vervolgstudie voor om de scenario's op te bouwen op basis van verhaallijnen uit de literatuur en eigen assumpties.

Figuur 14 geeft een schematisch overzicht van de gevolgde werkwijze die uit drie opeenvolgende stappen bestaat. In Stap 1 werd een update uitgevoerd van de literatuurstudie uit de voorgaande versie van de studie. Er werd onderzocht welke bronnen nog steeds relevante informatie bevatten, en er werden nieuwe bronnen die sindsdien gepubliceerd zijn toegevoegd. Bronnen die geacht werden niet meer relevant te zijn werden weggelaten uit het overzicht²⁰. De voor deze studie relevante data werd uit deze bronnen verzameld. Die cijfers omvatten voornamelijk aantallen en penetratiegraden voor de relevante technologieën (elektrische voertuigen, warmtepompen, zonnepanelen). Naast een overzicht van de cijfers uit deze bronnen keken we ook naar relevante verhaallijnen die gebruikt werden in deze bronnen om tot specifieke aantallen en penetratiegraden te komen. In Stap 2, ontwikkelde VITO in samenspraak met de stuurgroep, op basis van de verhaallijnelementen uit de literatuur (en waar nodig eigen assumpties) drie toekomstpaden die elk in algemene zin beschrijven hoe de toekomstige situatie zou kunnen evolueren. In Stap 3 werden deze algemene trends vervolgens concreet vertaald naar aantallen en penetratiegraden van elk van de relevante technologieën (i.e., elektrische voertuigen, warmtepompen, zonnepanelen en warmtenetten). Hiervoor maakten we gebruik van bijkomende assumpties uit de literatuur (voor bijvoorbeeld renovatietrajecten en laadgedrag voor elektrische voertuigen). Op deze manier werden de verhaallijnen omgezet in volwaardige scenario's die in NGIN werden doorgerekend.

²⁰ De literatuurstudie werd tijdens de eerste helft van 2023 uitgevoerd. Bronnen die sindsdien gepubliceerd werden, werden dus niet opgenomen in het overzicht.



Figuur 14: Schematisch overzicht van de methodologie gebruikt door VITO om te komen tot drie toekomstscenario's.

We beperken ons hier tot een high-level bespreking van de drie toekomstscenario's die voor deze studie werden opgesteld. Voor een gedetailleerde beschrijving van de totstandkoming van de scenario's verwijzen we naar Hoofdstuk 7 van het in Bijlage 7.1 toegevoegde VITO-rapport.

De drie toekomstscenario's werden ontwikkeld aan de hand van twee overkoepelende verhaallijnen. De eerste verhaallijn gaat uit van een energietransitie waarbij er snel wordt geëlektrificeerd en waarbij er ook vol wordt ingezet op energiebesparing, traag laden van elektrische voertuigen, snelle renovaties van woningen en warmtenetten waar deze kunnen worden toegepast. Deze verhaallijn geeft aanleiding tot het **Energie-efficiënt** scenario waarbij we verwachten dat de energietransitie gepaard gaat met een relatief lage impact op het laagspanningsdistributienet.

De tweede verhaallijn gaat uit van een situatie waarbij cruciale technologieën voor de energietransitie (warmtepompen, elektrische voertuigen en laadinfrastructuur, etc.) redelijk goedkoop beschikbaar zullen zijn voor iedereen waardoor de focus minder ligt op energiebesparing en traag laden, maar de elektrificatie en de woningrenovaties zich wel sterk doorzetten. Deze verhaallijn geeft aanleiding tot het **Technologie scenario** waarbij we verwachten dat de energietransitie gepaard gaat met een relatief hoge impact op het laagspanningsdistributienet.

Naast het Energie-efficiënt en het Technologie scenario kiezen we ervoor om een scenario mee te nemen dat een eerder gemiddelde impact heeft op het laagspanningsdistributienet, en dat rekening houdt met de huidige trends voor wat betreft o.a. woningrenovaties. Het **Evolutie scenario** stelt daarom een situatie voor waarbij de elektrificatie van het wagenpark tussen het energie-efficiënt en het technologie scenario in ligt, maar waarbij de elektrificatie van de warmtevoorziening zich niet volledig doorzet tegen 2050 door een tragere renovatiegolf en het gebruik van de hybride warmtepomp.

4.2 Toekomstige netbelasting

Net zoals in de vorige versie van de studie worden de toekomstscenario's opgesteld aan de hand van inschattingen van de toekomstige netbelasting door drie verschillende technologieën: elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen en dit volgens de methodologie vermeld in Par. 4.1. Aangezien de NGIN-tool slechts een beperkt aantal verschillende types elektrische toepassingen kan meenemen in de doorrekening, houden we het in deze studie bij deze drie technologieën. De scenario's bevatten dus projecties over de verwachte aantallen, maar ook over de gemiddelde eenheidsvermogens en de gelijktijdigheidsfactoren waarmee de technologieën worden gebruikt. Tabel 1: geeft een overzicht van de belangrijkste aannames bij de drie scenario's inzake de drie beschouwde technologieën.

Tabel 1: Overzicht van de assumpties voor elke beschouwde technologie in de drie toekomstscenario's.

	Energie-efficiënt	Evolutie	Technologie
Mobiliteit			
Elektrische voertuigen	<ul style="list-style-type: none"> De jaarlijkse groei van het aantal nieuwe voertuigen vertraagt (-5% per jaar) door het inzetten op bv. openbaar vervoer, carpoolen en autodelen. Trager laden. 20% laadt op middenspanning. 	<ul style="list-style-type: none"> De jaarlijkse groei van het aantal nieuwe voertuigen is lager (-3% per jaar) dan de klassieke jaarlijkse groei. Sneller laadgedrag. 10% laadt op middenspanning. 	<ul style="list-style-type: none"> De klassieke jaarlijkse groei van de voorbije 10 jaar (2013-2023) van het aantal nieuwe voertuigen wordt aangehouden (-0,9% per jaar). Sneller laadgedrag. 10% laadt op middenspanning.
Verwarming			
Woningen & renovaties	<ul style="list-style-type: none"> Het aantal woningen stijgt jaarlijks met 1% Versnelling van huidige verdichtingstrend. Snelle renovatie, alle woningen label A in 2050. 	<ul style="list-style-type: none"> Het aantal woningen stijgt jaarlijks met 1%. Doorzetten van huidige verdichtingstrend. Trage renovatie, de meeste woningen label B/C in 2050. 	<ul style="list-style-type: none"> Het aantal woningen stijgt jaarlijks met 1%. Behouden van huidig woongedrag (minder verdichting). Snelle renovatie, de meeste woningen label A in 2050.
Warmtepompen	<ul style="list-style-type: none"> Warmtepompen worden geplaatst in nieuwbouwwoningen en bestaande woningen met label A en B. Er worden geen hybride warmtepompen geïnstalleerd. Warmtenetten worden gefaciliteerd in dichtbevolkte gebieden. 	<ul style="list-style-type: none"> Warmtepompen worden geplaatst in nieuwbouwwoningen en bestaande woningen met label A en B. 33% van de geïnstalleerde warmtepompen is een hybride warmtepomp. Er worden geen warmtenetten gefaciliteerd. 	<ul style="list-style-type: none"> Warmtepompen worden geplaatst in nieuwbouwwoningen en bestaande woningen met label A, B en C. Er worden geen hybride warmtepompen geïnstalleerd. Er worden geen warmtenetten gefaciliteerd.
Productie-installaties			
Zonnepanelen	<ul style="list-style-type: none"> Zonnepanelen worden geplaatst in nieuwbouwwoningen en elke gerenoveerde woning. Huidig gemiddelde vermogen van nieuwe installaties blijft behouden. 	<ul style="list-style-type: none"> Zonnepanelen worden geplaatst in nieuwbouwwoningen en elke gerenoveerde woning. Huidig gemiddelde vermogen van nieuwe installaties blijft behouden. 	<ul style="list-style-type: none"> Tot 2030 komt er jaarlijks 1 GW aan vermogen bij (waarvan 60% op laagspanning). Tussen 2030 en 2050 komt er jaarlijks 2 GW aan vermogen bij (waarvan 60% op laagspanning). Het gemiddelde vermogen van nieuwe installaties ligt hoger.

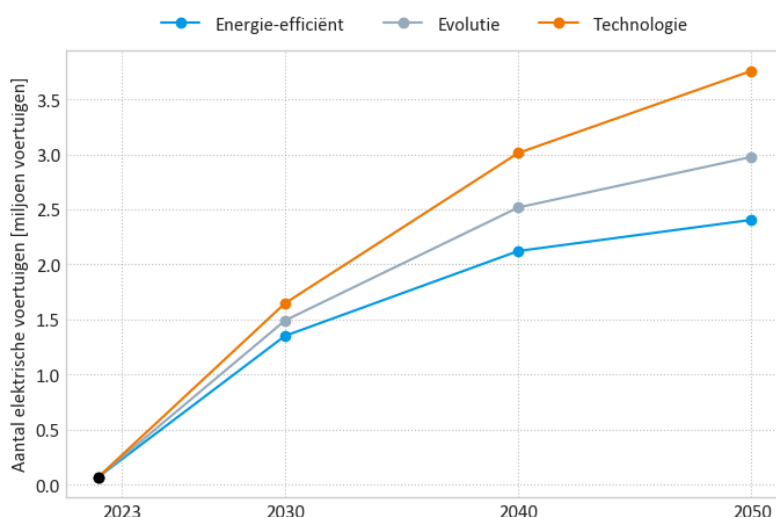
4.2.1 Elektrische voertuigen

In deze studie onderscheiden we opnieuw drie categoriën van elektrische voertuigen: de plug-in hybride voertuigen, de volledig elektrische personenwagens, en de volledig elektrische voertuigen voor lichte vracht. Er wordt geen rekening gehouden met elektrische voertuigen voor zware vracht en elektrische bussen omdat deze typisch vanop het middenspanningsnet geladen worden. Vervolgens wordt in de scenario's rekening gehouden met de verschillende laadmodi.

De assumpties omtrent de plug-in hybride voertuigen en de volledig elektrische voertuigen voor lichte vracht blijven ongewijzigd ten opzichte van de vorige versie van de studie. Bovendien verschillen deze assumpties niet tussen de scenario's. Voor een overzicht van de cijfers verwijzen we graag naar het vorig rapport van deze studie.

4.2.1.1 Aantallen voor volledig elektrische personenwagens

Figuur 15 toont het aantal volledig elektrische personenwagens in de drie verschillende scenario's.



Figuur 15: Het aantal volledig elektrische personenwagens in de drie toekomstscenario's.

De scenario's verschillen van elkaar met betrekking tot de aangroei van het wagenpark. Voor het Technologie scenario veronderstellen we dat de gemiddelde jaarlijkse groei tussen 2013 en 2023 van het aantal nieuwe wagens van -0,9% per jaar zich doorzet, terwijl voor het Energie-efficiënt scenario we een significant lagere groei van het aantal nieuwe wagens, namelijk -5% per jaar. Voor het Evolutie scenario werd gekozen voor een groei van -3% per jaar. We nemen daarbij ook aan dat nieuwe wagens allemaal elektrisch zijn (volgens het huidige beleid zullen vanaf 2030 alle nieuwe wagens elektrisch zijn). Verder veronderstellen we een vervangingsgraad van 6% per jaar.

4.2.1.2 Laadgedrag voor volledig elektrische personenwagens

De impact van de elektrische voertuigen op het laagspanningsdistributienet hangt natuurlijk af van het laadgedrag van distributienetgebruikers. We beschouwen opnieuw verschillende laadmodi, waarbij de verdeling van het aantal volledig elektrische personenwagens over die laadmodi scenario-specifiek is.

Fluvius heeft op basis van digitale meterdata analyses uitgevoerd waaruit het huidige laadgedrag van netgebruikers kon worden afgeleid. Voor een overzicht van de verdeling van het aantal elektrische voertuigen over de verschillende laadvermogens verwijzen naar het in Bijlage 7.1 toegevoegde VITO rapport. Wat hierbij opvalt is dat de meeste elektrische voertuigen vandaag opladen aan lagere laadvermogens (2,3 kW en 3,7 kW monofasig laden). Hogere laadvermogens komen minder voor. Het gemiddelde laadvermogen zou volgens deze verdeling rond de 3,8 kW liggen. Om vanuit deze informatie de laadvermogens te bepalen in de drie scenario's werden de volgende principes gevolgd:

- In het Energie-efficiënt scenario veronderstellen we dat de huidige lagere laadvermogens behouden blijven. We volgen daarom dezelfde vermogensverdeling vanuit de analyse van de digitale meterdata waarbij er vooral wordt ingezet op traag laden.
- In het Evolutie scenario gaan we uit van iets hogere geïnstalleerde laadvermogens. Monofasig laden aan 7,4 kW is couranter en er wordt eveneens vaker opgeladen aan 11 kW of 22 kW.
- In het Technologie scenario veronderstellen we de hoogste geïnstalleerde laadvermogens. We nemen aan dat opladen via een 'klassiek stopcontact' (2,3 kW monofasig) niet meer voorkomt, en er wordt overal minstens een laadpaal voorzien van 3,7 kW. Monofasig laden aan 7,4 kW komt niet voor, maar driefasig laden aan 11 kW en 22 kW wel. Er wordt wel volop ingezet op slim laden waardoor de gelijktijdigheid waarmee geladen wordt, vermindert.

Verder werd opnieuw verondersteld dat een deel van de volledig elektrische personenwagens op het middenspanningsdistributienet zal opladen. In het Energie-efficiënt scenario bedraagt dit percentage 20 %, terwijl in het Evolutie scenario en het Technologie scenario dit percentage op 10 % wordt ingeschat. Merk op dat dit telkens assumpties zijn bij een worst-case afnamepiek.

Tabel 2 biedt een overzicht van het aantal plug-in hybride personenwagens, volledig elektrische (BEV) personenwagens, en volledig elektrische (BEV) bestelwagens voor de scenario's met de verdeling over de verschillende laadmodi.

Tabel 2: Aantal plug-in hybride personenwagens, volledig elektrische personenwagens, en volledig elektrische bestelwagens voor de drie scenario's met de verdeling over de verschillende laadmodi.

Aantallen		Huidige toestand	Energie-efficiënt			Evolutie			Technologie		
			2022	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040
PHEV (hybride)	100%	130.960	280.000	140.000	0	280.000	140.000	0	280.000	140.000	0
Monofasig laden	100%	130.960	280.000	140.000	0	280.000	140.000	0	280.000	140.000	0
BEV-personeuwagens	100%	71.651	1.349.721	2.120.941	2.404.327	1.489.287	2.516.543	2.976.617	1.645.459	3.011.776	3.758.231
Monofasig laden	-	25.794	917.810	1.442.240	1.634.942	521.250	880.790	1.041.816	658.184	1.204.710	1.503.292
Monofasig laden – 7,4 kW	-	-	80.983	127.256	144.260	148.929	251.654	297.662	-	-	-
Driefasig laden -11 kW	-	32.243	80.983	127.256	144.260	521.250	880.790	1.041.816	493.638	903.533	1.127.469
Driefasig laden - 22 kW	-	6.449	-	-	-	148.929	251.654	297.662	17.830	71.181	160.157
Opladen op middenspanning	-	7.165	269.944	424.188	480.865	148.929	251.654	297.662	164.546	301.178	375.823
BEV-bestelwagens	100%	1.388	68.575	273.772	615.987	68.575	273.772	615.987	68.575	273.772	615.987
Driefasig laden -11 kW	44%	611	30.173	120.460	271.034	30.173	120.460	271.034	30.173	120.460	271.034
Driefasig laden - 22 kW	26%	361	17.830	71.181	160.157	17.830	71.181	160.157	17.830	71.181	160.157
Opladen op middenspanning	30%	416	20.573	82.132	184.796	20.573	82.132	184.796	20.573	82.132	184.796

De impact op het laagspanningsdistributienet wordt niet enkel bepaald door de geïnstalleerde laadvermogens maar ook door de gelijktijdigheid waarmee geladen wordt. Voor een overzicht van de gelijktijdigheden per laadcategorie verwijzen we naar het in Bijlage 7.1 toegevoegde VITO rapport. De gemiddelde worst-case piekbijdrage op het laagspanningsnet van een elektrisch voertuig (gewogen gemiddelde gelijktijdige piekbijdrage over de verschillende laadmodi van alle BEV-personeuwagens) bedraagt 1,5 kW in het Energie-efficiënt scenario, 2,9 kW in het Evolutie scenario en 2,7 kW in het Technologie scenario.

4.2.2 Warmtepompen

4.2.2.1 Woningen en renovaties

Het aantal warmtepompen in de drie scenario's werd in deze vervolgstudie gebaseerd op aannames omtrent het aantal woningen en de evolutie van de renovatiegraad. Om een inschatting te maken van de evolutie van het aantal woningen in Vlaanderen maakten we gebruik van gegevens van Statistiek Vlaanderen²¹. Op basis van deze gegevens veronderstelden we dat het aantal woningen jaarlijks met 1% zal stijgen. Tabel 3 geeft een overzicht van de evolutie van het aantal woningen in Vlaanderen.

Tabel 3: De veronderstelde evolutie van het aantal bestaande en nieuwe woningen ten opzichte van 2022.

Aantallen	2022	2030	2040	2050
Woningen	3.353.454	3.595.356	3.971.510	4.387.018
Bestaande woningen	3.353.454	3.353.454	3.353.454	3.353.454
Nieuwe woningen (cumulatief t.o.v. 2022)	-	241.903	618.056	1.033.564

Wat de bestaande woningen betreft dienden we assumpties te maken over de renovatietrajecten. Deze renovatietrajecten zijn belangrijk bij het inschatten van de aantallen en vermogens van de warmtepompen in de bestaande woningen. We onderscheiden drie verschillende renovatietrajecten voor respectievelijk de drie scenario's op basis van het aandeel bestaande woningen dat tot een bepaalde EPC-categorie behoort. Voor het Energie-efficiënt scenario

²¹ Statistiek Vlaanderen. (2021). Woningvoorraad. <https://www.vlaanderen.be/statistiek-vlaanderen/bouwen-en-wonen/woningvoorraad>

hanteren we een renovatietraject afgeleid uit het langetermijndoel in het Vlaams Energie- en klimaatplan (VEKP)²² waarbij we veronderstellen dat er een snelle renovatie gebeurt zodat in 2050 alle bestaande woningen werden gerenoveerd tot label A. Op een gelijkaardige manier baseren we het renovatietraject van het Technologie scenario op een evolutie, waarbij het merendeel van de bestaande woningen wordt gerenoveerd tot label A en B, maar waarbij in 2050 nog een beperkt percentage aan woningen met label D, E en F aanwezig is. Voor het Evolutescenario hanteren we een extrapolatie van de huidige trends door Fluvius²³. Dit is het minst ambitieuze renovatiescenario waarbij het merendeel van de woningen slechts gerenoveerd wordt tot label B/C. Tabel 4 geeft een overzicht van de verschillende renovatietrajecten in de drie scenario's.

Tabel 4: Overzicht van de renovatietrajecten in de drie scenario's

Percentage	-	Energie-efficiënt			Evolutie			Technologie		
	2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Bestaande woningen										
Label A	5%	15%	50%	100%	10%	20%	30%	19%	45%	70%
Label B/C	40%	33%	20%	0%	40%	45%	50%	46%	40%	24%
Label D/E/F	55%	52%	30%	0%	50%	35%	20%	35%	15%	6%

Belangrijk om op te merken is dat we met het NGIN-model van Fluvius enkel de bestaande laagspanningsdistributienetten doorrekenen. Netten die in de toekomst als uitbereiding op de bestaande netten zullen worden aangelegd (de zogenaamde greenfield netten) kunnen niet worden doorgerekend. Daarom was het belangrijk om aannames te maken over de hoeveelheid aan nieuwe woningen die in verdichtingszones gebouwd zullen worden, en dus in de volgende jaren zullen worden aangesloten op een bestaand laagspanningsdistributienet. Voor deze aannames haalden we onze inspiratie uit de studie 'Waar woont de Vlaming in 2035'²⁴. Samengevat veronderstellen we in het Technologie scenario dat men hetzelfde woongedrag zal blijven vertonen zoals vandaag vastgesteld, terwijl in het Evolutie en het Energie-efficiënt scenario meer ingezet wordt op wonen in compactere woningtypes. In het Energie-efficiënt scenario wordt bijkomend verondersteld dat het wonen in open en halfopen gebouwde eengezinswoningen niet meer toeneemt vanaf 2025. Deze aannames resulteren in de verdichtingspercentages²⁵ van Tabel 5. Voor een gedetailleerde bespreking van deze percentages verwijzen we naar het in Bijlage 1 toegevoegde VITO rapport.

Tabel 5: Overzicht van de veronderstelde verdichtingsgraad in de drie scenario's

Scenario	Aandeel verdichte woningen
Energie-efficiënt	92%
Evolutie	81%
Technologie	71%

4.2.2.2 Aantal warmtepompen

Figuur 16 toont het totaal aantal geïnstalleerde warmtepompen in Vlaanderen, verondersteld in de verschillende scenario's. Om tot deze cijfers te komen vanuit de aannames omtrent de woningen en de renovatiegraad moesten nog enkele veronderstellingen gemaakt worden.

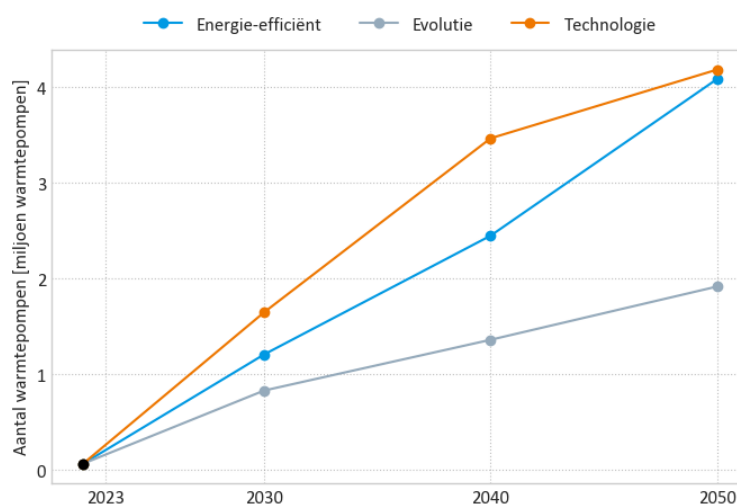
²² Vlaamse regering, & Vlaams parlement. (2019). Vlaams Energie- en klimaatplan, VR 2019 0912 DOC.1208/3BIS.

²³ Merk op dat dit renovatiescenario verder niet gebruikt werd in het investeringsplan van Fluvius.

²⁴ Verachtert, K., Poelmans, L., & Vanderstraeten, L. (2021). Waar woont de Vlaming in 2035? Een modellering van de woonbehoefte naar de goed gelegen woongebieden - Syntheserapport. https://archieff.algemeen.omgeving.vlaanderen.be/xmlui/bitstream/handle/acd/833499/waar_woont_vlaming_in_2035.pdf

²⁵ Aandeel woningen dat in verdichting wordt gebouwd en dus aangesloten wordt op een bestaand laagspanningsdistributienet.

- In het Energie-efficiënt scenario wordt verondersteld dat elke nieuwbouwwoning en elke gerenoveerde woning met EPC-label A en B uitgerust wordt met een volledig elektrische warmtepomp, waarbij dus geen gebruik gemaakt wordt van hybride warmtepompen. Verder wordt er in dit scenario volop ingezet op de aanleg van warmtenetten in gebieden met een hoge bevolkingsdichtheid. Daarbij veronderstellen we dat in statistische sectoren²⁶ met een bevolkingsdichtheid van meer dan 10.000 inwoners per km² een warmtenet zal aangelegd worden zodat daar geen warmtepompen geïnstalleerd worden. Dit komt neer op 6,82% minder warmtepompen ten opzichte van de situatie waarin elke woning uitgerust wordt met een warmtepomp in 2050.
- In het Evolutie scenario wordt eveneens verondersteld dat elke nieuwbouwwoning en elke gerenoveerde woning met EPC-label A en B uitgerust wordt met een warmtepomp. Dit scenario beschrijft echter een situatie waarbij 33% van de geïnstalleerde warmtepompen hybride warmtepompen zijn. Deze worden verondersteld op piekmomenten geen impact te hebben op het laagspanningsdistributienet omdat de bijstook via gas het overneemt op extreem koude dagen. In dit scenario zijn geen nieuwe warmtenetten aanwezig.
- In het Technologie scenario wordt verondersteld dat elke nieuwbouwwoning en elke gerenoveerde woning met EPC-label A, B en C uitgerust wordt met een warmtepomp. Er wordt geen gebruik gemaakt van hybride warmtepompen en nieuwe warmtenetten zijn ook niet aanwezig.



Figuur 16: Het aantal volledig elektrische warmtepompen in de drie scenario's.

Op basis van analyses van digitale meterdata door Fluvius, nemen we aan dat warmtepompen in nieuwbouwwoningen en woningen gerenoveerd tot EPC-label A een vermogen van 3 kW hebben. In woningen die gerenoveerd werden tot EPC-label B en C wordt het warmtepompvermogen geschat op 6 kW. Woningen met een lager EPC-label worden verondersteld niet elektrisch verwarmd te worden. Deze hebben dus geen invloed op de belasting van het laagspanningsdistributienet.

De bovenstaande aannames leiden ertoe dat in het Energie-efficiënt en het Technologie scenario uiteindelijk in 2050 bijna alle woningen uitgerust zijn met een warmtepomp. In het Technologie

²⁶ De statistische sector is de territoriale basiseenheid die ontstaan is uit een geografische opdeling door Statbel van de gemeenten voor de verspreiding van statistieken op een gedetailleerder niveau dan het gemeentelijk niveau. <https://statbel.fgov.be/nl/over-statbel/methodologie/classificaties/statistische-sectoren>

scenario betekent dit weliswaar dat er zelfs warmtepompen geplaatst in minder goed geïsoleerde woningen (EPC-label C). Dit heeft natuurlijk een impact op het totaal geïnstalleerde warmtepompvermogen dat in dit scenario hoger ligt. In het Evolutie scenario komen we niet in de buurt van een volledige geëlektrificeerde verwarmingsvoorziening in 2050 (20% van de woningen werd in 2050 nog niet gerenoveerd). Bovendien wordt een derde van de warmtepompen hybride uitgevoerd, waardoor deze verondersteld worden geen bijdrage te leveren tijdens piekmomenten op het laagspanningsnet.

Tabel 6 biedt een detailoverzicht van het totaal aantal volledig elektrische warmtepompen verwacht in Vlaanderen volgens de drie toekomstscenario's. Een groot deel ervan (volgens de verdichtingsgraden) werd meegenomen in de NGIN-simulaties.

De komende jaren zal nog moeten blijken of de volledige elektrische warmtepomp effectief in dergelijke significante aantallen zal geïnstalleerd worden. Op lange termijn dient er evenwel vanuit gegaan te worden dat warmtepompen de manier zullen zijn hoe huishoudens in Vlaanderen verwarmd worden. Aangezien netten voor de lange termijn worden ontwikkeld, dient deze trend dan ook in rekening worden gebracht.

Tabel 6: Het totaal aantal volledig elektrische warmtepompen in Vlaanderen volgens de drie scenario's.

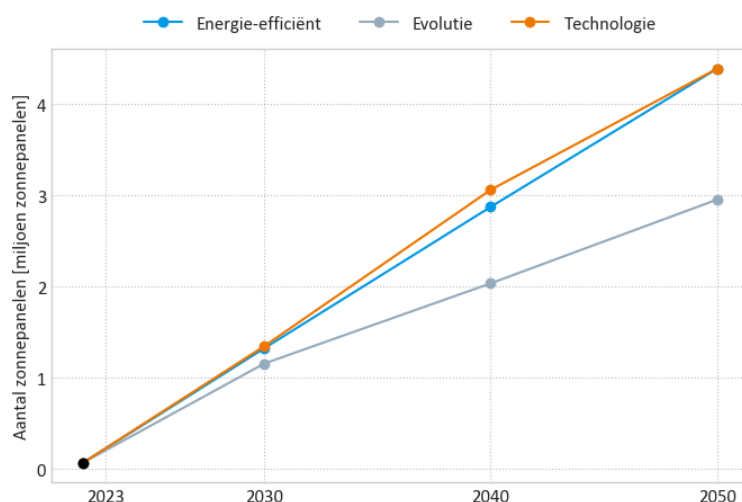
Aantallen	Huidige situatie	Energie-efficiënt			Evolutie			Technologie		
	2022	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Aantal warmtepompen	54.000	1.209.700	2.450.754	4.087.823	831.959	1.362.183	1.918.642	1.650.353	3.468.492	4.185.811
Nieuwbouw	-	225.405	575.905	963.075	161.268	412.038	689.043	241.903	618.056	1.033.564
Label A	-	468.712	1.562.374	3.124.748	223.564	447.127	670.691	637.156	1.509.054	2.347.418
Label B	-	515.583	312.475	-	447.127	503.018	558.909	771.294	670.691	402.414
Label C	-	-	-	-	-	-	-	-	670.691	402.414

Wat betreft de gelijktijdigheid van deze warmtepompen gaan we voor de drie scenario's uit van een gelijktijdigheid van 50% voor de nieuwbouwwoningen en de woningen met label A, en een gelijktijdigheid van 75% voor de woningen met label B of C.

4.2.3 Zonnepanelen

Figuur 17 toont het aantal zonnepaneelinstallaties in de verschillende scenario's. Om tot deze cijfers te komen maakten we de volgende veronderstellingen:

- In het Energie-efficiënt scenario en het Evolutie scenario worden bij alle nieuwbouwwoningen en alle bestaande maar gerenoveerde woningen zonnepanelen geplaatst. Het aantal gerenoveerde woningen wordt berekend aan de hand van de scenario-specifieke renovatietrajecten uit Tabel 4, dus in het Energie-efficiënt scenario met een renovatie van alle bestaande woningen tegen 2050. Voor deze scenario's veronderstellen we een gemiddelde installatiegrootte van 4 kWp.
- In het Technologie scenario veronderstellen we dat er tot 2030 jaarlijks 1 GW, en vanaf 2030 tot 2050 jaarlijks 2 GW aan zonnepaneelinstallaties bijkomt. We nemen hierbij aan dat 60% van de installaties op het laagspanningsdistributienet terecht komen en dat de gemiddelde installatiegrootte 7 kWp is.



Figuur 17: Het aantal zonnepaneelinstallaties in de drie scenario's

De bovenstaande aannames leiden ertoe dat in het Energie-efficiënt en het Technologie scenario uiteindelijk in 2050 alle woningen zonnepanelen zullen hebben, maar waarbij het gemiddelde installatievermogen wel sterk verschilt tussen beide scenario's (4 kWp versus 7 kWp). In het Evolutie scenario komen we tot een situatie waarbij in 2050 67% van de woningen uitgerust is met zonnepanelen met een gemiddelde installatiegrootte van 4 kWp.

Tabel 7 biedt een overzicht van het aantal zonnepaneelinstallaties in de verschillende scenario's.

Tabel 7: Het totaal aantal zonnepaneelinstallaties in Vlaanderen volgens de drie scenario's.

Aantallen	Huidige situatie	Energie-efficiënt			Evolutie			Technologie		
	2022	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Totaal aantal installaties	744.081	1.321.329	2.871.191	4.387.018	1.153.656	2.032.828	2.951.354	1.344.081	3.058.367	4.387.018
Aantal zonnepanelen	744.081	1.321.329	2.871.191	4.387.018	1.153.656	2.032.828	2.951.354	1.344.081	3.058.367	4.387.018

Wat de gelijktijdigheidsfactor voor de belasting op het laagspanningsnet betreft veronderstellen we in de drie scenario's een gelijktijdigheid van 85%.

4.3 Capaciteitsbehoefte

De opgestelde scenario's uit Par. 4.2 dienden vervolgens als basis voor de analyse van de toekomstige nettoestand. Van de drie scenario's werd voor elk beschouwd jaar (2030, 2040 en 2050) de afnamepiek geëvalueerd met de NGIN-tool van Fluvius.

In totaal werden dus 9 (= 3x3) simulaties uitgevoerd waarvan we hieronder kort de belangrijkste resultaten bespreken. Voor een volledige bespreking van de resultaten verwijzen we naar Hoofdstuk 4 van het in Bijlage 7.2 toegevoegde VITO-rapport. We bespreken in eerste instantie de

resultaten voor Vlaanderen in het algemeen (Par. 4.3.1). Daarna proberen we bij de resultaten toe te spitsen per netgebied en op gemeenteniveau (Par. 4.3.2).

4.3.1 Toekomstige netbelasting in Vlaanderen

De toekomstige netbelasting op het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen wordt geanalyseerd op twee manieren. Eerst bespreken we de netbelastingscurves voor Vlaanderen om een algemene indicatie te krijgen van de sterkte van de Vlaamse distributienetten. Vervolgens bespreken we de resultaten voor elk scenario apart.

4.3.1.1 Gemiddelde netbelastingscurves voor Vlaanderen

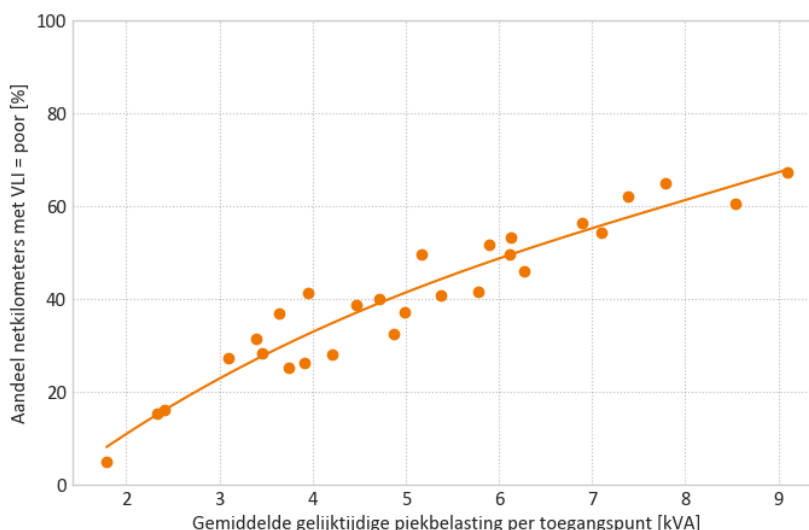
Net zoals in Hoofdstuk 3 evalueren we de toestand van de kabels aan de hand van de Voltage Load Index (VLI) waarvan de waarde bepaald wordt door de slechtste waarde van belasting of spanningsval. Opnieuw merken we op dat deze indicator niet toelaat om na te gaan of de netproblemen veroorzaakt worden door de afnamepiek dan wel de injectiepiek, en of het specifiek gaat om stroomcongestie of problemen met de spanningskwaliteit.

Figuur 18 toont het aandeel netkilometers met een VLI in de categorie ‘poor’ in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt²⁷. Elk punt op de grafiek stelt een NGIN-simulatie voor²⁸.

De curve lijkt initieel een lineair verband aan te geven tussen de nodige netversterkingen en de gelijktijdige piekbelasting, maar we weten uit de vorige versie van de studie dat naarmate deze piekbelasting verder stijgt de curve meer en meer afvlakt. Er bestaat namelijk een punt waarop een verdere stijging van de piekbelasting niet zorgt voor meer netproblemen. De reden waarom deze niet-lineaire trend minder duidelijk naar voren komt is omdat de nieuwe simulaties uit deze vervolgstudie veel kleinere waarden van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt beslaan ten opzichte van de simulaties uit de vorige versie van het rapport. Dit is een direct gevolg van de sterk gewijzigde aannames rond het laadgedrag van de elektrische voertuigen en de piekbijdrages van warmtepompen.

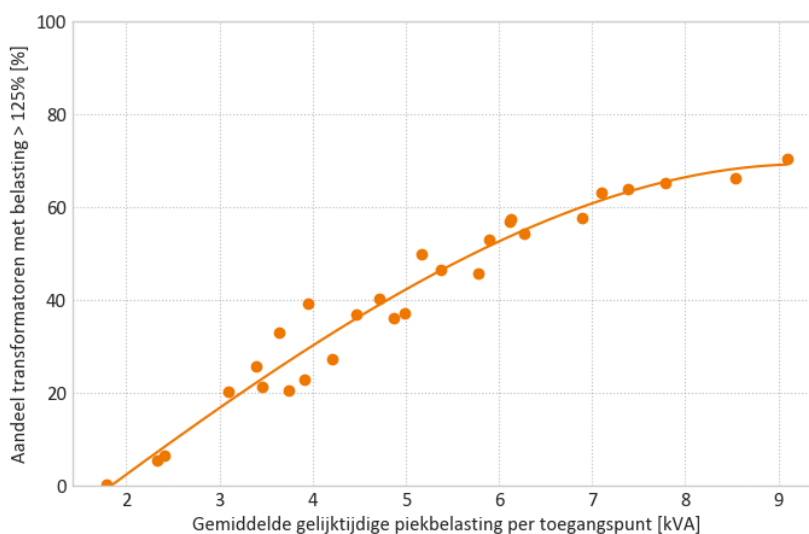
²⁷ De gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt die op de x-as wordt uitgezet is per simulatie telkens het maximum van de gelijktijdige piekafname per toegangspunt en de gelijktijdige piekinjectie per toegangspunt.

²⁸ Merk op dat niet enkel de negen simulaties van de basisscenario's worden weergegeven, maar ook de minFlex-simulaties (zie Hoofdstuk 5).



Figuur 18: Het gemiddeld aandeel netkilometers op laagspanning waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. De gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt die op de x-as wordt uitgezet is per simulatie telkens het maximum van de gelijktijdige piekafname per toegangspunt en de gelijktijdige piekinjectie per toegangspunt.

Op dezelfde manier toont Figuur 19 het aandeel transformatoren met een belasting groter dan 125% van hun capaciteit in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. Het aandeel te versterken transformatoren vertoont duidelijker het niet-lineaire verloop van de netcurves dan de te versterken netkilometers.

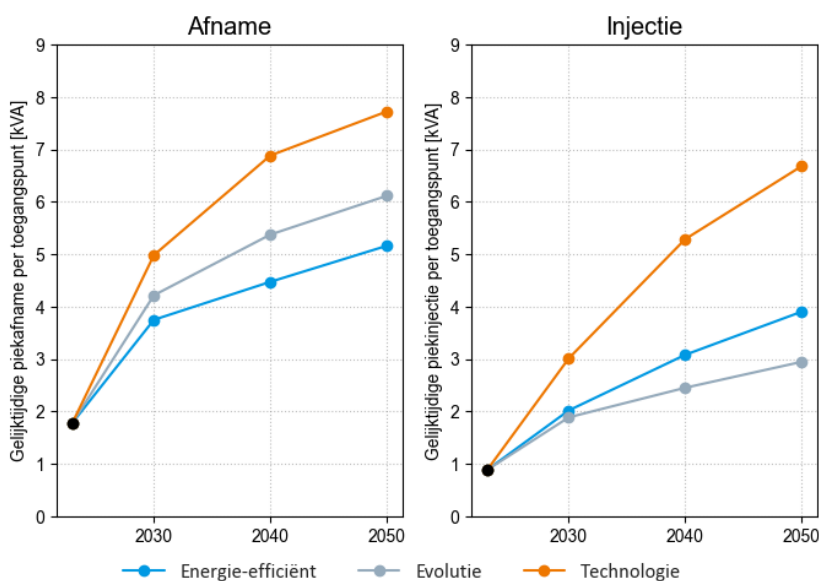


Figuur 19: Het gemiddeld aandeel transformatoren (middenspanning naar laagspanning) waarvan de belasting groter is dan 125% van het nominale vermogen in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. De gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt die op de x-as wordt uitgezet is per simulatie telkens het maximum van de gelijktijdige piekafname per toegangspunt en de gelijktijdige piekinjectie per toegangspunt.

4.3.1.2 Toekomstige netbelasting in Vlaanderen per scenario

De netbelastingcurves in de vorige paragraaf tonen zeer duidelijk het verband tussen de netbelasting en de nodige netversterkingen die deze netbelasting vraagt, maar geven geen informatie over de evolutie van die netbelasting in de tijd. Ze tonen dus ook niet op welke termijn netten versterkt dienen te worden. Hiervoor moet worden gekeken naar de verschillende toekomstscenario's die werden voorgesteld in Par. 4.2.

Uit de resultaten van simulaties blijkt dat de evolutie tussen 2030 en 2050 van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt in lijn ligt met de verwachte impact van de technologieën in de drie scenario's. Figuur 20 toont deze gemiddelde gelijktijdige piekbelasting voor alle scenario's voor de afname- en injectiepiek apart.



Figuur 20: Evolutie van de gemiddelde gelijktijdige piekafname (links) en piekinjectie (rechts) per toegangspunt in de verschillende scenario's.

Zoals besproken in Hoofdstuk 3 ligt de gemiddelde gelijktijdige piek voor afname op het laagspanningsdistributienet momenteel rond de 1,8 kVA per toegangspunt. In het Energie-efficiënt scenario stijgt dit in een worst-case situatie naar 3,8 kVA in 2030, 4,5 kVA in 2040 tot 5,2 kVA in 2050. In het Technologie scenario is de gemiddelde gelijktijdige piekafname in 2030, 2040 en 2050 respectievelijk 5 kVA, 6,9 kVA en 7,8 kVA. De piekafname in het Evolutie scenario ligt tussen het Energie-efficiënt en het Technologie scenario in met een gelijktijdige piekafname van 4,2 kVA in 2030, 5,4 kVA in 2040 en 6,1 kVA in 2050. Merk op dat door de nieuwe aannames in het ontwikkelen van de scenario's, deze cijfers beduidend lager liggen dan de cijfers uit de vorige versie van de studie. Voornamelijk de aannames omtrent het laadgedrag van elektrische voertuigen hebben een grote impact.

Betreffende de gemiddelde gelijktijdige piekinjectie per toegangspunt op een worst-case moment evolueren we in het Energie-efficiënt scenario van de huidige 0,9 kVA naar 2,0 kVA in 2030, 3,1 kVA in 2040 en 3,9 kVA in 2050. In het Technologie scenario is de gemiddelde gelijktijdige piekinjectie in 2030, 2040 en 2050 respectievelijk 3,0 kVA, 5,3 kVA en 6,7 kVA. De piekinjectie in het Evolutie scenario ligt door de minder ambitieuze aannames omtrent zonnepanelen lager dan het Energie-

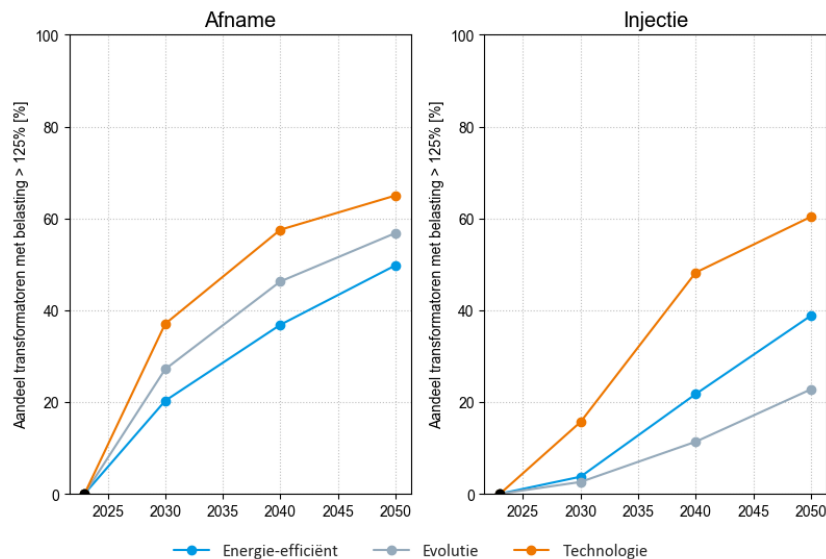
efficiënt en het Technologie scenario met een gelijktijdige piekinjectie van 1,9 kVA in 2030, 2,5 kVA in 2040 en 2,9 kVA in 2050.

Uit Figuur 20 blijkt dat voor elk van de beschouwde scenario's de worst-case afnamepiek groter is dan de worst-case injectiepiek, zodat de worst-case nettoestand telkens zou worden bepaald door de afnamepiek. Een belangrijke kanttekening hierbij is dat de evolutie van het aantal zonnepanelen niet noodzakelijk hetzelfde scenario volgt als de evolutie van het aantal elektrische voertuigen en het aantal warmtepompen. Het is mogelijk dat het aantal zonnepanelen een verloop kent zoals in het Technologie scenario, terwijl de warmtepompen en elektrische voertuigen volgens het Evolutie scenario evolueren. In zo'n situatie zou het kunnen dat de injectiepiek in realiteit wel groter is dan de afnamepiek.

We merken ook op dat deze simulaties niets zeggen over de situatie op korte termijn. We weten dat vandaag veel klachten over netproblemen gerapporteerd worden die te maken hebben met de injectie door zonnepanelen. De hoge gelijktijdige injectie zorgt voor een toenemend aantal uitvallende omvormers²⁹. Op korte termijn lijkt de impact van injectie dus alvast hoger te zijn dan die van afname. Daardoor zullen de prioriteiten op het vlak van investeringen in de netten op korte termijn getriggerd worden door het mitigeren van de toegangsproblemen voor producenten en prosumenten, dit rekening houdend met de langetermijnnoden die gedicteerd lijken te worden door congestie aan afnemerszijde.

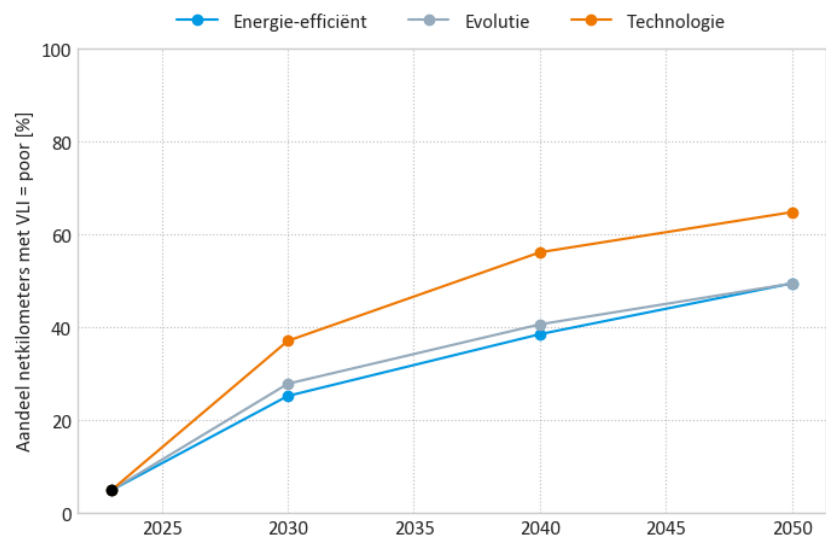
Figuur 21 toont het percentage transformatoren (van middenspanning naar laagspanning) waarvan de belasting de 125% overstijgt en dus als overbelast kan worden beschouwd. Deze figuur toont dat in 2030 het percentage te versterken transformatoren ten gevolge van de afnamepiek ligt tussen 20,3% in het Energie-efficiënt scenario en 37,0% in het Technologie scenario. In 2050 stijgen deze percentages respectievelijk naar 49,8% en 65,0%. Het aandeel te versterken transformatoren in 2030 ten gevolge van de injectiepiek varieert van 2,6% in het Evolutie scenario en 15,7% in het Technologie scenario. In 2050 stijgen deze percentages respectievelijk naar 22,8% en 60,4%.

²⁹ De klachten worden vermeld in ons jaarlijks rapport over de kwaliteit van de dienstverlening en de aansprakelijkheid van de elektriciteitsdistributienetbeheerders
<https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2023-15.pdf>



Figuur 21: Het aandeel transformatoren (middenspanning naar laagspanning) waarvan de belasting groter is dan 125% van het nominale vermogen op het worst-case afnamemoment (links) en het worst-case injectiemoment (rechts) in de drie scenario's.

Wat de kabels betreft geeft Figuur 22 een overzicht van het aandeel netkilometers laagspanning waarvan de Voltage Load Index door de NGIN-tool in de categorie 'poor' werd geplaatst. Uit deze figuur observeren we dat in 2030 het aandeel problematische netkilometers zou liggen tussen 25,2% in het Energie-efficiënt scenario en 37,1% in het Technologie scenario. In 2050 bedragen deze percentages respectievelijk 49,4% en 64,8%.



Figuur 22: Het aantal netkilometers op laagspanning waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat op het worst-case moment in de drie scenario's.

Uit deze resultaten blijkt opnieuw dat indien de vooropgestelde scenario's bewaarheid worden, en mits inachtneming van de beperkingen van de NGIN-tool en de gemaakte assumpties, het huidige

laagspanningsdistributienet niet toereikend zou zijn om aan de toekomstige worst-case piekbelasting te voldoen. Zoals verwacht zal de snelheid waarmee de netversterkingen noodzakelijk zijn afhangen van de snelheid van de verdere elektrificatie van transport en woningverwarming richting 2050.

We observeren in de figuur een minder grote spreiding tussen de drie scenario's dan in de vorige versie van de studie. Dit komt door de bijgestuurde aannames en de wijze waarop de scenario's werden samengesteld. Ook het aandeel te versterken netkilometers en transformatoren daalt hierdoor licht.

De conclusie uit de simulaties blijft wel dat in deze scenario's finaal een groot deel (minstens de helft) van de laagspanningsnetten en transformatoren zou moeten versterkt worden.

Verder observeren we een eerder beperkt verschil tussen het Evolutie en het Energie-Efficiënt scenario voor wat betreft het aandeel te versterken netkilometers. Belangrijk om bij Figuur 21 en Figuur 22 op te merken is wel dat het hier telkens gaat over het aantal te versterken netcomponenten, maar niet om het bijkomende vermogen van de noodzakelijke netversterkingen.

Zoals eerder vermeld lijken deze resultaten aan te tonen dat in elk individueel scenario de afnamepiek op lange termijn de resultaten van de simulaties bepaalt. De scenario's zijn echter voorspellingen. Opnieuw moeten we hier de kanttekening maken dat de evolutie van het aantal zonnepanelen in werkelijkheid een ander verloop zou kunnen vertonen, evenals de evolutie van het aantal warmtepompen en elektrische voertuigen. Het blijft daarom belangrijk om de werkelijke evolutie te blijven opvolgen en zo nodig de scenario's dan hieraan aan te passen.

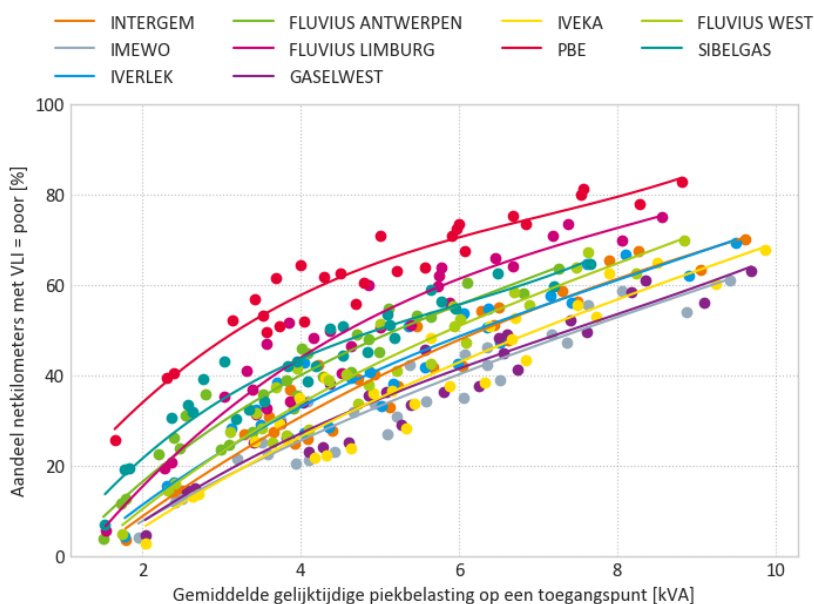
4.3.2 Toekomstige netbelasting per distributienetbeheerder en op gemeenteniveau

Om een beeld te krijgen van de nettoestand in de verschillende distributienetgebieden bespreken we kort in Par. 4.3.2.1 de netbelastingcurves. In Par. 4.3.2.2 bespreken we vervolgens de toekomstige netbelasting op gemeenteniveau per scenario.

4.3.2.1 Netbelastingcurves per distributienetbeheerder

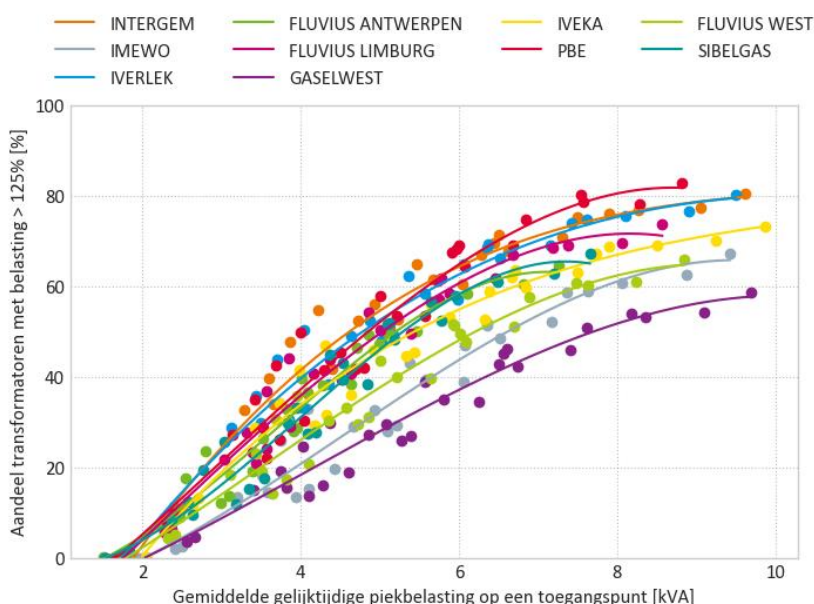
Figuur 23 toont het aandeel netkilometers met een VLI in de categorie 'poor' in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt per distributienetbeheerder. Als dusdanig geeft deze figuur weer waar de laagspanningsdistributienetten volgens de NGIN-tool het sterkst en het zwakst zijn. Merk op dat deze figuur enkel een conditioneel verband weergeeft tussen de gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt en de nettoestand.

Volgens de simulaties vinden we de zwakkere netten in de distributienetgebieden van PBE, Sibelgas en Fluvius Limburg. Deze resultaten liggen in lijn met eerdere observaties over de huidige nettoestand (zie Figuur 13). De sterkere netten bevinden zich dan weer in de distributienetgebieden van Gaselwest, Imewo en Iveka.



Figuur 23: Het aandeel netkilometers op laagspanning per distributienetbeheerder waarvan de Voltage Load Index (VLI) in de simulaties door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. De gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt die op de x-as wordt uitgezet is per simulatie telkens het maximum van de gelijktijdige piekafname per toegangspunt en de gelijktijdige piekinjectie per toegangspunt.

Op een gelijkaardige manier toont Figuur 24 het aandeel transformatoren per distributienetbeheerder met een belasting groter dan 125% van hun capaciteit in functie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. Opnieuw lijken de sterkere transformatoren zich te bevinden in de distributienetgebieden van Gaselwest en Imewo, terwijl de zwakkere transformatoren zich bevinden in de distributienetgebieden van PBE, Intergem en Iverlek.



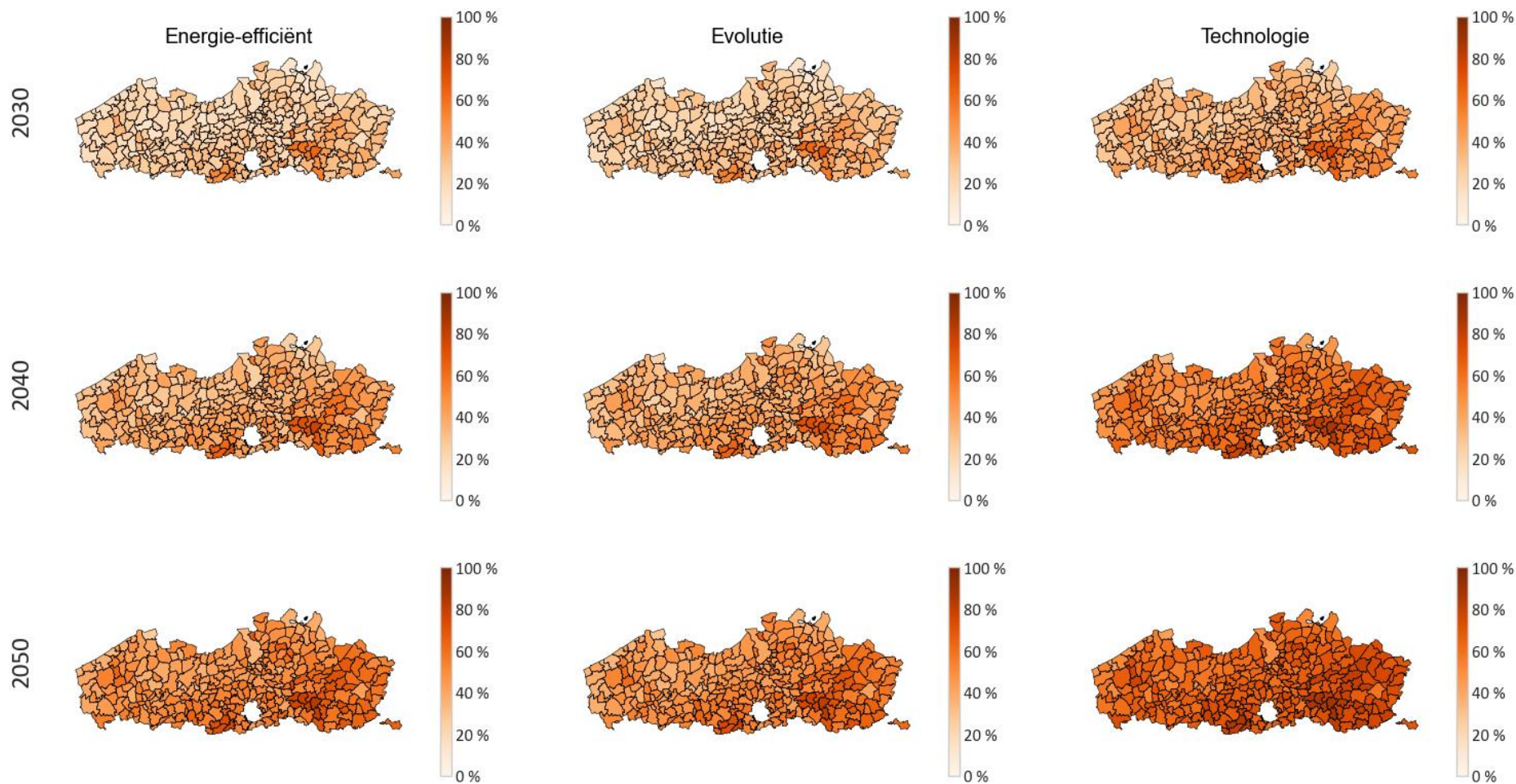
Figuur 24: Het aandeel transformatoren (middenspanning naar laagspanning) per distributienetbeheerder waarvan in de simulaties door de NGIN-tool de belasting groter is dan 125% van het nominale vermogen in functie van de gemiddelde

gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. De gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt die op de x-as wordt uitgezet is per simulatie telkens het maximum van de gelijktijdige piekafname per toegangspunt en de gelijktijdige piekinjectie per toegangspunt.

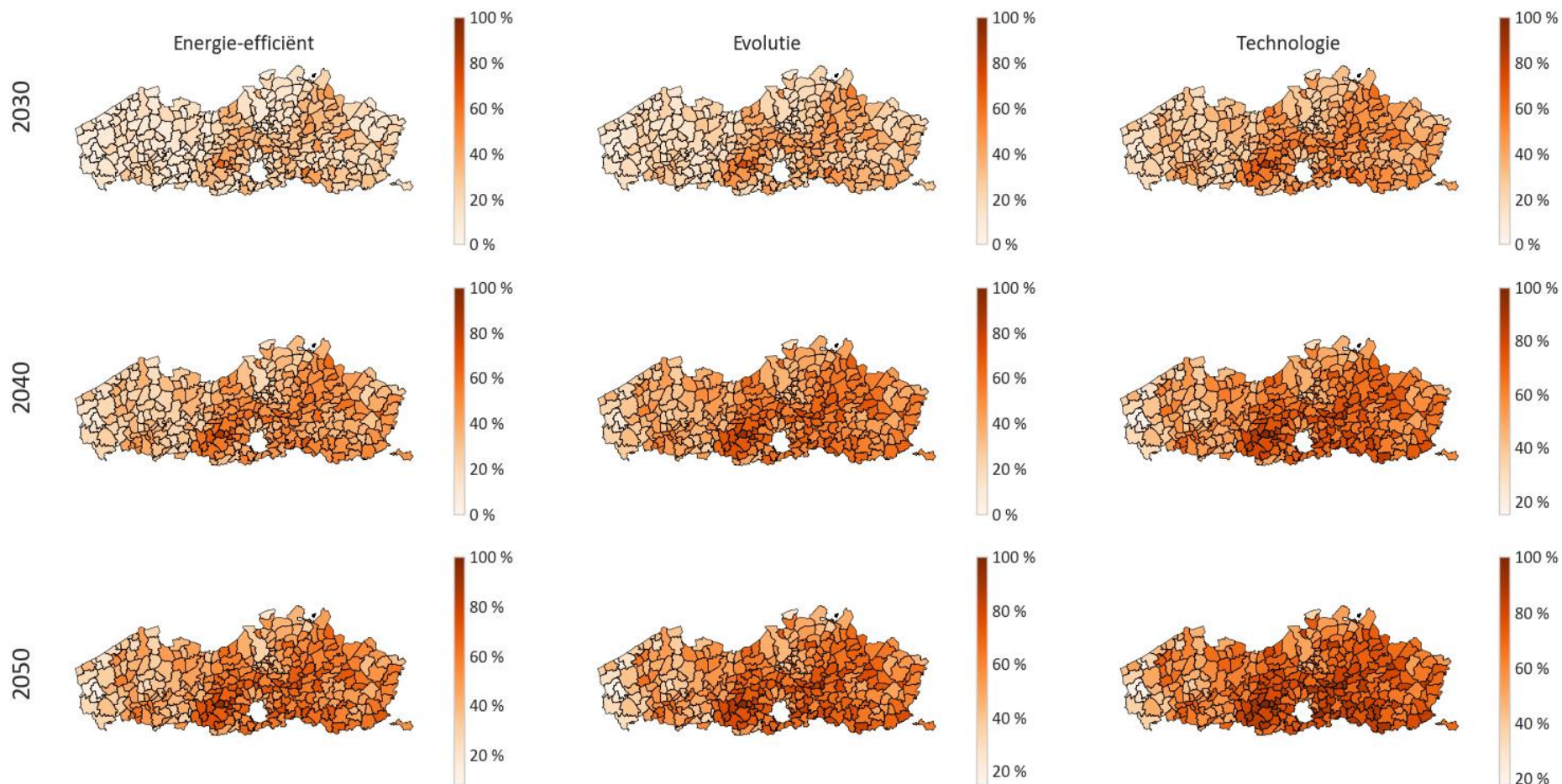
4.3.2.2 Toekomstige netbelasting op gemeenteniveau per scenario

Figuur 25, Figuur 26 en Figuur 27 tonen de nettoestand in de drie toekomstscenario's op gemeenteniveau aan de hand van respectievelijk het aandeel netkilometers waarvan de VLI door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat, het aandeel overbelaste transformatoren ten gevolge van de afnamepiek, en het aandeel overbelaste transformatoren ten gevolge van de injectiepiek.

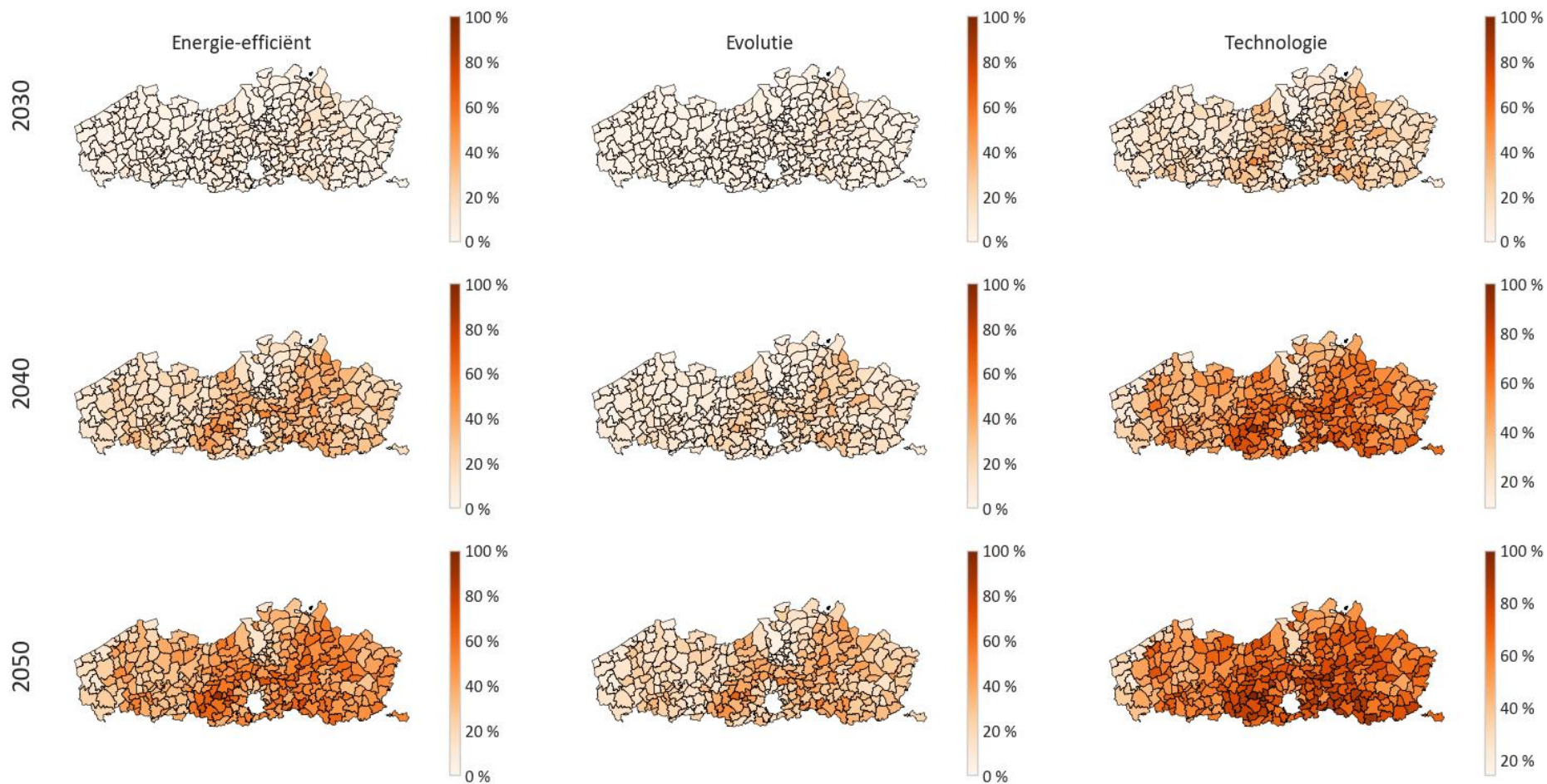
In elk van de drie figuren observeren we in de drie scenario's per netelement telkens dezelfde geografische spreiding. De verschillen in aannames tussen de scenario's leiden per netelement dus niet tot andere probleemgebieden. Wel kunnen we een andere geografische verdeling observeren tussen de netproblemen voor kabels en deze voor transformatoren. Voor een verdere bespreking van de geografische verschillen verwijzen we naar het in Bijlage 7.2 toegevoegde VITO rapport.



Figuur 25: Aandeel netkilometers waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat in Vlaanderen op gemeentenniveau tijdens de gesimuleerde worst-casebelasting van het laagspanningsdistributienet in de drie scenario's.



Figuur 26: Aandeel transformatoren (middenspanning naar laagspanning) in Vlaanderen waarvan de belasting ten gevolge van de gesimuleerde worst-case afnamepiek groter is dan 125% van het nominale vermogen op gemeenteniveau in de drie scenario's.



Figuur 27: Aandeel transformatoren (middenspanning naar laagspanning) in Vlaanderen waarvan de belasting ten gevolge van de gesimuleerde worst-case injectiepiek groter is dan 125% van het nominale vermogen op gemeenteniveau in de drie scenario's.

5 Capaciteitsbehoefte met beleidsmaatregelen

Ook in deze vervolgstudie trachtten we de mogelijke impact van bepaalde beleidsmaatregelen op de capaciteitsbehoefte te analyseren. In tegenstelling tot de vorige versie van de studie analyseerden we niet meer specifiek de impact van individuele beleidsmaatregelen, maar focusten we op het geaggregeerde effect van een bundeling van flexibiliteitsmaatregelen.

In Par. **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.** lichten we de keuze hiervoor toe. Vervolgens bespreken we in Par. 0 de wijze waarop dit geaggregeerde effect in de simulaties werd verwerkt. In Par. 5.3 bespreken we ten slotte de resultaten van deze simulaties.

5.1 Selectie van beleidsmaatregelen

In de voorgaande studie werd de impact in kaart gebracht van vier beleidsmaatregelen die de toekomstige capaciteitsbehoeften op het laagspanningsnet zouden kunnen reduceren. Deze beleidsmaatregelen waren (i) het stimuleren van laden op het middenspanningsdistributienet, (ii) het stimuleren trager laden, (iii) het ondersteunen van de ontwikkeling van warmtenetten, en (iv) een bundeling van flexibiliteitsmaatregelen die uitsluitend worden ingezet voor congestiebeheer op het laagspanningsdistributienet.

Al snel bleek echter dat het exact vertalen van vele individuele maatregelen naar NGIN-parameters niet steeds eenvoudig is. Veel beleidsmaatregelen spelen in op het gedrag van distributienetgebruikers, waardoor de impact van deze maatregelen a priori heel onzeker is. Dit leidde tot bijkomende assumpties waardoor de gesimuleerde impact even onzeker was als de toekomstscenario's die gehanteerd werden. Bovendien hebben de meeste individuele beleidsmaatregelen één van de volgende twee effecten tot gevolg:

- Wijziging van de gemiddelde piekbijdrage van individuele assets door wijziging van de eenheidsvermogens of de gelijktijdigheidsfactoren;
- Wijziging van het aantal assets op het laagspanningsdistributienet.

Over deze parameters werden al uitvoerig assumpties gemaakt bij het opstellen van de toekomstscenario's. Er werd daarom besloten om geen individuele beleidsmaatregelen door te rekenen maar deze impliciet te integreren in de drie toekomstscenario's. Een uitzondering hierop zijn echter de beleidsmaatregelen die inspelen op de flexibiliteit bij distributienetgebruikers.

Flexibiliteit kan zowel een positieve als een negatieve impact hebben op de toestand van het laagspanningsdistributienet. Als toestellen zo gestuurd worden dat dit resulteert in een lager vermogen en/of lagere gelijktijdigheid tijdens de piek in het net, dan heeft dit een gunstig effect op de belasting van het laagspanningsdistributienet. In het andere geval kan flexibiliteit net tot een

zwaardere belasting leiden, mogelijk zelfs op een ander ogenblik van de dag of in het jaar dan de historische avondpiek in de winter zoals we die vandaag kennen.

Aangezien de impact van de individuele flexibiliteitsmaatregelen onbekend is, is het nuttiger om het maximale theoretisch potentieel van flexibiliteit in kaart te brengen, onafhankelijk van de economische en beleidsmatige mechanismes die aan de activatie ervan kunnen liggen. Aldus maken we daarbij het onderscheid tussen ‘LS-netgunstige’ en ‘LS-netongunstige’ flexibiliteit. Dit is, respectievelijk, flexibiliteit die de netbelasting tijdens de netpiek verlaagt, dan wel verhoogt:

- **LS-netgunstige flexibiliteitsscenario, ‘MaxFlex’ genoemd** – Alle flexibiliteit wordt zonder onderscheid ten dienste gesteld van congestiebeheer op het laagspanningsdistributienet. Dit scenario kan dus gezien worden als de bovengrens van de meest positieve impact van flexibiliteit voor het beheer van het laagspanningsdistributienet.
- **LS-netongunstige flexibiliteitsscenario, ‘MinFlex’ genoemd** – We veronderstellen dat er geen flexibiliteit ingezet wordt voor congestiebeheer op het laagspanningsdistributienet, noch dat deze rekening houdt met de beperkingen van dit net. Flexibiliteit wordt dus enkel aangewend voor andere doeleinden, zoals bijvoorbeeld systeemdiensten voor de transmissienetbeheerder, beheer van de portfolio van een evenwichtsverantwoordelijke, optimalisatie ‘achter de meter’, of congestiebeheer op het middenspanningsdistributienet of het hoogspanningsnet. In dit scenario veronderstellen we dat al deze flexibiliteitstoepassingen een tegenstelde vermogensnood hebben aan deze van het lokale spanningsnet en door gesynchroniseerde activatie de lokale netpiek verhogen, waardoor de bovengrens van de maximale negatieve impact op het laagspanningsdistributienet in kaart gebracht wordt.

Met deze twee beleidsscenario’s kan men dan inzicht verkrijgen over de impact van de twee extreme situaties op het laagspanningsdistributienet die kunnen ontstaan door het beleid rond flexibiliteit op een bepaalde manier in te vullen.

In de vorige versie van de studie rekenden we het LS-netgunstige flexibiliteitsscenario al door, weliswaar op andere scenario’s. Om daarnaast ook een zicht te krijgen op de andere mogelijke impact van flexibiliteit op de capaciteitsbehoefte van het laagspanningsdistributienet focusten we in deze vervolgstudie uitsluitend op het LS-netongunstige flexibiliteitsscenario, het **MinFlex** scenario.

Voor de worst-case netberekeningen worden typisch twee piekmomenten beschouwd: de maximale injectiepiek in de zomer, en de maximale afnamepiek in de winter. Het MinFlex scenario brengt de maximale theoretische impact van flexibiliteit in kaart als de flexibele toestellen op deze twee punten zo gestuurd worden dat deze de netten minimaal ondersteunen en de piekbelasting dus effectief verhogen. Dit resulteert in twee varianten, voor de twee piekmomenten (zomer en winter)³⁰:

- **MinFlex – HighPV**: Het principe van deze variant is dat het flexibele verbruik op het laagspanningsdistributienet maximaal wordt afgeschakeld in het kader van de levering van

³⁰ Merk op dat de situaties beschreven in de MinFlex-scenario’s weinig waarschijnlijk zijn. In het MinFlex – HighPV scenario wordt namelijk verondersteld dat het flexibel verbruik wordt afgeschakeld op een moment waarop er veel lokale productie is, en waarop de elektriciteitsprijs typisch laag is. Het omgekeerde geldt voor het MinFlex – HighLoad scenario. De bedoeling van deze scenario’s is puur om het maximale theoretische potentieel van flexibiliteit in kaart te brengen.

flexibiliteitsdiensten tijdens een moment waarop er veel lokale productie is (voornamelijk door zonnepanelen).

- **MinFlex – HighLoad:** Het principe van deze variant is dat het flexibele verbruik op het laagspanningsdistributienet maximaal wordt ingeschakeld in het kader van de levering van flexibiliteitsdiensten tijdens een moment waarop er reeds een hoog verbruik is en geen lokale productie.

5.2 Modelling van de MinFlex-scenario's

De wijze van modellering van de MinFlex- scenario's wordt hieronder toegelicht.

We baseerden ons op het Elia Belgian Electricity Scenario Report uit 2021³¹, waarin gesteld wordt dat:

- 50% van de elektrische voertuigen in 2030 deelneemt aan een flexibiliteitsproduct;
- 70%-100% van de elektrische voertuigen in 2040 deelneemt aan een flexibiliteitsproduct;
- 10%-25% van de elektrische voertuigen in 2050 V2G ondersteunen;
- 35% tot 80% van de warmtepompen stuurbaar zijn.

Verder veronderstellen we dat de niet voor flexibiliteitsdiensten gereserveerde elektrische voertuigen en warmtepompen hun gedrag niet mee aanpassen en dat hun simulatieparameters ongewijzigd blijven. De elektrische voertuigen die aan een flexibiliteitsproduct deelnemen maar geen V2G ondersteunen worden verondersteld aan vol vermogen te laden tijdens de afnamepiek met een gelijktijdigheid van 1 in het HighLoad-scenario. In het HighPV-scenario worden deze verondersteld niet te laden tijdens de injectiepiek. Elektrische wagens die aan een flexibiliteitsproduct deelnemen en wel V2G ondersteunen worden verondersteld in het HighLoad-scenario tijdens de afnamepiek aan vol vermogen te laden met een gelijktijdigheid van 1. In het HighPV-scenario worden deze verondersteld aan vol vermogen te ontladen tijdens de injectiepiek met een gelijktijdigheid van 1. Ten slotte maken we de assumptie dat flexibele warmtepompen in het HighPV-scenario niet verbruiken tijdens de injectiepiek, maar wel tijdens de afnamepiek in HighLoad-scenario. Deze aanpassingen werden toegepast op de drie basisscenario's, zoals gedefinieerd in Hoofdstuk 4.

Tabel 8 biedt een overzicht van alle aanpassingen aan de simulatieparameters. Deze aanpassingen werden toegepast op de drie basisscenario's, zoals gedefinieerd in Hoofdstuk 4.

Tabel 8: Aanpassingen aan de inputparameters van het LS-netongunstige scenario t.o.v. de drie toekomstscenario's. P stelt het eenheidsvermogen van de laadpaal van het elektrisch voertuig voor.

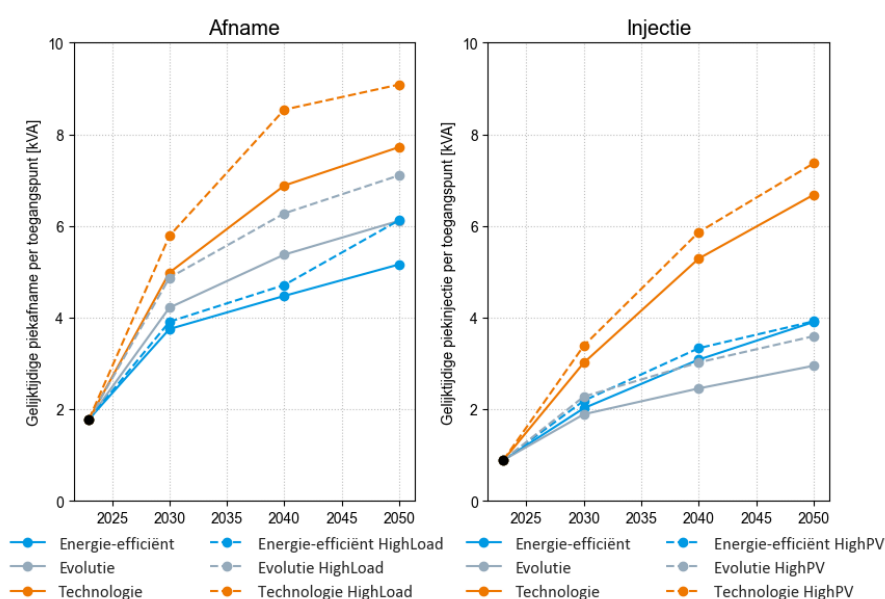
		MinFlex HighLoad		MinFlex HighPV	
		Eenheidsvermogen	Gelijktijdigheid	Eenheidsvermogen	Gelijktijdigheid
Elektrische voertuigen					
	100%				
Non-smart	50%	Ongewijzigd	Ongewijzigd	Ongewijzigd	Ongewijzigd
V1G	35%	P	1	0	0
V2G	15%	P	1	-P	1
Warmtepompen					
	100%				
Non-smart	75%	Ongewijzigd	Ongewijzigd	0	0
Smart	25%	Ongewijzigd	Ongewijzigd	0	0

³¹ https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report

5.3 Impact van de beleidsmaatregelen op de capaciteitsbehoefte

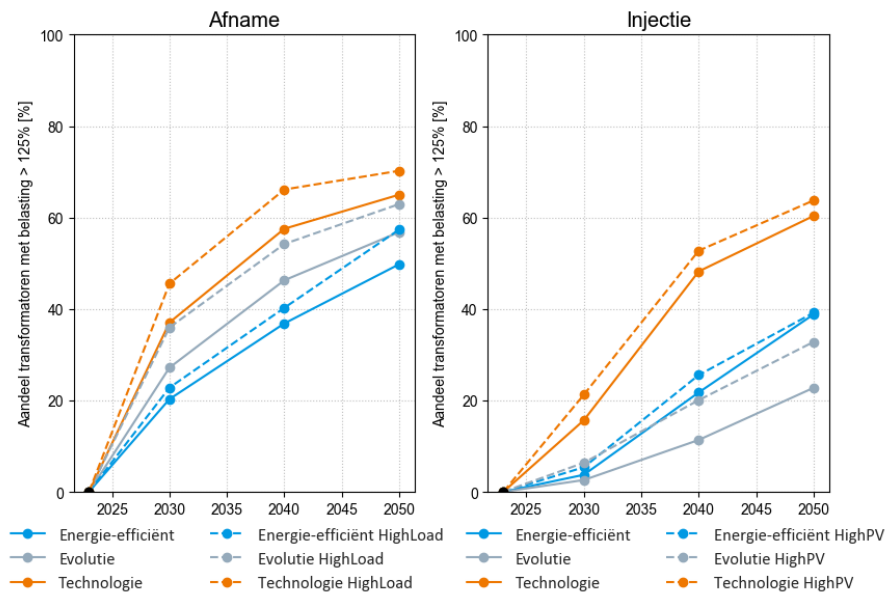
In dit onderdeel geven we een kort overzicht van de impact die de MinFlex-scenario's hebben op de latere capaciteitsbehoefte van het laagspanningsdistributienet volgens de simulaties uit de NGIN-tool.

Figuur 28 toont de evolutie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting voor zowel de basisscenario's als de MinFlex scenario's. Deze resultaten geven aan dat alle MinFlex scenario's een verhogend effect hebben op de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting. Dit verhogend effect is meer uitgesproken in het Technologie scenario aangezien hier meer flexibele toestellen ter beschikking zijn. Verder valt ook op dat de stijging van de afnamepieken groter is dan de stijging van de injectiepieken.

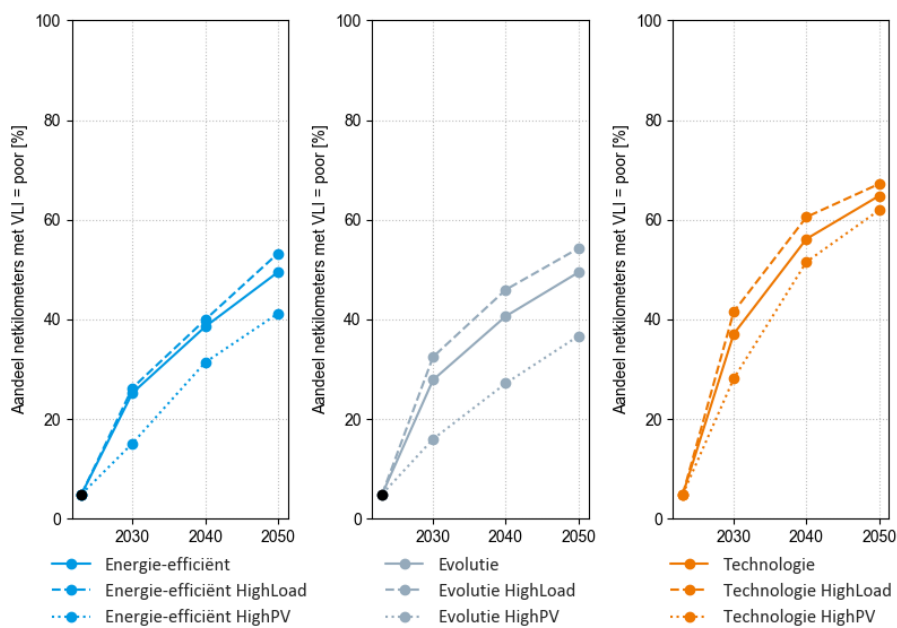


Figuur 28: Evolutie van de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting op transformatorniveau per toegangspunt in de MinFlex-scenario's.

Dezelfde trends zien we grotendeels terug bij de impact van de MinFlex-scenario's op het aantal overbelaste transformatoren (Figuur 29) en het aantal netkilometers waarvan de performantie-indicator VLI 'poor' wordt ingeschat (Figuur 30). Alle MinFlex-scenario's hebben een verhogend effect op de toekomstige netbelasting en de nodige versterkingen. Voor een verdere bespreking van de resultaten omtrent de MinFlex-scenario's verwijzen we naar het in Bijlage 7.2 toegevoegde VITO-rapport.



Figuur 29: Aantal transformatoren (middenspanning naar laagspanning) waarvan de belasting groter is dan 125% van het nominale vermogen in de MinFlex-scenario's.



Figuur 30: Het aantal netkilometers waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat in de MinFlex-scenario's.

6 Conclusie

Dit rapport is een vervolg op de versie die we in februari 2023 publiceerden in antwoord op de vraag van Vlaams minister van Justitie en Handhaving, Omgeving, Energie en Toerisme Zuhair Demir om een onderzoek uit te voeren over de impact van de verwachte energietransitie en de bijhorende elektrificatie op de laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen.

We deden voor deze studie opnieuw een beroep op het VITO als externe consultant, die, in samenspraak met een stuurgroep bestaande uit VREG, VEKA en Fluvius, de nodige analyses uitvoerde. De VITO-rapporten zijn als bijlage toegevoegd bij dit samenvattende rapport.

Voor het doorrekenen van de Vlaamse distributienetten maakten we opnieuw gebruik van de NGIN-tool van Fluvius. Deze rekentool simuleert de nettoestand op een worst-case piekmoment en kan zo de mogelijke netproblemen identificeren, alhoewel de conclusies ervan enkel voor een hogerliggend, geaggregeerd niveau kunnen gemaakt worden. Hoewel de NGIN-tool zeer gedetailleerde informatie bevat van de laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen, werden er in het vorige rapport ook enkele belangrijke beperkingen geïdentificeerd. Zo kon 12,7% (in 2023 12,8%) van de laagspanningsnetten niet worden doorgerekend in de NGIN-tool door datakwaliteitsbeperkingen. Deze datakwaliteitsbeperkingen worden mede veroorzaakt door het feit dat rondstaande distributienetten niet kunnen worden doorgerekend in NGIN, en, volgens Fluvius, door een nog niet voltooide integratie van ex-Infrac en ex-Eandis datasystemen.

Verder zijn er nog enkele nieuwe aandachtspunten naar voren gekomen met betrekking tot het model. Zo worden een aantal outputvariabelen niet ontsloten naar de rapporteringsomgeving in NGIN waardoor het niet steeds mogelijk is om de toestand van een kabel exact na te gaan. De opsplitsing tussen netproblemen veroorzaakt door de worst-case afnamepiek en worst-case injectiepiek kan bijvoorbeeld niet altijd worden gemaakt. Al kan de dominante piek (afname en injectie) wel typisch afgeleid worden vanuit de simulatiecontext volgens het specifieke scenario dat wordt beschouwd.

We stelden in het vorige rapport vast dat bij de distributienetbeheerders nog te weinig kennis aanwezig was over het werkelijke gedrag van distributienetgebruikers met elektrische toepassingen zoals elektrische voertuigen en warmtepompen, zelfs buiten worst-case piekmomenten. Op dit vlak werden sindsdien enkele stappen vooruitgezet. Enerzijds heeft Fluvius de piekmetingen geregistreerd in de digitale meters geïntegreerd in zijn interne simulatietools. Het rekenmodel zal hierdoor momenteel, op een aansluiting met een digitale meter, het maximum van de Vlanderpiek en de digitale meter-piek gebruiken voor de worst-case doorrekening. Dit was wel nog niet mogelijk ten tijde van het uitvoeren van de simulaties voor deze vervolgstudie. Anderzijds werden inzichten uit analyses van digitale meterdata gebruikt bij het bepalen van eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren van elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepaneelinstallaties. Dit resulteerde in een relatief sterke bijsturing van de assumpties in vergelijking met het vorige rapport.

De simulaties over de huidige toestand van het laagspanningsdistributienet liggen sterk in lijn met de simulaties die in de vorige versie van de studie werden uitgevoerd. De stroomcongestie op transformatoren (middenspanning naar laagspanning) is vandaag nog zeer beperkt. Slechts 0,1%

van de transformatoren in Vlaanderen zouden tijdens een worst-case afnamepiek als overbelast worden beschouwd. Wat de kabels betreft zou tijdens een worst-case afnamepiek 4,9% van de laagspanningsnetten worden getroffen door stroomcongestie of problemen met de spanningskwaliteit.

Voor de doorrekening van de toekomstige nettoestand ontwikkelden we drie nieuwe scenario's die, in tegenstelling tot de scenario's uit het vorige rapport, niet rechtstreeks werden afgeleid uit literatuurbronnen, maar wel werden opgebouwd vanuit maatschappelijke assumpties met betrekking tot de relevante technologieën.

Uit de simulaties blijkt dat de gemiddelde gelijktijdige piekafname per toegangspunt in 2050 in de drie scenario's tussen de 5,2 kVA en 7,8 kVA zal liggen. Dit resulteert in een situatie waarbij tegen 2050 tussen de 50% en 65% van de bestaande transformatoren zou moeten worden versterkt. Het percentage te versterken netkilometers is gelijkaardig en zou volgens de simulaties tussen de 49% en 65% liggen. We merken op dat, net zoals in het vorige rapport, naarmate de belasting op het net toeneemt de bijkomende groei van het aantal netversterkingen afneemt. Door de nieuwe assumpties observeren we dit effect echter minder aangezien de belasting in de drie beschouwde scenario's minder sterk stijgt in vergelijking met de scenario's uit het vorige rapport.

Uit de resultaten blijkt ook opnieuw dat op de lange termijn (vanaf 2030) in elk individueel scenario de afnamepiek groter is dan de injectiepiek. Een belangrijke kanttekening bij deze vaststelling is wel dat we er dan van uitgaan dat de groei aan injectie en afname onze scenario's zullen volgen. We kunnen niet uitsluiten dat de evolutie van de injectie (zonnepanelen) en de evolutie van de afname (warmtepompen en elektrische voertuigen) toch een ander verloop zullen kennen. Bovendien weten we door het jaarlijks toenemende aantal klachten over uitvallende omvormers dat in werkelijkheid de huidige netproblemen veeleer veroorzaakt worden door de hoge gelijktijdige injectie door zonnepanelen. De impact van injectie lijkt op korte termijn dus groter dan die van afname. Bij lokale investeringen om uitvallende omvormers te voorkomen dient de lange termijn voor ogen gehouden te worden en dus geïnvesteerd te worden rekening houdende met de verwachte stijgende afnamepiek.

In de studie werd ook de impact van een specifiek flexibiliteitsscenario doorgerekend waarin verondersteld wordt dat alle flexibiliteitsassets op het laagspanningsdistributienet ingezet worden voor andere doeleinden dan voor congestiebeheer op dat laagspanningsnet. Meer specifiek analyseerden we een flexibiliteitsscenario waarbij al deze flexibiliteitsassets door gesynchroniseerde activatie de lokale piek verhogen. We beschouwden twee varianten: één variant waarin het flexibele verbruik op het laagspanningsdistributienet maximaal wordt afgeschakeld tijdens een moment waarop er veel lokale productie is (HighPV), en één variant waarbij het flexibele verbruik op het laagspanningsdistributienet maximaal wordt ingeschakeld tijdens een moment waarop er reeds een hoog verbruik is en geen lokale productie (HighLoad). We stelden uit de simulatieresultaten vast dat, zoals verwacht, beide varianten het aandeel te versterken netkilometers en transformatoren nog verder zou verhogen ten opzichte van hun respectievelijke basisscenario's. In het scenario met de hoogste belasting stijgt het aandeel te versterken netkilometers en transformatoren van 65% naar 70%.

Wat de geografische verdeling van de netproblemen over Vlaanderen betreft observeren we in de drie scenario's telkens dezelfde geografische spreiding. De verschillen in aannames tussen de

scenario's leiden dus niet tot andere probleemgebieden. Wel kunnen we een andere geografische verdeling observeren voor de netproblemen op kabels en op transformatoren. Volgens de simulaties vinden we in het algemeen de meest zwakke netten in de distributienetgebieden van PBE, Sibelgas en Fluvius Limburg.

We plannen deze analyse van de nettoestand in Vlaanderen in de loop van 2024 te hernemen.

7 Bijlagen

7.1 Onderdeel II: Ondersteuning voor het opstellen van toekomstscenario's

7.2 Onderdeel III: Ondersteuning van de simulatie van toekomstscenario's onder verschillende (beleids)maatregelen