

Rapport

17/02/2023

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	5
1.1.3	De elektriciteitsdistributienetten in Vlaanderen	6
1.2	Objectieven en werkwijze van deze studie	7
1.2.1	Doelstellingen	7
1.2.2	Consultant VREG	7
1.2.3	Stuurgroep	8
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	Beperkingen van de NGIN-tool	15
2.3	Inleiding tot de verschillende toekomstscenario's	16
2.4	Inleiding tot de beleidsmaatregelen	18
3	Huidige toestand van het laagspanningsdistributienet	19
3.1	Actuele piekbelasting	19
3.2	Actuele nettoestand	20
4	Toekomstige capaciteitsbehoefte op het laagspanningsdistributienet	22
4.1	Selectiemethodologie	22
4.2	Toekomstige netbelasting	23
4.2.1	Elektrische voertuigen	24
4.2.1.1	<i>Plug-in hybride personenwagens</i>	<i>24</i>
4.2.1.2	<i>Volledig elektrische personenwagens</i>	<i>24</i>
4.2.1.3	<i>Volledig elektrische bestelwagens</i>	<i>26</i>
4.2.1.4	<i>Overzicht aantallen</i>	<i>26</i>
4.2.1.5	<i>Eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren</i>	<i>27</i>
4.2.2	Warmtepompen	27
4.2.2.1	<i>Aantal en vermogen</i>	<i>27</i>
4.2.2.2	<i>Gelijktijdigheidsfactor</i>	<i>29</i>

4.2.3	Zonnepanelen.....	29
4.3	Capaciteitsbehoefte	31
4.3.1	Toekomstige netbelasting in Vlaanderen	31
4.3.2	Voorspellende waarde van NGIN-parameters.....	34
5	Capaciteitsbehoefte met beleidsmaatregelen.....	36
5.1	Selectie van beleidsmaatregelen.....	36
5.1.1	Opstellen van de shortlist van beleidsmaatregelen	36
5.1.2	Kwalitatieve beoordeling van de beleidsmaatregelen	38
5.1.3	Maatregelen die trager laden van elektrische voertuigen stimuleren	40
5.1.4	Bundeling van flexibiliteitsmaatregelen	41
5.1.5	Geselecteerde beleidsmaatregelen.....	42
5.2	Modellering van geselecteerde beleidsmaatregelen.....	43
5.2.1	Laden op het middenspanningsdistributienet.....	43
5.2.2	Stimuleren van het trager opladen van elektrische voertuigen	44
5.2.3	Ondersteunen van de ontwikkeling van warmtenetten.....	44
5.2.4	LS-netgunstige flexibiliteitsscenario	45
5.2.5	Optimale combinatie van beleidsmaatregelen.....	46
5.3	Impact van de beleidsmaatregelen op de capaciteitsbehoefte	47
5.3.1	Impact van de beleidsmaatregelen op de netbelasting in Vlaanderen	47
5.3.2	Impact van de beleidsmaatregelen op gemeenteniveau	51
6	Conclusie.....	52
7	Bijlagen	54
7.1	Onderdeel II: Ondersteuning voor het opstellen van toekomstscenario's.....	54
7.2	Onderdeel III: Ondersteuning van de simulatie van toekomstscenario's onder verschillende (beleids)maatregelen.....	54

1 Inleiding

De aanleiding van voorliggende studie is een vraag van Vlaams minister van Justitie en Handhaving, Omgeving, Energie en Toerisme Zuhail Demir aan de VREG¹ 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.

De studie dient volgende analyses uit te voeren:

- Een analyse van de bestaande laagspanningsnetten. Op welke plaatsen in het net zijn vandaag reeds problemen en waar worden in de toekomst, op basis van een aantal aannames rond zonnepanelen (PV), warmtepompen, elektrische voertuigen (EV),... mogelijk problemen verwacht.
- Het in kaart te brengen van welke oplossingen, desnoods kwalitatief, mogelijk zijn om de geïdentificeerde problemen te remediëren en welk beleid hiertoe zou kunnen bijdragen.

In dit hoofdstuk schetsen we de context waarin deze 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 bouwsector. 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 fotonvoltatische (PV) installaties een steeds groter aandeel in onze elektriciteitsvoorziening zullen opnemen.

¹ Brief van 6 oktober 2020.

1.1.2 Een actievere rol voor het elektriciteitsdistributienet

Historisch gezien groeide het distributienet organisch, en had het vooral als functie voor de afnemers voldoende afname-capaciteit te voorzien, zodat aan hun elektriciteitsbehoeften kon voldaan worden. Het distributienet transporteerde de elektrische stroom in één richting: van het hogeropliggend 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.

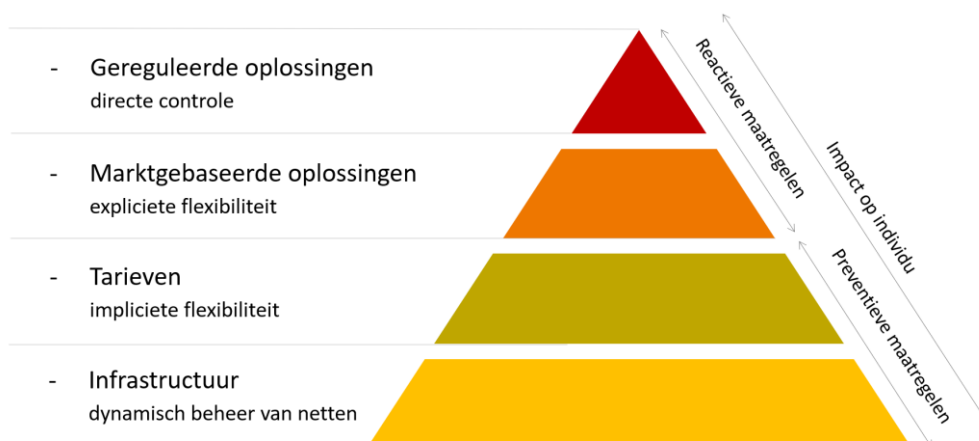
Ten eerste zullen netinvesteringen en een meer dynamisch (of slim) beheer van de netinfrastructuur ervoor zorgen dat meer decentrale elektriciteitsproductie kan worden geïntegreerd. Het doel is de uitbating van een slim distributienet waarbij de netbeheerder in real-time de staat van het net kan monitoren,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



Figuur 1: Illustratie van het structureel kader rond flexibiliteit en andere beleidsmaatregelen in het kader van netbeheer.²

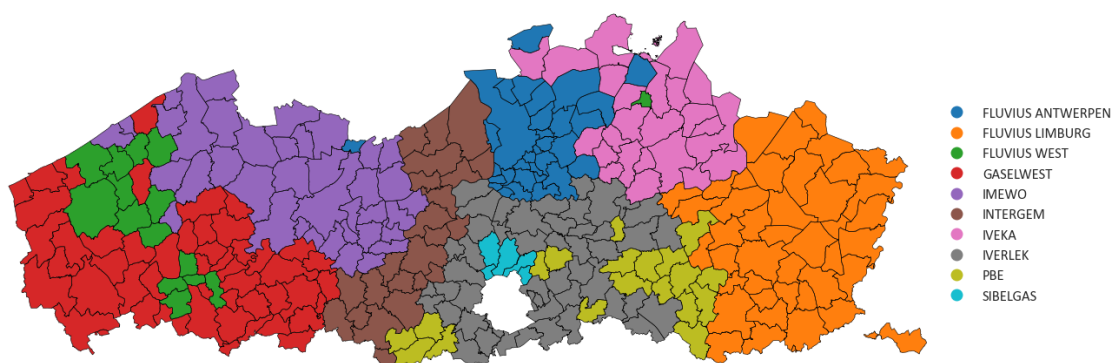
1.1.3 De elektriciteitsdistributienetten in Vlaanderen

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.

² Illustratie geïnspireerd op 'Smart charging synergies: conflicten en belangen rondom proposities voor slim laden – een verkenning (TKI Urban Energy)', p. 15.



Figuur 2: Werkingsgebieden van de tien elektriciteitsdistributienetbeheerders in Vlaanderen.

1.2 Objectieven en werkwijze van deze studie

1.2.1 Doelstellingen

Het doel van deze studie is, zoals eerder vermeld tweeledig. Ten eerste heeft deze studie als doel het in kaart brengen van de huidige capaciteit van het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen, alsook van de verwachte toekomstige capaciteitsbehoefte in de context van een aangroei van elektrische voertuigen, warmtepompen en PV-installaties. De tweede doelstelling is om de potentiële impact van beleidsmaatregelen op die gestegen capaciteitsbehoefte te onderzoeken.

1.2.2 Consultant VREG

De VREG heeft voor deze studie een beroep gedaan 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 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 van de toekomstige nettoestand te bepalen. 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

Elk onderdeel van de opdracht wordt jaarlijks herhaald om ieder jaar een beter zicht te krijgen op de toekomstige nettoestand, en ook rekening te houden met eventuele nieuwe omstandigheden. In dit opzicht is het belangrijk om te vermelden dat deze studie werd opgestart voor de invasie van Rusland in Oekraïne in voorjaar 2022 en de daaropvolgende energiecrisis. Hierdoor zijn de mogelijke effecten van deze energiecrisis nog niet in deze studie opgenomen.

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. De rapporten van VITO bevinden zich in bijlage.
- 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

Figuur 3 geeft een schematisch overzicht van de gehanteerde werkwijze. Vooreerst wordt de huidige nettoestand in kaart gebracht om de situatie vandaag te kunnen kaderen (Stap 1). Deze analyse dient als het vertrekpunt voor het verdere verloop van de studie. Vervolgens worden de 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 enkele relevante beleidsmaatregelen die deze capaciteitsbehoefte mogelijk kunnen reduceren (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

In **Hoofdstuk 2** wordt de algemene methodologie van de studie uitgelegd. 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** gaan we dieper in op 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 mogelijke toekomstscenario's (een Laag, Midden en Hoog scenario) die in deze studie worden doorgerekend om de toekomstige toestand van het 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 doorgerekende beleidsmaatregelen gaande van het selectieproces tot de evaluatie van de impact op de nettoestand.

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

2 Methodologie

Dit hoofdstuk beschrijft de parameters en de tools op basis waarvan de toestand van het laagspanningsdistributienet wordt geanalyseerd. In Par. 2.1 wordt een overzicht gegeven van de verschillende parameters die worden beoordeeld om te analyseren of de netcapaciteit toereikend is. Vervolgens beschrijft Par. 2.2 de NGIN-tool van Fluvius die in deze studie gebruikt wordt om de nettoestand door te rekenen. Deze paragraaf bevat ook een overzicht van de belangrijkste tekortkomingen van NGIN en aanbevelingen voor de verdere ontwikkeling van deze tool. Tenslotte wordt in Par. 2.3 en Par. 2.4 vooruitgeblikt op respectievelijk de verschillende toekomstscenario's en de beleidsmaatregelen.

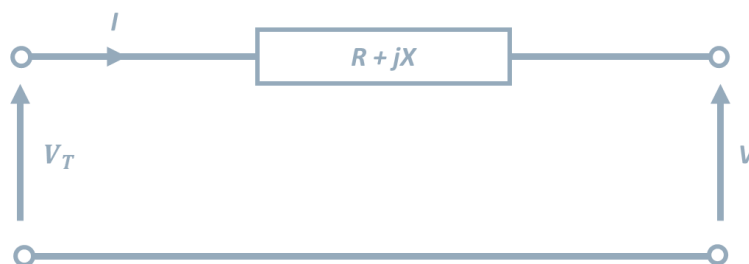
2.1 Analyse van de nettoestand

2.1.1 Verschillende vormen van netproblemen

Om de toestand van het laagspanningsdistributienet te kunnen beoordelen wordt er steeds een vergelijking gemaakt tussen de vermogensstromen die nodig zijn om aan de elektriciteitsbehoeften te voldoen, en de dimensionering van de netcomponenten (kabels, transformatoren, ...). Wanneer de dimensionering van het net en van de verschillende netcomponenten ontoereikend is om de vermogensstromen over te brengen op een veilige manier en binnen de geldende normen 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. 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 eenvoudig 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).

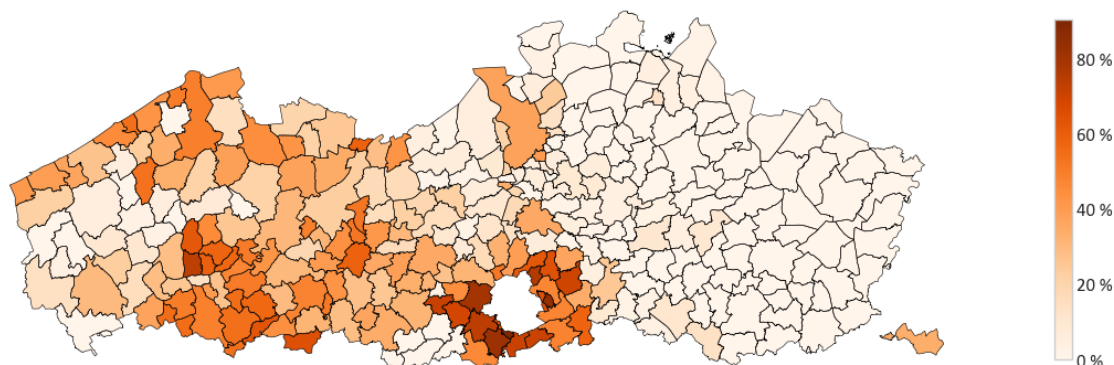
2.1.2 Kritieke eigenschappen van een distributienet

Ook neteigenschappen zijn een belangrijke factor in het ontstaan van stroomcongestie of spanningskwaliteitsproblemen. Bepaalde types van distributienetten zijn namelijk gevoeliger voor netproblemen dan andere.

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 het 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.

Figuur 5 geeft een overzicht van het aandeel aan 230V-netten³ 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.



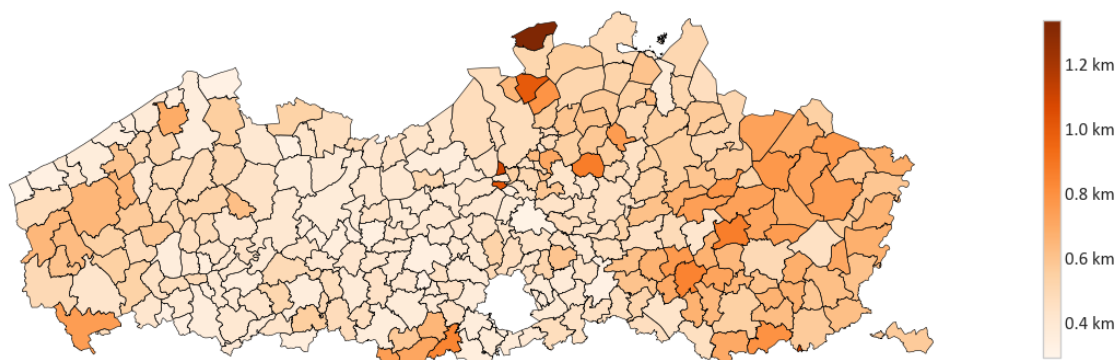
Figuur 5: Overzicht van het aandeel aan 230V-netten in Vlaanderen op gemeenteniveau.

Vervolgens zijn er de **lange netten** waarvan de kabels tot ver van de distributiecabine aansluitingspunten hebben. Aangezien de weerstand en de reactantie van een kabel evenredig is met zijn lengte, zijn de lange 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 hoog⁴ wordt. Deze problematiek doet zich momenteel vooral bij de lange netten voor.

Figuur 6 toont de gemiddelde lengte van de distributienetten (aantal kilometer kabel per circuit) in Vlaanderen op gemeenteniveau. De lange netten 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.

³ 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.

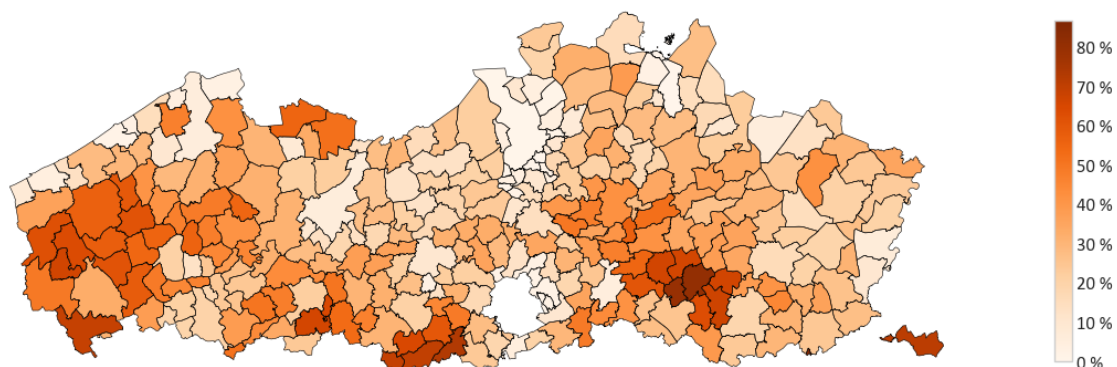
⁴ Het uitvallen van omvormers van PV-installaties kan gebeuren vanaf de spanning een waarde van 110% de nominale spanning bereikt. Met een nominale spanning van 230V komt dit neer op een spanning van 253V.



Figuur 6: Overzicht van de lengte van de distributienetten Vlaanderen op gemeenteniveau.

Als laatste zijn er de **bovengrondse distributienetten**. Bovengrondse kabels hebben typisch een kleinere diameter dan ondergrondse kabels om o.a. hun gewicht te beperken zodat ze minder doorhangen tussen de elektriciteitspalen. 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 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.

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 feeder⁵ in kaart te brengen.

⁵ 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 tenslotte de **NGIN-tool** ontwikkeld, wat staat voor Next Generation Infrastructure⁶. 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 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 beschrijven⁷.

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 winter⁸ 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 deelbelastingen⁹, 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 Velder¹⁰ die de basispiekbelasting van een aansluiting inschat op basis van het geregistreerde jaarverbruik op die aansluiting V (kWh) via volgende formule:

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

⁶ <https://www2.deloitte.com/be/en/pages/energy-and-resources/topics/ngin.html>

⁷ Intellectuele eigendom van Fluvius en Deloitte.

⁸ In deze studie is ook een simulatie opgenomen voor een zonnig moment waarop er maximaal geïnjecteerd wordt door een theoretisch maximaal aantal PV-installaties.

⁹ Zie ook <https://phasetophase.nl/nieuw-belastingmodel.html>

¹⁰ 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 het zelfde 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 gelijktijdigheidfactor.

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. huidige kabeldikte, nominaal transformatorvermogen) wordt bepaald bij welke netcomponenten er **stroomcongestie of spanningskwaliteitsproblemen** optreden.

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 Beperkingen van de NGIN-tool

Als onderdeel van de opdracht voor de VREG heeft VITO een analyse van de NGIN-tool uitgevoerd waarbij de belangrijkste beperkingen en mogelijke verbeterpunten in kaart werden gebracht. Het doel van deze analyse is om enige zekerheid te verkrijgen over de nauwkeurigheid van de resultaten die uit de NGIN-tool voortvloeien. We lichten hieronder enkele beperkingen verder toe, maar geven geen exhaustief overzicht van alle verbeterpunten die uit de analyse voortvloeien.

Een van de belangrijkste beperkingen van de NGIN-tool is dat ongeveer 13% van de laagspanningsnetten niet kon worden doorgerekend door datakwaliteitsbeperkingen. Deze datakwaliteitsbeperkingen hebben verschillende oorzaken. Ten eerste hanteert NGIN een 'backward-forward sweep' om de nettoestand te berekenen. Een nadeel hiervan is dat NGIN geen rondstaande distributienetten kan doorrekenen. 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. Dit probleem situeert zich voornamelijk rond de stad Antwerpen. Ten tweede bevinden veel van de datakwaliteitsproblemen zich in ex-Infrac gebied. De reden hiervoor is dat sinds de fusie van Eandis en Infrac tot Fluvius de achterliggende systemen van beide werkmaatschappijen met informatie over de assets geïntegreerd worden in één systeem. Deze integratie is nog niet volledig voltooid, waardoor ook dit bijdraagt tot de datakwaliteitsbeperkingen van de NGIN-tool.

Naast de datakwaliteit maakte VITO ook een overzicht van enkele model-technische aspecten die eventueel voor verbetering vatbaar zijn. Zo wordt het worst-case moment voor de afname van het net gebaseerd op de avondpiek tijdens een strenge winter. Belangrijk voor elke analyse is de definitie van dit worst-case moment en alle assumpties daarrond. Een formalisering van deze definitie kan daarom nuttig zijn.

Een ander aspect is de toewijzing van de elektrische toepassingen aan de individuele toegangspunten. Deze gebeurt tamelijk willekeurig over toegangspunten op het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen. Hierdoor zullen er soms enkele feeders zijn met onrealistisch hoge of lage aantallen van deze elektrische toepassingen. Om deze reden is het moeilijk om op basis van de NGIN resultaten conclusies te trekken voor individuele feeders op straatniveau.

Verder is nog niet veel bekend over het werkelijke gedrag van distributienetgebruikers met elektrische toepassingen waardoor het niet eenvoudig is om assumpties omtrent de eenheidsvermogens en vooral de gelijktijdigheidsfactoren te maken. In de toekomst zou Fluvius hiervan een betere inschatting kunnen maken door kwartierdata uit de digitale meter te analyseren voor bepaalde types netgebruikers om zo de noodzaak voor bijkomende investeringen verder te onderbouwen.

2.3 Inleiding tot de verschillende toekomstscenario's

Aangezien het onmogelijk is om een toekomstige capaciteitsbehoefte voor het laagspanningsnet exact te voorspellen wordt in deze studie de toekomstige capaciteitsbehoefte voor drie scenario's in kaart gebracht, namelijk een **Laag**, **Midden**, en **Hoog** scenario. Elk scenario stelt een verhaallijn voor waarbij de impact op de piekbelasting verschillend is. Zo gaat het Laag scenario uit van een toekomstbeeld waarbij de totale piekbelasting eerder traag zal toenemen (bijvoorbeeld door tragere groei in elektrische wagens), terwijl het Hoog scenario uitgaat van een sterke en snelle toename van de piekbelasting. Het Midden scenario weerspiegelt een toename van de piekbelasting die zich tussen het Laag en het Hoog scenario bevindt.

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

Voor elke evaluatie zijn er verschillende assumpties gemaakt over (i) het aantal elektrische voertuigen, (ii) het aantal warmtepompen, en (iii) het aantal zonnepanelen aangesloten op het laagspanningsdistributienet. Aangezien de NGIN-tool slechts een beperkt aantal verschillende types elektrische toepassingen kan verwerken, houden we het in deze studie in eerste instantie bij deze drie technologieën. Deze aantallen worden willekeurig toegewezen aan alle toegangspunten van het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen. Daarnaast is een verdere fragmentatie mogelijk voor wat betreft de interactie van de toestellen met het net, nl. hun ogenblikkelijke belasting (kW) en de gelijktijdigheid waarmee ze, voor het gekozen simulatiemoment, interageren met het distributienet. De exacte cijfers over de veronderstellingen per scenario en per jaar vindt u in Hoofdstuk 4.

Voor de elektrische voertuigen beschouwen we Plug-In Hybride voertuigen (PHEV) en volledig elektrische personen- en bestelwagens. Voor deze laatste twee categorieën wordt ook een differentiatie gemaakt per laadmodus (bv. monofasig, driefasig 11 kW, driefasig 22 kW). Het totaal aantal elektrische voertuigen uit elk scenario wordt via een vast percentage verdeeld over de verschillende types en laadmodi.

In tegenstelling tot de elektrische voertuigen, worden de warmtepompen niet verder gedifferentieerd op basis van categorieën. Voor alle warmtepompen die toegewezen worden aan de toegangspunten in de verschillende scenario's beschouwen we een gemiddelde lucht-water warmtepomp van 4 kW.

Ook de zonnepanelen worden niet in categorieën verdeeld. De grootte van de zonnepanelen werden bepaald door de verwachte gemiddelde grootte van de zonnepaneelinstallaties in 2050, namelijk 7 kW.

Naast de aantallen en de eenheidsvermogens, worden dus ook de gelijktijdigheidsfactoren voor de verschillende toepassingen vastgelegd. Deze worden constant verondersteld over de verschillende scenario's. De bedoeling is om de gelijktijdigheidsfactoren pas aan te passen bij een impactanalyse van de geselecteerde beleidsmaatregelen.

Naast de drie scenario's die de toekomstige nettoestand in kaart brengen tijdens een worst-case afnamepiek, wordt ook de nettoestand tijdens een worst-case injectiepiek geëvalueerd. Dit is de injectiepiek uit het **Hoog scenario in het jaar 2050**. Dit heeft als doel in te schatten of op lange termijn afname, dan wel injectie leidend is voor de toekomstige netinvesteringen. In het rapport refereren we naar deze evaluatie van de injectiepiek als het **MaxPV** scenario.

2.4 Inleiding tot de beleidsmaatregelen

Deze studie heeft ook als doel het analyseren van mogelijke, relevante beleidsmaatregelen en de impact die ze hebben op de toekomstige netbelasting. Hierbij vertrokken we van een longlist aan maatregelen die potentieel een invloed zouden kunnen hebben op de toekomstige nood aan netinvesteringen. Vervolgens werd deze longlist gereduceerd tot een shortlist op basis van een selectie van de prioritair door te rekenen beleidsmaatregelen. Tenslotte, werden uit de shortlist **vier beleidsmaatregelen** geselecteerd door middel van een kwalitatieve analyse, namelijk:

- Het stimuleren van het gebruik van laadpunten op het middenspanningsnet
- Het stimuleren van het trager opladen van elektrische voertuigen op de avondpiek
- Het ondersteunen van de ontwikkeling van warmtenetten
- Een verzameling van alle flexibiliteitsmaatregelen die samen worden ingezet om het laagspanningsdistributienet te ondersteunen.

Deze vier maatregelen werden in het kader van deze studie geanalyseerd. Bijkomend rekenden we ook een **optimale combinatie** van deze beleidsmaatregelen door, die ons een idee geeft van wat de maatregelen samen kunnen bereiken.

Voor alle beleidsmaatregelen berekenen we de impact op de nettoestand uit het Midden scenario, behalve voor de optimale combinatie die op alle drie de scenario's wordt toegepast (Laag, Midden en Hoog).

3 Huidige toestand van het laagspanningsdistributienet

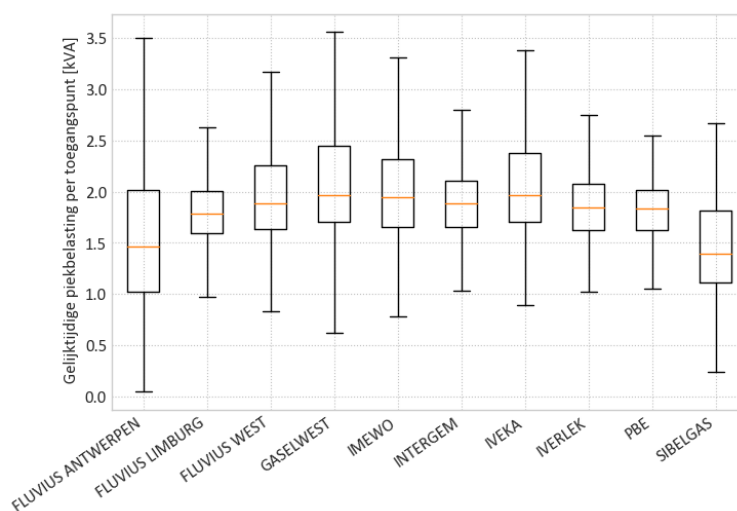
Alvorens de toekomstscenario's in detail te bespreken, gaan we in dit hoofdstuk dieper in op de actuele toestand van het laagspanningsdistributienet, zoals dit blijkt uit de resultaten van de simulaties in NGIN van het worst-case moment voor het bestaande net. De analyse van deze huidige toestand dient 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 equivalente gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt over alle distributienetbeheerders in Vlaanderen. Belangrijk om te benadrukken is dat deze equivalente gelijktijdige piekbelasting niet overeenkomt met de gelijktijdige basispiekbelasting van ieder individueel toegangspunt (P^{base}), maar wel met het gesimuleerde transformatorpiekvermogen dat werd verdeeld over de achterliggende toegangspunten.

De gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting in Vlaanderen ligt volgens het NGIN-model momenteel tussen de 1,4 kVA en 2 kVA per achterliggend toegangspunt. Een vergelijking tussen de distributienetbeheerders leert dat de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting dicht bij elkaar ligt.

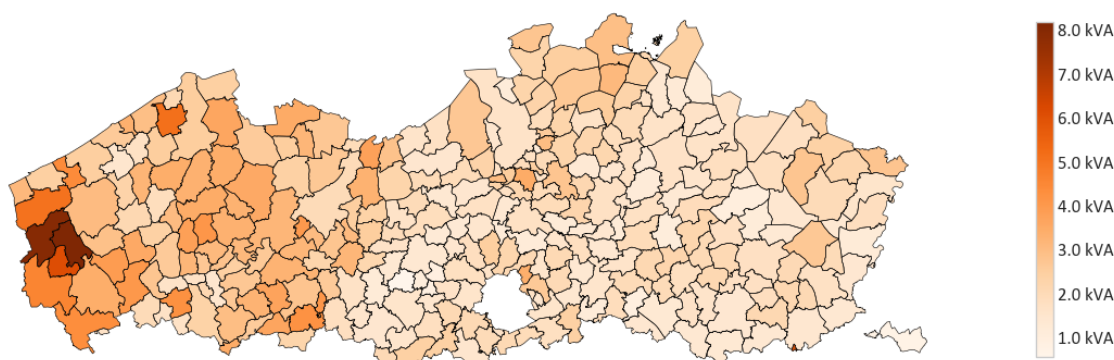


Figuur 8: Gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting op transformatorniveau per toegangspunt

3.2 Actuele nettoestand

De toestand van het huidige laagspanningsnet in Vlaanderen op het worst-case moment qua belasting 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 9 geeft een overzicht van de gemiddelde beschikbare transformatorcapaciteit per achterliggend toegangspunt in Vlaanderen op gemeenteniveau, op het theoretische worst-case moment. De actuele 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, maar deze capaciteitoverschotten zijn waarschijnlijk 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 9: Gemiddeld beschikbare transformatorcapaciteit (middenspanning naar laagspanning) per op de transformator aangesloten toegangspunt in Vlaanderen op gemeenteniveau tijdens de gesimuleerde worst-casebelasting van het huidige distributienet¹¹.

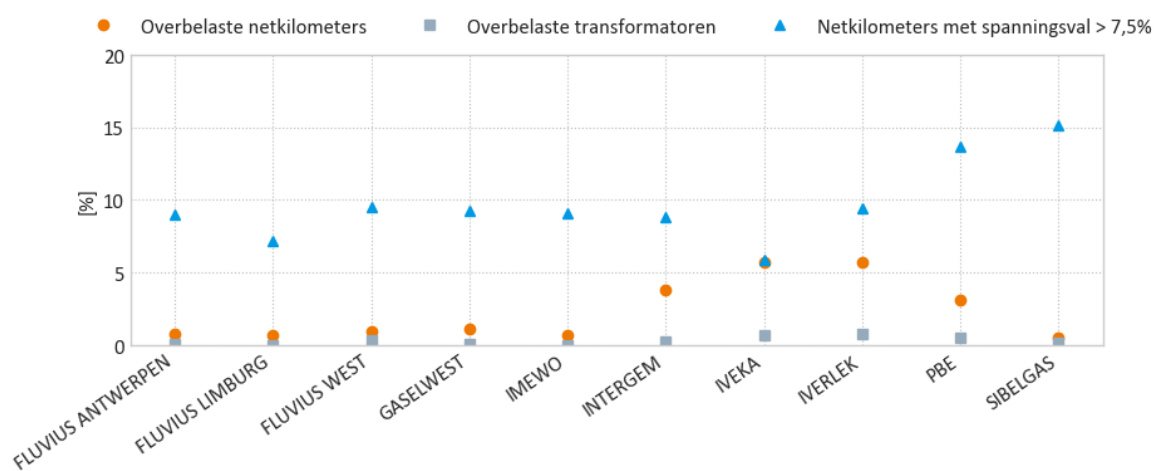
Om een beter zicht te krijgen op de vandaag al occasioneel overbelaste transformatoren en de netproblemen in het algemeen toont Figuur 10 het aandeel overbelaste transformatoren, het aandeel overbelaste netkilometers en het aandeel netkilometers met een spanningsval groter dan 7,5% en dit per distributienetbeheerder. Een belangrijke kanttekening bij deze potentiële stroomcongestie is dat transformatoren voor een beperkte tijdspanne hun nominaal vermogen kunnen en mogen overstijgen. Daarom leidt een tijdelijke, beperkte overbelasting niet noodzakelijk tot problemen. We beschouwen een transformator als overbelast als in een worst-case situatie de belasting meer is dan 125% van het nominale vermogen.

Figuur 10 bevestigt dat er vandaag slechts een zeer beperkte kans is dat in een worst-case situatie transformatoren overbelast worden. Wat de overbelasting van kabels betreft geeft de simulatie

¹¹ Figuur 9 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.

van de huidige situatie aan dat gemiddeld 2,4% van de netkilometers in Vlaanderen overbelast kan zijn tijdens een worst-case moment. Merk opnieuw op dat een kortstondige overbelasting ook bij kabels kan voorvallen en niet noodzakelijk meteen leidt tot uitschakelingen van het distributienet.

Verder toont Figuur 10 dat spanningskwaliteit momenteel een groter probleem is dan stroomcongestie. In een worst-case situatie wordt gemiddeld 8,8% van de netkilometers geconfronteerd met een spanningsval van minstens 7,5%. 3,5% van de netkilometers zou zelfs geconfronteerd worden met een spanningsval van minstens 10%. Merk op dat dit niet noodzakelijk betekent dat de spanningsnorm overschreden wordt. Deze schrijft immers voor dat het 10-minuten gemiddelde van spanningsval niet groter mag zijn dan 10% gedurende slechts 95% van de tijd. In de praktijk zien we vandaag vooral spanningsproblemen tijdens momenten waarop er veel injectie is.



Figuur 10: Overzicht van de netproblemen tijdens de gesimuleerde worst-case belasting van het huidige distributienet, met het aandeel overbelaste transformatoren (middenspanning naar laagspanning), het aandeel overbelaste netkilometers en het aandeel netkilometers met een spanningsval groter dan 7,5 % per distributienetbeheerder.

4 Toekomstige capaciteitsbehoefte op het laagspanningsdistributienet

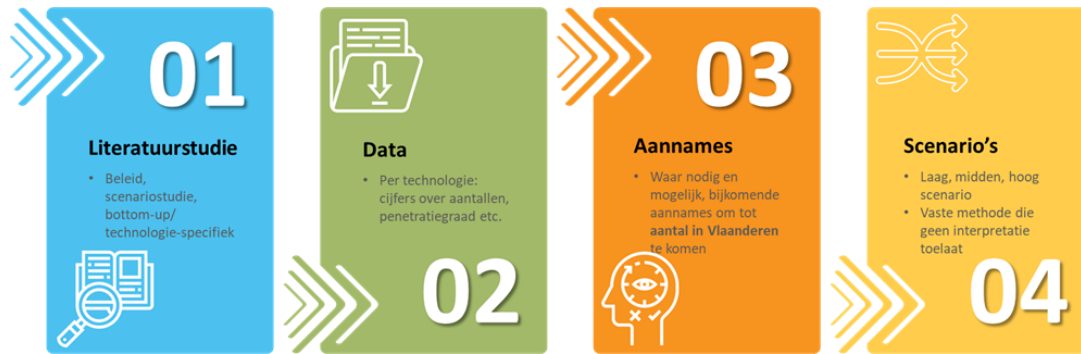
In dit hoofdstuk schatten we aan de hand van drie toekomstige groeiscenario's (Laag, Midden en Hoog, zoals al vermeld in Par. 2.3) de toekomstige capaciteitsbehoefte op het Vlaamse laagspanningsdistributienet voor 2030, 2040 en 2050 in. Om de scenario's vorm te geven werd, zoals al vermeld in Par. 1.2.2, door VREG beroep gedaan op de expertise van VITO. De consultant baseerde zich in hoofdzaak op een literatuurstudie om de toekomstige situaties op een zo goed als mogelijke, objectieve manier te kunnen inschatten.

We merken op dat ten gevolge van een significant veranderde realiteit, nl. de invasie van Rusland in Oekraïne in voorjaar 2022 en de daaropvolgende energiecrisis, sommige veronderstellingen in de gehanteerde literatuurbronnen vandaag misschien achterhaald kunnen zijn. Zo hebben de hoge brandstof- en elektriciteitsprijzen ervoor gezorgd dat investeren in zonnepanelen zeer rendabel is, en is het niet langer vanzelfsprekend dat het gebruik van gas de meest economische keuze is voor bv. het verwarmen van woningen. De mogelijke effecten van de recente energiecrisis zijn in deze studie nog niet opgenomen.

Par. 4.1 beschrijft de methodologie die werd gevolgd om de scenario's te bepalen, alsook de rol van de stuurgroep hierbij. Par. 4.2 geeft een inhoudelijk overzicht van de scenario's voor de verschillende technologieën (elektrische voertuigen, warmtepompen, en zonnepanelen). In dit rapport staan we enkel stil bij de finaal geselecteerde scenario's. De volledige literatuurstudie en analyse van VITO kan worden geraadpleegd in Bijlage 7.1. Tenslotte, 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.

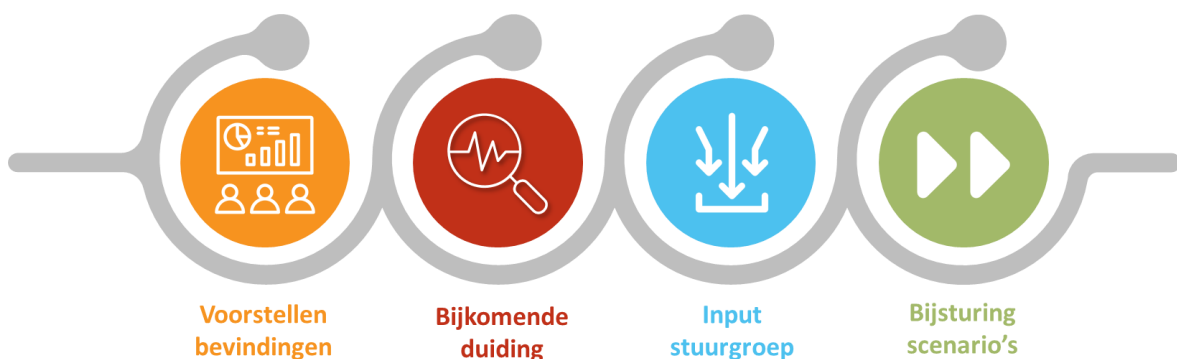
4.1 Selectiemethodologie

Zoals eerder vermeld kwamen de toekomstscenario's tot stand door middel van een literatuurstudie uitgevoerd door VITO. Figuur 11 geeft een schematisch overzicht van de gevolgde werkwijze die uit vier opeenvolgende stappen bestaat. In Stap 1 werden alle relevante literatuurbronnen verzameld die beschikbaar waren tijdens deze studie medio 2022. Hierbij werd een onderscheid gemaakt tussen drie types documenten, nl., (i) beleidsdocumenten die beleidsdoelstellingen bevatten, (ii) scenariostudies die energiestudio's vastleggen, en (iii) bottom-up studies die individuele technologiegegevens bevatten. Vervolgens werd de voor deze studie relevante data uit deze bronnen verzameld (Stap 2). De data omvat voornamelijk aantallen en penetratiegraden voor de relevante technologieën (elektrische voertuigen, warmtepompen, zonnepanelen). Indien nodig werd de verzamelde data aangevuld met eigen aannames om tot cijfers voor aantallen en penetratiegraden te komen (Stap 3). In een laatste stap (Stap 4) werden, op basis van de verzamelde data per technologie, drie scenario's, zijnde Laag, Midden en Hoog bepaald per jaar, voor 2030, 2040 en 2050.



Figuur 11: Schematisch overzicht van de methodologie gebruikt door VITO om te komen tot drie toekomstscenario's.

In de laatste stap werden de in de literatuur gevonden minimum- en maximumwaarden voor de verschillende jaren gebruikt voor de bepaling van de scenario's Laag en Hoog in 2030, 2040 en 2050. Om het Midden scenario te bepalen werd door VITO gebruik gemaakt een Locally Estimated Scatterplot Smoothing (LOESS) methode. De Hoog, Midden en Laag scenario's voor 2030, 2040 en 2050 werden door VITO voorgesteld aan de stuurgroep. Waar de stuurgroep dit nodig achtte werden de scenario's beperkt bijgestuurd. Figuur 12 illustreert dit proces. Voor meer informatie over de gevolgde methodologie verwijzen we de lezer naar het in Bijlage 7.1 toegevoegde VITO-rapport.



Figuur 12: In samenspraak met de stuurgroep worden de door VITO voorgestelde scenario's bijgestuurd indien nodig.

4.2 Toekomstige netbelasting

De basisscenario's worden opgesteld met een inschatting van de toekomstige netbelasting veroorzaakt 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 in eerste instantie bij deze drie technologieën. De scenario's bevatten projecties over de verwachte aantallen, maar ook over de gemiddelde eenheidsvermogens en de gelijktijdigheidsfactoren waarmee de verschillende technologieën worden gebruikt.

We beperken ons hier tot een beschrijving van de achterliggende aannames voor de geselecteerde scenario's, en gaan niet in op elke bron uit de literatuurstudie. De volledige literatuurstudie is terug te vinden in Bijlage 7.1.

4.2.1 Elektrische voertuigen

In deze studie onderscheiden we 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 (monofasig "traag" laden aan 2,5 kW voor plug-in hybride voertuigen of 3,7 kW voor personenwagens en lichte vrachtvoertuigen, driefasig laden aan 11 kW, en driefasig laden aan 22 kW).

4.2.1.1 Plug-in hybride personenwagens

De plug-in hybride personenwagens worden door veel bronnen beschouwd als een overgangstechnologie, en hun toekomstige aantallen liggen volgens alle bronnen (veel) lager dan het aantal volledig elektrische voertuigen. Daarom maken we in de scenario's geen onderscheid tussen de aantallen plug-in hybride personenwagens, m.a.w. het aantal plug-in hybride voertuigen is gelijk in het Laag, Midden en Hoog scenario. Hierbij gaan we uit van een stijging van het aantal plug-in hybride voertuigen tot 2030 (tot 280.000) waarna het aantal evenredig afneemt tot nul in 2050.

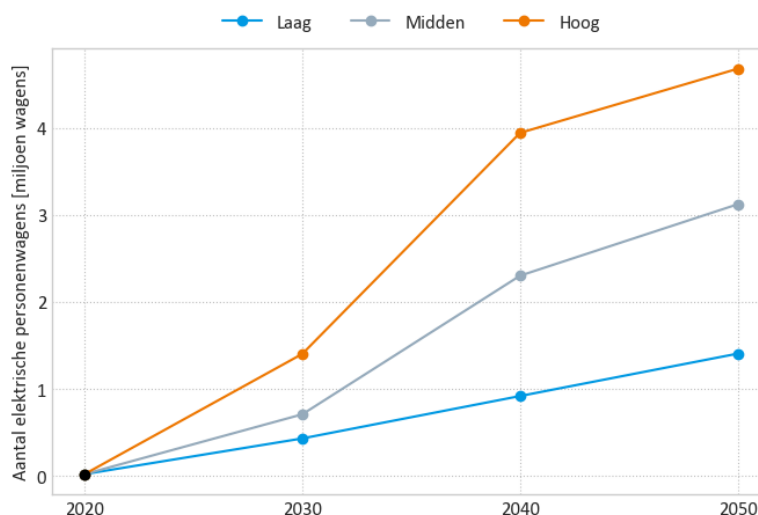
Plug-in hybride personenwagens worden altijd verondersteld monofasig op te laden.

4.2.1.2 Volledig elektrische personenwagens

Figuur 13 toont het aantal volledig elektrische personenwagens in de scenario's. Zoals beschreven in Par. 4.1 worden het Laag en Hoog scenario vormgegeven door voor elk jaar het minimum, respectievelijk het maximum van de verzameling datapunten te verbinden. Op deze manier komen we tot een Laag scenario dat voornamelijk gebaseerd is op het EU BSL scenario¹², en een Hoog scenario waarvan de aantallen grotendeels gebaseerd zijn op de EnergyVille-studie "Paths 2050"¹³.

¹² Commission Staff Working document, Impact assessment, Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people (2020). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020SC0176>

¹³ EnergyVille. (2022). Paths 2050 - The power of perspective. <https://perspective2050.energyville.be/>



Figuur 13: Het aantal volledig elektrische personenwagens in het Laag, Midden en Hoog scenario.

Het EU BSL scenario uit het climate target plan 2030 ging uit van een globale verminderde uitstoot van broeikasgassen van 46% tegen 2030 en 59% tegen 2050. Het legt het aandeel van de elektrische voertuigen in de categorie van de personenwagens op 11% in 2030, en 30% in 2050. Om de vertaalslag van deze cijfers te maken naar Vlaanderen, wordt aangenomen dat het aandeel elektrische wagens in Vlaanderen overeen zal komen met deze van de Europese vloot. Daarnaast wordt eenzelfde groei van het totaal aantal personenwagens in Vlaanderen tussen nu en 2050 als in de voorbije tien jaar verondersteld. Volgens Statbel¹⁴, het Belgische statistiekbureau, telde België op 1 augustus 2021 5.927.912 personenwagens, waarvan voor Vlaanderen 3.591.052 personenwagens. Het aantal personenwagens steeg de afgelopen tien jaar in België met gemiddeld 0,92% per jaar.

Het scenario uit de EnergyVille-studie Paths 2050 gaat uit van een totaal energieverbruik in België door elektrische voertuigen van 5,20 TWh in 2030, 14,64 TWh in 2040 en 14,81 TWh in 2050. Om van dit verbruik het aantal elektrische voertuigen in Vlaanderen af te leiden maakte onze consultant de volgende aannames:

- een gemiddeld verbruik door een elektrisch voertuig van 15 kWh per 100km,
- een gemiddeld afgelegde afstand van 15.000 km per jaar per wagen en
- de inschatting dat 60% van het Belgische wagenpark zich in Vlaanderen bevindt.

Op basis van deze aannames werd het aantal volledig elektrische personenwagens in Vlaanderen geschat op 1.401.889 in 2030, 3.945.100 in 2040, en 3.989.087 in 2050. Het Hoog scenario in onze studie wordt vormgegeven door deze cijfers voor 2030 en 2040. Voor het Hoog scenario in 2050 werd het cijfer verhoogd tot 4.683.405, wat overeenkomt met een volledig geëlektrificeerd wagenpark. Dit cijfer komt tot stand door de groei van het aantal personenwagens van de voorbije 10 jaar (0,92% per jaar) door te trekken naar 2050.

Het Midden scenario werd bepaald door het toepassen van de LOESS-methode zoals beschreven in Par. 4.1.

¹⁴ StatBel. (2021). Belgisch wagenpark groeit met 100.000 hybride en bijna 18.000 elektrische wagens - <https://statbel.fgov.be/nl/themas/mobiliteit/verkeer/voertuigenpark>

Verder wordt er verondersteld dat op het piekmoment de verschillende laadmodi steeds een constant aandeel uitmaken van het totaal aantal elektrische personenwagens, namelijk:

- 36% zal monofasig laden.
- 54% zal driefasig laden waarvan:
 - 45% met een laadvermogen van 11 kW en,
 - 9% met een laadvermogen van 22 kW.
- 10% zal worden geladen op middenspanning (bv. bedrijven en kantoren, of grote appartementen), en dus het laagspanningsdistributienet niet zal belasten. Deze personenwagens worden in de analyse dus niet gestrooid over Vlaanderen.

4.2.1.3 Volledig elektrische bestelwagens

Gelijkaardig aan de plug-in hybride voertuigen veronderstellen we ook bij de volledig elektrische bestelwagens één scenario. Er konden geen scenario's worden opgesteld door VITO op basis van de bestaande literatuur. De cijfers werden vastgelegd door de stuurgroep. Het aantal elektrische bestelwagens stijgt tot 273.772 in 2040 en tot 615.987 in 2050. De verdeling over de verschillende laadmodi is opnieuw constant in de scenario's, waarbij we aannemen dat van de elektrische bestelwagens:

- 70% driefasig zal laden waarvan:
 - 44% met een laadvermogen van 11 kW en,
 - 26% met een laadvermogen van 22 kW.
- 30% zal worden geladen op middenspanning, en dus het laagspanningsdistributienet niet zal belasten (deze vallen m.a.w. buiten deze studie).

4.2.1.4 Overzicht aantallen

Tabel 1 biedt een overzicht van het aantal plug-in hybride personenwagen, volledig elektrische (BEV) personenwagens, en volledig elektrische (BEV) bestelwagens voor de scenario's met de verdeling over de verschillende laadmodi.

Tabel 1: Aantal plug-in hybride personenwagen, volledig elektrische personenwagens, en volledig elektrische bestelwagens voor de drie scenario's met de verdeling over de verschillende laadmodi.

Aantallen		Huidige toestand	Laag			Midden			Hoog		
		2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
PHEV (hybride)	100%	54.477	280.000	140.000	0	280.000	140.000	0	280.000	140.000	0
Monofasig laden	100%	54.477	280.000	140.000	0	280.000	140.000	0	280.000	140.000	0
BEV personenwagens	100%	18.174	428.952	916.987	1.405.021	706.524	2.301.705	3.123.881	1.401.889	3.945.100	4.683.405
Monofasig laden	36%	6.543	154.423	330.115	505.808	254.349	828.614	1.124.597	504.680	1.420.236	1.686.026
Driefasig laden -11 kW	45%	8.178	193.028	412.644	632.259	317.936	1.035.767	1.405.746	630.850	1.775.295	2.107.532
Driefasig laden - 22 kW	9%	1.636	38.606	82.529	126.452	63.587	207.153	281.149	126.170	355.059	421.506
Opladen op middenspanning	10%	1.817	42.895	91.699	140.502	70.652	230.171	312.388	140.189	394.510	468.341
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

4.2.1.5 Eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren

Naast de globale aantallen werden er voor deze voertuigen voor wat betreft het opladen ervan ook eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren vastgelegd. Deze worden weergegeven in Tabel 2. Aangezien het eenheidsvermogen voornamelijk afhangt van de laadmodus, maken we een onderscheid tussen monofasig “traag” laden (tussen 2,5 en 3,7 kW) en driefasig laden aan ofwel de volledige 11 kW ofwel de volledige 22 kW.

De gelijktijdigheidsfactoren zijn nog moeilijk in te schatten aangezien die vooral worden bepaald door het laadgedrag van de distributienetgebruiker. In de literatuur zijn weinig aanknopingspunten te vinden. Uit de analyse van VITO werden gelijktijdigheidsfactoren tussen 0,6 en 0,7 naar voren geschoven.

Tabel 2: Gehanteerde eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren voor plug-in hybride personenwagens, volledig elektrische personenwagens, en volledig elektrische bestelwagens per laadmodus.

		PHEV	BEV - personenwagens	BEV- bestelwagens
Monofasig laden				
Eenheidsvermogen	[kW]	2,5	3,7	3,7
Gelijktijdigheidsfactor	[-]	0,7	0,7	0,7
Driefasig laden 11 kW				
Eenheidsvermogen	[kW]	-	11	11
Gelijktijdigheidsfactor	[-]	-	0,6	0,7
Driefasig laden 22 kW				
Eenheidsvermogen	[kW]	-	22	22
Gelijktijdigheidsfactor	[-]	-	0,5	0,6

4.2.2 Warmtepompen

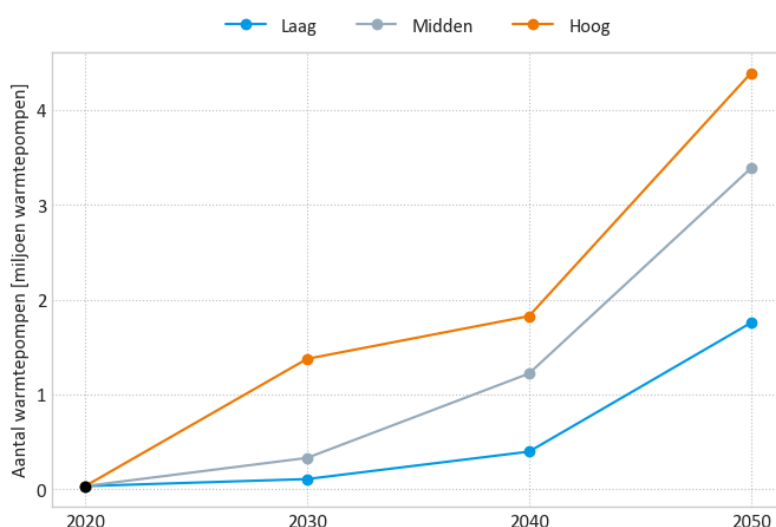
4.2.2.1 Aantal en vermogen

In tegenstelling tot de elektrische voertuigen worden de warmtepompen in deze studie niet opgedeeld in verschillende categorieën. Er is één type warmtepomp dat als karakteristiek wordt beschouwd voor de gemiddelde warmtepomp in Vlaanderen in alle scenario's. We nemen hiervoor een lucht-water warmtepomp met een piekvermogen van 4 kW.

Impliciet veronderstellen we hiermee in de studie dat de renovatiegraad van de woningen in Vlaanderen mee evolueert met de groei van het aantal warmtepompen. Een 4 kW-warmtepomp is immers ontoereikend om een slecht geïsoleerde woning te verwarmen. In deze studie maken we dus abstractie van de renovatiegraad als dimensioneringsparameter voor de specifieke warmtepomp die wordt geïnstalleerd.

Voor minder goed geïsoleerde woningen kan een hybride warmtepomp een alternatief bieden. We veronderstellen echter dat hybride warmtepompen op het moment van de simulatie (worst-case piek tijdens koude periode) voornamelijk gas verbruiken en geen elektriciteit. Hierdoor leveren ze geen bijdrage aan de jaarlijkse piekbelasting. Daarom worden er in deze studie geen aparte scenario's opgesteld voor hybride warmtepompen.

Figuur 14 toont het aantal warmtepompen in de verschillende scenario's. Het Laag scenario vindt ditmaal zijn oorsprong in het Base Case scenario uit de Elia studie "Electricity scenarios for Belgium towards 2050 – Elia's quantified study on the energy transition in 2030 and 2040"¹⁵ en de Net-Zero Europe studie van McKinsey¹⁶. Het Elia Base Case scenario legt de penetratiegraad van warmtepompen in België op 3% in 2030 en 10% in 2040, terwijl de penetratiegraad volgens het McKinsey Net-Zero scenario 40% bedraagt in het jaar 2050. Deze cijfers, in combinatie met het geschatte aantal woningen in de drie verschillende jaren, geven ons een inschatting van het aantal warmtepompen in het Laag scenario. De evolutie van het aantal woningen in Vlaanderen baseren we op de woningvoorraadgegevens van Statistiek Vlaanderen¹⁷, die uitgaan van een jaarlijkse stijging van het aantal woningen met 1%. Op deze manier komt men tot een aantal warmtepompen in het Laag scenario van 107.861 in 2030, 397.151 in 2040, en 1.754.807 in 2050.



Figuur 14: Het aantal warmtepompen in het Laag, Midden en Hoog scenario.

Voor het Hoog scenario wordt opnieuw gekozen voor het centrale scenario uit de Paths 2050 studie van EnergyVille waarbij alle woningen in Vlaanderen uitgerust zijn met een warmtepomp in 2050. De Paths 2050 studie voorziet een elektriciteitsverbruik door alle warmtepompen in België van 4,1 TWh in 2030; 5,5 TWh in 2040; en 13,22 TWh in 2050. Om van dit verbruik het aantal warmtepompen in Vlaanderen af te leiden maakte onze consultant de aanname dat 60% van het verbruik in Vlaanderen ligt, samen met de inschatting dat in 2050 in elk van de in totaal verwachte 4.387.018¹⁸ woningen in Vlaanderen zich een warmtepomp zal bevinden. Op deze manier komt onze consultant tot 1.374.943 warmtepompen in 2030, 1.825.488 warmtepompen in 2040 naast de 4.387.018 warmtepompen in 2050.

¹⁵ Elia. (2017). Electricity scenarios for Belgium towards 2050 - Elia's quantified study on the energy transition in 2030 and 2040. https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/adequacy---studies/2017/20171114_electricity-scenarios-for-belgium-towards-2050.pdf

¹⁶ McKinsey & Company. (2020). Net-Zero Europe. https://www.mckinsey.com/~/_/media/mckinsey/business-functions/sustainability/our-insights/how-the-European-union-could-achieve-net-zero-emissions-at-net-zero-cost/net-zero-europe-vf.pdf

¹⁷ Statistiek Vlaanderen. (2021). <https://www.vlaanderen.be/statistiek-vlaanderen/bouwen-en-wonen/woningvoorraad>

¹⁸ Aantal gebaseerd op woningvoorraadgegevens van Statistiek Vlaanderen (Statistiek Vlaanderen, 2021), die ervan uitgaat dat het aantal woningen jaarlijks met 1% stijgt. <https://www.vlaanderen.be/statistiek-vlaanderen/bouwen-en-wonen/woningvoorraad>

Het Midden scenario werd bepaald door het toepassen van de LOESS-methode zoals beschreven in Par. 4.1.

Tabel 3 biedt een detailoverzicht van het aantal warmtepompen in de drie scenario's.

Tabel 3: Het aantal warmtepompen in het Laag, Midden en Hoog scenario.

Aantallen		Huidige toestand	Laag			Midden			Hoog		
		2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Warmtepompen	100%	33.500	107.861	397.151	1.754.807	330.952	1.220.311	3.384.553	1.374.943	1.825.488	4.387.018
Gemiddelde warmtepomp	100%	33.500	107.861	397.151	1.754.807	330.952	1.220.311	3.384.553	1.374.943	1.825.488	4.387.018

4.2.2.2 Gelijktijdigheidsfactor

Ook voor de warmtepompen moet een gelijktijdigheidsfactor worden bepaald. De literatuurstudie uitgevoerd door VITO leert dat een gelijktijdigheidsfactor van 0,75 als realistisch beschouwd kan worden¹⁹.

4.2.3 Zonnepanelen

Voor de simulaties diende ook het toekomstig aantal PV-installaties en hun vermogen bepaald te worden.

Voor het Laag scenario baseert de studie zich op het EU Reference Scenario²⁰. De totaal geïnstalleerde capaciteit aan zonnepanelen in België bedraagt hier 8.993 MW in 2030, 14.518 MW in 2040, en 18.446 MW in 2050. Om deze cijfers te herleiden naar een cijfer voor het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen veronderstelde VITO dat 32% van de geïnstalleerde capaciteit in België op Vlaamse, residentiële daken terecht komt, overeenkomstig het percentage gehanteerd in een studie van EnergyVille²¹.

Het Hoog scenario werd volledig gebaseerd op het centrale scenario uit de Paths 2050 studie van EnergyVille. Dit scenario bevat ook cijfers voor het geïnstalleerde vermogen aan zonnepanelen in België. Dit geïnstalleerd vermogen bedraagt 24.556 MW in 2030 56.718 MW in 2040, en 96.649 MW in 2050. Opnieuw is er hier de aanname dat 32% van deze geïnstalleerde capaciteit in België op de residentiële daken in Vlaanderen aangesloten wordt.

Om uit deze globale vermogens het aantal installaties te berekenen moeten we weten hoe groot een gemiddelde PV-installatie is. We maken hiervoor in eerste instantie gebruik van de Vlaamse energiekaart²². De energiekaart bevat cijfers over de totale geïnstalleerde capaciteit, en het aantal zonnepaneelinstallaties in Vlaanderen in 2020. Door de totale capaciteit te delen door het aantal installaties komen we tot een gemiddelde capaciteit per installatie van 4,3 kW.

¹⁹ Protopapadaki, C. (2018). A probabilistic framework towards metamodeling the impact of residential heat pumps and PV on low-voltage grids. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.33034.72644>

²⁰ European Commission (2021). EU Reference Scenario 2020. https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en

²¹ EnergyVille. (2021). Hoeveel hernieuwbare elektriciteit kan er opgewekt worden binnen België? (dynamische energiatlas). <https://www.energyville.be/pers/hoeveel-hernieuwbare-elektriciteit-kan-er-opgewekt-worden-binnen-belgie-dynamische>

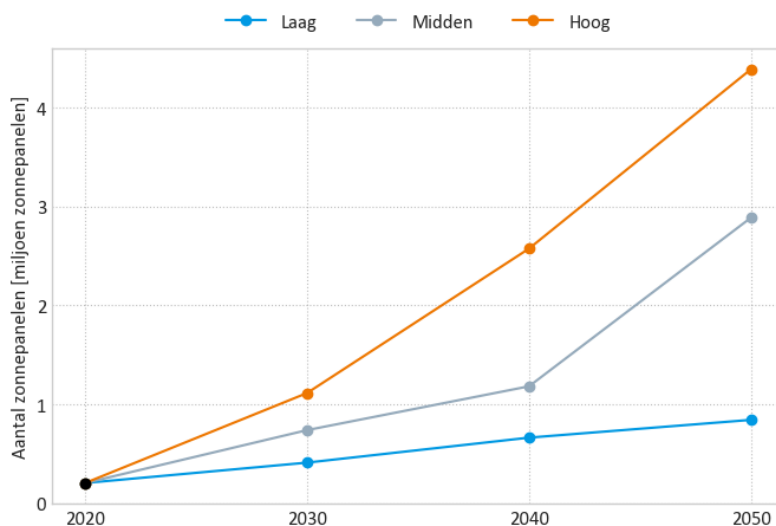
²² Vlaamse Overheid. Energiekaart Vlaanderen. Toestand op 7 september 2022, <https://apps.energiesparen.be/energiekaart/vlaanderen>

Echter, wanneer deze gemiddelde capaciteit gebruikt wordt om het aantal installaties te berekenen in het Hoog scenario in 2050 (31 GW geïnstalleerde capaciteit in Vlaanderen), komen we tot 7.192.484 installaties. Dit is veel meer dan het aantal in deze studie verwachte woningen in Vlaanderen in 2050, nl. 4.387.018. Dit duidt erop dat de gemiddelde grootte van een installatie ook zal stijgen tegen 2050. Om een idee te krijgen over de gemiddelde grootte van een installatie in 2050 delen we de maximale capaciteit (31 GW) door het verwachte aantal woningen in 2050 (4.387.018). Dit geeft ons een toekomstige gemiddelde installatiegrootte van 7 kW.

Voor de scenario's werd deze waarde van 7 kW gebruikt om ook het aantal installaties te berekenen voor 2030 en 2040. Hierdoor drukken we het aantal zonnepanelen uit in equivalente 2050-installaties. Dit zorgt wel voor een onderschatting van het werkelijke aantal installaties omdat de theoretische grootte in die jaren dan ergens tussen 4,3 kW en 7 kW moet liggen. De exacte grootte en evolutie in die grootte is echter onmogelijk exact in te schatten waardoor VITO, in samenspraak met de stuurgroep, ervoor gekozen heeft om met slechts 1 waarde in het NGIN-model te simuleren, zijnde de 7 kW.

Figuur 15 toont aldus het equivalent aantal zonnepaneelinstallaties in de verschillende scenario's bij een gemiddelde grootte van 7 kW per installatie. Voor het Laag scenario komt men op een aantal zonnepaneelinstallaties van 411.109 in 2030; 663.680 in 2040; en 843.246 in 2050. Voor het Hoog scenario komt men op een aantal zonnepaneelinstallaties van 1.114.627 in 2030, 2.574.500 in 2040, en 4.387.018 in 2050. Het Midden scenario door VITO opnieuw bepaald door het toepassen van de LOESS-methode zoals beschreven in Par. 4.1.

Tabel 4 biedt een overzicht van het aantal equivalente zonnepaneelinstallaties in de verschillende scenario's.



Figuur 15: Het aantal zonnepaneelinstallaties in het Laag, Midden en Hoog scenario.

Tabel 4: Het aantal zonnepaneelinstallaties (equivalente 2050-installaties) in het Laag, Midden en Hoog scenario.

Aantallen		Huidige toestand	Laag			Midden			Hoog		
		2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
PV	100%	205.120	411.109	663.680	843.246	739.674	1.182.569	2.886.950	1.114.627	2.574.500	4.387.018
PV-installaties	100%	205.120	411.109	663.680	843.246	739.674	1.182.569	2.886.950	1.114.627	2.574.500	4.387.018

4.3 Capaciteitsbehoefte

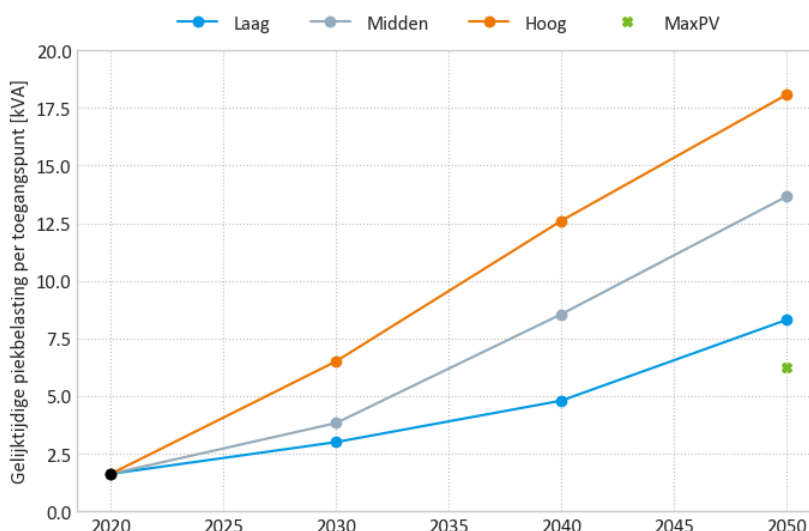
De opgestelde scenario's uit Par. 4.2 dienen als basis voor de analyse van de toekomstige nettoestand. Van de drie scenario's wordt voor elk beschouwd jaar de afnamepiek geëvalueerd met de NGIN-tool van Fluvius. Daarnaast wordt voor het Hoog scenario in 2050 ook de injectiepiek gesimuleerd.

In totaal worden er dus 10 (= 3x3+1) simulaties uitgevoerd waarvan we hieronder kort de belangrijkste resultaten bespreken. Voor een volledige bespreking van de resultaten verwijzen we naar Hoofdstuk 5 van het in Bijlage 7.2 toegevoegde VITO-rapport.

4.3.1 Toekomstige netbelasting in Vlaanderen

Uit de resultaten van simulaties blijkt dat de evolutie van de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt in lijn ligt met de mate van elektrificatie in de drie scenario's. Figuur 16 toont deze gemiddelde gelijktijdige piekbelasting voor alle scenario's.

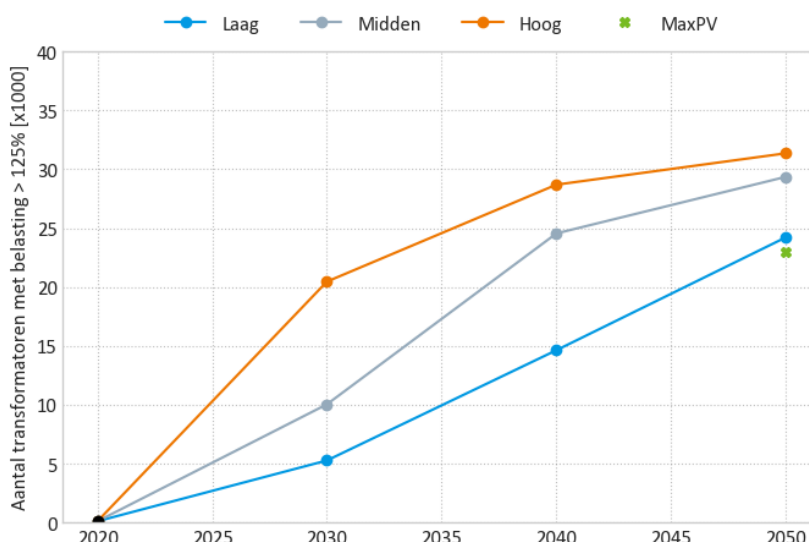
Zoals besproken in Hoofdstuk 3 ligt de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting rond de 1,6 kVA per toegangspunt. In het Laag scenario stijgt dit naar 3 kVA in 2030 over 5 kVA in 2040 tot 8,3 kVA in 2050. In het Hoog scenario is de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting in 2030, 2040 en 2050 respectievelijk 6,5 kVA; 12,6 kVA; 18,1 kVA. De piekbelasting in het Midden scenario ligt logisch tussen het Laag en het Hoog scenario in met een piekbelasting van 3,8 kVA in 2030; 8,5 kVA in 2040 en 13,6 kVA in 2050. De gemiddelde equivalente gelijktijdige injectiepiek in het Hoog scenario voor 2050 (MaxPV) bedraagt 6,2 kVA.



Figuur 16: Evolutie van de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting op transformatorniveau per toegangspunt in de verschillende scenario's.

Figuur 17 toont het aantal transformatoren (van middenspanning naar laagspanning) waarvan de belasting in de toekomst de 125% overstijgt en aldus als overbelast kunnen beschouwd worden. Deze figuur geeft weer dat er voor 2030 en 2040 een grote spreiding bestaat tussen de verschillende scenario's. Het aantal overbelaste transformatoren ligt hier tussen 5.265 (13,9% van alle doorgerekende transformatoren²³) in het Laag scenario en 20.455 in het Hoog scenario (53,8% van alle doorgerekende transformatoren). Voor 2050 is het verschil minder groot. Daar ligt het aantal overbelaste transformatoren tussen 24.215 (63,7% van alle doorgerekende transformatoren) in het Laag scenario en 31.351 (82,5% van alle doorgerekende transformatoren). Het aantal transformatoren die overbelast geraken door de injectiepiek in het Hoog scenario in 2050 (MaxPV) wordt gesimuleerd op 22.926 (60,3% van alle doorgerekende transformatoren), en ligt daarbij net onder het Laag scenario in 2050.

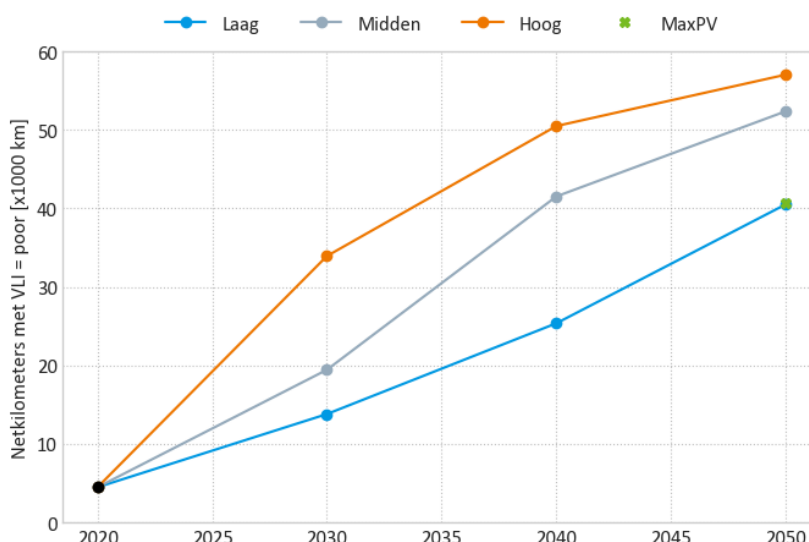
²³ Met doorgerekende transformatoren bedoelen we enkel de transformatoren waarvan alle achterliggende netten konden worden doorgerekend. De transformatoren waarvan achterliggende netten door datakwaliteitsproblemen niet konden worden doorgerekend worden in deze analyse niet in rekening gebracht. Er waren tijdens de studie 41.265 distributietransformatoren van middenspanning naar laagspanning in Vlaanderen, waarvan voor 37.993 van hen de achterliggende laagspanningsnetten in NGIN konden worden doorgerekend.



Figuur 17: Aantal transformatoren (middenspanning naar laagspanning) waarvan de belasting groter is dan 125% op het worst-case moment in de drie scenario's.

Wat de stroomcongestie en de spanningskwaliteit betreft geeft Figuur 18 een overzicht van het aantal kilometers kabel op laagspanning waarvan de Voltage Load Index door de NGIN-tool in de categorie 'poor' wordt geplaatst. De Voltage Load Index (VLI) is een netperformantie-indicator op het laagspanningsdistributienet van Fluvius. De waarde van de VLI wordt bepaald door de slechtste waarde van belasting of spanningsval. Een laagspanningsnet dat in de categorie 'poor' belandt, heeft volgens de simulatie een verhoogde kans op stroomcongestie (belasting >100%) of spanningskwaliteitsproblemen (>7,5%).

Uit Figuur 18 observeren we opnieuw een grote spreiding tussen de verschillende scenario's. In 2030 ligt het aantal problematische netkilometers tussen 13.808 km (19,6 % van alle netkilometers zonder datakwaliteitsproblemen) in het Laag scenario, en 33.937 km in het Hoog scenario (48,1% van alle netkilometers zonder datakwaliteitsproblemen). Naar 2050 toe ligt het aantal problematische netkilometers tussen 40.530 km (57,4% van alle netkilometers zonder datakwaliteitsproblemen) en 57.046 km (80,8% van alle netkilometers zonder datakwaliteitsproblemen). Het aantal netkilometers met een VLI in de categorie 'poor' tijdens de injectiepiek is 40.621 (57,5% van alle netkilometers zonder datakwaliteitsproblemen).



Figuur 18: 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 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 elektrificatie. We observeren een grote spreiding tussen de drie scenario’s in 2030 waardoor het niet eenvoudig is om op korte termijn de nodige netversterkingen in kaart te brengen.

Eveneens observeren we een eerder beperkt verschil tussen het Midden en Hoog scenario voor 2040 en vooral 2050. Dit illustreert dat onze netten een soort ‘tipping point’ bereiken. Eenmaal de belasting boven dat tipping point stijgt, zou een groot deel van de huidige laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen overbelast geraken, wat om veiligheidsredenen kan leiden tot ontijdige uitschakelingen van een deel van het distributienet. Belangrijk om bij Figuur 17 en Figuur 18 op te merken is wel dat het hier telkens gaat over het aantal te versterken netcomponenten, maar niet om de grootte van de noodzakelijke netversterkingen.

Een interessante observatie is dat de resultaten lijken aan te geven dat de injectiepiek op lange termijn niet leidend is voor de netinvesteringen ten opzichte van de afnamepiek. De impact van de injectiepiek in het Hoog scenario voor 2050 (MaxPV) op de belasting ligt in dezelfde lijn als die van de afnamepiek in het Laag scenario in 2050. Een belangrijke kanttekening is wel dat deze berekeningen niets zeggen over het al dan niet leidend zijn van de injectiepiek op korte termijn. Op korte termijn kan de impact van de uitrol van zonnepanelen hoger zijn dan die van de bijkomende elektrificatie.

4.3.2 Voorspellende waarde van NGIN-parameters

Zoals vermeld in Par. 2.1.2 bestaan er distributienetten in Vlaanderen die meer vatbaar lijken voor netproblemen dan andere. VITO heeft ook onderzocht of het mogelijk is de NGIN-output variabelen

(bv. overbelasting van een netcomponent) met een bepaalde statistische significantie te voorspellen met behulp van de NGIN-input variabelen (bv. aanwezigheid van 230 V-net). Men werkt hiervoor op het niveau van statistische sectoren²⁴. Deze analyse kan ons inzicht verschaffen over welke input variabelen een voorspellende waarde zouden hebben over waar het laagspanningsnet eerst in de problemen zal komen. Hieronder bespreken we beknopt de belangrijkste bevindingen van deze analyse. Voor een gedetailleerde beschrijving van de resultaten verwijzen we de lezer naar Par 5.4 van het in Bijlage 7.2 toegevoegde VITO-rapport.

Een eerste belangrijke bevinding is dat er voor iedere output variabele wel een aantal input variabelen zijn die ermee gecorreleerd zijn, maar dat op het niveau van de statistische sector er een zeer grote variantie bestaat op de resultaten. Dit wil zeggen dat die parameters gemiddeld gezien informatief zijn, maar dat ze voor bepaalde statistische sectoren zeer goed correleren met de gesimuleerde netproblemen en voor andere statistische sectoren totaal niet correleren met de gesimuleerde netproblemen.

Voor de spanningskwaliteitsproblemen op kabels blijken, in lijn met de verwachtingen, de hoeveelheid bovengrondse netten en 230 V-netten informatief te zijn. Ook het totaal aantal cabines gedeeld door het aantal toegangspunten en de cabinedichtheid (aantal cabines per sectoroppervlakte) hebben enige voorspellende waarde. Aangezien meer cabines betekent dat de gemiddelde kabellengte korter is, is dit een logisch resultaat.

Voor de stroomcongestieproblematiek op kabels en transformatoren zijn de momenteel nog beschikbare transformatorcapaciteit op het moment van de afnamepiek en de injectiepiek voorspellend, wat een enigszins logisch resultaat is.

²⁴ 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>

5 Capaciteitsbehoefte met beleidsmaatregelen

Zoals gevraagd in de brief van de minister (Hoofdstuk 1), werden ook mogelijke beleidsmaatregelen onderzocht die de toekomstige bijkomende capaciteitsbehoeften op het laagspanningsnet zouden kunnen reduceren. Consultant VITO identificeerde tal van beleidsmaatregelen die hierop een impact zouden kunnen hebben.

In Par. 5.1 lichten we de selectie van de mogelijke beleidsmaatregelen toe uit het geheel aan mogelijke oplossingen, samen met een kwalitatieve beoordeling van hun mogelijke impact. Vervolgens bespreken we in Par. 5.2 de wijze waarop de geselecteerde maatregelen in de simulaties werden verwerkt. In Par. 5.3 bespreken we de effecten van de maatregelen zoals we ze waarnemen uit de simulaties.

5.1 Selectie van beleidsmaatregelen

Voor de selectie van te onderzoeken maatregelen stelde VITO in samenspraak met de stuurgroep een longlist op van mogelijke ingrepen met impact op de toekomstige belasting van het laagspanningsnet. De lijst bevat o.a. energie-efficiëntiemaatregelen, flexibiliteitsmaatregelen en maatregelen m.b.t. technische regulering. De volledige longlist kan worden geraadpleegd in het VITO-rapport dat in Bijlage 7.2 is bijgevoegd. Aangezien o.a. de NGIN-tool een zekere rekentijd nodig heeft en omdat bepaalde maatregelen zeer moeilijk te modelleren zijn, werd in overleg met de stuurgroep een selectie gemaakt.

5.1.1 Opstellen van de shortlist van beleidsmaatregelen

In een eerste fase werd uit de longlist een shortlist van maatregelen afgeleid die prioritair worden geacht om doorgerekend te worden. Het opstellen van deze shortlist gebeurde op basis van een discussie binnen de stuurgroep. Tabel 5 geeft een overzicht van de beleidsmaatregelen die de shortlist haalden. Merk op dat voor de concrete invulling van een maatregel vaak meerdere variaties mogelijk zijn.

Tabel 5: Shortlist van geselecteerde beleidsmaatregelen

Maatregel	Variatie/Voorbeeld
Technische regulering	
Fase-onbalans reduceren	Aansluitingsvoorschriften voor nieuwe toestellen (bv. nieuwe toestellen boven een bepaald vermogen verplicht driefasig aansluiten). Het monofasig laden van elektrische voertuigen aan 32A beperken of verbieden.
Weerstandsbijstook van warmtepompen beperken	Verplichte beperking van het vermogen van de weerstandsbijstook van warmtepompen (bv. tot niet meer dan de helft van het vermogen van de warmtepomp).
Technisch kader om vehicle to grid (V2G) toe te laten	Er wordt een technisch kader voorzien om V2G toe te laten. Hierdoor kan in principe de flexibiliteit van EVs aangewend worden om naast het verlagen van injectiepieken (G2V), ook de afnamepieken te verlagen (V2G).
Traffic light/ Netwerkprekwalificatie	Verplichte non-firm capacity voor bepaalde toepassingen/vermogens (bv. zoals in Duitsland: PV ofwel continu laten werken op 70% van max vermogen, ofwel op 100% maar moet dan kunnen curtailen wanneer congestie).
Energie-efficiëntie	
Aanmoedigen plaatsing thuisbatterij	Het aanmoedigen van het plaatsen van een thuisbatterij, eventueel gecombineerd met extra criteria.
Uitrol EV laadpunten	Steun voor voldoende snellaadpunten op middenspanning om de snellaadbehoefte thuis te reduceren. Steun/incentives voor laden op het werk op middenspanning. Stimuleren van traag laden op het laagspanningsnet.
Steun warmtenetten	Alle subsidies en ondersteuningsmaatregelen om de introductie van warmtenetten te bevorderen.
Tarieven en prijzen (impliciete flexibiliteit)	
Dynamische retailcontracten	Contract met Time of Use (ToU) energiecomponent waarbij de prijzen vastliggen voor een bepaalde periode. Contract met een dynamische energiecomponent met uurprijzen gebaseerd op de day-ahead energiemarkt. Contract met peak pricing (bv. een piekprijs tijdens absolute piekmomenten).
Dynamische distributienettarieven om congesties te vermijden	ToU distributienettarieven (vast voor een periode, bv. op seizoenbasis). Dynamische distributienettarieven (tarieven die op een korte termijn kunnen wijzigen). Event-based nettarieven (piekprijs wanneer congestie voorspeld wordt).
Hogere LS aansluittarieven voor meer capaciteit	Kostensprong voor een aansluiting boven een bepaalde grens, bijvoorbeeld bij aanvraag van een aansluiting van meer dan 3x25A.
Expliciete flexibiliteit	
Lange termijn overeenkomst ("Non-firm connection agreement")	Vrijwillige lange termijn overeenkomst tussen de distributienetbeheerder en de distributienetnetgebruiker waarbij de distributienetnetgebruiker toelaat dat zijn aansluitcapaciteit beperkt wordt onder bepaalde voorwaarden tegen een bepaalde vergoeding.
Deelname LS flexibiliteit aan systeemdiensten Elia	Deelname van flexibiliteitsassets aangesloten op het laagspanningsnet aan de diensten van Elia (FCR, aFRR, mFRR).
Markt-gebaseerde aankoop van flexibiliteit om congesties op te lossen	Congestiebeheer op het hoogspanningsnet door de transmissienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet voor elektriciteit (> 30 kV). Congestiebeheer op het middenspanningsnet door de distributienetbeheerder (1 – 30 kV). Congestiebeheer op het laagspanningsnet door de distributienetbeheerder (< 1 kV).

5.1.2 Kwalitatieve beoordeling van de beleidsmaatregelen

VITO stelde een kwalitatieve beoordeling op van de maatregelen in de shortlist van de stuurgroep (Par. 5.1.1). Uit deze kwalitatieve beoordeling werd dan een definitieve selectie van maatregelen gemaakt.

De kwalitatieve analyse uitgevoerd door VITO gebeurde op basis van de volgende criteria:

- het effect op de capaciteitsbehoefte van het laagspanningsdistributienet,
- de technische en economische haalbaarheid,
- de bijdrage aan de Europese verplichtingen uit de Electricity Directive (2019/944) inzake flexibiliteit voor zowel lokale en systeem-ondersteunende diensten, als voor energiegemeenschappen,
- de overeenstemming met de algemene beleidsdoelstellingen en
- de mate waarin de maatregel in de NGIN-rekentool kan worden gesimuleerd.

Voor de volledige bespreking van elke maatregel volgens bovenstaande criteria verwijzen we naar het VITO-rapport in Bijlage 7.2. In wat volgt bespreken we bondig elke beleidsmaatregel. Hierbij focussen we voornamelijk op het effect op de capaciteitsbehoefte, de technische haalbaarheid en de simuleerbaarheid van de beleidsmaatregelen.

Het **reduceren van de fase-onbalans** door middel van aansluitingsvoorschriften die bv. driefasige aansluitingen verplicht voor toestellen boven een bepaald vermogen, kan een sterk verlagend effect op de capaciteitsbehoefte hebben. De beschikbare netcapaciteit wordt immers efficiënter benut waardoor de kans verkleint dat verschillende feeders ongelijkmatig belast worden. Onbalansreductiemaatregelen zijn dus zeker nuttig om de toekomstige capaciteitsbehoefte te beperken, en zijn technisch gezien haalbaar om te implementeren. Echter kan de impact van deze maatregelen niet gesimuleerd worden omdat de onbalans geen deel uitmaakt van de berekeningen in de NGIN-tool. Bovendien is het niet altijd geweten op welke feeder een aansluitingspunt is aangesloten wat een correcte inschatting van de onbalans bemoeilijkt.

Het effect van het **beperken van de (elektrische) weerstandsbijstook bij warmtepompen** op de netbelasting is vergelijkbaar met reductiemaatregelen van de fase-onbalans. Door warmtepompen slechts beperkt uit te rusten met weerstandsverwarming, verhinderen we dat tijdens koude winterperiodes een substantieel hoger piekvermogen afgenomen wordt. De praktische uitvoerbaarheid van deze maatregel is wellicht moeilijk en indien dit een uniek Vlaamse maatregel is, is de hefboom naar fabrikanten toe beperkt.

Wat betreft het **technisch kader voor vehicle-to-grid (V2G)**, waarbij elektrische wagens hun batterij ontladen en de stroom injecteren in het distributienet, is volgens de consultant de expertise momenteel te beperkt om een duidelijk kwalitatief oordeel te vellen. Bovendien hangt de impact af van de flexibiliteitsdienst waarvoor het elektrisch voertuig wordt aangewend. Zo kan V2G enerzijds gebruikt worden voor ondersteunende diensten die het laagspanningsdistributienet ontlasten (bv. congestiebeheer) maar anderzijds ook voor ondersteunende diensten die niet noodzakelijk een gunstig effect hebben op het laagspanningsdistributienet zoals bv. balancing-diensten voor de transmissienetbeheerder.

Op een gelijkaardige manier is de impact van het **aanmoedigen van de plaatsing van thuisbatterijen** op de ontwikkeling van het laagspanningsnet onzeker. De opgeslagen energie zou gebruikt kunnen worden om de absolute winterpiekvraag deels af te dekken. Echter is deze winterpiek moeilijk te voorspellen en is het arbitragepotentieel van een thuisbatterij beperkt in de winter. De maatregel is hierdoor moeilijk te simuleren aangezien niet geweten is in welke mate een thuisbatterij succesvol een piek kan verminderen

Het beleid inzake de **uitrol van laadpalen** voor elektrische voertuigen kan een verlagend effect op de capaciteitsbehoefte van het laagspanningsnet nastreven. Het beleid kan geënt worden op het stimuleren van het gebruik van laadinfrastructuur op het middenspanningsdistributienet, door meer in te zetten op de introductie van snellaadpunten op dit net. Het kan echter ook het laden op het werk aanmoedigen, waardoor de (snel)laadbehoefte op het laagspanningsdistributienet (thuisladen) daalt. Op die manier zouden investeringen in het laagspanningsdistributienet vermeden kunnen worden (terwijl de capaciteitsbehoefte op het middenspanningsdistributienet feitelijk ongewijzigd blijft). Deze maatregel kon meegenomen worden in de NGIN-simulaties van Fluvius door minder elektrische voertuigen toe te kennen aan de toegangspunten op het laagspanningsdistributienet, in de veronderstelling dat de wagens meer zullen laden op het middenspanningsdistributienet.

Aangezien **warmtenetten** een alternatief kunnen bieden voor warmtepompen in bepaalde gebieden, zou elke beleidsmaatregel die de ontwikkeling van zulke warmtenetten ondersteunt een verlagend effect kunnen hebben op de capaciteitsbehoefte. Aangezien de ontwikkeling van warmtenetten wordt beperkt door de lokaal beschikbare hoeveelheid restwarmte en vooral interessant lijkt voor plaatsen met een hoge bevolkingsdichtheid, zullen deze vooral een impact kunnen hebben in grote steden zoals Antwerpen en Gent. Ook deze maatregel kan gesimuleerd worden in de NGIN-tool door het weghalen van de warmtepompen uit het model op de plaatsen waar warmtenetten binnen zekere termijn zou kunnen worden verondersteld.

De impact van **dynamische energieleveringscontracten** op de capaciteitsbehoefte van het laagspanningsnet is onzeker. Enerzijds verwachten we dat klanten die een dynamisch leveringscontract afsluiten hun elektriciteitsverbruik trachten te beperken op momenten met hoge elektriciteitsprijzen. Op deze momenten zal er dus een verlagend effect zijn op de capaciteitsbehoefte. Anderzijds zal het elektriciteitsverbruik verhogen op momenten met lage elektriciteitsprijzen, waardoor de capaciteitsbehoefte op deze momenten stijgt.

Door het gebruik van **nettarieven** met een **Time-of-Use (ToU)** component (tarieven per vaste tijdsblokken in de dag) kan men netgebruikers ontraden om tijdens specifieke (drukke) periodes af te nemen van het laagspanningsnet en ze aanmoedigen om op andere momenten te verbruiken. Men zou ook, in een theoretische gedachtegang, kunnen kiezen om de distributienettarieven dynamisch te maken. Het nadeel daarbij is dat men het voordeel van de voorspelbaarheid voor de klant verliest. Bovendien zal de technische implementatie van dynamische tarieven een stuk moeilijker zijn dan bij de statische distributienettarieven, al dan niet met ToU. Normaliter zouden meer dynamische distributienettarieven vooral een impact moeten hebben op consumenten met flexibele lasten zoals een elektrische wagen of warmtepomp. De grootte van de invloed van deze wijzigingen in nettarieven op de behoefte van het laagspanningsdistributienet is nog onduidelijk en moet nog verder onderzocht worden. In de tariefmethodologie 2021-2024 wordt aan de

distributienetbeheerders gevraagd om een studie uit te voeren over ToU en deze bij de VREG in te dienen najaar 2023.

Hogere aansluitingstarieven voor zwaardere aansluitingen op het laagspanningsdistributienet zouden netgebruikers kunnen stimuleren om hun capaciteitsbelasting op het distributienet te beperken. Netgebruikers zouden zo kunnen gestimuleerd worden om bv. via impliciete flexibiliteit het aansluitingsvermogen te beperken. De grootte van deze impact is echter onzeker.

Een andere manier om flexibiliteit op het distributienet aan te spreken kunnen aangepaste **aansluitingscontracten** zijn waarbij de overeengekomen contractuele aansluitingscapaciteit niet ten allen tijde gegarandeerd wordt aan de netgebruiker. De distributienetbeheerder zou kunnen ingrijpen wanneer dit noodzakelijk is voor het net. Het afsluiten van zulke aansluitingscontracten zou verplicht kunnen gebeuren via een **traffic-light systeem of een netwerkprekwalificatie**, of op vrijwillige basis waarbij de netgebruiker een **lange-termijn overeenkomst** afsluit met de netbeheerder om, eventueel tegen een vergoeding, in bepaalde situaties een lager aansluitingsvermogen te hebben. De grootte van de impact is echter onzeker indien de participatie vrijwillig is.

Als laatste is er de expliciete deelname aan flexibiliteitsdiensten. Hierbij dient een duidelijk onderscheid gemaakt te worden tussen **flexibiliteitsdiensten voor congestiebeheer op het laagspanningsdistributienet** enerzijds, en flexibiliteitsdiensten voor congestiebeheer op het middenspannings- of hoogspanningsnet anderzijds. Flexibiliteitsdiensten voor congestiebeheer op het laagspanningsdistributienet hebben per definitie een verlagend effect op de capaciteitsbehoefte, terwijl de impact van flexibiliteitsdiensten voor congestiebeheer op het middenspannings- of hoogspanningsnet niet noodzakelijk gunstig is voor de situatie op het laagspanningsdistributienet. Hetzelfde geldt voor flexibiliteitsdiensten waarbij een andere partij dan de distributienetbeheerders om de flexibiliteit verzoekt, zoals bij de deelname aan de ondersteunende diensten van de transmissienetbeheerder.

5.1.3 Maatregelen die trager laden van elektrische voertuigen op de avondpiek stimuleren

Er kunnen verschillende beleidsmaatregelen genomen worden om de eigenaars van een elektrisch voertuig aan te zetten trager te laden op de avondpiek, dus aan lagere vermogens. Trager laden betekent hier dat netgebruikers niet bovenop de avondpiek hun elektrisch voertuig gaan opladen of voor een loadbalancer kiezen die de ogenblikkelijke afname van het distributienet opvolgt en beperkt tot een vooraf ingesteld vermogen.

Verschillende beleidsmaatregelen uit par. 5.1.2 kunnen een incentive bieden aan netgebruikers om hun elektrische wagens trager op te laden, afzonderlijk of in combinatie. Voorbeelden hiervan zijn o.a. de dynamische distributietarieven, de hogere aansluitingstarieven op het laagspanningsdistributienet en het niet garanderen van de aansluitingscapaciteit via een lange-termijn overeenkomst. Ook het capaciteitstarief zet o.a. aan tot het trager opladen van elektrische voertuigen.

Belangrijk om hierbij op te merken is dat de impact van bovenvermelde maatregelen, waaronder de invoering van het capaciteitstarief, verder gaat dan enkel het aanzetten tot trager laden

aangezien andere elektrische toepassingen zoals bv. de warmtepompen hier ook door beïnvloed kunnen worden.

5.1.4 Bundeling van flexibiliteitsmaatregelen

Aangezien een groot aantal van de beleidsmaatregelen een link hebben met het flexibiliteitskader en omdat de impact van deze individuele maatregelen onzeker is, is het vandaag moeilijk om voor elk van de maatregelen exact in kaart te brengen welke keuzes eindgebruikers zullen maken betreffende de inzet van hun flexibiliteit.

Bovendien heeft flexibiliteit vanuit het standpunt van het laagspanningsnet twee richtingen, een positieve en een negatieve. Het gebruik van flexibiliteit kan tijdens de netpieken zowel veranderingen in de vermogens als in de gelijktijdigheid veroorzaken. 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.

Gezien alle onbekende parameters, wordt er in deze studie voor geopteerd 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, eerder dan assumpties op te bouwen voor de individuele maatregelen zoals hiervoor opgesomd. 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 – 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 – 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 LS-net die kunnen ontstaan door het beleid rond flexibiliteit op een bepaalde manier in te vullen.

Tabel 6 geeft een overzicht van mogelijke onderliggende beleidsmaatregelen die samen tot één flexibiliteitsscenario zouden kunnen worden meegenomen²⁵.

²⁵ In deze studie werd het algehele flexibiliteitsscenario gesimuleerd in NGIN, niet de mogelijke onderliggende beleidsmaatregelen afzonderlijk.

Tabel 6: Overzicht van de beleidsmaatregelen die in de verzameling van flexibiliteitsmaatregelen worden meegenomen

Maatregel	Onderdeel van de flexibiliteitsscenario's?
Fase-onbalans reduceren	
Weerstandsbijstook van warmtepompen	
Technisch kader om V2G toe te laten	✓
Traffic light/ Netwerkprekwalificatie	✓
Aanmoedigen thuisbatterij	
Uitrol EV laadpunten	
Steun warmtenetten	
Dynamische retailcontracten	✓
Dynamische distributietarieven	✓
Hogere LS aansluitarieven	✓
Lange termijn overeenkomst	✓
Deelname aan systeemdiensten Elia	✓
Marktgebaseerde flexibiliteit LS	✓
Marktgebaseerde flexibiliteit MS, HS	✓

5.1.5 Geselecteerde beleidsmaatregelen

Op basis van voorgaande kwalitatieve beoordelingen werd na een discussie binnen de stuurgroep een finale selectie gemaakt van de voor deze studie (in 2022) door te rekenen beleidsmaatregelen. Aangezien de NGIN-tool een zekere rekentijd nodig heeft beperkten we het aantal beleidsmaatregelen dit jaar tot vier. Deze vier maatregelen zijn:

- Het stimuleren van het gebruik van laadpunten op het middenspanningsnet
- Het stimuleren van het trager opladen van elektrische voertuigen
- Het ondersteunen van de ontwikkeling van warmtenetten
- Het LS-netgunstige flexibiliteitsscenario

Het niet simuleren van een aantal andere relevante beleidsmaatregelen, betekent niet dat in de volgende jaren deze maatregelen niet kunnen worden meegenomen. In samenspraak met de stuurgroep zal de focus van de volgende versie van de studie in de komende maanden bepaald worden.

Naast de individuele impact van de vier beleidsmaatregelen wordt ook de impact van **een optimale combinatie van maatregelen** geanalyseerd. Het doel van het doorrekenen van deze optimale combinatie is om de theoretisch maximale impact van mogelijke beleidsmaatregelen op de netbelasting in te schatten.

5.2 Modelling van geselecteerde beleidsmaatregelen

Om de voor de studie geselecteerde mogelijke beleidsmaatregelen (Par. 5.1.5) te modelleren moeten aannames gemaakt worden om ze in de NGIN-rekentool van het laagspanningsnet te kunnen simuleren. Die wijze van modellering wordt hieronder toegelicht.

Voor de beoordeling van vier afzonderlijke beleidsmaatregelen werd gebruik gemaakt van simulaties op het Midden scenario. De impact van de optimale combinatie van beleidsmaatregelen werd geëvalueerd op zowel Laag, Midden als Hoog scenario. We veronderstelden daarbij dat het aandeel van de toestellen die slim gestuurd worden, en/of het aandeel van de gebruikers die hun gedrag aanpassen naar aanleiding van de beschouwde beleidsmaatregel, constant blijft in 2030, 2040 en 2050.

5.2.1 Laden op het middenspanningsdistributienet

Volgens Transport and Environment²⁶ zal de laadbehoefte in 2030 voor ca. 40% gedekt zijn door snelladers en laden op het werk. Deze categorieën worden hoofdzakelijk rechtstreeks uit het middenspanningsdistributienet gevoed. Voor het doorrekenen van de impact van beleidsmaatregelen die het laden op middenspanning stimuleren vertrekken we van deze 40%. We interpreteren het cijfer wel als een inschatting voor het theoretische maximale potentieel omdat:

- De kans bestaat steeds dat de worst-case winterpiek qua netbelasting, die we simuleren in deze studie, in realiteit valt in de (kerst)vakantie. Laden op het werk is dan minimaal.
- Raadpleging door Fluvius bij Elaad²⁷ in Nederland leert dat (alvast in Nederland) minder geladen wordt via snelladers. Dit is wellicht omwille van de meerkost bij snelladen, waardoor dit hoofdzakelijk tijdens grote verplaatsingen gebruikt wordt.

Om in de NGIN-tool de impact van meer te laden op het middenspanningsdistributienet te simuleren, worden in het model minder elektrische voertuigen toegewezen aan de toegangspunten op het laagspanningsdistributienet. Bij de toekomstscenario's werd al verondersteld dat 10% van de volledig elektrische personenwagens en 30% van de volledig elektrische lichte vrachtvoertuigen op het middenspanningsdistributienet zullen laden (Par. 4.2.1.2 en 4.2.1.3). Om de beleidsmaatregel te simuleren verhogen we beide percentages naar 40%.

Voor de lichte vrachtvoertuigen is de toename lager dan voor de personenwagens, aangezien het potentieel om lichte vracht naar het middenspanningsdistributienet te schuiven al meer benut is in de toekomstscenario's. De verdeling over de verschillende laadmodi worden telkens pro rata hun oorspronkelijke aandeel in het elektrische wagenpark aangepast.

Tabel 7 bevat alle aanpassingen aan de simulatieparameters t.o.v. het Midden scenario voor het doorrekenen van deze beleidsmaatregel. Alle andere simulatieparameters blijven ongewijzigd.

²⁶ <https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf>

²⁷ <https://elaad.nl/>

Tabel 7: Aangepaste verdeling van de elektrische wagens over de verschillende laadmodi voor de simulatie van de beleidsmaatregel 'laden op middenspanning'.

	Verdeling in toekomstscenario's	Verdeling bij laden op middenspanning
PHEV (hybride)	100%	100%
Monofasig laden	100%	100%
BEV personenwagens	100%	100%
Monofasig laden	36%	24%
Driefasig laden -11 kW	45%	30%
Driefasig laden – 22 kW	9%	6%
Opladen op middenspanning	10%	40%
BEV bestelwagens	100%	100%
Driefasig laden -11 kW	44%	38%
Driefasig laden – 22 kW	26%	22%
Opladen op middenspanning	30%	40%

5.2.2 Stimuleren van het trager opladen van elektrische voertuigen op de avondpiek

Zoals eerder vermeld kunnen verschillende beleidsmaatregelen, waaronder het capaciteitstarief, netgebruikers aanzetten om hun elektrisch voertuig trager op te laden op de avondpiek, met als gevolg dat er een verschuiving optreedt van laden met hogere laadsnelheden naar lagere laadsnelheden. In deze studie kiezen we ervoor om één specifieke verschuiving door te rekenen. We veronderstellen daarbij dat de eenheidsvermogens en de gelijktijdigheidsfactoren op de gesimuleerde historische winterpiek van de wagen categorieën ongewijzigd blijft.

De verschuivingen kunnen als volgt worden samengevat, zowel de volledig elektrische personenwagens als de volledig elektrische lichte vrachtvoertuigen:

- Van de elektrische voertuigen die in het Midden scenario driefasig aan 11 kW laden, zal 50% verschuiven naar de categorie monofasig laden aan 3,7 kW.
- Van de elektrische voertuigen die in het Midden scenario driefasig aan 22 kW laden, zal 50% verschuiven naar de categorie driefasig laden aan 11 kW.

Alle andere simulatieparameters blijven ongewijzigd.

Belangrijk om hierbij op te merken is dat deze verschuiving slechts één mogelijke uitkomst van de beschouwde beleidsmaatregelen belichaamt, maar dat de werkelijke uitkomst uiteindelijk afhangt van de reactie van de individuele netgebruikers op de beleidsmaatregel in kwestie. Deze simulatie is dus ook geen exacte weerspiegeling van de impact van de bovenvermelde beleidsmaatregelen.

5.2.3 Ondersteunen van de ontwikkeling van warmtenetten

De uitrol van warmtenetten wordt qua modellering het best in kaart gebracht door, in die concrete statistische sectoren waar een warmtenet haalbaar is, alle warmtepompen die daar geïnstalleerd worden in het Midden scenario, uit de simulatie te verwijderen. Dit is echter een configuratie die moeilijk realiseerbaar is in de NGIN-tool.

Daarom is ervoor gekozen om deze situatie te benaderen via een selectie criterium op basis van de bevolkingsdichtheid. De grens die we daarbij hanteren is een bevolkingsdichtheid van ≥ 10.000 inw/km². Dit levert een selectie op van 146 statistische sectoren, waarbij voornamelijk de stadscentra van Antwerpen, Gent en Oostende gecapteerd worden. Deze 146 statistische sectoren omvatten 229.096 EAN's van de in totaal 3.358.041 aansluitingen in Vlaanderen, of 6,82%.

Een belangrijke kanttekening bij deze modelleringswijze is dus dat met dit selectie criterium geen rekening gehouden wordt met de al dan niet werkelijke nabijheid van een duurzame warmtebron voor een warmtenet. Deze selectie is dus geen correcte weergave van het potentieel voor warmtenetten in Vlaanderen. Het laat ons echter wel toe om de lokale impact van een warmtenet op de LS netten in een dicht bewoond centrum in kaart te brengen.

In de simulatie werden volgende wijzigingen aangebracht ten opzichte van het Midden scenario:

- Aan de selectie statistische sectoren met een bevolkingsdichtheid ≥ 10.000 inw/km² worden geen warmtepompen toegekend.
- Het aantal warmtepompen wordt met 6,82% gereduceerd. Deze worden uitgestrooid over de toegangspunten van de statistische sectoren met een bevolkingsdichtheid < 10.000 inw/km².

Alle andere simulatieparameters blijven ongewijzigd.

5.2.4 LS-netgunstige flexibiliteitsscenario

Zoals eerder vermeld (Par. 5.1.4) is het LS-netgunstige flexibiliteitsscenario een verzameling van beleidsmaatregelen (zie Tabel 6) die zo ontworpen is dat alle (impliciete en expliciete) flexibiliteit exclusief ingezet zou worden voor congestiebeheer op het laagspanningsdistributienet. Hiermee leggen we de nadruk op wat theoretisch maximaal haalbaar is, aangezien flexibiliteit ook ingezet kan worden voor diensten die zich op het middenspannings- of hoogspanningsnet bevinden. Bovendien gaat het ontsluiten van deze flexibiliteit gepaard met een bepaalde kost. Deze kost is niet noodzakelijk lager dan bepaalde netversterkingskosten. Fluvius dient daarom steeds een afweging te maken tussen het inzetten van flexibiliteit en het voorzien van netversterkingen.

Als dusdanig hanteren we hierbij de meest positieve assumptie dat de netbeheerder tijdens de winteravondpiek alle flexibele gebruikers kan uitschakelen of kan laten terugleveren door bv. vehicle to grid (V2G). We veronderstellen ook dat deze ingreep geen rebound piek op een ander ogenblik veroorzaakt.

We baseren ons op het Elia Belgian Electricity Scenario Report uit 2021²⁸, 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 niet-flexibele elektrische voertuigen en warmtepompen hun gedrag niet aanpassen en dat de simulatieparameters ongewijzigd blijven, en dat de elektrische voertuigen die aan een flexibiliteitsproduct deelnemen maar geen V2G ondersteunen niet op de piek laden.

²⁸ https://www.elia.be/en/public-consultation/20211115_public-consultation-on-the-scenario-report

Deze worden de facto verwijderd uit de simulatie. Elektrische wagens die V2G ondersteunen worden verondersteld tijdens de winterpiek aan vol vermogen te ontladen met een gelijktijdigheid van 1. Ten slotte maken we de assumptie dat flexibele warmtepompen beschikken over een voldoende grote thermische buffer om de winterpiek te overbruggen zonder verbruik. Ook deze installaties worden uit de simulatie gehaald.

Tabel 8 biedt een overzicht van alle aanpassingen aan de simulatieparameters ten opzichte van het Midden scenario. De aandelen aan slimme toestellen worden gehanteerd voor alle subcategorieën van elektrische voertuigen. Alle andere simulatieparameters blijven ongewijzigd.

Tabel 8: Aanpassingen aan de inputparameters van het LS-netgunstige scenario t.o.v. het Midden scenario.

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

5.2.5 Optimale combinatie van beleidsmaatregelen

De optimale combinatie wordt gemodelleerd als een combinatie van het ondersteunen van warmtenetten, het verschuiven van het laden van elektrische wagens naar het middenspanningsdistributienet en de maximale inzet van LS-netgunstige flexibiliteit. Dit laatste zien we als het theoretisch maximaal haalbare op lange termijn en bevat daarom al het effect van het stimuleren van trager laden (wat eerder het effect op korte termijn kan zijn). De eerste twee maatregelen reduceren de belasting op het LS net, de laatste verschuift dan de overblijvende lasten maximaal weg van de piek. Net zoals in par. 5.2.4 simuleren we hiermee wat een combinatie van beleidsmaatregelen theoretisch maximaal kan betekenen voor het distributienet.

Wat de elektrische voertuigen betreft veronderstellen we dat dezelfde verschuiving naar het middenspanningsdistributienet zoals aangenomen in Tabel 7 zich voltrekt (zie ook Par. 5.2.1). Dit betekent dat voor zowel volledig elektrische personenwagens als lichte vrachtvoertuigen het percentage dat op middenspanning laadt op 40% gelegd wordt.

Betreffende de warmtepompen hanteren we dezelfde assumpties als in Par. 5.2.3, nl. dat aan de selectie statistische sectoren met een bevolkingsdichtheid ≥ 10.000 inw/km² geen warmtepompen worden toegekend, en dat het aantal warmtepompen met 6,82% gereduceerd wordt.

Bijkomend worden de eenheidsvermogens en gelijktijdigheidsfactoren aangepast zoals beschreven in Par. 5.2.4 en samengevat in Tabel 8.

5.3 Impact van de beleidsmaatregelen op de capaciteitsbehoefte

In dit onderdeel geven we een kort overzicht van de impact die de geselecteerde maatregelen hebben op de latere capaciteitsbehoefte van het laagspanningsdistributienet volgens de simulaties uit de NGIN-tool. Zoals vermeld werd het effect van de maatregelen onderzocht op het Midden scenario voor 2030, 2040 en 2050, en voor de optimale combinatie ervan ook op het Laag en Hoog scenario.

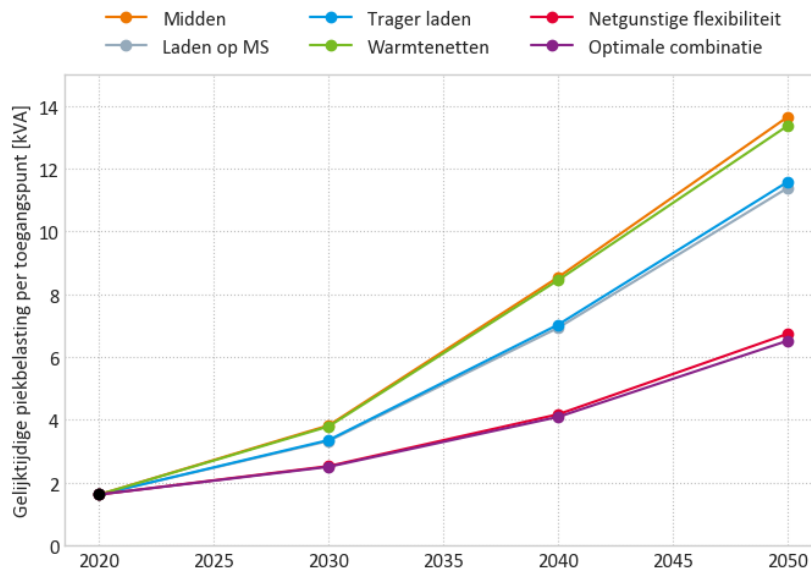
5.3.1 Impact van de beleidsmaatregelen op de netbelasting in Vlaanderen

De resultaten van simulaties geven aan dat alle beleidsmaatregelen een verlagend effect hebben op de gemiddelde gelijktijdige piekbelasting. Figuur 19 toont de evolutie van deze gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting voor de vier individuele beleidsmaatregelen, de optimale combinatie van beleidsmaatregelen en het Midden scenario (zonder beleidsmaatregelen) als referentie.

Uit Figuur 19 kunnen we afleiden dat het stimuleren van het gebruik van laadpunten op het middenspanningsnet en het stimuleren van het deels trager opladen van elektrische voertuigen op het laagspanningsnet een gelijkaardig effect hebben. Volgens de simulaties verlaagt de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt met ongeveer 2,2 kVA (van 13,7 kVA tot ongeveer 11,5 kVA).

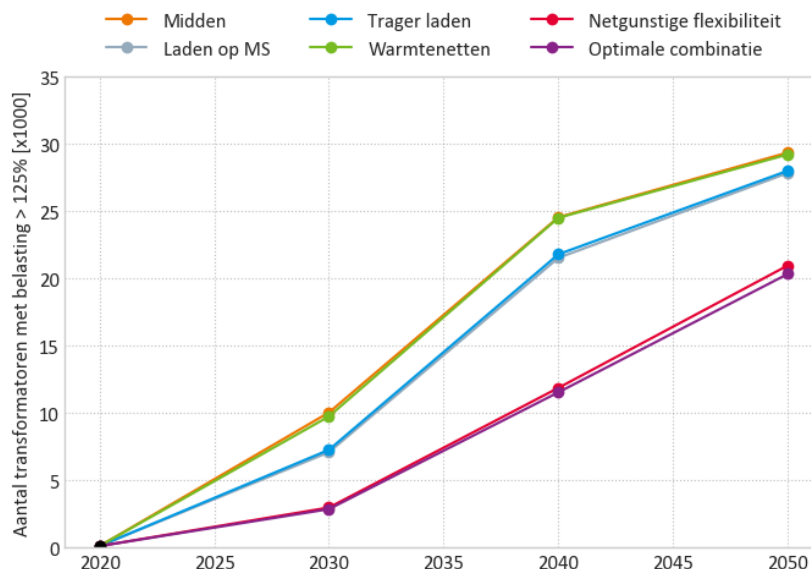
De verzameling van flexibiliteitsmaatregelen die uitsluitend ingezet worden om aan laagspanningscongestiebeheer te doen (LS-netgunstig flexibiliteitsscenario) hebben, samen met de optimale combinatie van maatregelen de grootste impact. Ze kunnen de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt reduceren met ongeveer 7,1 kVA (van 13,7 kVA tot ongeveer 6,6 kVA). Belangrijk om hierbij op te merken is dat deze reductie moet beschouwd worden als een theoretisch maximum, aangezien flexibiliteitsbronnen aangesloten op het laagspanningsdistributienet niet uitsluitend voor congestiebeheer op het laagspanningsdistributienet zullen worden ingezet. Bovendien moet steeds een afweging gemaakt worden tussen het inzetten van flexibiliteit en het voorzien van netversterkingen.

Verder zien we ook dat het ondersteunen van warmtenetten amper invloed heeft op de gemiddelde netbelasting in Vlaanderen. Dit is logisch aangezien deze maatregel, by design, slechts op een beperkt aantal statistische sectoren in de simulaties (146 van de 9169) een invloed had. Eventuele lokale effecten worden besproken in de hierna volgende Par. 5.3.2.

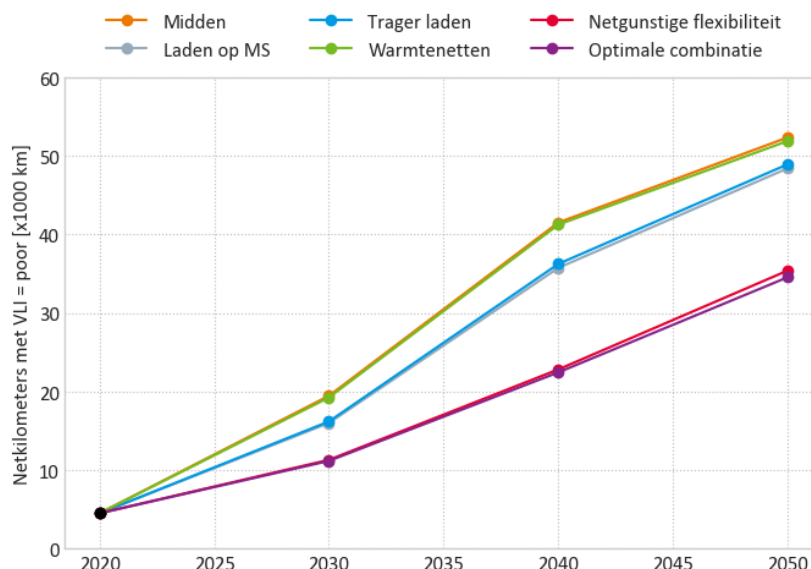


Figuur 19: Evolutie van de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting op transformatorniveau per toegangspunt onder de verschillende beleidsmaatregelen.

Dezelfde trends zien we grotendeels terug bij de impact van de maatregelen op het aantal overbelaste transformatoren (Figuur 20) en het aantal netkilometers waarvan de prestatie-indicator VLI 'poor' wordt ingeschat (Figuur 21). Alle beleidsmaatregelen hebben een verlagend effect op de toekomstige netbelasting en de nodige versterkingen. Een observatie is wel dat er uiteindelijk (in 2050), ongeacht de beleidsmaatregelen, netcomponenten versterkt zullen moeten worden. Beleidsmaatregelen kunnen in elk geval tijd kopen door het punt waarop de netten 'vollopen' verder in de toekomst te leggen, maar op termijn is er toch versterking nodig voor een aanzienlijk deel van de netten. Merk opnieuw op dat het hier enkel gaat over het aantal te versterken netcomponenten, maar niet om de grootte van de noodzakelijke netversterkingen.

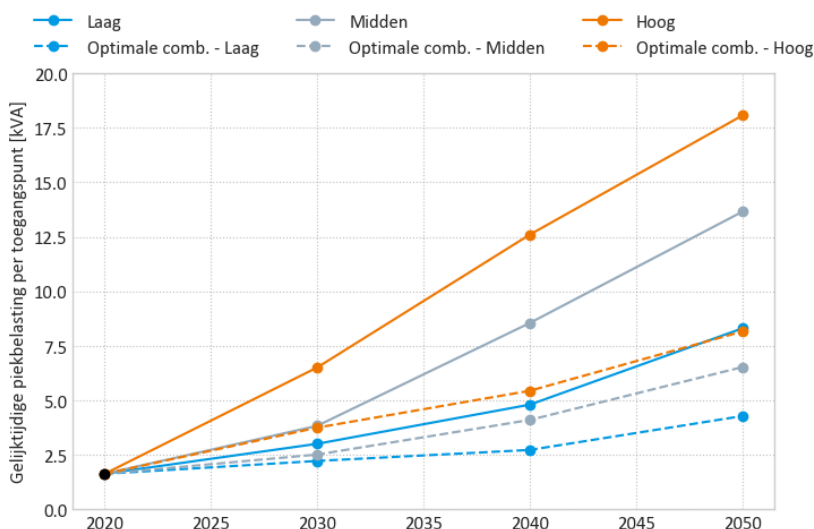


Figuur 20: Aantal transformatoren (middenspanning naar laagspanning) waarvan de belasting groter is dan 125% onder de verschillende beleidsscenario's.



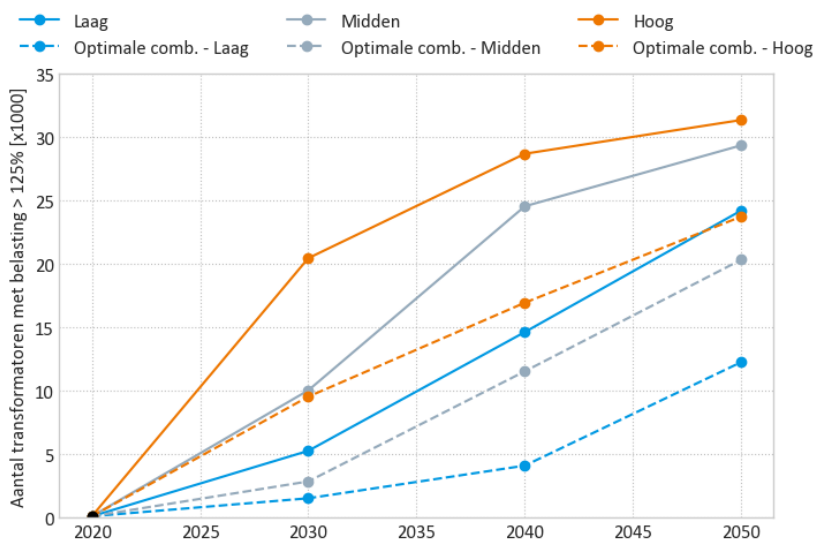
Figuur 21: Het aantal netkilometers waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat onder de verschillende beleidsscenario's.

De optimale combinatie van beleidsmaatregelen werd niet alleen geëvalueerd op basis van het Midden scenario, maar ook van het Laag en Hoog scenario. Figuur 22 toont de impact van de optimale combinatie op de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting per toegangspunt. Deze figuur illustreert dat de grootste winst te rapen valt in de scenario's met de meest doorgedreven elektrificatie.

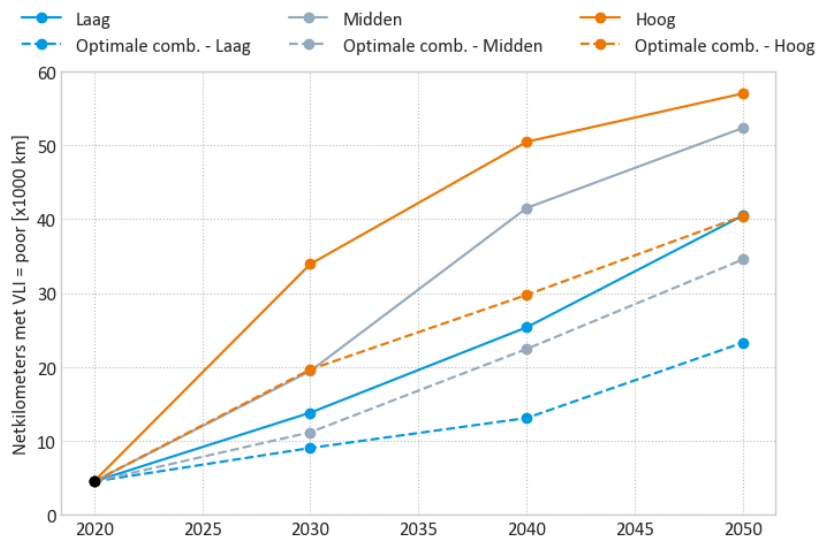


Figuur 22: Evolutie van de gemiddelde equivalente gelijktijdige piekbelasting op transformatorniveau per toegangspunt in de drie scenario's met en zonder de optimale combinatie van beleidsmaatregelen.

Wat de impact op het aantal overbelaste transformatoren en het aantal netkilometers met VLI 'poor' betreft, tonen Figuur 23 en Figuur 24 eenzelfde beeld als in Figuur 20 en Figuur 21, namelijk dat de maatregelen helpen met het beperken en van noodzakelijke netinvesteringen, maar dat uiteindelijk een deel van de netten versterkt zal moeten worden. Beleidsmaatregelen kunnen in elk geval de nood aan een netversterkingen uitstellen.



Figuur 23: Aantal transformatoren (middenspanning naar laagspanning) waarvan de belasting groter is dan 125% in de drie scenario's met en zonder de optimale combinatie van beleidsmaatregelen.



Figuur 24: Het aantal netkilometers waarvan de Voltage Load Index (VLI) door de NGIN-tool als 'poor' wordt ingeschat in de drie scenario's met en zonder de optimale combinatie van beleidsmaatregelen.

5.3.2 Impact van de beleidsmaatregelen op gemeenteniveau

Naast de simulatieresultaten op Vlaams niveau, analyseerde VITO ook de resultaten op gemeenteniveau, om zo geografische verschillen in kaart te kunnen brengen. Hiervoor verwijzen we naar Par. 5.3 van het in Bijlage 7.2 toegevoegde VITO-rapport.

6 Conclusie

In deze studie, uitgevoerd op vraag van minister Demir, analyseerden we in eerste instantie de huidige en toekomstige toestand van de laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen. Dit had als doel een beter zicht te krijgen op de mogelijke netversterkingen die nodig kunnen zijn in het kader van de energietransitie en bijhorende elektrificatie.

Verder onderzochten we enkele potentiële beleidsmaatregelen die een gunstig effect kunnen hebben op de toekomstige netbelasting, en bijgevolg de nood aan bijkomende investeringen kunnen beperken. Met de invoering van nieuwe nettarieven die sinds 1 januari 2023 van kracht zijn, zette de VREG alvast een stap in deze richting.

We deden voor de studie 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 werd beroep gedaan op een bestaande rekentool van Fluvius, nl. de NGIN-tool. Deze rekentool berekent de nettoestand op een worst-case piekmoment en kan zo de mogelijke congesties identificeren, alhoewel de conclusies ervan enkel voor een hogerliggend, geaggregeerd niveau kunnen gemaakt worden. Hoewel de NGIN-tool zeer gedetailleerde informatie bezit van de laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen en als simulatietool uitermate geschikt is voor het uitvoeren van deze studie, zijn er ook enkele belangrijke beperkingen. Zo kon ongeveer 13 % van de laagspanningsnetten nog niet worden doorgerekend in de NGIN-tool door datakwaliteitsbeperkingen. Deels is dit door de eigenschappen van het rekenmodel maar deels ook door assetdata die nog niet beschikbaar kon gemaakt worden. We stelden ook vast dat er algemeen nog weinig kennis is over het werkelijke gedrag van distributienetgebruikers met elektrische toepassingen op worst-case piekmomenten, laat staan over hun mogelijke reactie op prikkels van beleidsmaatregelen. Er is m.a.w. onzekerheid over de waarden gehanteerd als inputparameters voor het rekenmodel. De consultant bracht mogelijke verbeterpunten van de NGIN-tool in kaart en we verwachten dat in samenspraak met Fluvius zal worden bekeken welke verbeteringen voor het vervolg van deze studie kunnen worden aangebracht.

De simulaties toonden aan dat in het laagspanningsnet vandaag, wanneer zich een worst-case afnamepiek voordoet, voornamelijk spanningskwaliteitsproblemen zouden optreden. Ongeveer 9% van de laagspanningsdistributienetten (kabels) in Vlaanderen zou dan een spanningsval groter dan 7,5% ondervinden, waarvan 3,5% meer dan 10%.²⁹ In de praktijk zien we vandaag vooral ernstige spanningsproblemen tijdens momenten waarop er veel injectie is. De stroomcongestie in het net is beperkt, zeker als het gaat over de overbelasting van transformatoren. Stroomcongestie op bestaande kabels zou volgens de simulatie tijdens een worst-case afnamepiek bij 2,4% van de netkilometers in Vlaanderen voorkomen³⁰.

We ontwikkelden drie scenario's voor de analyse van de toekomstige toestand van het distributienet richting 2050, met behulp van de consultant en in samenspraak met de stuurgroep.

²⁹ We merken op dat dit niet noodzakelijk betekent dat de spanningsnorm overschreden wordt. Deze schrijft immers voor dat een bepaalde tijdsperiode het 10-minuten gemiddelde van de spanningsval niet groter mag zijn dan 10% gedurende slechts 95% van de tijd.

³⁰ We merken op dat een kortstondige overbelasting van een netcomponent niet noodzakelijk leidt tot uitschakelingen van het distributienet.

We merken op dat we hierbij nog geen rekening konden houden met de veranderde realiteit, nl. de invasie van Rusland in Oekraïne in voorjaar 2022 en de daaropvolgende energiecrisis.

De inschatting van de toekomstige capaciteitsbehoefte van de laagspanningsdistributienetten in Vlaanderen is sterk afhankelijk van de verwachte graad en tempo van elektrificatie (aantal EVs, warmtepompen). In elk van de drie scenario's gingen we uit van een andere prognose (Laag, Midden, Hoog). Voor 2030 en 2040 tonen de simulatieresultaten een grote spreiding tussen verschillende scenario's. Het aantal te versterken netcomponenten ligt in het Hoog scenario duidelijk hoger dan in het Laag scenario. Onderweg richting 2050 lijkt er evenwel een 'tipping point' te bestaan waarop het laagspanningsnet op veel plaatsen a.h.w. zou kunnen 'vollopen'. Als de netbelasting tot dat niveau of nog verder zou stijgen, dan moeten deze netten tijdig versterkt zijn om congestieproblemen te vermijden.

Uit de resultaten blijkt ook dat op de lange termijn niet de injectiepiek, maar wel de afnamepiek leidend is voor netinvesteringen. Dit neemt volgens ons niet weg dat op korte termijn de impact van de uitrol van zonnepanelen (bv. spanningsproblemen) groter kan zijn dan die van de bijkomende afname door verdere elektrificatie.

In de studie werden vier mogelijke beleidsmaatregelen doorgerekend, nl. het stimuleren van het plaatsen van EV-laadpunten op het middenspanningsnet, het stimuleren van het trager opladen van elektrische voertuigen door distributienetgebruikers, het ondersteunen van de ontwikkeling van warmtenetten, en het nastreven van een LS-netgunstig flexibiliteitsscenario. We stelden uit de simulatieresultaten vast dat ze alle vier een verlagend effect hebben op de toekomstige netbelasting en de nodige versterkingen, en dus een dalend effect op de benodigde investeringsbudgetten. Toch is in alle gevallen het aantal netcomponenten dat tegen 2050 versterkt dient te worden nog steeds aanzienlijk. We merken op dat dit gaat over het aantal te versterken netcomponenten en niet over de grootte van die noodzakelijke versterkingen (bv. het bijkomende transformatorvermogen dat nodig zal zijn). De noodzakelijke netversterkingen zullen in grootte kleiner worden door toepassing van de beleidsmaatregelen en de kost ervan gereduceerd ten opzichte van het scenario zonder maatregelen. Niettemin blijft de conclusie dat een groot deel van het laagspanningsdistributienet volgens de NGIN-tool zou moeten versterkt worden. Hierbij merken we nogmaals op dat het rekenmodel enkel toelaat de noodzakelijke graad van netversterkingen op een geaggregeerd niveau over Vlaanderen in kaart te brengen. De tool is niet geschikt voor de vertaling naar concrete, lokale investeringen. De netbeheerder heeft nood aan een gedetailleerd inzicht in de lokale nettoestand om doelgericht te kunnen investeren en de beschikbare middelen (materialen, mensen en financiële) optimaal aan te wenden. Door de steeds verdergaande digitalisering verwachten we dat Fluvius meer en meer gebruik zal maken van werkelijke meetgegevens (bv. uit de digitale meters en distributiecabinen) om de toestand en evolutie van het net te monitoren.

We plannen deze analyse van de nettoestand in Vlaanderen in de loop van 2023 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