

Batterijopslag als bron van flexibiliteit in het distributienet

Maarten EVENS

Promotor: Ir. B. Vande Meerssche

Co-promotor: Dr. ing. J. Lemmens

Masterproef ingediend tot het behalen van de
graad van master of Science in de industriële
wetenschappen: *energie*

Academiejaar 2018-2019



© Copyright KU Leuven

Zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van zowel de promotor(en) als de auteur(s) is overnemen, kopiëren, gebruiken of realiseren van deze uitgave of gedeelten ervan verboden. Voor aanvragen i.v.m. het overnemen en/of gebruik en/of realisatie van gedeelten uit deze publicatie, kan u zich richten tot KU Leuven Campus Geel, Kleinhoefstraat 4, B-2440 Geel, +32 14 72 13 00 of via e-mail iiw.geel@kuleuven.be.

Voorafgaande schriftelijke toestemming van de promotor(en) is eveneens vereist voor het aanwenden van de in deze masterproef beschreven (originele) methoden, producten, schakelingen en programma's voor industrieel of commercieel nut en voor de inzending van deze publicatie ter deelname aan wetenschappelijke prijzen of wedstrijden.

Voorwoord

Mijn naam is Maarten Evens en ik ben masterstudent industriële ingenieurswetenschappen met als specialisatie energie. In het kader van het afronden van deze opleiding heb ik een masterproef afgelegd bij de Vlaamse distributienetbeheerder Fluvius te Hasselt.

Gedurende mijn schakel- en masteropleiding heb ik heel wat kennis rond het thema energie kunnen opdoen. Zowel op het vlak van energieopwekking als op het vlak van energieverdeling en energie-efficiëntie. Vanuit mijn vooropleiding als professionele bachelor in de energietechnologie had ik al kennis van het elektrisch en thermisch gedeelte, maar deze is doorheen de afgelopen twee jaren serieus uitgebreid. Deze masterproef is dan ook een manier om de geziene theorie aan de praktijk te toetsen en ze in de praktijk toe te passen.

Gedurende mijn masterproef heb ik gewerkt omtrent het thema energieopslag via batterijen als bron van flexibiliteit in het distributienet van de toekomst.

Daarnaast ben ik tijdens mijn masterproef ook vaak in contact gekomen met verschillende personen die mij geholpen en bijgestaan hebben en graag zou ik hen via deze weg willen bedanken.

In eerste instantie zou ik mijn oprechte dank willen uitdrukken richting KU Leuven omdat zij deze opleiding aanbieden. Zonder hun inspanningen zou het niet mogelijk geweest zijn om deze masterproef tot een goed einde te kunnen volbrengen. Mijn dank gaat ook naar alle medestudenten en begeleidende docenten die hebben gezorgd voor de leuke momenten en nodige ondersteuning. Vooral richting Bert Vande Meerssche zou ik mijn dank willen uitdrukken en dit vanwege de goede begeleiding en gesprekken die we gehad hebben.

Daarnaast vind ik het ook terecht om Infrac/Fluvius te bedanken om deze stageplaats ter beschikking te stellen en hier de nodige middelen voor in te zetten. Zonder hun waren deze masterproef en dit onderwerp nooit tot stand gekomen. Hierbij gaat de aandacht vooral naar mijn bedrijfspromotor Dr. ing. Joris Lemmens, maar ook naar de andere collega's van de dienst Assets & Netarchitectuur Elektriciteit.

Tot slot wil ik nog mijn ouders en mijn broer bedanken voor de steun en raad die ze me de afgelopen jaren hebben gegeven en aan u die deze masterproef leest.

Maarten Evens

Samenvatting

De toenemende elektrificatie van verwarming en transport en de verdere groei van hernieuwbare energieproductie hebben een impact op het distributienet. Om deze impact in te schatten werden drie scenario's opgesteld en gesimuleerd op een laagspanningsnet. Het eerste scenario geeft de huidige nettoestand weer, het scenario 2025 gaat uit van een kleine groei van zonnepanelen, elektrische wagens en warmtepompen. Tot slot geeft het scenario 2035 een grote penetratiegraad van zonnepanelen, elektrische wagens en warmtepompen.

Er kunnen congesties ontstaan omdat de netten niet overal op deze piekbelasting voorzien zijn. De netbeheerder heeft voor het oplossen van deze problemen twee mogelijkheden: de capaciteit verhogen door een netversterking en/of het inzetten van de flexibiliteit van de eindklant door middel van vraagsturing of opslag.

Deze thesis focust zich op batterijopslag. Netondersteuning met batterijopslag is mogelijk via wijkbatterijen en via thuisbatterijen. Dit onderzoek focust op thuisbatterijen waarbij twee algoritmes onderzocht zijn, namelijk "zelfconsumptie" en "peak shaving". De modus zelfconsumptie focust op het zoveel als mogelijk lokaal verbruiken van de opgewekte zonne-energie. De batterij zal hierbij opladen van zodra er een netto-injectie optreedt en weer ontladen bij een netto-afname. Uit de simulaties volgt dat deze modus het net minimaal ondersteunt omdat de batterijen op zonnige dagen al volledig opgeladen zijn voor het moment van maximale injectie en dat de batterijen al volledig ontladen zijn voor het moment van maximale afname.

De beperkte netondersteuning van de modus zelfconsumptie leidde tot het ontwikkelen van de modus peak shaving. Dit algoritme heeft tot doel om de objectieven van de klant (zelfconsumptie) en van de netbeheerder (beperken van injectie- en afnamepieken) te combineren. De batterij compenseert zowel de injectie- als afnamepieken zoveel als mogelijk door te anticiperen op de toekomstige vermogensuitwisselingen. Op een zonnige dag bijvoorbeeld, zal de batterij wachten met opladen zodat de injectiepiek maximaal beperkt kan worden. Dit veronderstelt een accurate voorspelling van het productie/verbruikspatroon van de klant. Als tweede objectief streeft het algoritme ernaar om de lokaal opgewekte zonne-energie ook maximaal te verbruiken, hetgeen voor de klant economisch interessant kan zijn.

Uit de simulaties volgt dat het peak-shaving-algoritme de congesties in het beschouwde laagspanningsnet gedeeltelijk kan oplossen. De spanningsproblemen, die met het zelfconsumptie-algoritme verminderen, maar niet volledig verdwijnen, worden bij het peak-shaving-algoritme wel volledig gecompenseerd. De transformator blijft nog steeds overbelast. Dit komt vooral omwille van het seizoenseffect en door het tekort aan geïnstalleerd batterijvermogen.

De impact op de zelfconsumptiegraad van de klant met de modus peak shaving ten opzichte van de modus zelfconsumptie is minimaal, terwijl er toch een opmerkelijke verbetering qua spanningskwaliteit is. De netbeheerder kan hierdoor de investering in een nieuwe kabel uitstellen. Doordat de batterijen vooral een milderend effect hebben op de injectiepieken, kan het distributienet een grotere hoeveelheid hernieuwbare productie aan vooraleer er netversterkingen nodig zijn. Thuisbatterijen met peak shaving vormen zo een win-winsituatie doordat de netbeheerder een netversterking kan uitstellen en de eindklant zonder een significante impact zijn zelfconsumptiegraad kan verhogen.

Abstract

The increasing electrification of heating and transport and the further growth of renewable energy production has a significant impact on the distribution grid. To estimate this impact, three scenarios were composed and simulated on a low-voltage distribution network. The first scenario represents the actual grid without any growth. The 2025 scenario focusses on a low growth for the solar panels, electric vehicles and heat pumps. The final scenario in 2035 represents a high growth of solar panels, electric vehicles and heat pumps.

There could rise congestion problems because the grids are not always foreseen on this additional peak load. The distribution grid operator has two options to solve those problems: increasing the capacity by a grid reinforcement and/or using the available flexibility of the end-customers by means of demand side management or storage.

This thesis focusses on battery storage. Grid support with battery storage is possible on two levels: via district batteries and via home batteries. This research focusses on home batteries in which two control algorithms have been investigated, namely “self-consumption” and “peak shaving”. The self-consumption mode focusses on using the generated solar energy as locally as possible. The battery will hereby charge as soon as a net injection occurs and discharge again when there is a net consumption from the distribution grid. The simulations show that this algorithm delivers a minimal grid support because the batteries are fully charged on sunny days before the maximum injection (noon) and that the batteries are already discharged before the moment of maximum consumption (evening).

The limited grid support of the self-consumption-algorithm led to the development of a peak-shaving-algorithm. The purpose of this algorithm is to combine the objectives of the end-customer (self-consumption) and the distribution grid operator (limiting injection and consumption peaks). The battery compensates both the injection and consumption peaks as much as possible by anticipating on the future power exchanges with the distribution grid. For example, on a very sunny day, the battery will wait to charge so that the injection peak can be limited as much as possible. This assumes an accurate prediction of the production/consumption pattern of the customer. For the second objective, the algorithm strives to use the locally generated solar energy as locally as possible and this can be economically interesting for the end-customer.

The simulations show that the peak-shaving-algorithm can partly solve the congestions in the considered low-voltage network. The voltage problems, which were reduced, but not completely solved with the self-consumption-algorithm, are fully compensated with the peak-shaving-algorithm. However, the transformer still remains overloaded. This is mainly due to the seasonal effect and the shortage of installed battery power in the considered scenario.

The impact on the self-consumption-ratio of the end-customer with a peak-shaving-algorithm, compared to the self-consumption-algorithm, is minimal, while there is a remarkable improvement in voltage quality. This allows the grid operator to postpone the investment in a new cable. Because the batteries mainly have a mitigating effect on the injection peaks, the distribution grid can handle a larger amount of renewable production before grid reinforcements are needed. Home batteries with a peak-shaving-algorithm form thus a win-win situation because the distribution grid operator can postpone a grid reinforcement while the end-customer can use his solar energy better with limited impact on his self-consumption-ratio.

Keywords: Battery storage, distribution grid, self-consumption, peak shaving, grid reinforcement

INHOUD

Voorwoord	i
Samenvatting	ii
Abstract	iii
Lijst met afkortingen	vii
1 Voorstelling Fluvius	1
2 Introductie	3
2.1 <i>Context en motivatie</i>	3
2.2 <i>Scope en doelstellingen van de thesis</i>	6
2.3 <i>Overzicht</i>	7
3 Literatuurstudie	8
3.1 <i>Het distributienet</i>	8
3.1.1 Dimensionering van het distributienet	8
3.1.2 Groeiscenario's en impact duurzame energievoorziening	13
3.1.3 Introductie digitale meters in Vlaanderen	17
3.2 <i>Flexibiliteit</i>	19
3.2.1 Definitie en kader	19
3.2.2 Stakeholders en toepassingen	20
3.3 <i>Batterijopslag</i>	22
3.3.1 Overzicht energieopslagtechnologieën.....	22
3.3.2 Bespreking batterijtechnologieën	25
3.3.3 Wet- en regelgeving	33
3.3.4 Toepassingen, stakeholders en business cases	34
3.3.5 Obstakels voor marktdoorbraak	40
4 Studiecases en simulaties	42
4.1 <i>Beschrijving methode en tools voor modellering</i>	42
4.1.1 Digsilent Powerfactory	42
4.1.2 Model distributienet en klanten.....	43
4.1.3 Belastingprofielen.....	45
4.1.4 Model batterijopslag	49
4.1.5 Dataverwerking simulaties	59
4.2 <i>Referentiescenario</i>	62

4.3	<i>Groeiscenario's 2025 en 2035</i>	72
4.4	<i>Basisscenario 2025</i>	78
4.5	<i>Basisscenario 2035</i>	85
4.6	<i>Batterijopslag met zelfconsumptie: referentiescenario</i>	93
4.7	<i>Batterijopslag met zelfconsumptie: scenario 2025</i>	103
4.8	<i>Batterijopslag met zelfconsumptie: scenario 2035</i>	109
4.9	<i>Batterijopslag met peak shaving: referentiescenario</i>	116
4.10	<i>Batterijopslag met peak shaving: scenario 2025</i>	123
4.11	<i>Batterijopslag met peak shaving: scenario 2035</i>	129
4.12	<i>Oplossen netcongestie door netversterking: scenario 2035</i>	136
5	Vergelijkend overzicht van de simulaties	141
5.1	<i>Zelfconsumptiegraad</i>	142
5.2	<i>Zelfvoorzieningsgraad</i>	146
5.3	<i>Kwaliteit van de netverbetering: zelfconsumptie – peak shaving ...</i>	150
5.3.1	<i>Spanningsniveau</i>	150
5.3.2	<i>Belasting transformator</i>	153
5.4	<i>Individueel profiel netgebruiker: zelfconsumptie – peak shaving ...</i>	156
6	Besluit, terugblik en onderzoeksaanbevelingen	159
6.1	<i>Onderzoeksbesluit</i>	159
6.2	<i>Terugblik</i>	160
6.3	<i>Aanbevelingen voor verder onderzoek</i>	161
	Referenties	162

Lijst met afkortingen

AMR: automatic meter reading of automatisch uitgelezen meters
ARP/BRP: access responsible party/balance responsible party
BESS: battery energy storage system
COP: coefficient of performance
Digsilent: digital simulation of electrical networks
DNB: distributienetbeheerder
DoD: depth of discharge of ontladingsdiepte van een batterij
EASE: European association for storage of energy
EN: Europese norm
EPB: energieprestatie en binnenklimaat
Eurobat: association of European automotive and industrial battery manufacturers
EV: elektrisch voertuig
FDM: flexibility data manager
FEBEG: federatie van de Belgische elektriciteits- en gasbedrijven
FSP: flexibility service provider
FRP: flexibility requesting party
GRINT: grid impact nieuwe technologieën
HEB: hernieuwbare energiebronnen
HV/HS: high voltage/hoogspanning
IRENA: international renewable energy agency
Linear: local intelligent networks and energy active regions
LV/LS: low voltage/laagspanning
MV/MS: medium voltage/middenspanning
ODE: organisatie duurzame energie
OLTC: on load tap changer of automatische tapstandverandering van een transformator
p.u.: per unit
PV: photovoltaic panels, zonnepanelen
RMS: root mean square of effectieve waarde
SLP: synthetisch lastprofiel
SOC: state of charge of ladingstoestand van de batterij
TNB: transmissienetbeheerder

V2G: vehicle-to-grid

VREG: Vlaamse regulator van de elektriciteits- en gasmarkt

WKK: warmtekrachtkoppeling

WP: warmtepomp

1 VOORSTELLING FLUVIUS

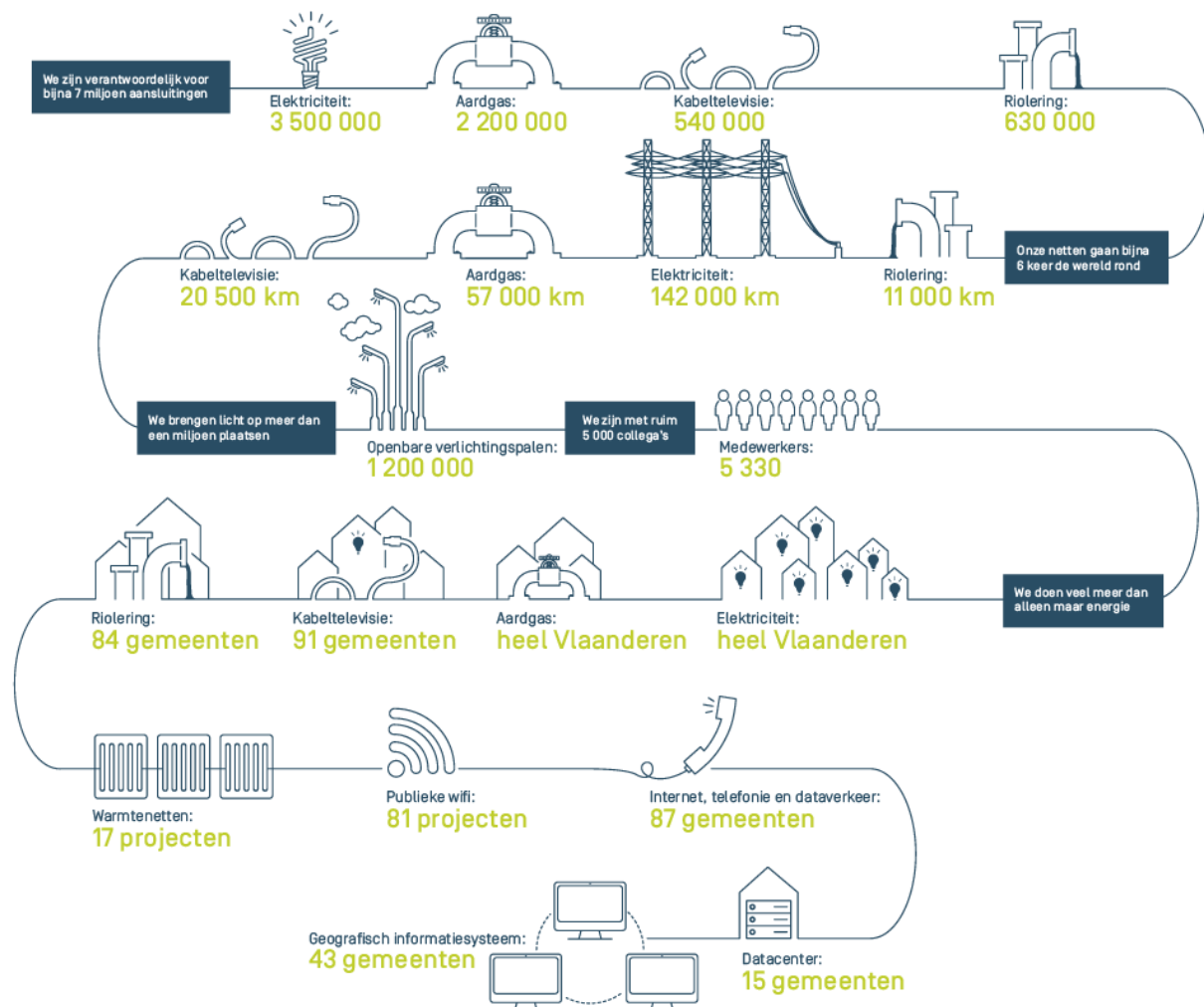
Fluvius is het nieuwe netbedrijf dat sinds 1 juli 2018 actief is in alle 308 Vlaamse gemeenten. Het ontstond uit de fusie van de werkmaatschappijen Eandis en Infrax en is met 5330 werknemers het grootste intergemeentelijk bedrijf van Vlaanderen.



Figuur 1-1 Logo's Eandis, Infrax en Fluvius (Fluvius, 2018)

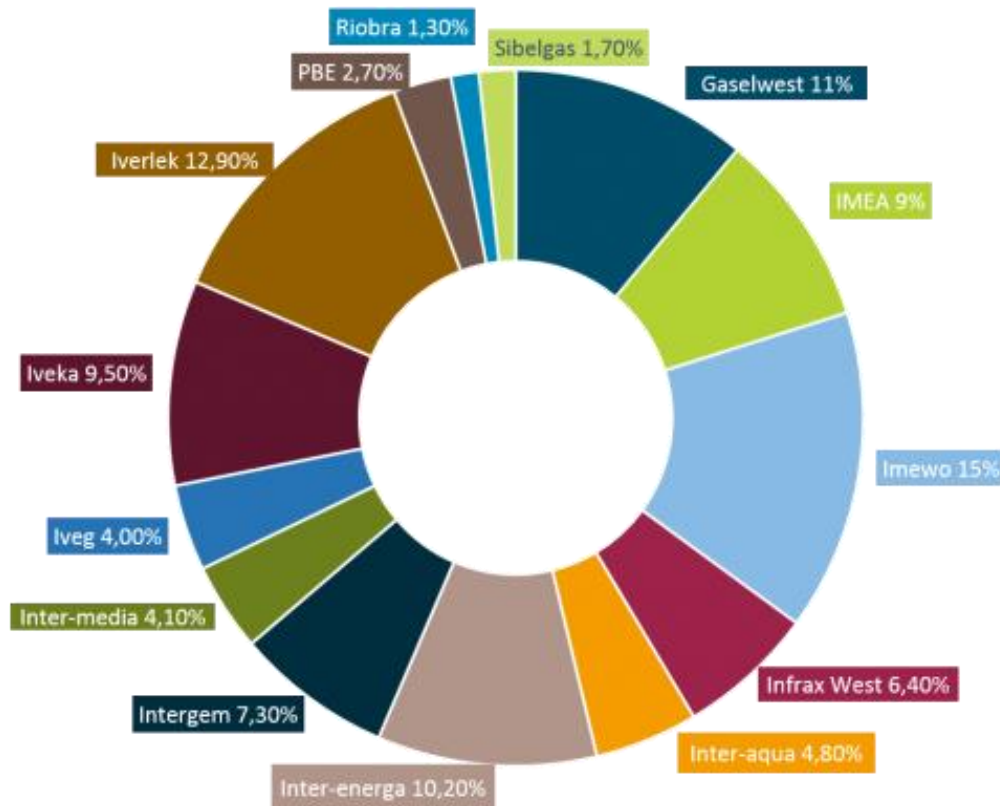
Fluvius doet meer dan enkel de distributie van elektriciteit en aardgas in alle Vlaamse gemeenten, maar verzorgt ook de riolering, kabeldistributie en warmte op vraag van de gemeenten. Zo treedt Fluvius ook op als sociale leverancier voor klanten met een budgetmeter, maar staan ze ook in voor de openbare verlichting, het energiebewust maken en stimuleren van hun klanten onder de noemer rationeel energiegebruik.

Een overzicht van enkele kerncijfers van Fluvius is in Figuur 1-2 terug te vinden.



Figuur 1-2 Kerncijfers Fluvius (Fluvius, 2018)

De werkmaatschappij Fluvius System Operator bestaat uit 14 Vlaamse intergemeentelijke samenwerkingsverbanden die voor 100% eigenaar zijn van Fluvius. Een overzicht van de verhoudingen tussen deze 14 verenigingen is in Figuur 1-3 terug te vinden.



Figuur 1-3 Overzicht intergemeentelijke samenwerkingsverbanden in Fluvius (Fluvius, 2018)

Tijdens mijn masterproef bij Fluvius te Hasselt heb ik deel mogen uitmaken van het team 'Assets & Netarchitectuur Elektriciteit'. Deze dienst is dagelijks bezig met netbeheer en zoekt naar oplossingen om het huidige elektriciteitsnet slimmer uit te baten en dit op een kostenefficiënte wijze. Batterijopslag, invloed van elektrische voertuigen, transformatorbeleid en slimme meters zijn slechts enkele onderwerpen waar deze dienst dagdagelijks mee in aanraking komt.

(Fluvius, 2018)

(VREG, Wie doet wat op de energiemarkt?, 2019)

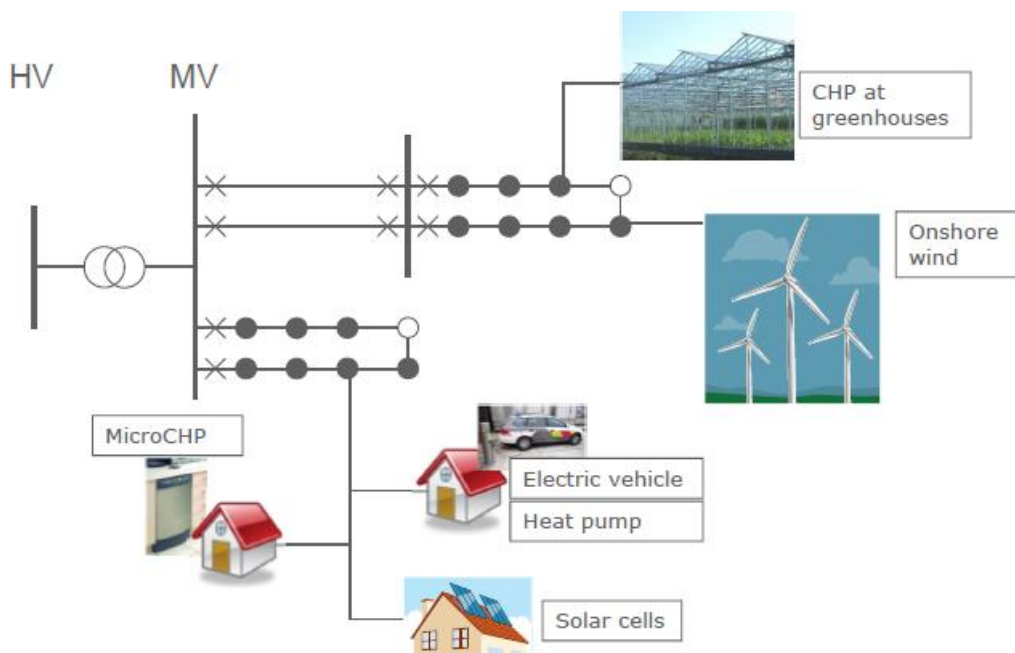
2 INTRODUCTIE

2.1 Context en motivatie

De opkomst van hernieuwbare energiebronnen zoals zonnepanelen, windturbines, warmtepompen, elektrische voertuigen, ... zorgt voor een verandering van het netgebruik. De onvoorspelbaarheid en gelijktijdigheid van hernieuwbare energieproductie zorgt voor een grotere, maar ook meer gelijktijdige piekbelasting. Bijkomend verandert de richting van de energiestroom. Vroeger werd de elektriciteit centraal opgewekt via steenkoolcentrales, kerncentrales, gascentrales, ... en vertrok de energie steeds vanuit deze centrales om zo verder verdeeld te worden naar alle eindgebruikers. Hedendaags wordt elektriciteit ook decentraal opgewekt door zonnepanelen, micro-WKK's (microCHP) , kleine windturbines, ... Dit betekent dat de energiestroom nu niet meer altijd vanuit een grote centrale vertrekt om zo verder verdeeld te worden, maar nu eerst via de lokale distributienetten vloeit om zo tot de hogergelegen netten te gaan. Een decentrale opwekking kan voorgesteld worden zoals in Figuur 2-1 is weergegeven.

(Infrac, 2018)

(Veldman, 2012)



Figuur 2-1 Overzicht elektriciteitsnetwerk met decentrale opwekking (Veldman, 2012)

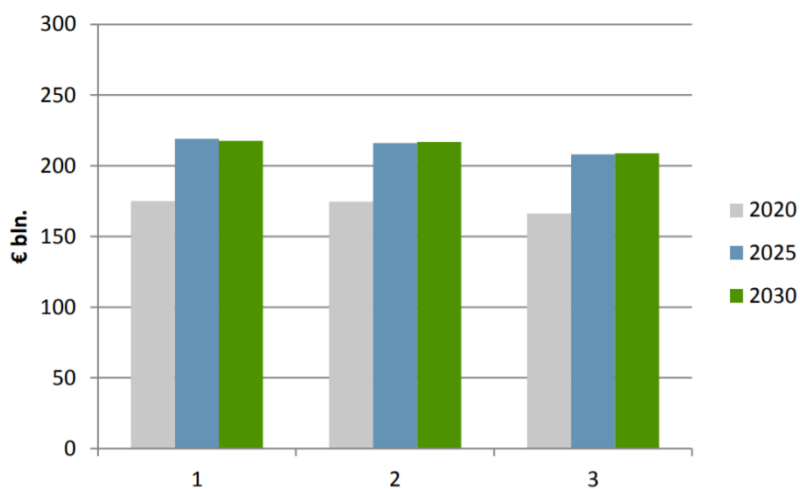
De huidige capaciteit van de elektriciteitsnetten is echter niet altijd voorzien op deze energietransitie waardoor dit aanleiding kan geven tot congestie van het elektriciteitsnet. Congestie treedt op in de volgende gevallen:

- Te groot verschil in de actuele spanning ten opzichte van de nominale spanningsgrootte van 230V. Dit kan zowel onderspanning als overspanning zijn. De wettelijk Europese toegelaten spanningsgrenzen volgens de EN50160-norm bedragen +/- 10% van het nominale spanningsniveau. Deze limieten worden opgelegd om een veilige en correcte werking van de aangesloten verbruikers te garanderen.
- Te grote stromen of overschrijding van de thermische grenzen van kabels, transformatoren en lijnen. Dit kan een versnelde slijtage, hogere onderhoudskost, mogelijks brandgevaar en netuitval tot gevolg hebben.
- Fase-onbalans waarbij de belasting van de drie afzonderlijke fasen niet evenredig verdeeld is waardoor ook de verliezen over de fasen en afgeleverde spanningen over de drie fasen niet gelijk zijn. Dit geeft dus aanleiding tot asymmetrische belasting van het elektriciteitsnet.

(Markiewicz & Klajn, 2004)

Om bovenstaande problemen te vermijden zijn bijkomende netinvesteringen noodzakelijk, maar het kostenplaatje voor deze aanpassingen is aanzienlijk. Imperial College London heeft op vraag van de Europese Commissie een onderzoek gedaan naar de te verwachten kosten van deze investeringen op Europees niveau. Deze kosten zijn, zoals uit Figuur 2-2 blijkt, gebaseerd op drie verschillende scenario's waaronder:

- scenario 1: een optimistisch scenario in het opzicht van de hernieuwbare energiebronnen (HEB), want dit scenario voorspelt een snelle uitbreiding van de hernieuwbare energiebronnen.
- scenario 2: een scenario waarbij de groei van de HEB minder groot is als bij scenario 1 en er meer diversificatie van deze HEB komt waardoor gelijktijdige pieken beter vermeden worden.
- scenario 3: een pessimistisch scenario voor de groei van de HEB omdat deze technologieën in dit geval minder snel doorgroeien en hun integratie minder snel plaatsvindt.



Figuur 2-2 Kostenprognose Imperial College London bij 3 scenario's (DNV GL – Energy, 2014)

(DNV GL - Energy, 2014)

Uit deze studie blijkt dat de netinvesteringen oplopen tot aanzienlijke bedragen. Het verschil tussen de drie scenario's blijft klein en dit komt omdat de studie ook rekening houdt met de verhoogde toekomstige elektriciteitsvraag. Als de hernieuwbare energieproductie op een decentrale in plaats van geconcentreerde plaatsing gebouwd wordt, kan dit er zelfs voor zorgen dat lokale netinvesteringen uitgesteld kunnen worden omdat de energie nu lokaal geproduceerd wordt en het hoger gelegen net ontlast wordt. Ondanks dit voordeel moet er wel rekening gehouden worden met het feit dat de energie nu in twee richtingen zal stromen omdat de overschot aan geproduceerde energie op het hoger gelegen net geplaatst wordt bij een lokaal overschot en het tekort aan energie in de andere gevallen van het net gehaald wordt.

Infrac heeft ook een dergelijke studie laten uitvoeren voor enkel de eigen netten en dit onder de naam GRINT, oftewel GRid Impact Nieuwe Technologieën. Uit deze studie volgen dezelfde conclusies. (DCision, 2015)

De toekomstige netevoluties zorgen dus voor extra bijkomende investeringskosten. De distributienetten zullen namelijk sterker gedimensioneerd moeten worden om de steeds groter wordende gelijktijdige productie- en afnamepieken te kunnen dekken. Het distributienet moet in dit geval dus voorzien worden op enerzijds de gelijktijdige injectie van zonne-energie en windenergie en op de gelijktijdige afname door warmtepompen, elektrische voertuigen en andere piekverbruiken anderzijds. Deze gelijktijdige pieken komen echter niet elke dag voor en hierdoor zal het distributienet zelden op zijn maximale capaciteit gebruikt worden. Slechts voor enkele momenten in één volledig jaar, zal een zeer sterk distributienet nodig zijn. Dit resulteert bijgevolg in een zeer sterk, maar tevens ook uiterst duur en weinig benut netwerk.

De opkomende vraag is dan ook of er geen andere mogelijkheid is om deze gelijktijdige pieken op te vangen en zo een economischere netuitbating te bekomen.

Eén van de mogelijkheden is om het huidig aangelegde distributienet efficiënter te gaan gebruiken. De belasting van het distributienet is namelijk geen constant gegeven gedurende de dag. Er zijn momenten met een hoge belasting, maar ook momenten met een lage belasting. Door de pieken bij een (te) hoge belasting naar momenten met een lage belasting te verschuiven, wordt de belasting van het net gelijkmatiger en wordt de capaciteit van het huidige distributienet efficiënter/optimaler benut. In plaats van een erg gepiekt verloop, kan de belasting eerder uitgevlakt worden en kunnen er zelfs meer verbruikers aangesloten worden zonder dat een netinvestering noodzakelijk wordt.

Deze efficiëntere benutting kan op verschillende manieren bereikt worden. Enerzijds kunnen de netgebruikers gestimuleerd worden om hun verbruik gedurende de dag te verschuiven. Dit kan gerealiseerd worden via dynamische tarieven. Anderzijds kan energieopslag zorgen voor flexibel netgebruik. Bij productiepieken kan de overtollig opgewekte energie lokaal opgeslagen worden. Wanneer er op een later tijdstip een verbruikspiek optreedt, kan de energieopslageenheid optreden als lokale productie-eenheid. Hierdoor wordt het hogergelegen net ontlast en wordt de beschikbare netcapaciteit efficiënter gebruikt omdat de energieopslag lokaal gebeurt en de volledige energiestroom niet doorheen alle kabels en transformatoren gevoerd moet worden.

2.2 Scope en doelstellingen van de thesis

Het voorgaande gedeelte geeft een overzicht van de verschillende problemen waarmee de elektriciteitssector geconfronteerd wordt. Batterijopslag kan een oplossing zijn om deze problemen (gedeeltelijk) op te lossen.

In deze thesis ligt de focus vooral op batterijen op het niveau van het laagspanningsdistributienet. Het gebruik van batterijen kan op verschillende niveaus in het distributienet gebeuren. Zo kunnen batterijen geplaatst worden per individuele aansluiting (achter-de-meter-batterij) waarbij de batterij vooral voor de optimalisatie van de zelfconsumptie van de hernieuwbare energie gebruikt kan worden. Daarnaast is ook een buurtbatterij mogelijk. Deze batterij wordt ergens in een wijk geplaatst en vervult ongeveer dezelfde functie als een achter-de-meter-batterij, maar dan wel voor een volledige wijk. Daarnaast kunnen de batterijen ook gebruikt worden om de vermogensbalans tussen productie en verbruik onder controle te houden. De distributienetbeheerder (DNB) daarentegen kan de batterij ook gebruiken om lokale congestieproblemen op te lossen en een netversterking uit te stellen of zelfs te vermijden.

Voorgaande illustreert dat bij batterijopslag vele partijen betrokken kunnen zijn en de batterij niet steeds met dezelfde objectieven aangestuurd wordt. Hierbij heeft elke partij andere belangen en andere doelstellingen die andere partijen dan weer net niet hebben. Daarnaast is de wetgeving omtrent batterijopslag niet volledig duidelijk en zijn er in de toekomst aanpassingen aangewezen. De doelstelling van deze thesis is dan ook om zowel de technische, economische als wetgevende randvoorwaarden voor batterijopslag te onderzoeken en dit vooral vanuit het standpunt van de DNB.

Deze doelstellingen resulteerden in een tweetal onderzoeksvragen die hieronder zijn weergegeven.

- Wat is de impact van toekomstige ontwikkelingen zoals warmtepompen, zonnepanelen en elektrische voertuigen op het laagspanningsdistributienet en welke rol kan batterijopslag onder de vorm van thuisbatterijen hierin spelen?
- Is het opportuun voor de DNB om de eindklanten een peak-shaving-algoritme in thuisbatterijen te laten implementeren ten opzichte van het standaard zelfconsumptie-algoritme? Wat is de impact van een dergelijk peak-shaving-algoritme op de zelfconsumptiegraad van de eindklant?

Om op deze twee onderzoeksvragen een antwoord te kunnen bieden, was het noodzakelijk om ook de nodige aandacht aan de volgende vraag te besteden: “Wat is een efficiënte verwerkingsmethode om de gesimuleerde cases overzichtelijk weer te geven en te vergelijken zonder kritieke informatie over kabels, aansluitingen en belastingsgegevens te verliezen?” Deze vraag was geen onderzoeksvraag op zich, maar was wel een noodzakelijk gegeven om tot een besluit te kunnen komen.

2.3 Overzicht

Dit gedeelte geeft een kort overzicht met betrekking tot de verdere inhoud van deze thesis.

Hoofdstuk 3 geeft de literatuurstudie weer waarin de nodige informatie voor de daaropvolgende hoofdstukken gegeven wordt. Toekomstige groeiprognoses van hernieuwbare energie, batterijopslag, aangevuld met de huidige dimensioneringsregels voor het distributienet vormen de basis van dit hoofdstuk.

Hoofdstuk 4 beschrijft uitgebreid de uitgevoerde studie, analyse en simulaties. Vooreerst worden de nodige gegevens, programma's en berekeningen verduidelijkt, aangevuld met een overzicht van het gesimuleerde distributienet. Nadien volgen de effectieve simulaties op basis van drie scenario's (referentiescenario, 2025 en 2035) waarbij de invloed wordt nagegaan van de mogelijke verbeteringen met batterijen, werkend volgens het zelfconsumptie-algoritme en het peak-shaving-algoritme.

Hoofdstuk 5 geeft een vergelijkend overzicht voor het scenario 2035 en gaat de globale netimpact van beide controle-algoritmes na. Hierbij maakt dit hoofdstuk de koppeling van de simulaties uit hoofdstuk 4 naar concretere cijfers om de net-impact beter weer te geven.

Hoofdstuk 6 geeft tot slot een besluit uit het volledige onderzoek inclusief een korte terugblik met aanbevelingen voor volgende onderzoeken.

3 LITERATUURSTUDIE

3.1 Het distributienet

3.1.1 Dimensionering van het distributienet

De distributienetten van Fluvius worden ontworpen en uitgebaat volgens onderstaande principes. In de toekomst is het mogelijk dat dit beleid zal veranderen en dit vanwege meerdere oorzaken. Enerzijds is er de fusie tussen Eandis en Infrac tot Fluvius waardoor de investeringsregels meer en meer op elkaar afgestemd worden. Bijkomend kan het zijn dat toekomstige evoluties zorgen voor een noodzakelijke wijziging in de investeringsregels. Denk maar aan slimme netten met flexibele producenten en verbruikers en de opkomst van elektrische voertuigen, ...

Vooraleer de dimensionering verduidelijkt kan worden, dient eerst het begrip gelijktijdigheidsfactor geïntroduceerd te worden. Volgend voorbeeld zal dit verder toelichten. Stel dat op een laagspanningskabel (LS-kabel) drie huizen met elk een aansluiting van 10kVA zijn aangesloten. Deze 10kVA is de maximaal toegelaten belasting volgens de hoofdautoomaat van de klant. Het is echter zo dat dit vermogen zelden optimaal benut wordt omdat de huishoudelijke aansluitingen zeer ruim bemeten werden. De kans dat deze drie huizen deze 10kVA volledig benutten is vrij klein. Veronderstel allereerst dat er geen zonnepanelen aanwezig zijn. Daarnaast gaat een bewoner niet tegelijkertijd grasmaaien, koken, wassen, strijken, ... De kans op deze gelijktijdige verbruiken was al klein, maar de kans dat elke bewoner dit tegelijk doet met zijn buurman en met de andere buurman, is zéér klein en dit introduceert het begrip gelijktijdigheid. De gelijktijdigheidsfactor g_n wordt hierbij gedefinieerd als het quotiënt van de maximale belasting $P_{max,n}$ voor n aansluitingen en de som van de maximale waarden $P_{max}(i)$ van de afzonderlijke belastingen die vanuit dit punt gevoed kunnen worden. Vergelijking 3-1 geeft de berekening van deze gelijktijdigheidsfactor in formulevorm weer.

Vergelijking 3-1 Berekening van de gelijktijdigheidsfactor g_n (Phase, 2011)

$$g_n = \frac{P_{max,n}}{\sum_{i=1}^n P_{max}(i)}$$

(Phase, 2011)

Hoe groter het aantal aansluitingen is, hoe lager de gelijktijdigheidsfactor is. Rusck heeft hier in 1956 onderzoek naar gedaan, maar dit onderzoek valt grotendeels buiten het bestek van deze scriptie.

Vergelijking 3-2 geeft de resulterende, werkelijke netbelasting weer en is in het kader van deze thesis het belangrijkste uit het onderzoek van Rusck.

Vergelijking 3-2 Resulterende, werkelijke belasting vanuit gelijktijdigheidsfactor (Dexters, 2012)

$$S_{max_n} = n * S_{max_1} * \left(g_{\infty} + \frac{(1-g_{\infty})}{\sqrt{n}} \right) = n * S_{max_1} * G.$$

Hierin is:

- n : het aantal aansluitingen;
- S_{max_n} : de resulterende, werkelijke belasting;
- S_{max_1} : de maximale belasting van één aansluiting;
- g_{∞} : de gelijktijdigheidsfactor van oneindig veel aansluitingen (te verkrijgen uit het onderzoek van Rusck);
- G : de gelijktijdigheidsfactor voor n aansluitingen.

Om de resulterende, werkelijke belasting te kennen, moet de piek van elke klant dus vermenigvuldigd worden met het aantal aansluitingen en de globale gelijktijdigheidsfactor.

Wel is het belangrijk om te vermelden dat het onderzoek van Rusck gebaseerd is op exclusief afname en statistisch willekeurig afnamegedrag. Hernieuwbare energiebronnen zorgen in het distributienet daarentegen voor bidirectionele vermogensstromen in plaats van enkel een afnamestroom en bijkomend is in de meeste gevallen de gelijktijdigheid gelijk aan één doordat bijvoorbeeld iedereen met zonnepanelen tegelijkertijd zijn overschot aan zonne-energie in het distributienet injecteert. Als daarnaast ook nog eens vraagsturing door bijvoorbeeld variabele tarieven wordt ingevoerd, betekent dit geen willekeurig, maar wel een gestuurd afnamegedrag waardoor de gelijktijdigheidsfactor mogelijks zal stijgen. De theorie van Rusck is in dat geval niet meer geldig.

(Dexters, 2012)

Daarnaast zijn de ontwerpregels bij problemen op het distributienet verschillend voor laagspanning (LS) dan voor middenspanning (MS). Aangezien deze thesis focust op een laagspanningsnet, zullen enkel de laagspanningsregels verduidelijkt worden.

In dergelijke LS-netten wordt er gerekend met een gelijktijdigheidsfactor van 0,2 tot 0,3. Dit betekent dat er slechts zeer weinig gelijktijdige vermogenspieken plaatsvinden.

In LS-netten kunnen in principe vier soorten netproblemen voorkomen, waaronder:

- einde levensduur: voor ondergrondse leidingen is dit 100 jaar en voor bovengrondse leidingen 80 jaar
- overbelasting: de belasting van een segment is groter dan de nominale waarde waarbij de grootte van de zekering als nominale waarde gebruikt wordt
- onderspanning: de spanning aan het einde van het segment komt onder de toegestane minimumwaarde (217V) in het geval van maximale belasting
- overspanning: de spanning aan het einde van het segment komt boven de toegestane maximumwaarde (249V) in het geval van maximale injectie.

Voor het oplossen van voorgaande problemen, worden er momenteel twee methoden gehanteerd. Enerzijds kan de volledige kabel vervangen worden door een kabel met een grotere doorsnede. Dit is echter een dure oplossing omdat alle aansluitingen vervangen moeten worden. Indien de kabel bijna op het einde van zijn levensduur gekomen is, is deze kost relatief omdat de kabel toch bijna vervangen moet worden. Een goedkopere oplossing is een hulpkabel leggen naar een bepaald punt in het elektriciteitsnet. Hierbij wordt altijd gekozen voor de kortste kabel die het probleem oplost, tenzij het gaat over een spanningsprobleem omdat de kortste kabel dan meestal slechts zeer tijdelijk werkt. In dat geval wordt er daarom een hulpkabel gelegd naar het verste knooppunt.

De spanningsgrenzen van 217V (-6%) en 249V (+8%) in de hiervoor vermelde netproblemen komen niet perfect overeen met de toegestane wettelijke grenzen van +/- 10%. Dit verschil is afkomstig van de specifieke redenering in de GRINT-studie waarbij de spanningslimieten kleiner genomen werden om ook nog een spanningsval in de individuele aansluitingen toe te laten.

Samengevat heeft Infracx voor deze vier problemen, de volgende regels geformaliseerd:

- als een segment over zijn maximale leeftijd gaat, dan wordt het vervangen. Dit is 100 jaar voor een ondergrondse leiding en 80 jaar voor een bovengrondse kabel.
- als het segment overbelast is of er zijn spanningsproblemen verderop in het net: indien de kabel binnen de vijf jaren vervangen moet worden (of de vervanging geforceerd is omdat de betrokken kabel te lang en te dun is opdat een hulpkabel een oplossing zou bieden) dan wordt deze vervanging nu al gedaan om de netproblemen te verminderen.
- als er geen vervangingen gepland zijn om de netproblemen op te lossen, dan wordt bepaald welke hulpkabel het beste gelegd kan worden. Infracx hanteert hiervoor een programma dat zelf een oplossing voorstelt via nominaties. Voor spanningsproblemen wordt op die manier met de langste hulpkabel begonnen, terwijl bij stroomproblemen de kortste hulpkabel voorrang krijgt. Dit is ook logisch omdat bij lange leidingen vooral de spanningsval belangrijk is, terwijl bij korte leidingen in een stedelijk gebied de maximale stroom snel bereikt kan worden. Feitelijk komt het erop neer dat alle hulpkabels die het probleem kunnen oplossen genomineerd worden en dat daarvan slechts eentje geselecteerd wordt. Afhankelijk van de configuratie wordt ofwel de zwakste tak ofwel het gehele knooppunt op de hulpkabel overgenomen. Stroomproblemen worden van voor naar achter opgelost en spanningsproblemen van achter naar voren. Ook dit is logisch omdat stroomproblemen zich voordoen bij knooppunten in het begin omdat daar alle stromen bijeenkomen, terwijl de spanning op het einde van een kabel het belangrijkste is wegens de spanningsval over de volledige kabel.
- een bijzondere situatie kan optreden als de overbelasting van de transformator gelijktijdig optreedt met onderspanning in het net. Omdat een zwaardere transformator minder spanningsval geeft, kan het verzwaren van de transformator ook het spanningsprobleem oplossen. De aanleg van hulpkabels wordt daarom uitgesteld als er ook een vervanging van de transformator nodig is.

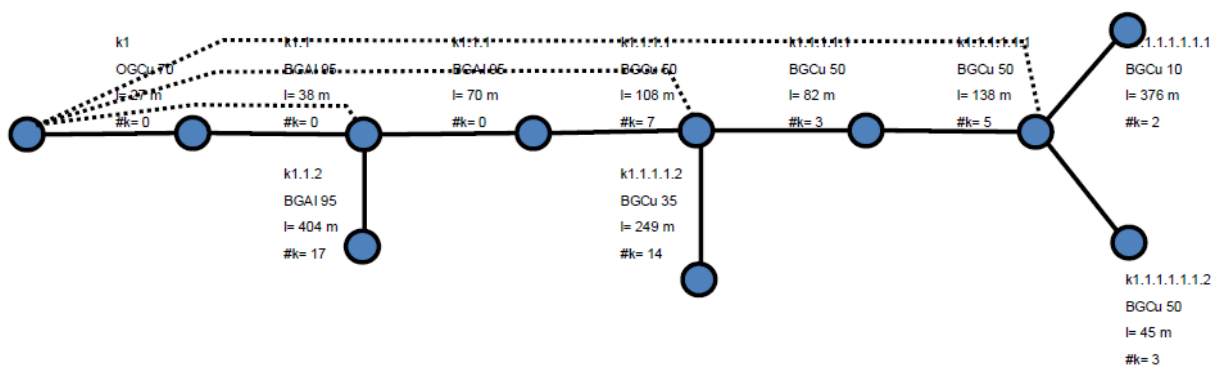
Voorgaande regels waren voor kabels, maar voor transformatoren hanteert Infracx gelijkaardige regels. Toch zijn er enkele belangrijke verschillen. Transformatoren kunnen nog op een andere locatie gebruikt worden en hebben dus een zekere restwaarde. Bijkomend ontstaan de netproblemen vooral op kabels en bijna niet op transformatoren. Infracx kent geen leeftijdsgrens aan een transformator toe, maar wel een minimale vermogensreserve van 10%.

Voor een bovengrondse kabel wordt er standaard een 95mm² aluminiumkabel gebruikt terwijl dit voor een ondergrondse kabel een 150mm² aluminiumkabel is. Hierbij worden bovengrondse enkele verbindingen (langs één zijde van de weg) bij het ondergronds maken van deze verbinding vervangen door een dubbelzijdige kabel (langs beide kanten van de weg). Hulpkabels daarentegen worden in principe enkel naar aftakkingen gelegd.

(Eindpresentatie GRINT, 2011)

(DCision, 2015)

Om een beter beeld te geven van wat een hulpkabel is, is Figuur 3-1 toegevoegd. Links staat de LS-rail waarvan vertrokken wordt in de distributiecabine. De blauwe bollen stellen de verschillende elektriciteitskasten naast de weg voor waar aangegeven is hoeveel klanten elke kast vertegenwoordigd via het symbool #k. De stippellijnen stellen de genomineerde hulpkabels voor en merk op dat deze enkel op aftakkingen mogelijk zijn.



Figuur 3-1 Verduidelijking hulpkabel (DCision, 2015)

Voor nieuwe laagspanningsnetten tonen de ontwerpregels grote overeenkomsten met de voorgaande procedures. Nieuwe netten worden steeds uitgerust met 150mm² aluminiumkabels. Daarnaast wordt er ook gekeken hoeveel netgebruikers er gecombineerd worden. Het aantal netgebruikers per vertrekabel uit een cabine hangt af van de toelaatbare stroomsterkte voor het kabeltype, de spanning op het einde van de kabel en het nettype (3x230V of 3N400V). De spanning mag volgens interne regels bij berekeningen op nieuwe netten slechts 6% van de nominale spanning afwijken. De mediaan van de huishoudelijke aansluitingen heeft volgens de synthetische lastprofielen (SLP-profielen) een piekvermogen van 6kW met een gelijktijdigheidsfactor van 0,37. Een vuistregel stelt dat er maximaal 40 huishoudelijke klanten via een 150mm² aluminiumkabel gevoed kunnen worden over een afstand van maximaal 800 meter vertrekkende bij de cabine.

Tot slot worden LS-netten berekend op basis van N-0 situaties (alle netwerkelementen beschikbaar) en worden MS-netten berekend op basis van N-1 situaties (één netwerkelement onbeschikbaar zoals bijvoorbeeld een uitgevallen transformator). MS-netten zijn bijgevolg sterker gedimensioneerd omdat het net de belasting van een ander segment mee moet kunnen opvangen zodat een elektriciteitslevering gewaarborgd blijft. (DCision, 2015)

Naar de toekomst toe verwacht Fluvius dat er keuzes gemaakt moeten worden tussen vroegtijdig versterken van bestaande netten of tijdelijk beperken van de toegang. Zo voorziet Eandis bij de aanleg van nieuwe LS-netten in verkavelingen voldoende capaciteit om een gelijktijdige injectie van 5kVA op 50% van de kavels toe te laten. Eandis veronderstelt hierin wel dat deze injectie evenwichtig over de drie fasen verdeeld is en Eandis is er van overtuigd dat deze ontwerpprocedure voldoende is om toekomstige evoluties mee op te vangen. Om optimaal gebruik te kunnen maken van de capaciteit van LS-netten is Eandis van mening dat batterijladers voor elektrische voertuigen best voorzien worden van een autonoom uitschakelmechanisme indien ze de spanning doen dalen onder een bepaalde grens. Een dergelijke maatregel zou de eindgebruiker kunnen aanzetten om het opladen uit te stellen tot periodes van laag verbruik en voorkomen dat de spanning onder de toegestane norm zakt waarbij de andere netgebruikers gestoord worden. (VREG, Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot de investeringsplannen 2016-2018 van de elektriciteitsnetbeheerders in het Vlaamse Gewest, 2015)

Naast de voorgaande investeringsprocedures, is het ook interessant om een inzicht te geven in de volgende zaken.

Zonnepanelen (PV) en windturbines hebben een gelijktijdigheidsfactor van ongeveer één. Dit komt omdat al deze eenheden tegelijkertijd energie produceren. Daarnaast vormen warmtepompen en elektrische voertuigen ook een mogelijk knelpunt. Als veel klanten tegelijkertijd 's avonds bij de ingang van het daltarief hun elektrische auto gaan opladen of hun warmtepomp extra laten werken om warm water op te slaan voor later gebruik, dan betekent dit een enorm groot piekverbruik. Dit geeft duidelijk aan waarom de opkomst van hernieuwbare energie een probleem op distributienetten veroorzaakt. De oorspronkelijke netten zijn immers nooit berekend op deze gelijktijdigheidsfactor van één, maar op de eerder vermelde lagere waarden.

Tot slot is het belangrijk om bij het ontwerp van een distributienet inzicht te krijgen in de aan te sluiten belastingen én hun toekomstige ontwikkelingen. Als dit niet gebeurt, is het mogelijk dat het distributienet na een paar jaar al verzwaard moet worden. (Phase, 2011)

3.1.2 Groeiscenario's en impact duurzame energievoorziening

Vooraleer een toekomstige netbelasting kan uitgerekend worden, is het noodzakelijk om een inzicht te hebben in toekomstige netontwikkelingen. Hierbij gaat het onder andere over zonnepanelen, windturbines, elektrische voertuigen, warmtepompen, aantal aansluitingen, ...

In verband met deze ontwikkelingen zijn verschillende studies uitgevoerd. Zowel op Europees en Belgisch niveau, maar ook op het niveau van Vlaanderen. Omdat de simulaties op de netten van Fluvius gebeuren, is het logisch dat de resultaten van Vlaamse studies de voorkeur genieten.

Elia maakte studies op Belgisch niveau waaronder 'Electricity scenarios for Belgium towards 2050' en 'Studie over de nood aan adequacy en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem'. In deze studies werden drie scenario's gedefinieerd. Het eerste scenario BC is een basisscenario op basis van de huidige trends en de 2030-doelstellingen. Dit scenario houdt een lage penetratie van elektrische voertuigen in en het is in dit scenario dan ook niet zeker of de 2050-doelstellingen gehaald worden. Het decentrale scenario DEC is een scenario dat geleid wordt door prosumenten. Hierbij gaat het vooral over decentrale productie met PV en opslag in batterijen. Hierbij is een grote penetratie van warmtepompen en elektrische wagens mogelijk. In het laatste scenario RES wordt er uitgegaan van grootschalige hernieuwbare productie. Dit scenario bereikt de grootste penetratie van hernieuwbare energie met veel windturbineparken en zonneparken verspreid over Europa. Maar voor België betekent dit minder hernieuwbare energie omdat grootschalige zonneparken vooral in Zuid-Europa geplaatst worden.

De Vlaamse regering maakte daarnaast recentelijk nog een ontwerpstudie in opdracht van de Europese Unie, namelijk 'Ontwerp Vlaamse Energieplan voor de periode 2021-2030'. Ook ODE, de Organisatie Duurzame Energie, maakte een gelijkaardige studie. Op basis van deze studies, is het mogelijk om toekomstige evoluties in het elektriciteitsverbruik te schatten.

De Belgische doelstelling voor het aandeel hernieuwbare energie tegen 2020 bedraagt 13%. Europa heeft voor 2030 geen landenspecifieke doelstelling meer voorzien, maar voor elk land geldt dan de doelstelling om een aandeel van 32% hernieuwbare energie te voorzien. Bijkomend moet ook de CO₂-uitstoot verminderen en dit gaat bijvoorbeeld door elektrische voertuigen, warmtepompen, ... te promoten. Hiervoor zijn diverse evoluties noodzakelijk.

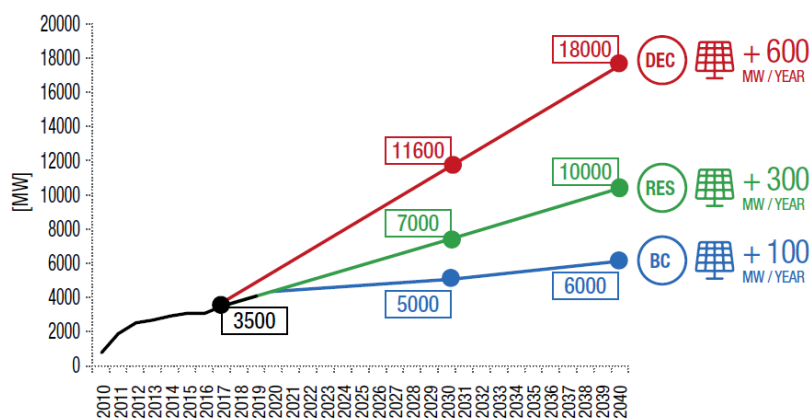
(Elia, Electricity scenarios for Belgium towards 2050, 2017)

(Elia, Studie over de nood aan 'Adequacy' en aan flexibiliteit in het Belgische elektriciteitssysteem, 2016)

Op het vlak van zonnepanelen voorziet Vlaanderen een verdere groei zoals aangegeven in het Zonneplan. Eind 2017 was er in Vlaanderen voor 2,5GW aan zonnepanelen geïnstalleerd en bijgevolg had op dat moment één op de negen Vlaamse gezinnen zonnepanelen. De prognose is een jaarlijkse groei van 400MW tot 2020 en voor 2020-2030 een jaarlijkse groei van 300MW. Zo zou er tegen eind 2030 6,7GW aan zonnepanelen geïnstalleerd zijn. Dit betekent een gemiddelde jaarlijkse groei van 14% tot 2020 en 6% voor de periode 2020-2030. Door deze groei komen er per Vlaming twee zonnepanelen bij. Op Belgisch vlak voorziet Elia een groei zoals aangegeven in Figuur 3-2. De verwachte groei van Elia in het scenario RES voor België komt zo goed als overeen met de Vlaamse groei volgens het Ontwerp voor het Energieplan.

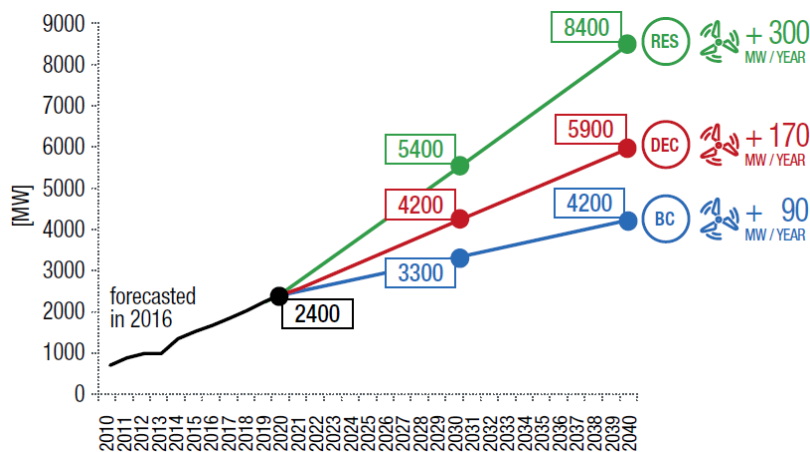
(HLN, 2017)

(Parlement, 2018)



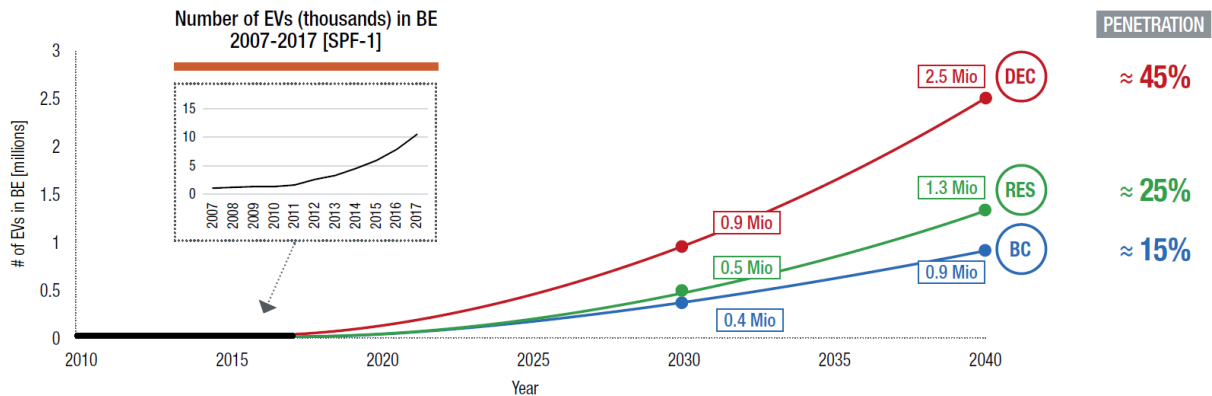
Figuur 3-2 Prognose Elia groei zonnepanelen tot 2040 in België (Elia, 2017)

Voor windenergie baseert de Vlaamse overheid zich op de studie 'Windkracht 2020'. Hierin wordt een gemiddelde jaarlijkse groei van 150MW voorzien en dit is voornamelijk op basis van reeds vergunde projecten. Hierdoor bereikt windenergie een vermogen van 1,5GW in 2020. Voor de periode 2020-2030 wordt een lagere groei verwacht van 51MW per jaar en dit omdat de beschikbare ruimte een beperkende factor speelt. Eind 2030 bereikt Vlaanderen zo een vermogen aan windturbines van 2GW. Deze verwachting ligt ook in de verwachte trend van Elia in Figuur 3-3.



Figuur 3-3 Prognose Elia groei windturbines tot 2040 in België (Elia, 2017)

Op het vlak van transport, is het moeilijk om een Vlaams beleid uit te schrijven aangezien dit grotendeels een federale kwestie is. Maar op basis van de Vlaamse Energievisie en de Klimaatresolutie is dit toch mogelijk. In 2030 zal 50% van de nieuwe personenwagens een zero-emissiewagen zijn om zo tegen 2050 100% te bereiken. Elia definieert de prognoses op een andere manier dan Vlaanderen. Elia geeft een penetratiepercentage van elektrische voertuigen voor de opgegeven periode. De verwachtingen voor elektrische wagens zijn in Figuur 3-4 terug te vinden. Voor 2030 betekent dit een percentage van 7,2%; 9% en 16,2% voor respectievelijk het BC, RES en DEC scenario.

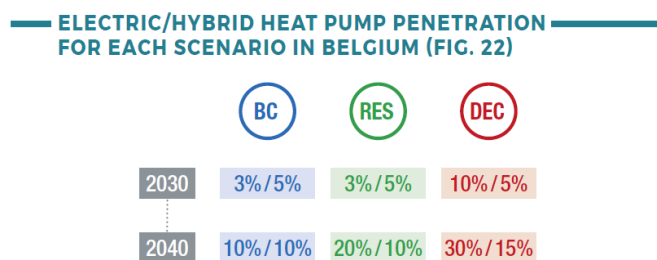


Figuur 3-4 Prognose Elia groei elektrische voertuigen tot 2040 in België (Elia, 2017)

Een andere factor die een grote impact op het netgebruik kan hebben, is het toenemend gebruik van warmtepompen. In 2015 waren er in Vlaanderen 17 154 warmtepompen geïnstalleerd. De huidige EPB-regelgeving promoot het plaatsen van een warmtepomp. Bij nieuwbouw wordt momenteel 20% van de woningen uitgerust met een warmtepomp en bijkomend worden alsmaar meer warmtepompboilers geïnstalleerd. Als de groeiende interesse in warmtepompen zich voortzet betekent dit een jaarlijkse groei van 8650 installaties. Vlaanderen streeft zelfs naar 100% vervanging van klassieke elektrische boilers naar warmtepompboilers tegen 2030. Dit zou een jaarlijkse vervanging van 50 000 boilers per jaar betekenen. De totale penetratie is in het geval van Vlaanderen niet eenduidig gedefinieerd. Elia maakt net zoals bij de elektrische wagens een duidelijkere prognose. Zij verwachten een penetratie die afhankelijk is van het type warmtepomp. De klassieke warmtepomp is enkel elektrisch en zorgt dus voor pieken in de winter. De hybride warmtepomp wekt zijn basiswarmte op via elektriciteit en dekt de piekbelastingen via aardgas. Figuur 3-5 geeft de groeiverwachtingen concreter weer voor elektrische warmtepompen/hybride warmtepompen.

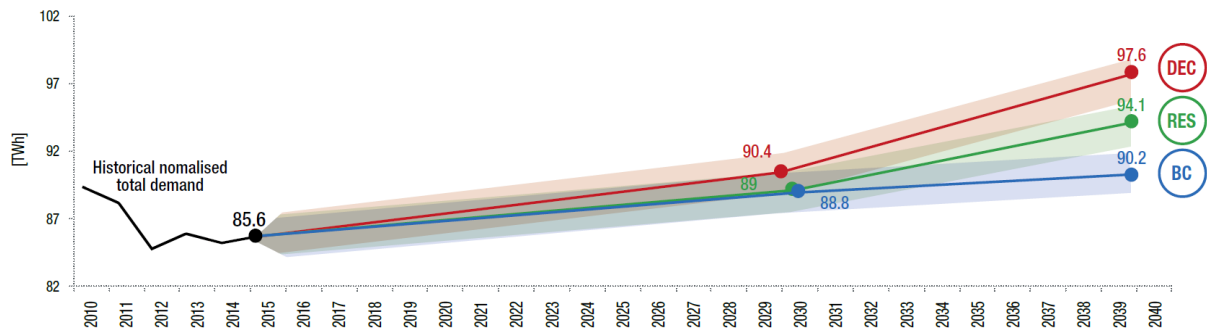
(Vandelannoote, 2017)

(Vito, 2018)



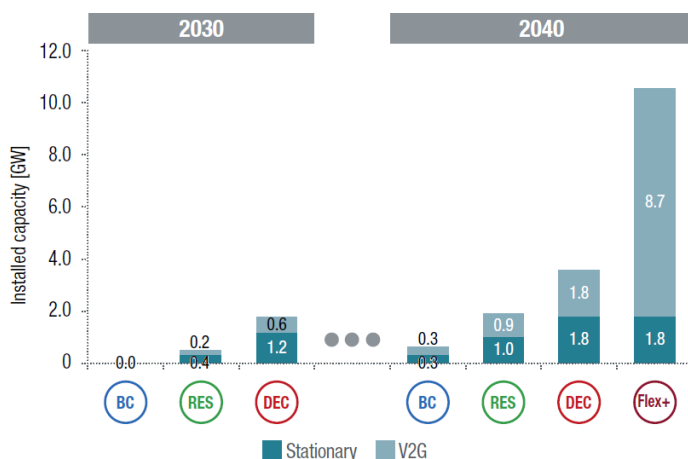
Figuur 3-5 Prognose Elia groei warmtepompen tot 2040 in België (Elia, 2017)

Door de verdere digitalisering wordt er een jaarlijkse Vlaamse groei van het elektriciteitsverbruik verwacht. Deze bedraagt 0,9% voor 2015-2020 en 0,3% voor de periode 2020-2030 ofwel een gemiddelde jaarlijkse groei van 0,59%. Alle drie de scenario's van Elia gaan uit van een nulgroei in totaal verbruik, exclusief elektrische voertuigen en warmtepompen. Dit komt door een toenemende energie-efficiëntie ondanks een groeiend aantal aansluitingen en een groeiende economie. Als de elektrische voertuigen en warmtepompen in rekening gebracht worden, ziet de groei eruit zoals in Figuur 3-6 getoond is.



Figuur 3-6 Prognose Elia totale groei elektriciteitsverbruik tot 2040 in België (Elia, 2017)

Daarnaast doet Elia een prognose van toenemende energieopslag. Elia verwacht een bijkomende opslagcapaciteit van 4000MWh met een vermogen van 1000MW. Dit is mogelijk in de vorm van pompcentrales, centrale/decentrale batterijen, ... Hierbij verwacht Elia (vooral in het extra scenario Flex+) ook het nuttig gebruik van de autobatterijen in de vorm van V2G oftewel Vehicle-to-Grid. Hierbij wordt de autobatterij gebruikt om energie op te slaan bij piekproductie en te gebruiken bij piekverbruik.



Figuur 3-7 Prognose Elia geïnstalleerde energieopslagcapaciteit tot 2040 in België (Elia, 2017)

(Elia, Electricity scenarios for Belgium towards 2050, 2017)

(Elia, Studie over de nood aan 'Adequacy' en aan flexibliteit in het Belgische elektriciteitssysteem, 2016)

(Energiesparen, Vlaams energieplan voor meer efficiëntie en groene energie, 2018)

3.1.3 Introductie digitale meters in Vlaanderen

Vanaf 2019 begint Fluvius met de uitrol van de digitale meter. De opzet is om in enkele jaren elke woning uit te rusten met een dergelijke slimme meter. Eerst zullen alle eigenaars van zonnepanelen, (ver)bouwers en klanten met budgetmeters een slimme meter mogen verwelkomen. Deze meter biedt vele voordelen zoals het op afstand uitlezen van het werkelijke verbruik, het eventueel afsluiten en terug aansluiten van een installatie op het netwerk en een overzicht van het actueel verbruik om op die manier energie te besparen, ...

Bij zonnepanelen kan de prosumant slim inspelen op zijn distributietarief. Bij de terugdraaiende teller betaalt de prosumant immers een prosumententarief. Dit tarief werd ingevoerd omdat eigenaars van dergelijke installaties het distributienet toch gebruiken ondanks een jaarlijkse afname van ideaal gezien 0kWh. In de winter nemen ze energie van het net en in de zomer plaatsen ze er energie op. Het elektriciteitsnet moet hier wel op voorzien zijn en vandaar de invoering van dit tarief dat berekend wordt op basis van het omvormervermogen. Bij de digitale meter valt dit tarief weg en wordt er enkel op basis van de afgenomen elektriciteit gefactureerd. Door slim om te gaan met productiepieken van de zonnepanelen kan dit tarief gereduceerd worden. Een voorbeeld hierop is het plaatsen van een thuisbatterij. De wetgeving omtrent het salderingsprincipe met de terugdraaiende teller werd op 13 maart 2019 concreter uitgewerkt/voorgesteld. De eigenaars van zonnepanelen kunnen tot 15 jaar na de eerste installatiedatum van hun zonnepanelen gebruikmaken van het principe van de terugdraaiende teller. Een tussenstap naar een ander tarief is ook mogelijk waarbij de meter wel nog terugdraait voor de elektriciteitskost, maar niet meer voor de distributiekost. Vanaf 2021 of het verstrijken van de 15 jaar na installatiedatum wordt er overgestapt op een nieuw systeem met terugleververgoeding dat momenteel door de VREG ontwikkeld wordt.

Naast de opgesomde voordelen, is er nog een bijkomend voordeel dat de verdere integratie van hernieuwbare energie ten goede kan komen. Via de slimme meter is het mogelijk om actuele elektriciteitsprijzen door te geven. Hierdoor kan een klant zijn verbruik zodanig gaan verschuiven naar momenten waar de elektriciteit het goedkoopst is (momenten van veel zon/wind/weinig verbruik). Zo is het ook mogelijk om de zelfconsumptie te optimaliseren bij zonnepanelen of zelfs opgeslagen energie pas te verkopen als de elektriciteitsprijs hoog is. Dit valt onder de noemer flexibiliteit waarbij het zowel mogelijk is om te werken aan vraagbeheer, flexibele productie en opslag. De VREG schat dat tegen 2049 7,5% van de huishoudens deelneemt aan vraagbeheer. De mogelijke besparing op de energiefactuur wordt zo geschat op €20 voor een gemiddelde afnemer.

(Vlaanderen, De digitale energiemeter, 2018)

(Energiesparen, Digitale meter, 2018)

(Intellisol, 2019)

Linear oftewel Local Intelligent Networks and Energy Active Regions deed in 2009-2014 onderzoek naar flexibiliteit bij 250 Vlaamse gezinnen. Deze gezinnen beschikten over een slimme meter en verschillende slimme toestellen. Een voorbeeld dat Linear aanhaalt is:

Een proefgezin wil 's avonds een propere vaat hebben. Ze zetten hun toestel om 8u 's morgens aan en stellen de deadline in op 18u, als ze het propere materiaal willen gebruiken. Het toestel heeft twee uur nodig om de vaat uit te voeren, dus het moet ten laatste starten om 16u. Op die manier ontstaat er een tijdsvenster tussen 8 en 16u. Tijdens die 8 uur flexibiliteit kan Linear het toestel van op afstand starten. Als de machine om 16u nog niet is begonnen, zal het toestel zichzelf aanschakelen zodat het gezin sowieso een propere vaat heeft om 18u. Dit is een toepassing van automatische vraagsturing door Linear.

(Linear, Beloningsmodellen, 2018)

In het toekomstige elektriciteitsnet kan deze vraagsturing door een leverancier gebeuren. De leverancier kan op die manier bijvoorbeeld werken aan een optimale afstemming van productie en verbruik. Een distributienetbeheerder zou dit in de toekomst ook kunnen gebruiken om de belasting van een transformator of kabel/lijn onder controle te houden. Maar dit heeft nog verdere uitwerking nodig en dit zowel op economisch, technisch als wetgevend vlak. Een automatisch mechanisme waar de eindgebruiker zo goed als geen actie voor manuele verbruiksverschuivingen moet ondernemen geniet de voorkeur ten opzichte van handmatige acties omdat de gebruiker dergelijke handmatige acties ondervindt als een belemmering.

Linear deed ook een studie naar het gebruik van elektrische voertuigen. Uit hun studie blijkt dat slechts 10% van alle auto's tegelijkertijd op de wegen rijdt en de overige 90% stilstaat in garages en parkeerplaatsen. Dit biedt interessante mogelijkheden om de auto tussentijds op te laden in plaats van allemaal 's nachts.

De studie extrapoleert de flexibiliteit naar alle Belgische huishoudens en berekent zo een totaal flexibel vermogen van 267,9MW. Dit vermogen kan tot 4 uren uitgesteld worden en geleidelijk aan verspreid worden om piekbelasting te voorkomen. Deze schatting gaat uit van 4572 elektrische auto's (in 2014) en dit betekent dat er in de toekomst nog een groter potentieel beschikbaar gaat zijn. In dit vermogen zitten ook andere residentiële technieken vervat zoals afwasmachines, warmwaterboilers, wasmachines, droogkasten, ... ; maar nog geen warmtepomp.

Flexibiliteit kan anderzijds ook gebruikt worden om pieken in windenergie op te vangen. Hierdoor kan de ARP in evenwicht blijven en kunnen onbalansprijzen vermeden worden.

Flexibiliteit op residentieel vlak wordt op dit moment nog beperkt door het wetgevend kader. Het is toegestaan om een variabele prijs aan te bieden doorheen de dag (meest gekend onder de vorm piek/daltarief). Maar het is niet toegestaan om deze prijs dagelijks te veranderen, want dit mag slechts vier keer per jaar én moet goedgekeurd worden door de VREG. Bijkomend kan er een probleem ontstaan in verband met de verschillende betrokken partijen. Een ARP zal willen handelen bij onbalans in zijn evenwichtssperimeter. Een distributienetbeheerder daarentegen wil handelen als zijn net in overbelasting dreigt te gaan. Het kan zijn dat beide momenten gelijktijdig optreden en er conflicten kunnen optreden. Een nieuw wetgevend kader dringt zich hier op.

(Linear, Demand Response for Families, 2014)

(VREG, Beleidsplatform, 2017)

(Energids, 2018)

3.2 Flexibiliteit

3.2.1 Definitie en kader

Zoals bij de Groeiscenario's en impact duurzame energievoorziening werd aangehaald, zullen de hernieuwbare energieproductie en -afname verder toenemen. Gelijktijdige productie van zonnepanelen en windturbines kunnen zorgen voor een enorme piekbelasting die de werkinggrenzen van het net kunnen overschrijden. Maar ook het gelijktijdig opladen van elektrische voertuigen, opstarten van warmtepompen en airco's kan ervoor zorgen dat het elektriciteitsnet op een ander moment ook zijn werkinggrenzen overschrijdt. Hierdoor heeft het elektriciteitsnet steeds meer behoefte aan flexibiliteit. Flexibiliteit kan hierbij omschreven worden als: 'het aanpassen van productie- en/of verbruikspatronen als reactie op een extern signaal om op die manier een welbepaalde dienst aan het elektriciteitsnet te leveren.' (Ofgem, 2018)

Op dit moment is flexibiliteit vooral ingebouwd aan de productiezijde om op die manier productie en consumptie op elkaar af te stemmen (productie volgt vraag). De distributienetten waren, vóór de opkomst van hernieuwbare energieproductie, ruim voldoende bemeten en de belastingspieken waren grotendeels voorspelbaar. Hedendaags moet niet enkel gezorgd worden voor vermogenbalancering, maar ook ontlasting op piekmomenten. Dit enkel realiseren via netverzwaringen en extra flexibele centrales is echter een dure oplossing en dit introduceert het ontstaan van andere flexibiliteitsmechanismen zoals batterijopslag, vraagsturing op basis van prijsprikkels, telecontrolekasten om bijvoorbeeld windturbines minder energie te laten injecteren op piekmomenten in het net, ...

Flexibiliteit kan zowel in commerciële als technische vorm voorkomen. Commerciële flexibiliteit wordt vrijwillig aangeboden en het gaat hierbij momenteel vooral om flexibiliteit op het hoogspanningsnet van Elia in de vorm van primaire regeling, secundaire regeling, tertiaire regeling, tertiaire afnamereserve, spanningsstabilisatie via reactieve energie, ... Deze vorm van flexibiliteit wordt vergoed volgens de marktwerking. Aangezien deze flexibiliteitsmechanismen momenteel niet op het laagspanningsdistributienet voorkomen (de focus is de balancering van het hoogspanningsnet), zijn deze niet verder uitgewerkt in deze thesis.

Daarnaast is er nog technische flexibiliteit volgens een verplichting van de netbeheerder met mogelijks een compensatie in de toekomst. Ook deze flexibiliteitsmechanismen komen niet voor op het laagspanningsdistributienet en zijn daarom niet verder uitgewerkt in deze thesis.

In de toekomst zou het volgens de VREG mogelijk moeten zijn om elke productie-aansluiting boven 1kV van een flexibele toegang te voorzien. Echter is dit een toekomstvoorspelling en valt dit spanningsniveau buiten de beschouwde netinfrastructuur bij de simulaties in deze thesis.

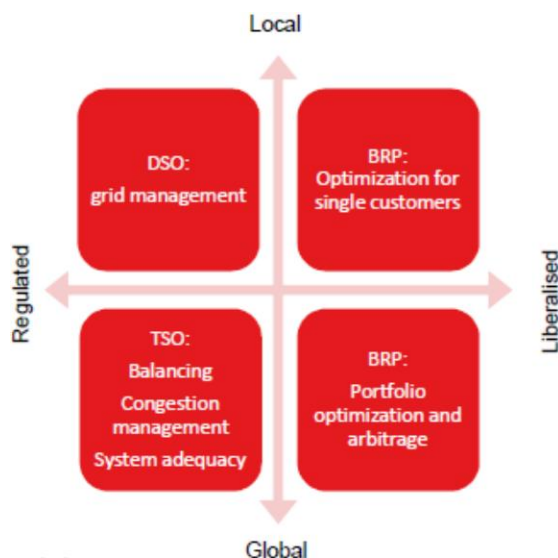
(VREG, Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot databeheer en energie-overdracht bij flexibiliteit en de regelgeving inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden, 2017)

3.2.2 Stakeholders en toepassingen

Ondanks het feit dat flexibiliteit momenteel zo goed als niet op het laagspanningsnet gebruikt wordt, geeft een inzicht in de betrokken partijen en begrippen een goed beeld van de moeilijkheden van de implementatie enerzijds. Anderzijds is rond de implementatie van flexibiliteit in het laagspanningsdistributienet momenteel onderzoek op het vlak van vraagsturing, vergoedingen, batterijopslag, ...

Flexibiliteit houdt ten eerste een aantal nieuwe begrippen in. Een eerste nieuw begrip is een dienstverlener van flexibiliteit of ook FSP, Flexibility Service Provider, genoemd. Deze partij sluit contracten met netgebruikers af om flexibiliteit aan de markt te kunnen leveren. Zo zou in de toekomst deze partij thuisbatterijen kunnen aggregeren om zo een groot flexibiliteitsvermogen te kunnen aanbieden op de markt. Een Flexibility Requesting Party (FRP) of ook de aanvrager van flexibiliteit is de partij die de flexibiliteit aankoopt of aanvraagt. Dit kan bijvoorbeeld een transmissienetbeheerder (TNB) of distributienetbeheerder (DNB) zijn. In het geval van een TNB kan dit zijn om onevenwichten tussen vraag en aanbod op te vangen. Een DNB kan flexibiliteit aanvragen om zijn distributienet te ontlasten in het kader van congestiebeheer. Daarnaast is er ook nog FDM oftewel Flexibility Data Manager. Deze partij staat in voor het beheren van de correcte data-overdracht tussen de verschillende partijen.

Figuur 3-8 en Figuur 3-9 geven hier een kort overzicht van. Figuur 3-8 schetst de verschillende mogelijke partijen die flexibiliteit aanvragen en hun beoogde doelen. Figuur 3-9 geeft een aantal mogelijke toepassingen weer die flexibiliteit kunnen realiseren. De focus in deze thesis is echter een kort overzicht te geven en niet om diep in te gaan op de diverse mogelijkheden.



Figuur 3-8 Aanvragers van flexibiliteit met de beoogde doelen (VREG, 2016)

(VREG, Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit, 2016)

	Downward adjustment*		Upward adjustment*	
Flexible operation of DG	Temporary production decrease (e.g. wind curtailment)	- P	Temporary production increase (e.g. from backup generators)	+ P
Electric energy storage	Charging	+ C	Discharging	+ P
Electric vehicles	Charging (smart charging)	+ C	Discharging (vehicle-to-grid services)	+ P
Demand response	Temporarily consuming more	+ C	Temporarily consuming less	- C

* Limited potential in all cases, to be discussed

- P ... producing less // + P ... producing more
- C ... consuming less // + C ... consuming more

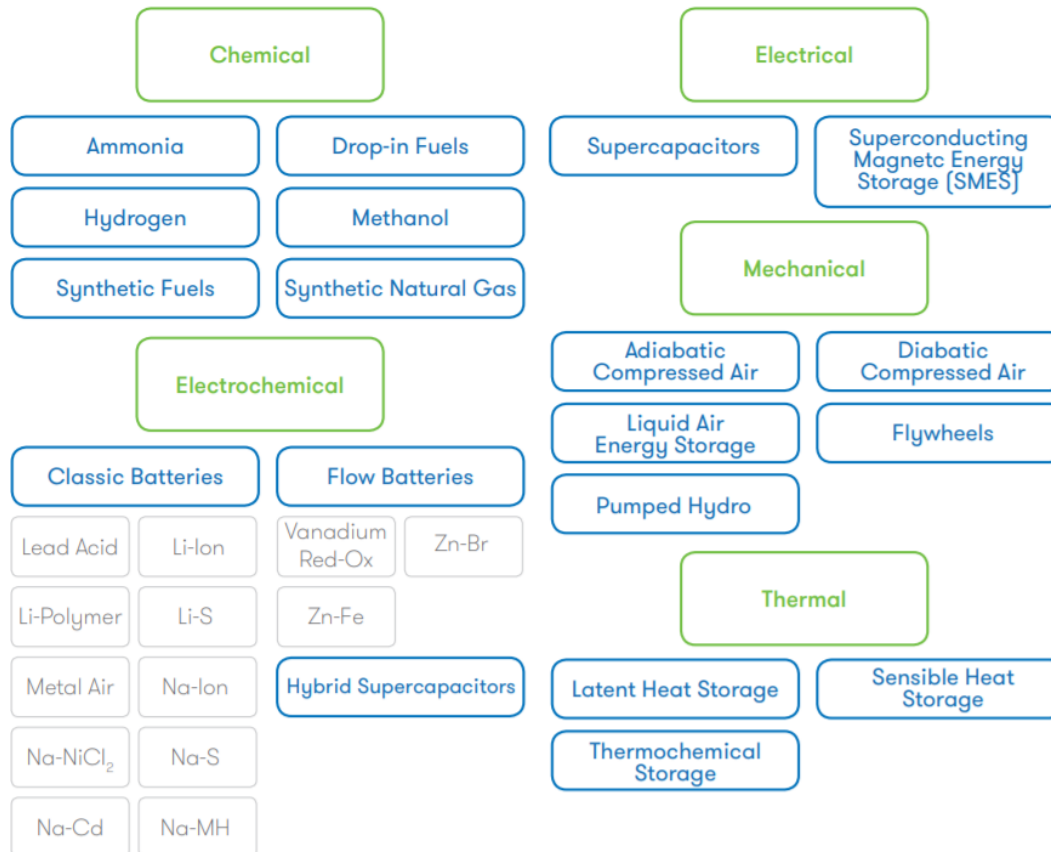
Figuur 3-9 Flexibiliteitstoepassingen (Febeliec, 2016)

(Verheggen & Decoster, 2016)

3.3 Batterijopslag

3.3.1 Overzicht energieopslagtechnologieën

Energieopslag komt in vele vormen voor. EASE, oftewel European Association for Storage of Energy, maakte een overzicht van de verschillende mogelijke opslagvormen van energie.

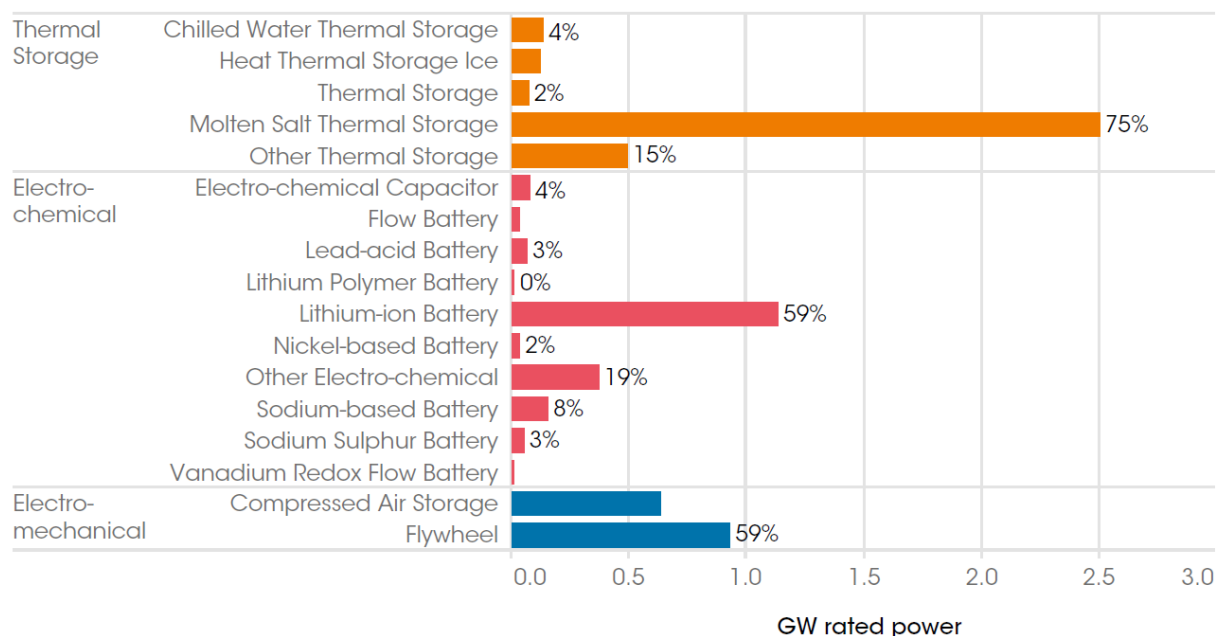


Figuur 3-10 Overzicht energieopslagtechnologieën (EASE, 2018)

(EASE, Energy Storage Technologies, 2018)

In deze scriptie ligt de focus echter op batterijopslag zodat niet alle bovenstaande mogelijkheden besproken worden. Zo vallen alle mogelijkheden onder thermische, chemische en mechanische opslageenheden niet onder batterijopslag. Bijkomend zijn supergeleidende magneten bij elektrische energieopslag ook geen vorm van batterijopslag. De overige mogelijkheden uit het bovenstaand schema vallen wel onder batterijopslag. Hierin zijn Lithium-ion en loodzuur de bekendste batterijtypen.

Figuur 3-11 geeft een overzicht van de verdeling van de verschillende opslagtechnologieën. Vooral het elektrochemische gedeelte is hierbij belangrijk. Let hierbij op dat de horizontale as het vermogensbereik weergeeft en dat de percentages achter elke staaf aangeven hoeveel procent deze technologie uitmaakt van zijn hoofdgroep (thermisch, elektrochemisch of elektromechanisch). Lithium-ion domineert dus het elektrochemische gedeelte en dit zowel op vermogensbereik als op marktaandeel.

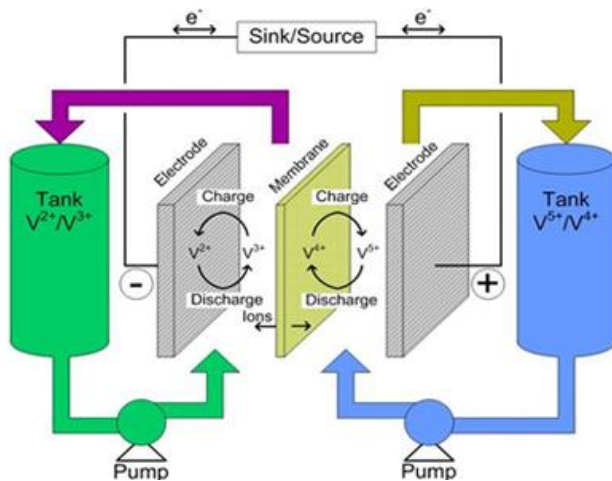


Figuur 3-11 Verdeling diverse opslagtechnologieën (IRENA, 2017)

De elektrochemische batterijen kunnen opgedeeld worden in laagtemperatuurbatterijen, hogetemperatuurbatterijen en flowbatterijen. Laagtemperatuurbatterijen werken op lage temperatuurniveaus zoals bijvoorbeeld -20 tot +50°C voor loodzuur. Deze batterijtypes hebben vaak extra koeling nodig om ervoor te zorgen dat de batterijen niet te warm worden en hun optimaal werkingpunt zouden verliezen of zelfs schade zouden ondervinden (risico op brand). Hogetemperatuurbatterijen daarentegen werken op hoge temperaturen zoals bijvoorbeeld Natrium-Zwavelbatterijen die tussen de 300 en 350°C werken. Deze batterijen vereisen dus bijkomende verwarming om ervoor te zorgen dat de batterijen op hun optimale werkingpunt komen. Flowbatterijen zijn elementair verschillend van de voorgaande, klassieke batterijen, want bij flowbatterijen wordt er gewerkt met verpompbare media.

(BU-410: Charging at High and Low Temperatures, 2017)

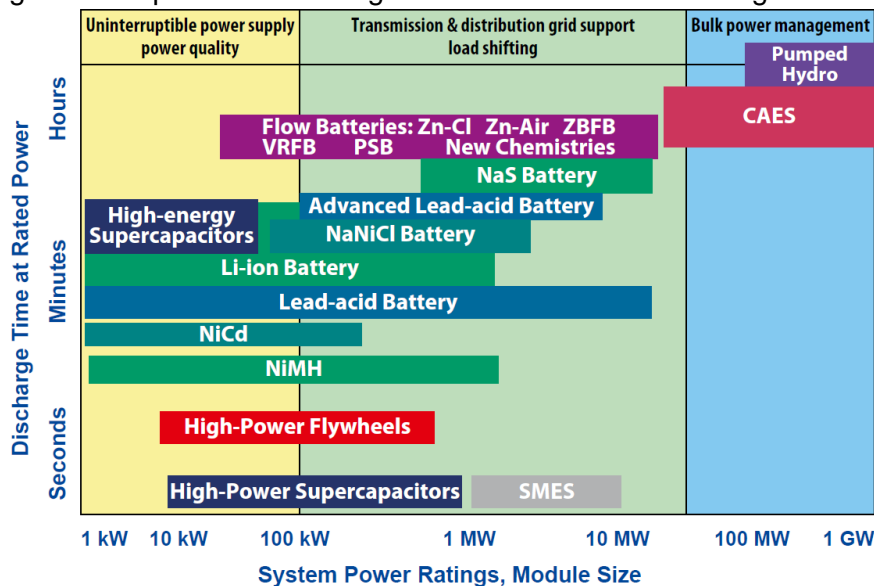
Figuur 3-12 verduidelijkt het werkingsprincipe van een flowbatterij. Deze batterij bestaat principieel uit twee vloeistofvaten die via pompen en een kern de batterij vormen. De kern bestaat uit een positieve en negatieve elektrode die door een membraan gescheiden worden zodat de vloeistoffen gescheiden blijven en de werking van de batterij gegarandeerd blijft.



Figuur 3-12 Werkingsprincipe flowbatterijen (Battery University, 2018)

(BU-210b: How does the Flow Battery Work, 2018)

Vooraleer de verschillende toepassingen aan bod komen, is het noodzakelijk de verschillende technologieën te bespreken. Deze bespreking is hoofdzakelijk opgesteld met het oog op toekomstige evoluties van de batterijtechnologieën. Er zijn in principe veel batterijsoorten mogelijk, maar enkel de technologieën waarvoor een groot toekomstpotentieel verwacht wordt, zijn hieronder weergegeven. Deze verwachtingen zijn gebaseerd op zowel de toekomstvoorspellingen van EASE als van IRENA. Onderstaande grafiek geeft hierbij een overzicht van de verschillende mogelijke opslagtechnologieën en hun vermogen- en energiebereik. De toepassingsgrenzen zijn echter niet strikt aanwezig omdat het gaat over gemiddelden. Bestaande installaties kunnen in de meeste gevallen uitgebreid worden naar grotere capaciteiten/vermogens zodat deze afbakening in domeinen eerder relatief is.



Figuur 3-13 Situering diverse energieopslagtechnologieën (U.S. Department of Energy, 2013)

(DOE/EPRI Electricity Storage Handbook, 2013)

3.3.2 Bespreking batterijtechnologieën

3.3.2.1 Lithium-ion

Lithium-ion is een recente batterijtechniek die bestaat uit twee elektroden. De positieve elektrode bestaat uit een lithiumpolyoxidesulfide en de negatieve elektrode is opgebouwd uit koolstofmaterialen zoals grafiet bijvoorbeeld. Tussen deze twee elektroden is een elektrolyt aanwezig. Dit type batterij bevat niet één enkele samenstelling van materialen, maar meerdere combinaties zijn mogelijk zoals LiCO₂, LiNCA, LiNMC, LiFePO₄, LiMn₂O₄, ... Dit type batterij heeft meer dan 50% van de smartphonemarkt in handen en ook grootschalige installaties worden vaak met dit type batterij uitgevoerd. Deze batterij heeft volgende eigenschappen:

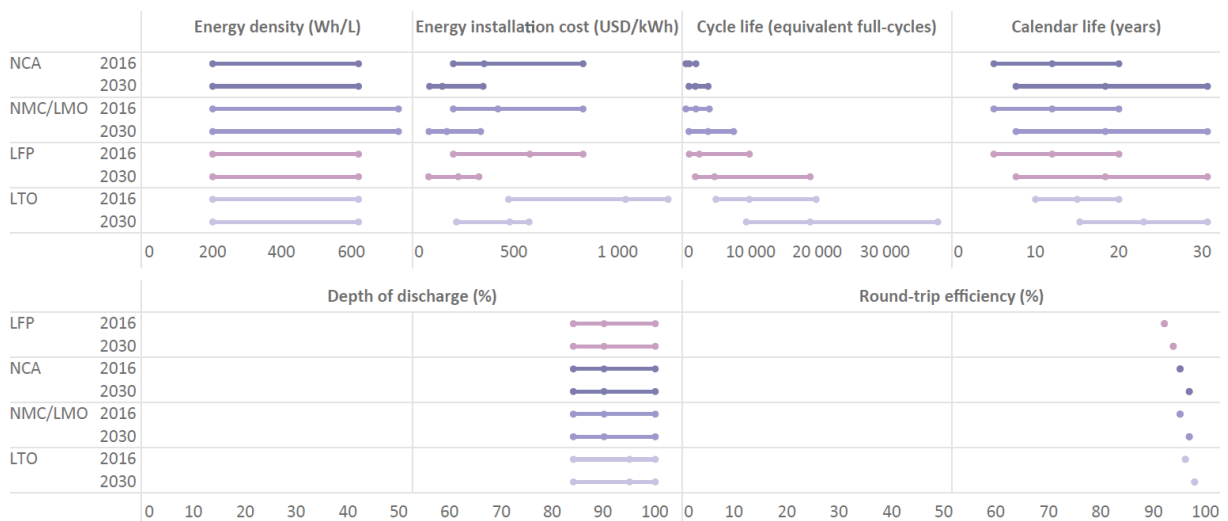
- Lagetemperatuurbatterij (-20 tot +60°C)
- Relatief nieuwe en nog dure techniek (700 – 1300€/kWh en 150 – 1000€/kW)
- Aantal cycli: 2000 – 10 000
- Leeftijd: 15– 20 jaar
- Efficiëntie: 90 – 98%
- Depth of Discharge (DoD) of maximale ontlading: 80 – 100%
- Relatief hoge energiedensiteit (120 – 180Wh/kg)
- 50% recyclingpercentage
- Lage zelfontlading

(Chemie van de batterij, 2018)

(EASE, Energy Storage Technology Descriptions, 2016)

De toekomstverwachtingen voor dit batterijtype zijn veelbelovend. De totale installatiekosten kan ten opzichte van 2017 met 54 tot 61% zakken tegen 2030. Daarenboven daalden de kosten voor transportdoeleinden al met 73% tussen 2010 en 2016. Stationaire batterijtoepassingen zijn echter duurder omdat ze andere laad- en ontladcycli hebben en ook grotere vermogens vragen. Dit zorgt voor specialere batterijmanagementsystemen. Voor stationaire toepassingen wordt de kostprijs geschat tussen de 145 en 480USD/kWh en dit afhankelijk van de gebruikte Lithium-ion technologieën. Deze kostendaling wordt bekomen door verder onderzoek te doen op verschillende onderdelen zoals nieuwe elektrodematerialen, laad- en ontladprocesverbeteringen. Bijkomend zorgen hogere productievolumes ook voor een daling van de productiekost. Omdat er zeer veel uiteenlopende types Lithium-ion batterijen op de markt zijn, is het echter moeilijk om voor elk subtype een exacte verwachting weer te geven.

De verschillende verbeteringen zorgen niet enkel voor een prijsdaling, maar zorgen ook voor betere eigenschappen. Zo verwacht IRENA een verbetering in kalenderleeftijd van 50% tegen 2030 en zou het aantal cycli met 90% kunnen verbeteren. Ook een hogere batterij-efficiëntie en een kleinere zelfontlading zijn mogelijk. Hierdoor kunnen deze batterijen een rendement van 100% benaderen. Figuur 3-14 geeft een overzicht van de toekomstperspectieven voor verschillende types van Lithium-ion batterijen. Het valt echter buiten het bestek van deze thesis om elke techniek uitvoerig te bespreken. Het is vooral de bedoeling om een inzicht te geven in de toekomstvoorspellingen, algemene trends en om hiermee aan te tonen waarom batterijopslag naar de toekomst toe een hot topic kan zijn om netproblemen op te lossen.



Figuur 3-14 Toekomstperspectieven diverse Lithium-ion types 2030 (IRENA, 2017)

Ondanks de hoge efficiëntie, vermogens- en energiebereiken, lange levensduur, lagere toekomstige prijzen, geen onderhoud en een gemakkelijke installatie heeft deze batterijtechniek toch ook enkele nadelen. Een Lithium-ion batterij is namelijk gevoelig voor thermische instabiliteit. Dit brengt de veiligheid bij oververhitting in het gedrang en dit moet dus vermeden worden door thermische monitoring te voorzien zodat voorkomen wordt dat er met te grote laad- en ontladstromen gewerkt wordt. Een vuistregel zegt dat elke temperatuurstijging van 10°C boven de ontwerptemperatuur zorgt voor een halvering van de levensduur. Koeling van dit type lagetemperatuurbatterij is dus geen uitzondering. Verschillende organisaties maken zich daarnaast ook zorgen over het toenemend Lithiumverbruik, maar IRENA verwacht hiervoor geen problemen omdat Lithium een veel voorkomend materiaal is en verschillende recyclingtechnieken momenteel onderzocht/ontworpen/verbeterd worden.

(IRENA, 2017)

3.3.2.2 Loodzuur

Loodzuurbatterijen bestaan uit een positieve elektrode (PbO₂) en een negatieve elektrode (Pb) die ondergedompeld zijn in een elektrolyt dat deelneemt aan de chemische reactie. Dit type batterij heeft volgende kenmerken:

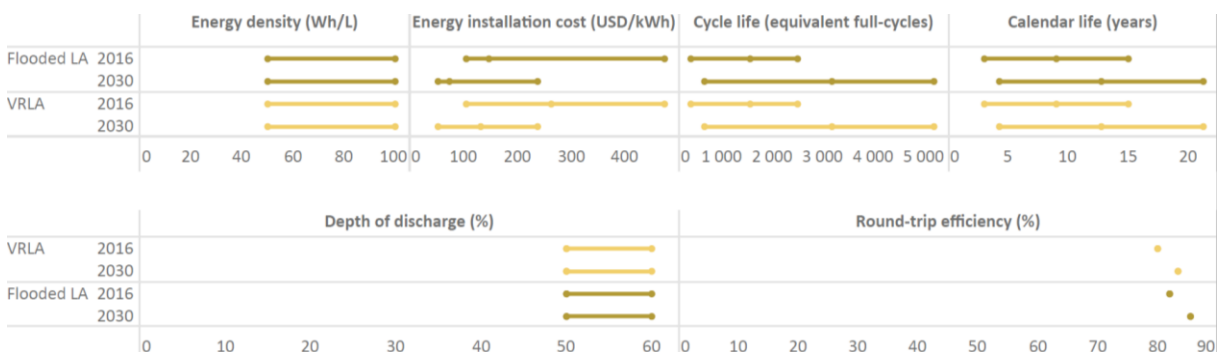
- Lagetemperatuurbatterij (-20 tot +50°C)
- Welgekende en goedkope techniek (100 – 200€/kWh en 100 – 500€/kW)
- Aantal cycli: 500 – 3000
- Leeftijd: 5 – 15 jaar
- Efficiëntie: 75 – 85%
- Relatief lage energiedensiteit (25 – 35Wh/kg)
- Risico op milieuvervuiling als het lood vrijkomt
- Groot recyclingpercentage voor deze technologie vergeleken met andere batterijen

Doordat loodzuurbatterijen een lage energiedensiteit hebben, zijn een groot aantal batterijen en dus groot volume nodig om een relevante hoeveelheid energie voor het distributienet te bekomen. Maar vanwege hun lage prijs, wordt dit nadeel gecompenseerd. Dit maakt(e) van loodzuurbatterijen dan ook een veelgebruikte opslagtechniek. Natuurlijk is er dan wel een grote ruimte nodig om deze batterijen te kunnen plaatsen. Deze techniek is de afgelopen jaren voorbijgestoken door Lithium-ion, maar wordt toch nog steeds gebruikt.

(EASE, Energy Storage Technology Descriptions, 2016)

Loodzuurbatterijen bestaan in twee types, namelijk in flooded en valve-regulated uitvoering. Het eerste type heeft een lage kost en goede betrouwbaarheid, maar wel een laag aantal cycli en lage efficiëntie. Bijkomend is er een hoge uitbatingskost doordat er bij de chemische reactie water vrijkomt dat steeds moet aangevuld worden. De valve-regulated uitvoering is duurder dan de flooded-uitvoering maar kan wel 10 jaar zonder onderhoud in dienst blijven. Dit geeft een lagere operationele kost. Door het werkingsprincipe is er ook geen ventilatie van de ruimte nodig. Het nadeel van dit type is dat het gevoelig is voor overladen (blijven laden ook al is de batterij op 100%) en niet volledig opladen (vele malen opladen tot bijvoorbeeld slechts 80%). Daarnaast is het temperatuurgevoeliger en heeft dit type een kortere kalenderleeftijd.

De algemene nadelen van loodzuurbatterijen zijn lage energiedensiteiten, relatief zware batterijen en de milieu-impact van het gebruikte lood. Naar de toekomst toe moeten massaproductie en materialenonderzoek de kostprijs terugdringen van 105 – 475USD/kWh in 2016 naar 50 – 240USD/kWh in 2030. Tot slot wordt een verdubbeling van het aantal cycli verwacht. Figuur 3-15 geeft de toekomstperspectieven voor de twee verschillende types.



Figuur 3-15 Toekomstperspectieven loodzuurbatterijen 2030 (IRENA, 2017)

(IRENA, 2017)

3.3.2.3 Flowbatterijen

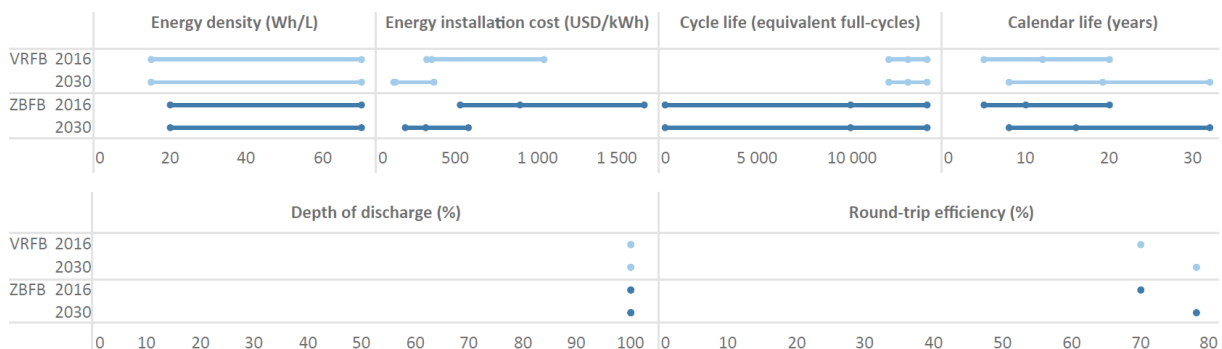
Flowbatterijen bestaan uit een positief en negatief geladen vloeibaar elektrolyt gescheiden door een membraan. De elektrolyten worden via een pomp in beweging gebracht. Het grote voordeel van dit type batterij is dat energie en vermogen onafhankelijk zijn van elkaar. Het juiste vermogen wordt verkregen via de dimensionering van het membraan en de pompen, terwijl de energie bepaald wordt door de inhoud van de vloeistofvaten. Dit type batterij heeft volgende kenmerken:

- Lagetemperatuurbatterij (+15 tot +55°C)
- In vergelijking met Lithium-ion: dure techniek op vlak van vermogen, maar relatief goedkope techniek op vlak van energie (100 – 400€/kWh en 500 – 1300€/kW)
- Aantal cycli: 12 000 – ...
- Leeftijd: 10 – 20 jaar
- Lage efficiëntie: 70 – 75%
- Energiedensiteit 10 – 25Wh/liter

(EASE, Energy Storage Technology Descriptions, 2016)

Flowbatterijen zijn verder op te splitsen in vanadium redox en Zink-Broom. De exacte werking van deze types is echter ondergeschikt aan deze thesis.

De veiligheid van deze batterijsoort is op te splitsen in twee segmenten. Enerzijds moet er op gelet worden dat er geen lekken in de vloeistofvaten ontstaan omwille van de toxische materialen. Daarnaast is de batterijwerking in normale werkingomstandigheden veilig doordat de warmte in het membraan ontstaat. Door het werkingsprincipe wordt de warmte in het membraan namelijk verpompt naar het opslagvat zodat de twee elektrolyten afzonderlijk gekoeld kunnen worden in plaats van koeling van het membraan. Een bijkomend voordeel is dat de gebruikte elektrolyten niet gevoelig zijn voor diepe ontlading. Het nadeel van deze batterijen is wel dat er pompen, sensoren, ... nodig zijn zodat deze systemen duurder zijn. Daarnaast zorgt dit systeem voor een hogere complexiteit bij onderhoud. De verwachtingen voor de kostprijs zijn een evolutie van 315 – 1680USD/kWh in 2016 naar 108 – 576USD/kWh in 2030. Daarnaast zorgt een verbetering van de roundtrip-efficiëntie van 60 – 85% naar 67 – 95% voor een bijkomend voordeel. Door ontwikkelingen in elektroden, elektrolytstroming en membraanontwerp wordt een evolutie verwacht zoals in Figuur 3-16 is weergegeven.



Figuur 3-16 Toekomstperspectieven flowbatterijen 2030 (IRENA, 2017)

(IRENA, 2017)

3.3.2.4 Hogetemperatuurbatterijen (NaS & NaNiCl)

Dit batterijtype bevat verschillende mogelijke uitvoeringen, maar Natrium-Zwavel en Natrium-Nikkel-Chloride zijn de meest voorkomende types. Doordat beide batterijen gelijkaardige eigenschappen en toekomstverwachtingen hebben, zijn ze gemeenschappelijk beschouwd.

Deze batterijen gebruiken twee elektroden die verwarmd moeten worden om gesmolten te blijven. Dit vereist echter de nodige verwarmingselementen en brengt bijbehorende operationele kosten met zich mee. NaS-uitvoeringen hebben volgende eigenschappen:

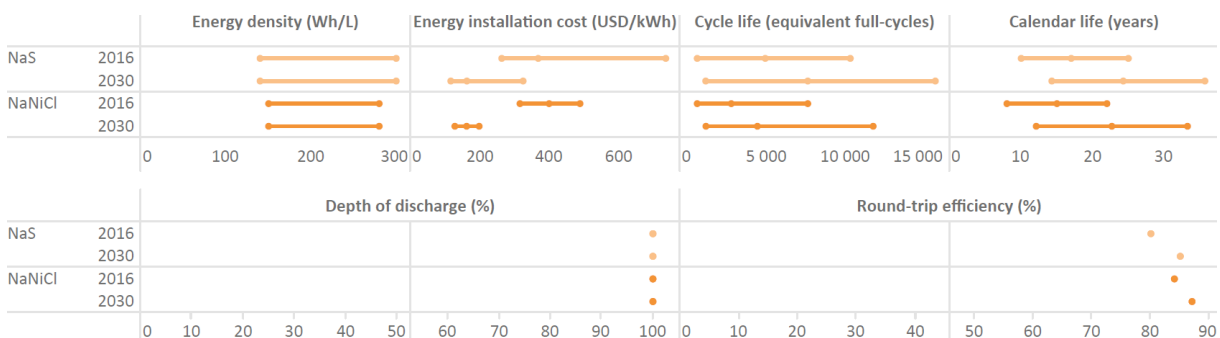
- Hogetemperatuurbatterij (300 – 350°C)
- Aantal cycli: 2000 tot 5000
- Leeftijd: tot 15 jaren
- Efficiëntie: 75 – 85%
- Gemiddelde energiedensiteit (100 – 120Wh/kg)
- Zeer duur batterijtype: 400 – 600€/kWh en 3000 – 4000€/kW
- Tot 99% recycleerbaar

De eigenschappen voor Natrium-Nikkel-Chloride zijn:

- Hogetemperatuurbatterij (270 – 350°C)
- Aantal cycli: 4500
- Leeftijd: tot 15 jaren
- Efficiëntie: 85 – 95%
- Gemiddelde energiedensiteit (100 – 120Wh/kg)
- Duur batterijtype: 550 – 750€/kWh en 150 – 1000€/kW

(EASE, Energy Storage Technology Descriptions, 2016)

Voor NaS wordt een kostprijzdaling verwacht van 263 – 735USD/kWh in 2016 naar 120 – 330USD/kWh naar 2030. Voor NaNiCl bedraagt deze daling 315 – 490USD/kWh in 2016 naar 130 – 490USD/kWh in 2030. Aan deze prijsdalingen is echter wel de voorwaarde gekoppeld dat de fabrikanten een oplossing vinden om de temperatuur van deze batterijen verder te laten dalen zodat de kosten voor de verwarmingsinstallatie afnemen, want deze bedragen momenteel zo'n 40 – 70USD/kW/jaar. Het nadeel van deze batterijtechnologie is dat er door de hoge temperaturen corrosieproblemen ontstaan die zorgen voor een verkorte levensduur. Een toekomstige ontwikkeling van speciale materialen en lagere temperaturen kan dit probleem verhelpen. Figuur 3-17 geeft een overzicht van de toekomstverwachtingen.



Figuur 3-17 Toekomstperspectieven hogetemperatuurbatterijen 2030 (IRENA, 2017)

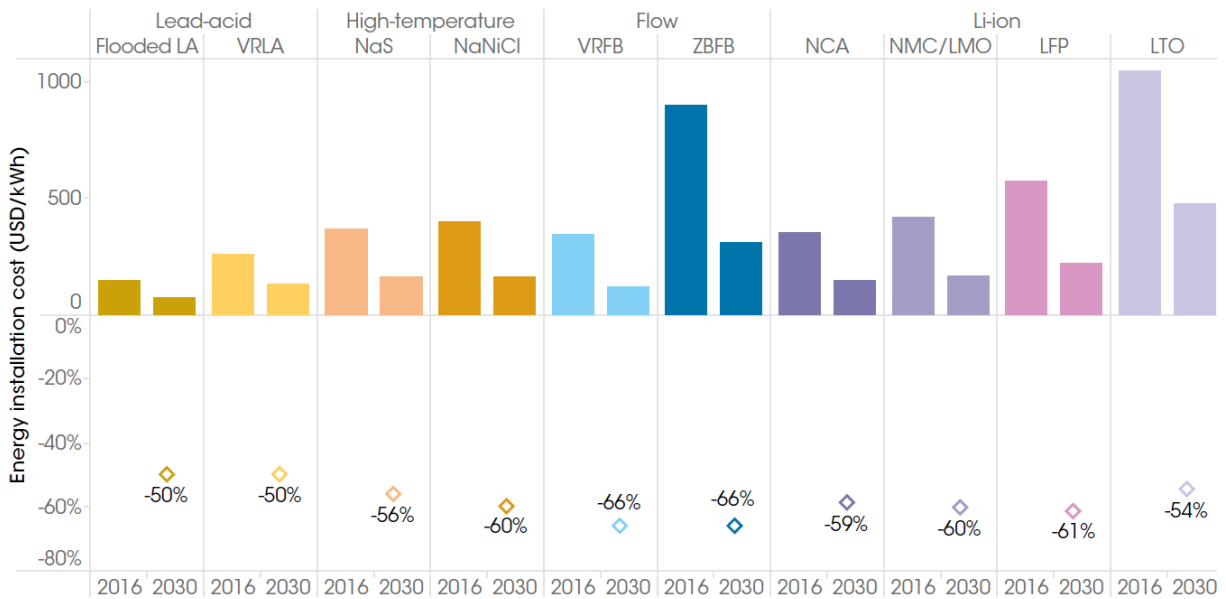
(IRENA, 2017)

3.3.2.5 Overzicht toekomstige evoluties in batterijen

Voorgaand deel gaf de evolutie per technologie, terwijl dit gedeelte een globaal overzicht geeft. Via dit overzicht kunnen de technologieën beter met elkaar vergeleken worden.

De kostprijs is vaak een doorslaggevende factor bij het gebruik van een batterijtechnologie. Figuur 3-18 geeft de evolutie van 2016 naar 2030. Hieruit volgt dat tegen 2030 meerdere technologieën gebruikt kunnen worden. Flooded loodzuur blijft nog steeds de goedkoopste techniek, maar ook valve-regulated loodzuur, Natrium-Zwavel, vanadium redox flow, NCA en LFP Lithium-ion behoren tot de mogelijkheden.

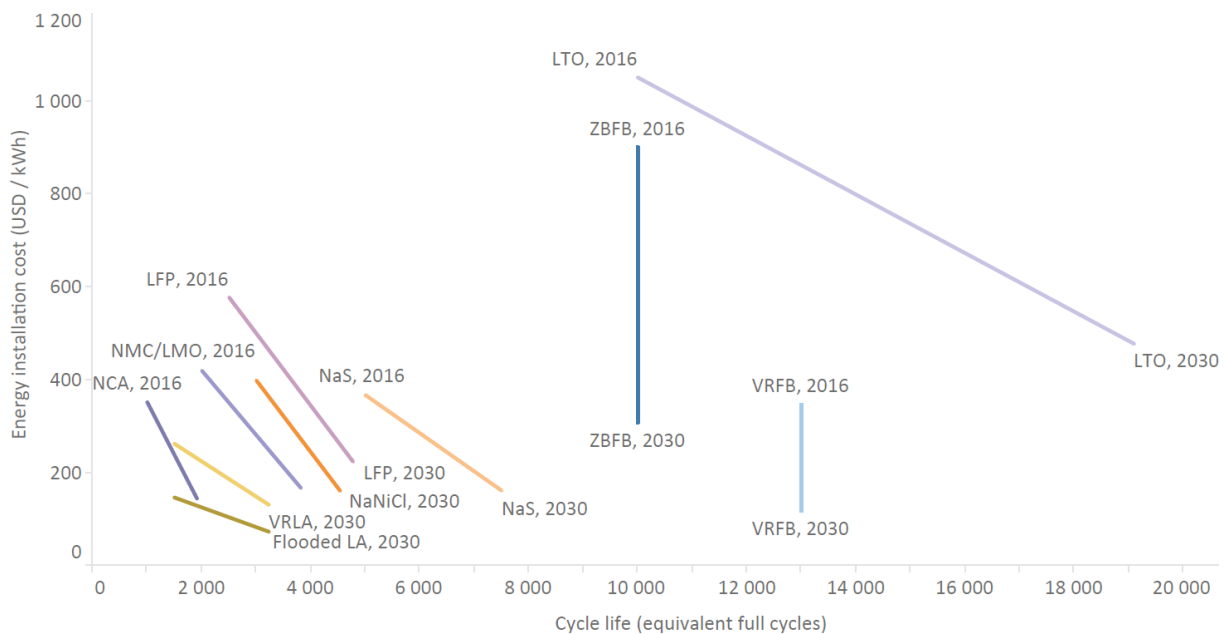
Merk op dat het hier enkel over installatiekosten gaat en dat de operationele kosten zoals koeling, verwarming, onderhoud en verliezen niet meegerekend werden.



Figuur 3-18 Energie-installatiekosten 2016 & 2030 per batterijtype (IRENA, 2017)

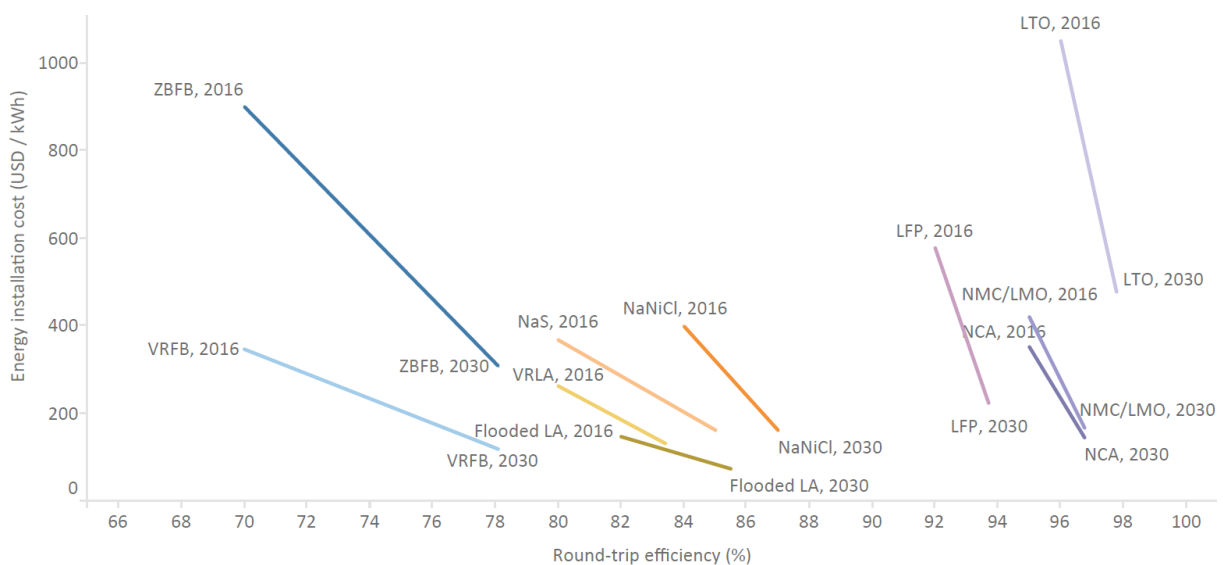
Naast de absolute installatiekost per energiehoeveelheid is het ook mogelijk om deze installatiekosten uit te zetten in functie van het aantal cycli. Dit is een interessant gegeven want stel dat de keuze dient gemaakt te worden tussen een dure batterij met een groot aantal cycli of een goedkope batterij met een klein aantal cycli. Het zou best mogelijk zijn dat de goedkope batterij bijvoorbeeld twee keer minder kost, maar dat zijn aantal cycli drie keer kleiner zijn. Indien de batterij op langere termijn gebruikt moet worden, dan is het beter om te kiezen voor de duurdere batterij.

Figuur 3-19 toont de vergelijking van de verschillende batterijtypes voor 2016 en 2030 in functie van het aantal cycli. Een interessante batterij die tegelijkertijd veel cycli aankan en een goede prijs per kWh heeft is de vanadium redox flowbatterij (VRFB). Loodzuurbatterijen daarentegen hebben een lage kostprijs, maar ook een laag aantal cycli zodat de batterij bij een groot aantal cycli op korte termijn sneller aan zijn einde levensduur komt. Het hangt in dat geval van de toepassing (aantal cycli en toekomstige alternatieven) af voor welke technologie er uiteindelijk gekozen zal worden. Lithium-ion ligt over het algemeen verspreid over de grafiek en het hangt af van het gebruikte type wat de verhouding is tussen kostprijs en aantal cycli. Over het algemeen hebben deze batterijen een hoger aantal cycli dan de loodzuurbatterijen, maar wel met een bijbehorende hogere kost. LTO belooft naar de toekomst een interessante batterij te worden, maar is op dit moment nog te duur voor het op dit moment beschikbare aantal cycli.



Figuur 3-19 Energie-installatiekosten 2016 & 2030 per batterijtype met aantal cycli (IRENA, 2017)

Naast de vergelijking in het aantal cycli is het ook mogelijk de vergelijking in efficiëntie te maken. Figuur 3-20 toont deze vergelijking. Hieruit blijkt dat vanadium redox flowbatterijen de laagste efficiëntie hebben en dus meer verliezen hebben dan andere batterijen. Dit is ook een reden waarom op dit moment deze techniek nog niet kan doorbreken. De verliezen zijn echter te groot om het kleine prijsvoordeel te kunnen dekken. De curve geeft ook een verklaring voor de toepassing van Lithium-ion in plaats van loodzuurbatterijen in de huidige batterijsystemen. Lithium-ion is dan wel duurder dan loodzuur, maar de winst in efficiëntie geeft hier de doorslag. De aankoopprijs is slechts eenmalig, terwijl de efficiëntie een continue factor is die meespeelt in de energiehuishouding van de batterij. De continue verliezen zorgen voor een verlies in gestockeerde energie die op een later tijdstip niet meer beschikbaar is voor bijvoorbeeld zelfconsumptie en dus wel terug aangekocht moet worden via het elektriciteitsnet. Met een stijging van de elektriciteitsprijzen in het vooruitzicht, de hogere onderhoudskosten voor loodzuur dan Lithium-ion, het groter aantal cycli voor Lithium-ion dan loodzuur geeft dit de doorslag voor de keuze voor Lithium-ion in plaats van loodzuurbatterijen.



Figuur 3-20 Energie-installatiekosten per batterijtype met round-trip efficiëntie (IRENA, 2017)

Tot slot volgt uit de studie van IRENA dat:

- Flowbatterijen en hogetemperatuurbatterijen kennen geen beperking op de ontladingsdiepte terwijl de andere technologieën hier wel nadelen van ondervinden. Lithium-ion gaat in de toekomst wel evolueren naar 100% ontlading. Loodzuur daarentegen blijft echter serieuze nadelen ondervinden en dit zorgt ervoor dat deze technologie minder gebruikt zal worden omdat er dan nog meer batterijen geplaatst moeten worden om dezelfde hoeveelheid energie te kunnen blijven leveren.
- De energiedichtheid van flowbatterijen is vrij laag ten opzichte van andere technologieën. Dit is een bijkomende reden waarom deze technologie geen volledige doorbraak kent. De energiedensiteit van Lithium-ion is beduidend hoger dan andere batterijtypen en dit verklaart de doorbraak van deze technologie. Voor de efficiëntie van deze twee technieken geldt dezelfde redenering.

(IRENA, 2017)

3.3.3 Wet- en regelgeving

Volgens de huidige wetgeving mag de DNB geen opslageenheden bezitten. Dit komt omdat er op dit moment in de wetgeving is opgenomen dat de DNB geen productie-eenheden van elektriciteit of aardgas mag bezitten. Aangezien een opslageenheid zowel elektriciteit opneemt (verbruiker) als injecteert (producent), is het dus niet toegelaten dat de DNB een dergelijke eenheid in bezit heeft. De wetgeving werkt dus enkel met verbruikers en producenten, maar definieert nergens een opslageenheid. De reden voor deze onvolledigheid is dat de wetgeving gebaseerd is op de Europese Elektriciteitsrichtlijn 2009/72/EC die dus in 2009 werd opgesteld. In die periode was er nog geen sprake van energieopslag op het distributienet. Een aanpassing op Europees niveau is dus aangewezen zodat op die manier een uniforme benadering in de verschillende Europese lidstaten gegarandeerd blijft. Eurobat (Association of European Automotive and Industrial Battery Manufacturers) is van mening dat energieopslag aanzien moet worden als een vierde component in het energiesysteem, naast productie, transmissie & distributie en verbruik. Dit gebrek aan duidelijke wetgeving zorgt voor onduidelijkheid over wie opslag wel/niet mag bezitten. Daarnaast deelt Eurobat samen met EASE de mening dat energieopslag door de TNB en DNB mag uitgebaat worden, maar dat een onbalansmarkt beschikbaar moet blijven voor flexibiliteitsproviders.

In België ligt de situatie nog enigszins anders ten opzichte van andere Europese lidstaten. De Belgische wetgeving laat echter wel toe dat de TNB opslagactiviteiten onderneemt, maar de DNB mag dit niet. De VREG stelt hierin voor dat de wetgeving aangepast wordt zodat ook de DNB opslagactiviteiten mag bezitten. Dit betekent echter niet dat de DNB/TNB opslageenheden ook werkelijk fysiek mag bezitten. Ze dienen deze dienst echter aan te kopen via commerciële markten (werking onbalansmarkt via ter beschikking stellen van prijzen per activatie). Een uitzondering op deze commercialisering is dat wanneer de opslageenheid voor de kernactiviteit gebruikt wordt én dat de DNB via een kosten-batenanalyse kan aantonen dat de inkoop van deze dienst te duur zou zijn. Er zou dus een eerder 'grijze zone' kunnen ontstaan die voorkomt dat de DNB deze diensten veel te duur zou moeten aankopen en de uiteindelijke eindverbruiker deze kost zal moeten dragen.

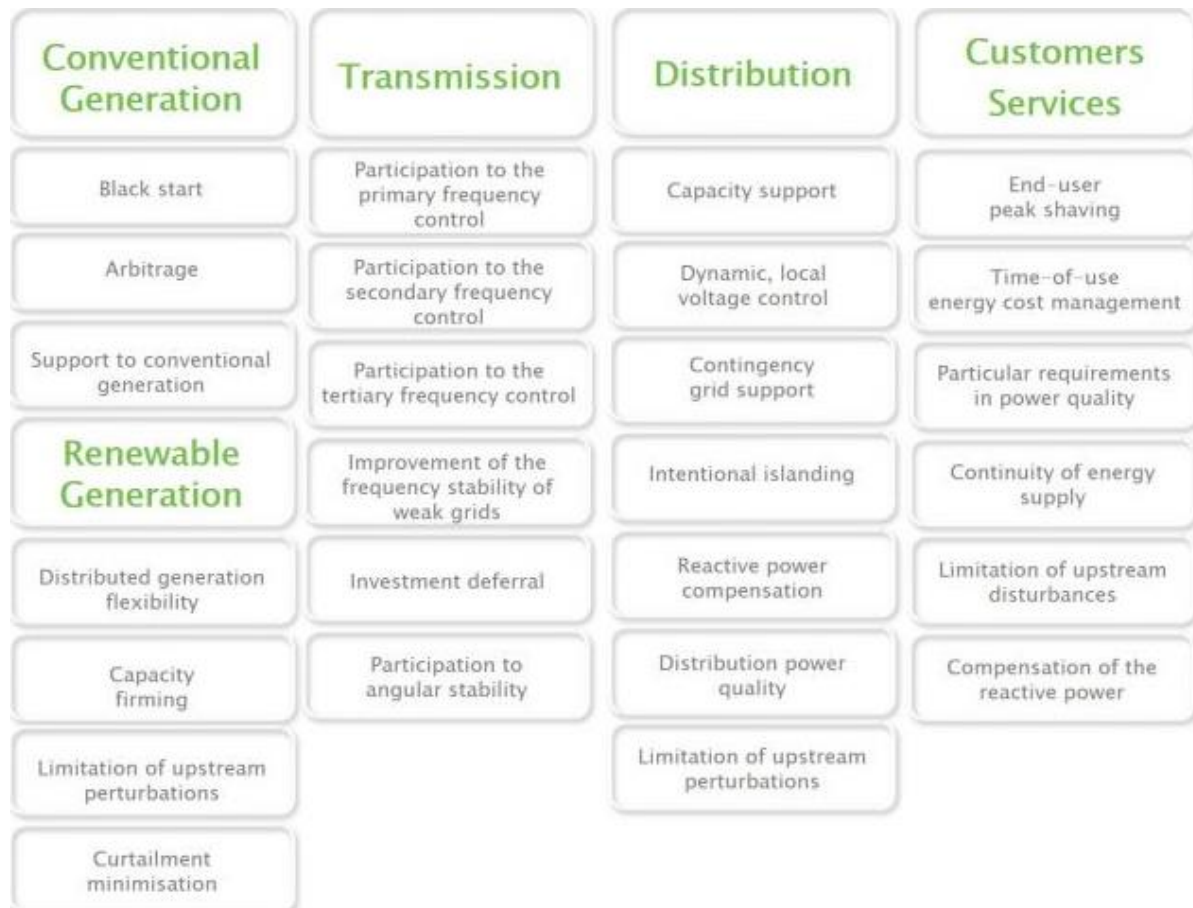
(Eurobat, 2016)

(VREG, Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit, 2016)

Daarnaast is het ook mogelijk dat er tegelijkertijd meerdere use-cases mogelijk zijn. Het zou bijvoorbeeld mogelijk zijn dat er op hetzelfde moment een overschot aan elektriciteit op het lokale DNB-net is, maar dat een ARP in onevenwicht is (teveel verbruik in zijn evenwichtspereimeter). Beide partijen gebruiken in dit voorbeeld echter dezelfde batterij om zowel installatie- als operationele kosten te kunnen delen. Indien de DNB de opslagactiviteit zou ingekocht hebben bij een flexibiliteitsprovider die tegelijkertijd ook de betrokken ARP is, dan zou dit tot tegengestelde belangen kunnen leiden. De DNB wil de batterij opladen met de overschot aan elektriciteit terwijl de ARP net wilt ontladen om geen onbalansstarieven te moeten betalen aan Elia. De vraag is op dat moment welke partij voorrang heeft op de andere en hoe dit eventueel in de wetgeving dient opgenomen te worden en of de ene partij de andere partij moet gaan vergoeden als er een keuze moet gemaakt worden. Deze situatie zou bijvoorbeeld ook kunnen optreden tussen een flexibiliteitsprovider voor Elia op de onbalansmarkt en de DNB. Verdere ontwikkeling van wetgeving is dus noodzakelijk.

3.3.4 Toepassingen, stakeholders en business cases

Batterijopslag omvat heel wat mogelijke toepassingen. EASE maakte een overzicht van actuele toepassingen op het elektriciteitsnet. Het omvat uiteenlopende toepassingen, gaande van black-start capaciteit aan de productiezijde tot peak shaving bij de eindklant. Meestal beperkt het gebruik van een batterij zich niet tot één enkele toepassing, maar zijn er meerdere combinaties mogelijk en meestal ook noodzakelijk om het batterijgebruik economisch verantwoord/rendabel te houden. Omdat deze scriptie handelt over batterijopslag op het distributienet, zullen niet alle mogelijke toepassingen, zoals in Figuur 3-21 vermeld, besproken worden. Via enkele actuele business cases zullen enkele toepassingen verduidelijkt worden.



Figuur 3-21 Overzicht mogelijke toepassingen batterijopslag/energieopslag (EASE, 2018)

(EASE, Segmentation of energy storage applications, 2018)

3.3.4.1 REstore

Een vrij recent project is afkomstig van REstore in Dilsen-Stokkem en werd in het voorjaar van 2018 in bedrijf genomen. De site bevat 140 batterijen van in totaal 18MW en is zo'n 1500m² groot. De kostprijs bedraagt 11 miljoen euro en de batterij zal gebruikt worden voor:

- primaire reserve als dienst aan Elia om het hoogspanningsnet in balans te houden
- toekomstige aansluiting van zonnepanelen om zo een energie-onafhankelijk vakantiepark te creëren dat volledig op gelijkspanning zal werken.

(LRM, 2018)

3.3.4.2 Ruien Energy Storage

Dit project is een site in wording die vermoedelijk begin 2020 in dienst zal genomen worden. De vermogenscapaciteit bedraagt 25MW en kan in de toekomst verder uitgebreid worden. Vanwege de strategische plaatsing van dit project op de site van de oude steenkoolcentrale van Ruien, beschikt het over een hoogspanningsaansluiting op het net van Elia en zal de batterij gebruikt worden voor:

- primaire regeling
- lokale energievoorziening voor andere bedrijven op de site
- opslag energie bij overaanbod en levering energie bij energietekort. Deze functie is dus een economische functie waarbij er gebruik wordt gemaakt van het prijsverschil op de markt.

De kostprijs van dit project bedraagt 11 miljoen euro.

(Ruien Energy Storage NV Press Release, 2018)

(D'Hondt, 2018)

3.3.4.3 V-storage Eindhoven

Dit project is een voorbeeld van achter-de-meter batterijopslag en is operationeel sinds 1 maart 2017. Het totale systeem heeft een vermogen van 1MW en een opslagcapaciteit van 1,3MWh. Het systeem wordt gebruikt voor:

- primaire reserve op het Nederlandse hoogspanningsnet van TenneT
- opladen batterijen elektrische bussen VDL Group. Het lokale elektriciteitsnetwerk is niet voorzien op het tegelijkertijd opladen van meerdere elektrische bussen. Door de plaatsing van batterijen als opslagsysteem wordt een tijdelijke netoverbelasting en ook een anders noodzakelijke netuitbreiding vermeden. Wanneer meerdere bussen komen opladen, fungeert de batterij als extra energiebron en ontlast de batterij het elektriciteitsnetwerk. Wanneer er geen bussen opladen, laadt de batterij op voor toekomstig gebruik.

Het volledige systeem wordt uitgebaat dor Scholt Energy Control.

(van Lieshout, 2017)

3.3.4.4 Akkerbouw Odoorn

Dit project bevat 126 Lithium-ion batterijen van in totaal 294kWh voor een 310kWp PV-installatie in een boerderij. De installatie die actief is sinds begin 2016 wordt gebruikt voor:

- opslag zelfopgewekte zonne-energie via achter-de-meter-batterijen voor later gebruik
- primaire regeling TenneT.

(Energieopslag, 2018)

3.3.4.5 WEMAG AG in Schwerin

Dit project omvat een netbatterij bestaande uit 53 444 Lithium-ion cellen van in totaal 10MW en een opslagcapaciteit van 15MWh. Dit systeem wordt gebruikt als:

- primaire regeling om zo verdere integratie van hernieuwbare energiebronnen mogelijk maken
- black-start-capaciteit
- eilandmode om volledig onafhankelijk van het elektriciteitsnetwerk te kunnen werken.

(Eine Batterie für alle Fälle: WEMAG-Speicher zeigt Schwarzstartfähigkeit, 2016)

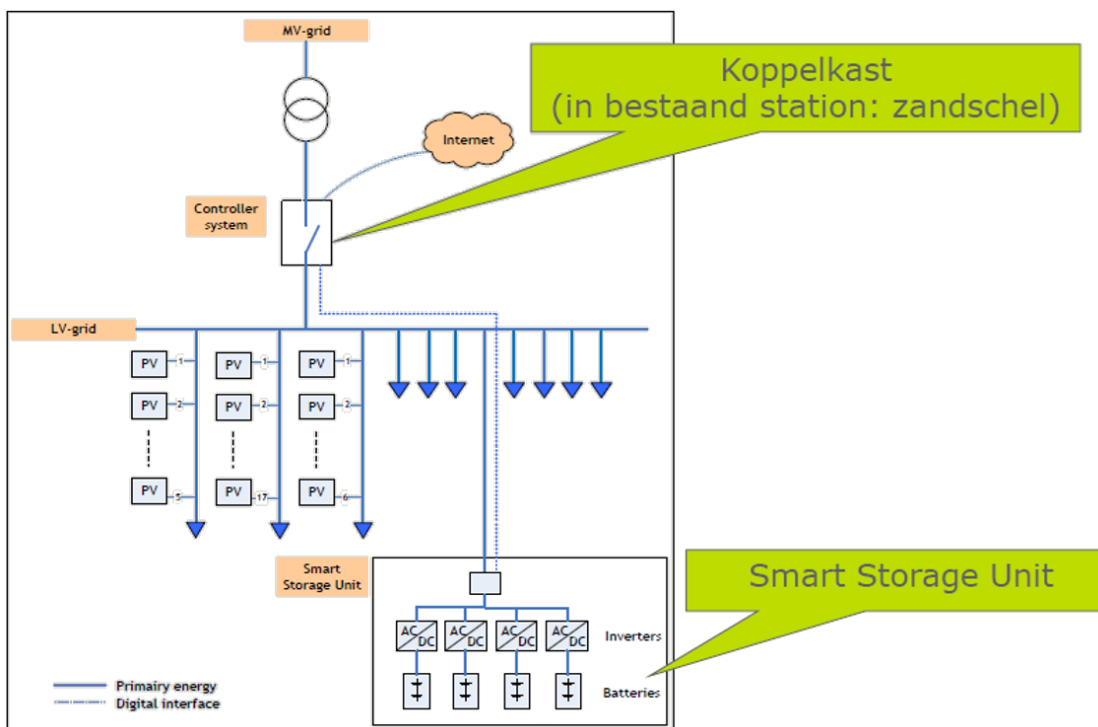
(Zweites WEMAG-Batteriespeicherkraftwerk geht in Schwerin ans Netz, 2017)

3.3.4.6 Pilot Smart Storage Etten-Leur

In tegenstelling tot de voorgaande projecten, gaat het hier om een buurtbatterij. Het laadvermogen bedraagt 100kW terwijl het ontladvermogen 400kW bedraagt. De opslagcapaciteit bedraagt 230kWh en de betrokken partijen zijn Enexis (DNB), Alliander (DNB) met ECN en TNO als technische ondersteuning. De batterij wordt gebruikt voor:

- opslag overschot lokaal opgewekte zonne-energie voor later gebruik om zo het middenspanningsnet te ontlasten
- peak-shaving voor de hogergelegen transformator en netinfrastructuur met minder netverliezen als gevolg. Dankzij deze buurtbatterij werd een netinvestering vermeden en werden de belastingspieken tot 15% verlaagd.

De inpassing van deze buurtbatterij in het Nederlandse distributienet wordt weergegeven in Figuur 3-22.



Figuur 3-22 Inplaatsing buurtbatterij Etten-Leur (Schouwenaar, 2013)

(Schouwenaar, 2013)

De voordelen van een dergelijke batterij zijn verschillend. Ten eerste zijn de netverliezen kleiner doordat de energie nu lokaler blijft. Zowel het opgenomen vermogen door de batterij bij veel injectie als het afgegeven vermogen van de batterij bij een hoog verbruik moet enkel over het lokale netwerk getransporteerd worden. Zolang de batterij niet volledig opgeladen/ontladen is, zijn de transportafstanden en dus ook de netverliezen beperkt. Enkel de opslagverliezen (zelfontlading van de batterij en conversieverliezen) moeten nog in rekening gebracht worden. Ten tweede is door deze batterij een grotere integratie van hernieuwbare energie mogelijk doordat het volledige buurtvermogen bij gelijktijdige injectie door de zonnepanelen niet door de transformator gedragen moet worden, maar in de batterij wordt opgenomen voor later gebruik. De transformator zal dus niet direct vervangen moeten worden ondanks een groter gelijktijdig vermogen van alle hernieuwbare energie. Via deze buurtbatterij wordt de lokale netstructuur dus optimaler benut.

(ENEXIS, Smart Storage, 2018)

De aangesloten wijk heeft een totaal PV-vermogen van 190kWp. Indien er een netuitval zou plaatsvinden, kan deze wijk toch nog even van elektriciteit voorzien worden omdat er een koppelschakelaar tussen het middenspanningsnet (MS-net) en laagspanningsnet (LS-net) voorzien is. Deze koppelschakelaar koppelt en ontkoppelt de wijk van het MS-net zodat een zelfstandige energievoorziening mogelijk is. Deze ontkoppeling is daarnaast ook noodzakelijk om een terugvoeding naar het MS-net te voorkomen en bij her-inschakeling van het MS-net kortsluiting bij niet-synchroon bedrijf te voorkomen. Het is zelfs mogelijk om via deze batterij een black-start te doen, maar deze optie kan enkel manueel ter plaatse uitgevoerd worden.

De buurtbatterij bevindt zich daarnaast voor 50% onder het maaiveld en 50% erboven zodat een visuele impact beperkt bleef tot de grootte van een klassieke distributiecabine. De aanwezige installatie controleert ook de temperatuur van de invertoren, filterspoelen, maximumstroom (AC en DC), overspanning (DC) en een eventuele lekstroom.

De kostprijs van de volledige installatie bedraagt 1,2 miljoen euro.

(ENEXIS, Gigantische batterij voor energiebuffering, 2018)

(Schouwenaar, 2013)

(de Groot, Karaliolios, Slootweg, de Jong, & van Overbeeke, 2013)

3.3.4.7 Thuisbatterijen Duitsland

Op 28 augustus 2018 werd in Duitsland de 100 000^e thuisbatterij in dienst genomen. In vergelijking met 2013 zijn de prijzen met 50% gedaald en wordt een dergelijke batterij steeds interessanter. De reden waarom een thuisbatterij in Duitsland wel een groot succes kent en in andere landen zoals België niet, is omdat Duitsland werkt met een investeringssubsidie vanuit de overheid. Het gaat hierbij over PV-installaties vanaf 1 januari 2013 die direct of achteraf met batterijopslag uitgerust worden. De bedoeling van de opslageenheden is om de PV-injectie in het elektriciteitsnet te beperken tot 50% van het nominale PV-vermogen om op die manier het distributienet te ontlasten op momenten van piekproductie. De overheidssteun gebeurt op twee manieren. Enerzijds is er de lening met een voordelige rente voor de volledige installatie (zonnepanelen en batterijopslag). Anderzijds wordt er een subsidiebedrag toegekend dat van de leningsschuld afgetrokken wordt en niet meer terugbetaald moet worden. Het staatsbedrijf KfW zorgt voor de gesubsidieerde lening en subsidie. Het eigenlijke subsidiebedrag wordt enkel berekend voor de opslageenheid en niet voor de volledige PV-installatie met opslag. Op die manier wordt over-subsidiëring voorkomen. Het maximumbedrag is daarnaast wel afhankelijk van de PV-installatie en is vastgelegd op 2000€/kWp. In de afgelopen periode werd 10% van de totale batterijkost via subsidie terugbetaald.

Technisch gezien komen installaties tot 30kWp in aanmerking voor een dergelijk vergoedingssysteem. De bedoeling is om naast optimalisatie van de zelfconsumptie, ook de gelijktijdige pieken te beperken en geaggregeerde batterijnetwerken te voorzien. Via deze manier kan er aan slim netwerkbeheer gedaan worden.

Bijkomend is de bepaling van de elektriciteitsprijs in Duitsland verschillend ten opzichte van in België. In België is op residentieel niveau elke opgewekte kWh momenteel evenveel geld waard als een verbruikte kWh. Dit is het welgekende salderingsprincipe waarbij er gewerkt wordt met een terugdraaiende teller. In Duitsland wordt er echter met een verschillend verbruiks- en injectietarief gewerkt. Het verbruikstarief bedraagt ongeveer 0,29€/kWh, terwijl het injectietarief slechts 0,122€/kWh bedraagt. Hierdoor is elke verbruikte kWh niet hetzelfde waard als een geïnjecteerde kWh en worden de bewoners financieel gestimuleerd om de zelfopgewekte zonne-energie zo optimaal mogelijk te gebruiken.

De Duitse overheid heeft reeds een nieuwe mijlpaal gesteld, namelijk een totaal van 200 000 installaties binnen de twee jaren. Dit lijkt eerder optimistisch, maar is wel realistisch als er ook vermeld wordt dat er midden 2017 nog maar 50 000 installaties actief waren.

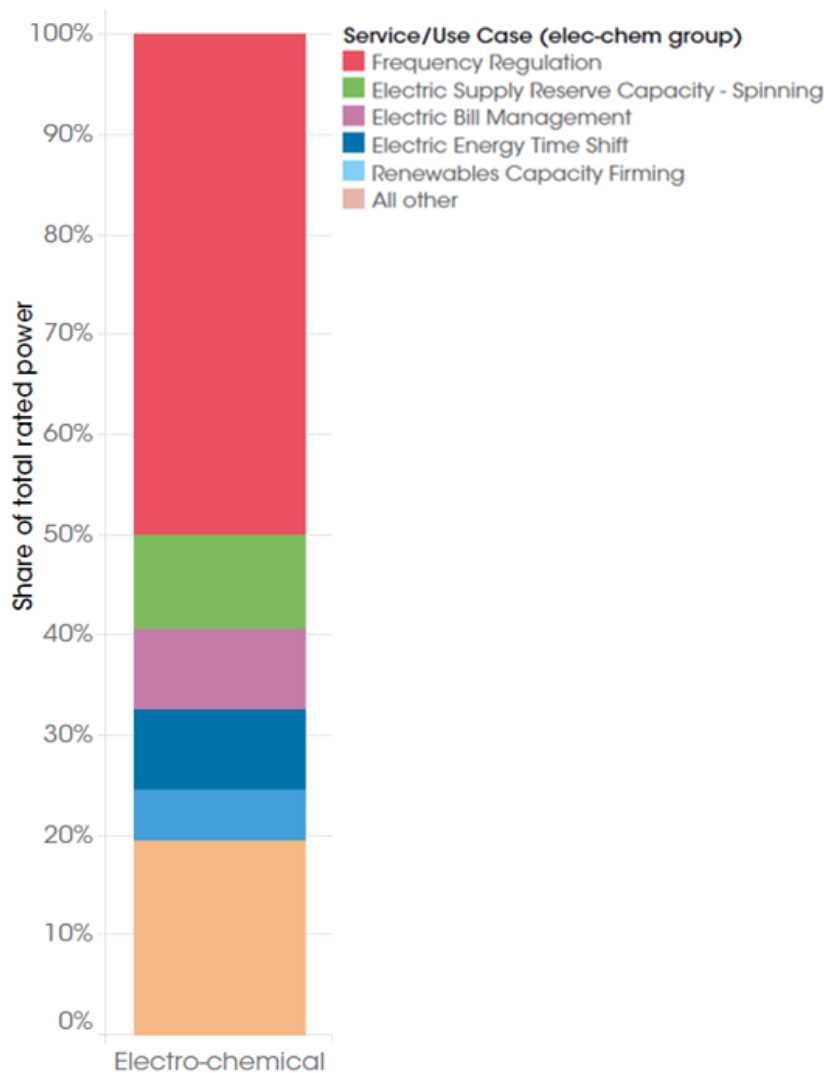
(Colthorpe, 2018)

(Rathi, 2018)

(FÖRDERUNG VON STROMSPEICHERN, 2018)

3.3.4.8 Aandeel toepassingsmogelijkheden energieopslag met batterijen

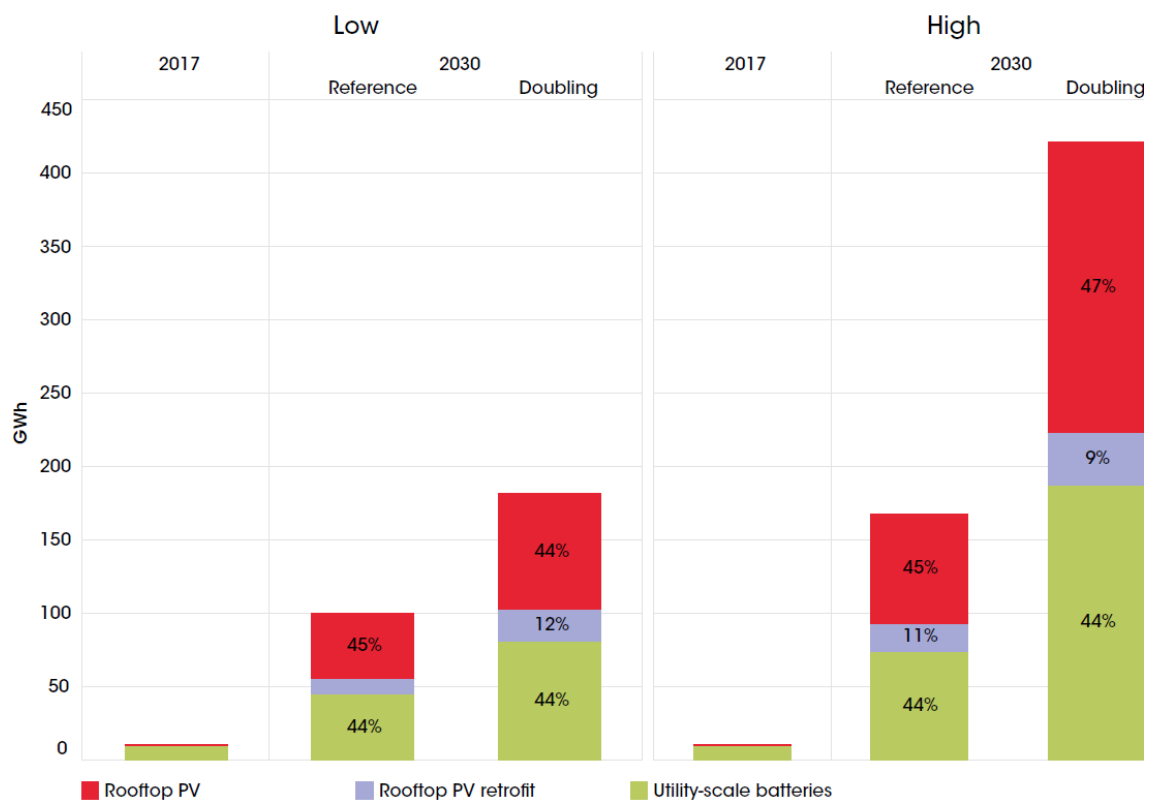
Figuur 3-23 geeft een overzicht van het aandeel van de verschillende toepassingsmogelijkheden voor energieopslag met batterijen. Zoals uit voorgaande voorbeelden blijkt, wordt vooral de primaire regeling (Frequency Regulation) gebruikt. Het aandeel energy time shift zal naar de toekomst groter worden doordat optimalisatie van de zelfconsumptie interessanter wordt. Dit komt omdat met de invoering van de slimme meter de mogelijkheid gaat komen om een verschillend tarief te hanteren voor de verbruikte en geïnjecteerde elektriciteit.



Figuur 3-23 Aandeel toepassingsmogelijkheden energieopslag met batterijen (IRENA, 2017)

3.3.5 Obstakels voor marktdoorbraak

De toekomst van batterijopslag ziet er optimistisch uit, maar dan dienen enkele randvoorwaarden vervuld te worden. IRENA verwacht namelijk dat bij een verdubbeling van het aandeel hernieuwbare energie, de opslagcapaciteit zal moeten verdrievoudigen. Momenteel maken pompcentrales 96% van de energieopslag uit en zullen zowel het vermogen als de opslagcapaciteit van deze technologie nog verder toenemen. Echter daalt het totale aandeel naar 45 – 51% door de beperking in oppervlakte en door andere technische eisen zoals korte-termijn-opslag. Andere technologieën, zoals batterijopslag, vliegwielen, ... vullen het overige gedeelte op. IRENA verwacht dat batterijen met een factor 17 zullen groeien van 2017 naar 2030. De grootste groei in batterijen wordt verwacht in achter-de-meter systemen om op die manier injectieproblemen op te vangen en de zelfconsumptie te verhogen. Achter-de-meter-batterijen kunnen tegen 2030 60 tot 64% van de totale batterijopslagcapaciteit bevatten. 11 tot 14% bevat capacity firming van hernieuwbare energie om op die manier het fluctuerende karakter van dergelijke bronnen mee op te vangen. Dankzij de snelle reactietijden van een batterij zal 10 – 15% van de batterijen hiervoor gebruikt worden. Figuur 3-24 geeft een overzicht van de verwachte groei in batterijopslag tussen 2017 en 2030. Omdat er nog veel onzekerheid is over de juiste batterijdimensionering tegen 2030 bevat de grafiek een kleine (low) en een grote (high) batterijdimensionering. Bijkomend zijn er verschillende groeiprognoses en daardoor bevat de grafiek een referentiegroei en een groei zodat tegen 2030 het aandeel van de hernieuwbare energiebronnen verdubbeld is.



Figuur 3-24 Capaciteitsgroei batterijopslag in stationaire toepassingen 2017-2030 (IRENA, 2017)

De randvoorwaarden voor een dergelijk groeisucces zijn te vinden in zowel de wetgeving als kostprijs. Enexis maakte een financiële studie over batterijopslag (Eindrapport geaggregeerde opslag: voor en/of achter de meter?, 2018) en concludeerde dat deze toepassing van energieopslag momenteel nog geen interessante business case mogelijk maakt. Het ging hierbij over een buurtbatterij in combinatie met thuisbatterijen waar tegelijkertijd een primaire regeling op het Nederlandse hoogspanningsnet als zelfconsumptie van de lokale PV-energie mee gerealiseerd werd.

De grote conclusie uit het rapport is dat een buurtbatterij niet economisch rendabel (te hoge kostprijs van de componenten en niet alle technologieën zijn al beschikbaar) genoeg is om effectief in gebruik te nemen. Batterijopslag is ongeveer vijf keer duurder dan een netverzwaring indien slechts enkel één opslagtype gebruikt wordt. Maar bij een combinatie van zowel vóór- als achter-de-meter-opslag wordt het wel interessanter. Ook zorgt een combinatie van verschillende batterijfuncties voor een interessanter terugverdienmodel omdat er dan tegelijkertijd meerdere inkomstenbronnen mogelijk zijn. Bij primaire regeling wordt volgens de studie slechts minder dan 50% van de capaciteit gebruikt en kan de resterende capaciteit gebruikt worden voor zelfconsumptie. Bij congestie management op het distributienet is het belangrijk dat de batterijen niet volledig opgeladen/ontladen zijn, de juiste netwerktoestand voorspeld kan worden en dat de injectie- en afnametarieven voldoende variabel zijn.

Daarnaast zijn de verwachtingen dat de vergoedingen voor primaire regeling de komende jaren gaan dalen en dit maakt een investeringsbeslissing moeilijker. In de studie zorgden 39 Tesla Powerwalls en één buurtbatterij samen voor de primaire regeling. Gemiddeld genomen waren er twee volledige batterijcycli per week. Dit bracht de levensduur van de batterijen wel naar 50 jaar volgens Tesla's datasheet, maar een onderzoek op de batterijdegradatie wees uit dat de capaciteit na 10 jaren slechts 85% meer zou zijn en dus hanteerde de studie 15 jaar als uiteindelijke levensduur. De batterijen worden eigenlijk ook niet volledig benut omdat ze blijven circuleren tussen 25 en 60% van hun capaciteit. Daarnaast kan het leveren van primaire regeling via geaggregeerde batterijen ervoor zorgen dat het distributienet extra belast wordt. Daarnaast is er ook een derde partij noodzakelijk. Deze partij verzorgt de aggregatie om zo iedereen samen te kunnen voegen en dit met de TNB te kunnen regelen. Uit de studie blijkt ook dat voornamelijk de afschrijvingskosten zorgen voor een negatief terugverdienmodel. Bij de Tesla Powerwall 2.0 in plaats van de Tesla Powerwall 1.0, een grotere beschikbaarheid voor primaire regeling dan voor zelfconsumptie en een buurtbatterij in plaats van achter-de-meter-batterijen wordt de case economisch wel interessanter met een kleine positieve uitkomst.

Daarnaast is het ook noodzakelijk om duidelijkheid te scheppen over wie wel/niet eigenaar mag zijn van een opslagsysteem. Zonder duidelijke wetgeving is het immers moeilijk om potentiële investeerders aan te trekken en is het ook moeilijk om bijvoorbeeld als distributienetbeheerder investeringsbeslissingen te maken voor de huidige netten. Concreter: wacht de DNB op de uitwerking van de wetgeving rond energieopslag of investeert de DNB in zeer sterke netten die zelden volledig benut worden of doet de netbeheerder dienst op een flexibiliteitsprovider waar hij via meerjarencontracten aan gebonden kan zijn.

(Eindrapport geaggregeerde opslag: voor en/of achter de meter?, 2018)

Tot slot dient de wetgeving maatregelen te treffen omtrent het gebruik van de batterij door verschillende partijen en welke partij voorrang heeft op de anderen.

4 STUDIECASES EN SIMULATIES

4.1 Beschrijving methode en tools voor modellering

4.1.1 Digsilent Powerfactory

De simulaties/netberekeningen in deze thesis werden uitgevoerd met DIgSILENT PowerFactory. DIgSILENT is de afkorting voor DIgital SIMulation of Electrical NeTworks. PowerFactory is een programma om allerlei netberekeningen mee uit te voeren. Het toepassingsdomein is zeer breed, gaande van productie, transmissie, distributie en industriële systemen in combinatie met decentrale productie, windenergie, ...

(Digsilent, 2018)

PowerFactory kan onder andere gebruikt worden voor:

- statische belastingsanalyses
- dynamische belastingsanalyses
- kortsluitberekeningen
- basis MS/LS-netwerkanalyses
- kabelberekeningen
- power quality en harmonischen
- starten van motoren
- elektromagnetische transiënten
- ...

Vroeger werden netberekeningen statisch uitgevoerd of met andere woorden voor slechts één tijdstip. Het nadeel van deze statische loadflow-berekening is dat dit een vertekend beeld kan geven doordat de gelijktijdigheid van bijvoorbeeld piekbelastingen, productie van wind- en zonne-energie zeer moeilijk in te schatten is en er ook geen informatie over de waarschijnlijkheid/frequentie van de mogelijks optredende netproblemen bekomen wordt.

Daardoor is het interessanter om een dynamische simulatie over bijvoorbeeld één volledig jaar uit te voeren om zo te kijken hoe vaak bepaalde netproblemen optreden. Op deze manier kan ook nagegaan worden wat de invloed van zonnepanelen en andere nieuwe belastingen zal zijn. Bij deze dynamische netberekeningen is het noodzakelijk om de belastings- en productieprofielen in te geven. Deze gegevens zijn gekend op het middenspanningsnet omwille van de gemeten productieprofielen van zonnepanelen en windturbines en AMR-metingen bij de klant of meettoestellen in cabines. Op het laagspanningsnet kent men deze profielen echter niet en stelt de VREG zogenaamde SLP-profielen ter beschikking die representatief zijn voor een groep van een bepaald type van verbruiker. De productie van zonne-energie kan geschat worden naargelang het vermogen van de installatie.

Op basis van een statische netanalyse is het daarnaast ook onmogelijk om een correcte dimensionering van een batterij te bekomen omdat deze berekening slechts voor één welbepaalde tijdsopname correct is. Misschien gaat het over een eenmalige piek over een volledig jaar en is de batterij overgedimensioneerd. Hierdoor is de batterij te duur voor zijn gebruiksduur. Een andere mogelijkheid is dat het gekozen statische moment een zeer kleine belasting inhoudt waardoor een batterij geen nuttig effect zou hebben. Dit is ook niet de bedoeling omdat er misschien op andere momenten wel serieuze netproblemen optreden.

Voorgaande illustreert het nut van dynamische simulaties. Een dynamische berekening in Digsilent gebeurt via de tool RMS. Hierbij worden er veel statische berekeningen achter elkaar gemaakt zoals bijvoorbeeld elk kwartier in één volledig jaar. Hierdoor is er dus een beter inzicht in de totale en werkelijke netbelasting. Op basis van de resultaten van deze simulaties, kan een batterij optimaal gedimensioneerd worden.

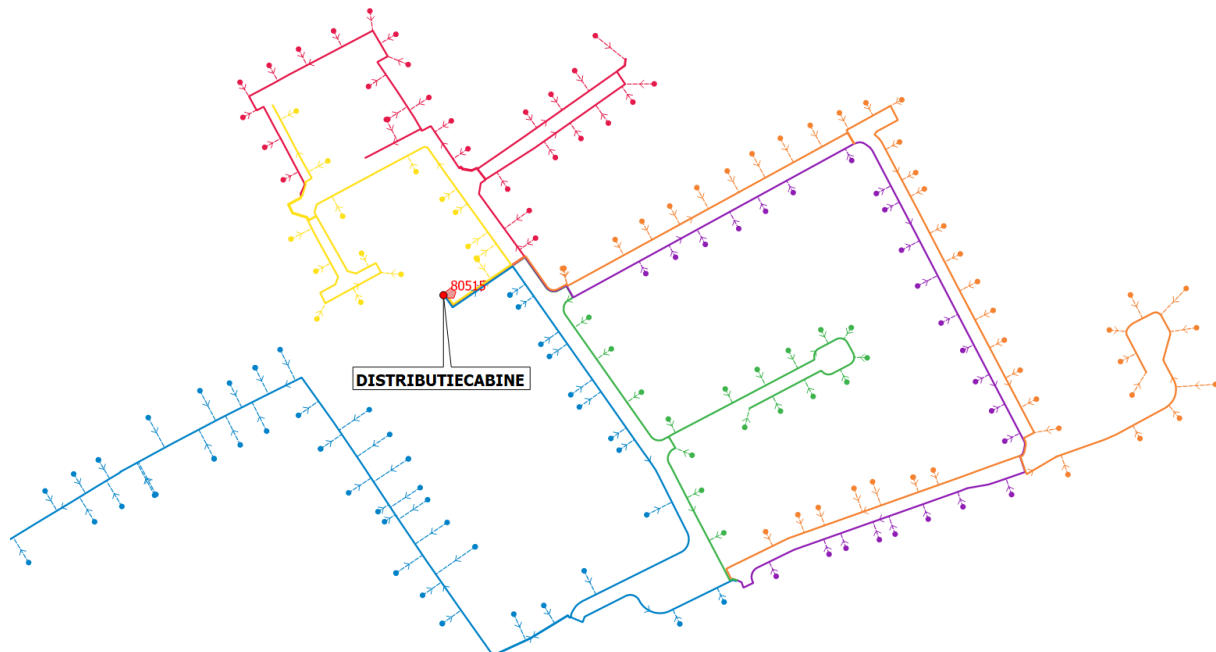
(Features PowerFactory, 2018)

(Verbruiksprofielen, 2018)

(Lemmens & Van Roey, 2015)

4.1.2 Model distributienet en klanten

De netstructuur van het distributienet, werd in Digsilent PowerFactory getekend op basis van Qgis. Qgis is een programma dat Infracx gebruikt om de actuele netstructuur, die in Smallworld getekend werd, beter te visualiseren. Echter kunnen er geen dynamische simulaties in deze laatste twee programma's gemaakt worden zodat het volledige netwerk in Digsilent werd overgetekend. Qgis toont naast de eigenlijke netstructuur ook de locatie-informatie zoals straatnaam en straatnummer zodat het eenvoudig is aansluitingen te benoemen. Figuur 4-1 toont een overzicht van het gebruikte netwerk in de simulaties.



Figuur 4-1 Overzicht simulatienetwerk Qgis

4.1.3 Belastingprofielen

4.1.3.1 Verbruikprofielen

Nadat het volledige laagspanningsnetwerk is ingetekend, is het nodig om aan elke aansluiting een zuiver verbruikprofiel te koppelen. Enerzijds geeft Qgis naast de netstructuur ook informatie over de aansluitingscapaciteit, het jaarverbruik, de aanwezigheid van zonnepanelen, ... van elke netgebruiker. Anderzijds beschikt Infrax over een database met meer dan 1600 geanonimiseerde profielen voor huishoudelijke gebruikers. Om een zo correct mogelijke overeenkomst met de werkelijkheid te bekomen, werd er tijdens het samplen uit de database aandacht besteed aan zowel het jaarverbruik als de aansluitingscapaciteit. Aansluitingen met een vermogen kleiner dan of gelijk aan 9,2kVA werden monofasig uitgevoerd en de overige aansluitingen driefasig. De monofasige aansluitingen werden aan een willekeurige fase toegewezen, maar wel zodanig dat het aantal netgebruikers per fase ongeveer gelijk verdeeld was over de drie verschillende fasen. Met een totaal van 170 netgebruikers, bedroeg het aantal netgebruikers respectievelijk 41, 40, 39 en 50 voor respectievelijk fase A, fase B, fase C en een driefasige aansluiting.

Naast de eigenlijke huishoudelijke verbruikprofielen, zijn er nog de profielen voor de zonnepanelen, warmtepompen en elektrische voertuigen.

4.1.3.2 Profiel zonnepanelen

De zonnepanelen worden op basis van één profiel toegekend waarbij de productievermogens geschaald worden op basis van het nominaal vermogen van de PV-installatie. Hierdoor wordt voor het volledige netwerk één en hetzelfde profiel gebruikt zodat de gelijktijdigheid van de zonnepanelen ook met de werkelijkheid overeenkomt.

De zonnepanelen werden toegevoegd volgens de volgende redenering. Wanneer de netgebruiker een monofasige aansluiting heeft, worden de zonnepanelen uiteraard op dezelfde fase toegevoegd. Wanneer de aansluiting driefasig is, worden de zonnepanelen ook driefasig aangesloten. Dit laatste is in de praktijk echter niet altijd het geval bij installaties kleiner dan 5kWp omdat er in die gevallen zowel een monofasige als driefasige aansluiting toegelaten is. Deze veronderstelling stemt dus niet perfect overeen met de werkelijkheid, maar het betreft hier slechts 6 van de 17 driefasige aansluitingen. Daarnaast bedraagt het gemiddelde vermogen van een PV-installatie 5,44kWp en is het dus ook logisch dat de meeste PV-installaties driefasig zijn. Voorgaande resulteert in 8, 10, 12 en 17 PV-installaties op respectievelijk fase A, fase B, fase C en driefasige aansluitingen. De PV-installaties zijn dus niet uniform over de verschillende fasen verdeeld. Dit is ook niet coördineerbaar in de realiteit.

4.1.3.3 Profiel warmtepomp

Naast het gewone residentiële elektriciteitsverbruik en de productie met zonnepanelen, was er ook nood aan een warmtepompprofiel. Echter is het moeilijk om een werkelijk gemeten warmtepompprofiel te bekomen. Dit komt enerzijds omdat dit een techniek is die pas de laatste jaren aan het doorbreken is en anderzijds omdat er zeer veel varianten mogelijk zijn. Voorbeelden hierin zijn: levert de warmtepomp enkel verwarmingswater of ook sanitair warm water, werkt het verwarmingssysteem met een warmtepomp als basisverwarming en een bijstook op bijvoorbeeld aardgas indien de warmtepomp de warmtevraag niet voldoende kan dekken, werkt de warmtepomp met een opslagvat tussen zijn uitgang en de verwarmingskringen om vaak opstarten te vermijden, is het een lucht-water, water-water of ander type warmtepomp, hoe goed is de isolatie van de woning, ... Deze verschillende mogelijkheden leverden enerzijds het resultaat op dat het zeer moeilijk was om een op kwartierbasis-gemeten profiel te bekomen en anderzijds de onzekerheid op de juistheid van het profiel omdat heel wat achterliggende gegevens nodig zijn om een juiste analyse van het profiel te maken. Hierdoor werd er geopteerd om zelf een warmtepompprofiel op te stellen.

De warmtevraag van een woning hangt af van verschillende factoren waaronder het buitenklimaat (buitentemperatuur, windsnelheid, windrichting, zonneschijn, neerslag, ...), het binnenklimaat (binnentemperatuur, bezetting van de woning, ...), het klimaat van de afgelopen dagen omdat dit bepaalt hoeveel thermische massa de gebouwconstructie nog heeft, de eigenschappen van de woning (isolatiegraad, compactheid, grootte van de woning, ...). Daarnaast zijn mensen met een PV-installatie én een goed geïsoleerde woning sneller geneigd om over te stappen naar een warmtepomp omdat de investering dan sneller rendeert, maar deze verhouding is echter niet 1 op 1. De bedoeling van deze thesis was enerzijds niet om onderzoek te doen op een volledig correcte weergave van een warmtepompprofiel, maar anderzijds om toch een goede weergave van een werkelijke installatie te bekomen binnen een korte termijn.

Om te beginnen werd het jaarlijks aardgasverbruik van ongeveer 80 verschillende willekeurige woningen in de gegeven wijk opgezocht. Echter is niet elke woning voorzien van een gasaansluiting, zodat het niet mogelijk was om voor elk van deze huizen een verbruik te kunnen terugvinden. Uit deze steekproef volgde dat 30 van de gecontroleerde huizen een aardgasaansluiting hadden en hieruit volgde dat het aardgasverbruik zeer uiteenlopend was, met een minimaal verbruik van 12 101kWh, een gemiddeld verbruik van 23 950kWh en een maximaal verbruik van 43 007kWh. Lagere verbruiken van een paar 1000kWh werden reeds uitgefilterd omdat het in dat geval niet gaat over een volledig verwarmingssysteem voor een woning, maar enkel om te koken, piekproductie als bijstook, ...

Een warmtepomp wordt echter vooral geplaatst bij woningen met een lage verwarmingsvraag en woningen met een hoge verwarmingsvraag worden eerst geïsoleerd vooraleer een warmtepomp geplaatst wordt. De hoge verbruiken zijn dus niet volledig relevant voor het opstellen van een warmtepompprofiel, maar enkel de minimale waarden in acht nemen is ook niet correct. Bijkomende informatie was hierdoor noodzakelijk. Een gemiddeld Vlaams gezin verbruikt volgens de VREG 23 260kWh aardgas voor zowel verwarming als voor het koken en sanitair warm water waarvan geschat wordt dat 2326kWh afkomstig is van het sanitair warm water en het koken.

(VREG, Evolutie energieverbruik, 2018)

Deze waarde is echter een gemiddeld verbruik van zowel goed als zwak geïsoleerde woningen en zal naar de toekomst toe dus verder zakken door bijkomende isolatie, oude woningen die gerenoveerd/afgebroken worden, bijkomende nieuwbouwwoningen, ... Een nieuwbouwwoning van 150m², gebouwd volgens de E-60 norm (huidige norm bedraagt E-40), heeft een geschatte warmtevraag van 17 000kWh per jaar voor zowel verwarming als sanitair warm water. Echter is de beschouwde wijk reeds bebouwd, maar gaat het toch over vrij recente woningen. Dit werd nagegaan via Google Maps en hiermee werd ook het aardgasverbruik van de steekproefwoningen vergeleken met de gebouwschil, de grootte en de leeftijd van de woning. Zoals eerder al aangehaald, wordt eerst de warmtevraag beperkt en zal er dan pas besloten worden om een warmtepomp te plaatsen. Hieruit volgt dat de warmtevraag van een woning die een warmtepomp gaat plaatsen ongeveer ligt tussen de 17 000kWh en de 23 260kWh. Vanuit de inzichten opgedaan uit de steekproefwoningen in Google Maps in combinatie met hun actueel aardgasverbruik, werd het aardgasverbruik van alle woningen in de wijk ingeschat op basis van de actuele staat van de gebouwschil. Vervolgens werd er voorrang gegeven aan gebouwen met een lage warmtevraag en kregen deze woningen dan ook als eerste een warmtepomp toegekend. Deze methode leverde de benodigde, penetratiegraad van 30% warmtepompen. Enkel was nog steeds het profiel niet gekend, maar was er wel al een jaarlijkse warmtevraag aan de geselecteerde warmtepompwoningen toegekend. Zo waren er voor de 51 woningen (penetratiegraad van 30%) 12 warmtevragen bekomen, gaande van 13 000 tot 24 000kWh in stappen van 1000kWh.

(Livios, 2015)

(Vlaanderen, E-peil, 2018)

Vervolgens werd het aantal graaddagen per dag opgezocht. Echter is het noodzakelijk om een referentiejaar te nemen, maar dit is enkel per maand beschikbaar en niet per dag. Vandaar dat het jaarprofiel van verschillende jaren (wel per dag beschikbaar) per maand vergeleken werd met het referentiejaar en de beste overeenkomst situeert zich in 2015 voor de eerste helft van het jaar en in 2012 voor de tweede helft van het jaar. Deze twee jaarhelften zijn vervolgens gecombineerd tot één volledig jaar waardoor het bekomen graaddagen-profiel zeer goed overeenkomt met het referentiejaar. Met deze data is het mogelijk om per dag van het jaar een warmtevraag toe te kennen en hiermee een warmtepompprofiel op te stellen. Dit resulteert dan in een warmtepomp die gedurende 24 uur lang continu hetzelfde vermogen afneemt en na deze 24 uren opnieuw hetzelfde doet, maar met een ander afnamevermogen. Deze werkingsmodus veronderstelt dus een modulerende warmtepomp en hedendaags zijn de meeste warmtepompen van dit type. Wel dient de warmtevraag nog teruggerekend te worden naar een elektriciteitsvraag en dit is mogelijk via de COP van een warmtepomp. Deze ligt momenteel tussen de 3 en 5 waarbij waarden tussen 3 en 3,5 het meest voorkomend zijn. Aangezien het gaat over toekomstige belastingen is een COP van 3 laag en werd deze vastgelegd op 4. Samengevat, werd het dagprofiel bekomen via de volgende formule:

Vergelijking 4-1 Elektriciteitsvraag warmtepomp gedurende één volledige dag

$$\text{Elektriciteitsvraag warmtepomp} = \frac{\text{Jaarlijkse warmtevraag} \cdot \text{graaddagen op dag } N}{\text{Jaarlijks aantal graaddagen} \cdot \text{COP}}$$

(Graaddagen, 2018)

(Synergrid, 2018)

(Daikin, 2018)

4.1.3.4 Profiel elektrische auto

Deze profielen werden aangeleverd vanuit Infrac. Het gaat over 100 verschillende en synthetische profielen waarbij de volgende assumpties gemaakt zijn. Elke auto wordt bij elke werkdag dagelijks gebruikt en keert ook dagelijks terug naar huis om vervolgens daar opgeladen te worden. De auto begint op te laden vanaf het aankomstmoment en stopt met opladen wanneer de batterij volledig opgeladen is. De veronderstelling is wel dat elke auto eenzelfde laadvermogen van 3,3kW (16A), een identieke batterijcapaciteit van 75kWh (300 tot 400km rijbereik) heeft en dat elke auto monofasig op het net gekoppeld wordt. De reden voor deze monofasige netkoppeling is dat, op uitzondering van voornamelijk Tesla en de Renault Zoë, praktisch elke elektrische auto enkel monofasige laadbeurten ondersteunt. De laadefficiëntie is verondersteld op 90% en de ontlaadefficiëntie tijdens het gebruik van de auto bedraagt 95%.

Op het vlak van rijgedrag werken de doordeweekse profielen met een verbruik van 190Wh per km, een vertrektijd rond 7 uur 's morgens met een standaardafwijking van een halfuur, een uniforme verdeling van de aankomsttijd van tussen de 8 en 10 uur na het vertrekuren en een gemiddelde afgelegde weg van 32,2km per dag met een standaardafwijking van 6,67km. De weekendprofielen gaan uit van een vertrekuur tussen 10 uur 's morgens en 6 uur 's avonds met een uniforme verdeling van de aankomsttijd van tussen de 5 en 7 uren na het vertrekuren waarbij 15% van alle voertuigen niet gebruikt wordt in het weekend. De afgelegde weg bedraagt in het weekend gemiddeld 39km per dag met een standaardafwijking van 8,33km.

De profielen bevatten dus slechts één volledige week met vijf werkdagen en twee weekenddagen. De jaarprofielen werden bekomen door de weekprofielen 52 maal te kopiëren. Dit is uiteraard geen perfecte realiteit, want het rijgedrag tijdens bijvoorbeeld de zomervakantie is anders dan tijdens normale werkweken. Een dergelijk dynamisch gedrag simuleren is zeer moeilijk en was dan ook niet de essentie van deze thesis.

4.1.4 Model batterijopslag

4.1.4.1 Batterijmodel

Om een correcte inschatting van de impact en mogelijkheden van thuisbatterijen te maken, is een inzicht in de actuele dimensioneringsmethode noodzakelijk. Aangezien Duitsland momenteel het land bij uitstek is in het plaatsen van thuisbatterijen, werden verschillende Duitse bronnen geraadpleegd. [(Weniger, Bergner, Tjaden, & Quaschning, 2014), (Kloth, 2018), (Weniger, Quaschning, & Tjaden, Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen, 2013), (Wegatech, 2018) en (Förderung von Stromspeichern, 2018)]

Bijkomend grenst Duitsland tegen België en kan een dimensioneringsmethode van batterijopslagsystemen voor zonne-energie overgenomen worden. Uit deze literatuurstudie bleek dat per kWp zonnepaneelinstallatie 1kWh aan opslagcapaciteit geplaatst wordt. Dus een PV-installatie van 5kWp is voorzien van een thuisbatterij met een capaciteit van 5kWh. Uit de literatuurstudie van de verschillende batterijtechnologieën volgt dat de batterijen echter niet volledig kunnen gebruikt worden. Gemiddeld genomen kan de batterij wel tot ongeveer 100% opladen, maar niet tot 0% ontladen. Deze grens ligt meestal op 10% en werd ook in de batterijmodellen als onderste grens aangenomen. Een opgeladen batterij heeft dus een ladingstoestand of State-of-charge (SOC) van 100% en een ontladen batterij heeft dus een ladingstoestand van 10%.

Echter is ook het vermogen van de batterij van belang omdat dit bepaalt hoeveel de batterij maximaal aankan op tijdsbasis. Een overzicht van de actuele batterijen met al hun eigenschappen leverde dat gemiddeld genomen een thuisbatterij per kWh opslagcapaciteit een nominaal vermogen van 0,561kW heeft. (Solarquotes, 2018) Dit is aan de lage kant, maar een thuisbatterij is gemaakt om kleine vermogens over een lange tijd te verwerken en vandaar de kleine waarde.

Een grotere batterijcapaciteit/overdimensionering lijkt interessant om extra gebruik te maken van de zelfopgewekte zonne-energie, maar dit leidt echter niet tot een rendabele investering. Dit komt doordat de batterij in de winter onvoldoende ver kan opladen doordat er weinig zonne-energie beschikbaar is en het verbruik in deze periode sowieso al groter is. De batterij zal dus slechts weinig kunnen opladen en dus ook snel terug ontladen zijn. In de zomer zal de batterij wel lang genoeg kunnen opladen, maar is er te weinig verbruik om de batterij voldoende te ontladen. Er is dus een mismatch tussen productie en afname.

4.1.4.2 Model zelfconsumptie via thuisbatterij

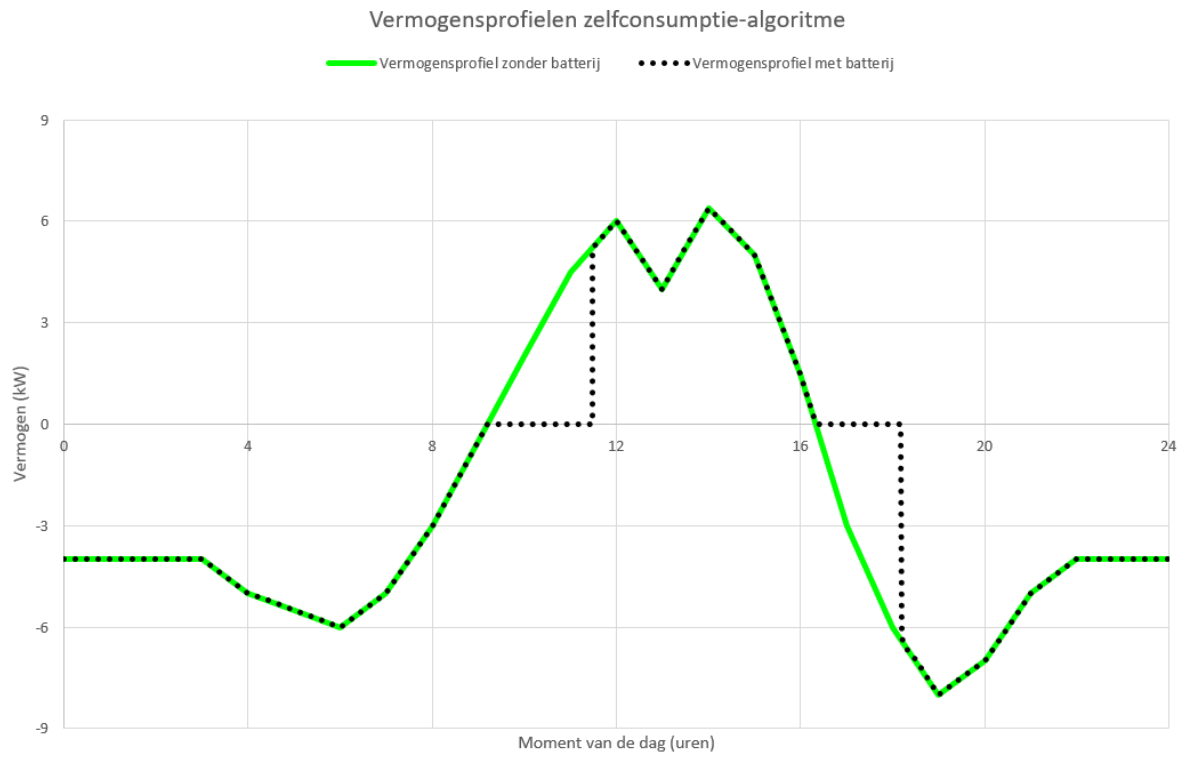
Dit batterijmodel is gebaseerd op een maximaal gebruik van zelfgeproduceerde zonne-energie zonder rekening te houden met de toestand van het elektriciteitsnet en eventuele weersvoorspellingen. De opgewekte zonne-energie die niet zelf verbruikt wordt, zal hierbij opgeslagen worden in de batterij. Op een ander tijdstip waarbij de vraag naar energie groter is dan de momentele energieproductie van de zonnepanelen, zal de batterij eerst gebruikt worden om het tekort aan benodigde energie te leveren vooraleer het elektriciteitsnet aangesproken zal worden. De batterij is echter wel beperkt in zowel zijn opslagcapaciteit (aantal kWh) als zijn vermogen (aantal kW).

Het achterliggende berekeningsmodel voor dit werkingsprincipe is samengevat in de flowchart in Figuur 4-5. Bijkomend geven Figuur 4-3 en Figuur 4-4 een voorbeeld van de vermogensprofielen en de ladingstoestand van de batterij bij een dergelijk algoritme. Bij dit voorbeeld komt een positief vermogen overeen met een injectie en een negatief vermogen met een afname van het distributienet. De groene curve stelt hierbij het vermogensprofiel van het volledige aansluitingspunt zonder batterij voor. De zwarte stippellijn toont het resulterende vermogensprofiel wanneer ook de batterij in rekening wordt gebracht. Wanneer de zwarte stippellijn en groene curve dus niet samenvallen, zal de batterij actief in werking zijn. Dit is ook verder te zien in de grafiek van de ladingstoestand van de batterij die via de rode curve is weergegeven.

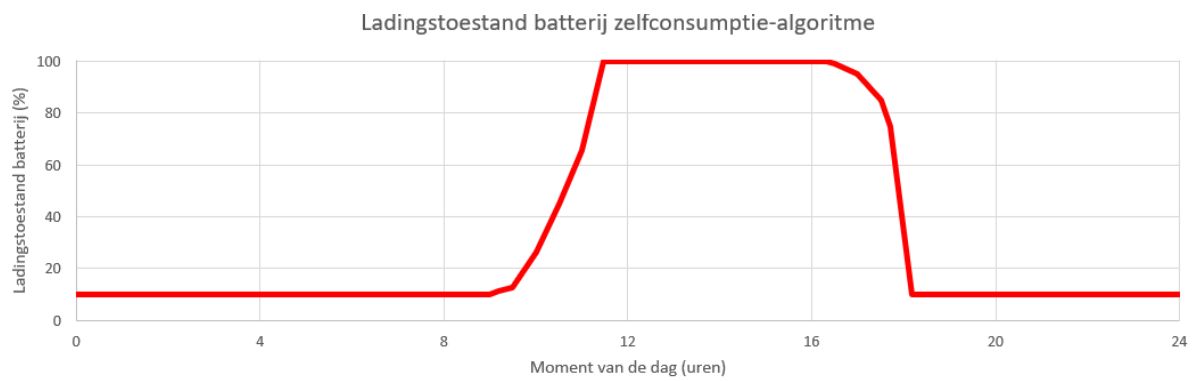
De batterij zal altijd proberen om de energie-uitwisseling met het elektriciteitsnet minimaal te houden. Dus vanaf het moment dat er een overschot aan productie is (netto-injectie), laadt de batterij op en vanaf het moment dat de energievraag groter is dan de energieproductie (netto-afname), ontlad de batterij. Als de batterij volledig opgeladen is en er toch nog een netto-injectie aanwezig is, stopt de batterij het laadproces en wordt de overtollige energie op het net geplaatst. Wanneer de batterij volledig ontladen is, stopt de batterij met ontladen en zal de nog benodigde energie van het elektriciteitsnet gehaald worden.

Het werkingsprincipe van dit model leidt echter tot een belangrijk nadeel dat er geen rekening wordt gehouden met de nettoestand. De batterij begint gewoon op te laden vanaf een netto-injectie die bijvoorbeeld om 10 uur 's morgens optreedt. Veronderstel bijvoorbeeld een zonnige doordeweekse dag in mei waarbij er niemand thuis is. Het is hierdoor mogelijk dat de batterij tegen bijvoorbeeld 13 uur al volledig opgeladen is, terwijl de grootste productiepiek van de zonnepanelen dan pas zou beginnen.

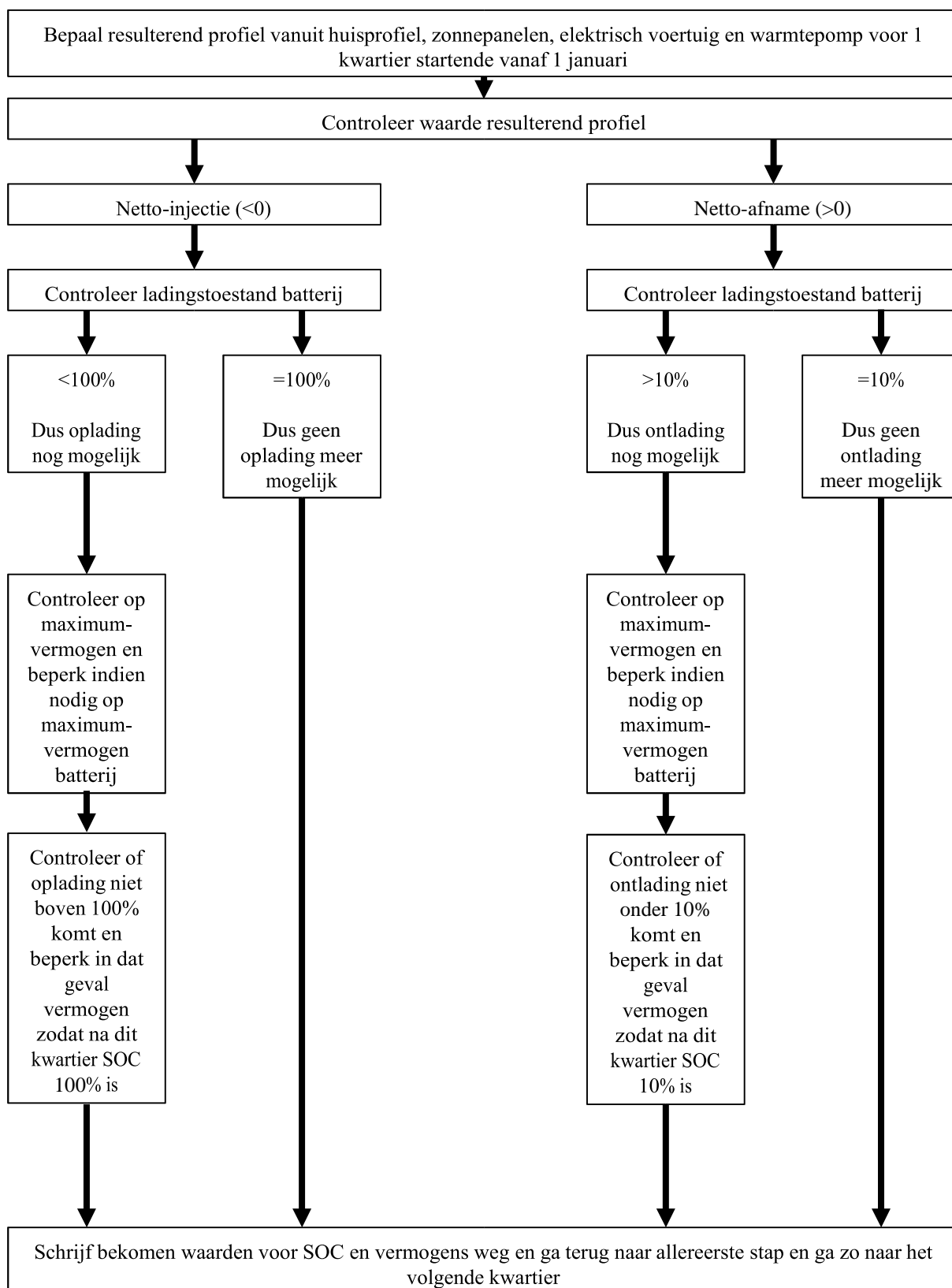
De batterijprofielen werden via een script in Matlab samengesteld door eerst het netto-energieprofiel van het huishouden te bepalen en vervolgens de batterij te laten opladen bij netto-injectie en te laten ontladen bij netto-afname. Hierbij werden steeds de batterijlimieten gerespecteerd. Deze gegevens/profielen zijn vervolgens geëxporteerd naar txt-bestanden voor Digsilent en naar grafieken ter illustratie.



Figuur 4-3 Vermogensprofielen zelfconsumptie-algoritme



Figuur 4-4 Ladingstoestand batterij zelfconsumptie-algoritme



Figuur 4-5 Flowchart zelfconsumptie-algoritme

4.1.4.3 Model peak shaving

Dit model is, in vergelijking met het batterijmodel voor zelfconsumptie, veel complexer. De batterij zal in dit model niet meer direct actie ondernemen bij een netto-injectie of netto-afname, maar zal rekening houden met de toekomstige productie- en afnameverwachtingen. Het doel van dit batterijmodel is om het distributienet te ontlasten op piekmomenten, maar toch met een minimale impact op de huishoudelijke klant die gedurende de dag toch zijn batterij zo optimaal mogelijk wenst op te laden om zijn zelfconsumptie hoog te houden. Een trade-off tussen beide verwachtingen is dus nodig.

Het zelfconsumptiemodel is een model dat van kwartier tot kwartier kan berekend worden omdat het geen rekening houdt met toekomstige effecten. Echter houdt het peak-shaving-algoritme wel een toekomstvoorspelling in, want de batterij moet wel nog opgeladen zijn om de uiteindelijke verbruikspiek op te vangen, maar mag tegelijkertijd ook niet volledig opgeladen zijn als er nog een grote injectiepiek aankomt. Het maken van voorspellingen doorheen de dag is echter moeilijk voor zowel verbruik als productie. De productie van de zonnepanelen is sterk afhankelijk van de lokale weersomstandigheden waarbij de schaduw afhankelijk is van het jaargetijde, bewolking een grote invloed heeft, maar ook de buitentemperatuur een belangrijke rol speelt. Bijkomend is een voorspelling van het verbruik nodig om te kunnen weten wanneer de grootste verbruikspiek en injectiepiek zal optreden. De verbruikspatronen voor huishoudelijke klanten zijn momenteel willekeurig, maar zullen naar de toekomst door flexibiliteit gestuurd kunnen worden.

In dit model is er echter vanuit gegaan dat de voorspellingen 100% juist zijn doordat de PV-productie en verbruiksprofielen van de gezinnen op voorhand gekend zijn. Dit is echter geen correcte weergave van de werkelijkheid, want voorspellingen zijn nooit perfect. Echter is het bepalen van de optimale oplaad- en ontlaadvermogens een complexe opdracht omdat productie en verbruik elkaar wederzijds beïnvloeden. Bijvoorbeeld, stel dat eerst de injectielimiet berekend wordt en dus bepaald is vanaf welk netto-injectievermogen de batterij actie moet ondernemen. Dan is de batterij bijvoorbeeld om 15 uur volledig opgeladen, terwijl als dan pas de verbruikslimiet bepaald wordt, dan leidt dit tot mogelijke fouten als bijvoorbeeld om 12 uur de verbruikslimiet overschreden wordt. Dit komt doordat de batterij om 12 uur dan al een klein beetje zal ontladen. Dit betekent dat de batterij om 15 uur niet volledig opgeladen zal zijn doordat er bij de berekening van de injectielimiet geen rekening gehouden werd met de ontlaadmomenten van de batterij. In dat geval zou de injectielimiet dus verlaagd moeten worden om er op die manier voor te zorgen dat de batterij al bij een iets kleiner netto-injectievermogen begint op te laden zodat de batterij om 15 uur toch volledig opgeladen is.

Echter is het ontwikkelen van een ideaal, perfect model niet de doelstelling van deze thesis. Vandaar de volgende trade-off en het uiteindelijke werkingsprincipe. Net zoals bij het zelfconsumptie-algoritme is er achteraan de verduidelijking via Figuur 4-8 en Figuur 4-9 een flowchart toegevoegd. Bijkomend geven Figuur 4-6 en Figuur 4-7 een voorbeeld van het vermogensprofiel en de ladingstoestand van de batterij bij het peak-shaving-algoritme. In het vermogensprofiel geldt, net zoals bij het zelfconsumptie-algoritme, de conventie dat het vermogen bij een netto-injectie positief is en bij een netto-afname van het distributienet zal het vermogen negatief zijn. De groene curve geeft het vermogensprofiel van het aansluitingspunt zonder batterijgebruik weer. De zwarte stippellijn geeft het gecumuleerde resultaat wanneer ook de batterij gebruikt wordt. Wanneer de beide curven niet samenvallen, zal de batterij actief in werking zijn. De ladingstoestand van de batterij geeft verdere verduidelijking omtrent de batterijstatus.

Na een eerste analyse op het profiel van de zonnepanelen bleek 4 uur 's morgens een ideaal moment te zijn om een lege batterij te hebben omdat de zonnepanelen in de zomer vanaf dit uur al energie beginnen op te wekken. Dit uur vormt dan ook de vertrekbasis voor het opstellen van de profielen. Om de batterijprofielen op te stellen, werd de veronderstelling gemaakt dat de batterij elke dag om 4 uur 's morgens zijn minimale ladingstoestand bezit. Dit is bij een werkelijk controle-algoritme niet echt het geval omdat er ook rekening wordt gehouden met toekomstige afnamepieken in de ochtend. Echter doen de grootste afnamepieken zich voornamelijk tijdens de avond voor en in de zomer is het gewenst om bij een zonnige dag de batterij zoveel als mogelijk te gebruiken om de zonnepiek op te vangen. De batterij moet in dit geval dan wel volledig ontladen zijn en mag de eventuele geforceerde ontlading niet te laat gebeuren want dan zou deze netto-injectie net een negatief effect op het net veroorzaken omdat alle batterijen dit dan tegelijkertijd doen.

Voor elke dag wordt dus 's morgens om 4 uur vertrokken met een lege batterij. Vervolgens wordt voor deze dag (dus tot de volgende dag om 4 uur 's morgens) de maximuminjectiepiek gezocht. Van deze injectiepiek wordt het maximumbatterijvermogen afgetrokken en wordt een controle gedaan of deze bekomen waarde niet zorgt voor een netto-afname in plaats van injectie. Als dit het geval is, wordt de peak-shave-limiet op 0kW gelegd en anders gewoon op de bekomen waarde.

Vervolgens berekent het algoritme hoeveel energie er in de batterij wordt opgeladen vanaf het moment dat de netto-injectie groter is dan deze peak-shave-limiet. Als de maximale ladingstoestand overschreden wordt, wordt de limiet zodanig verhoogd totdat de batterij zijn maximale ladingstoestand niet overschrijdt. Als de maximale ladingstoestand in eerste instantie niet overschreden wordt, zijn er twee opties. Optie 1 is dat de peak-shave-limiet op 0kW ligt en dat er dus geen energie meer beschikbaar is en dus het maximaal haalbare bereikt is. Optie 2 is dat er nog momenten van injectie over zijn waarbij de batterij nog niet op zijn maximale vermogen oplaadt. Het algoritme berekent in deze situatie een tweede limiet op basis van een toenemend percentage zodat ook in deze situatie ofwel de batterij volledig opgeladen zal zijn, ofwel dat de batterij telkens op zijn maximaal toegelaten vermogen (ofwel maximum batterijvermogen om overbelasting te vermijden ofwel om netto-afname te voorkomen) oplaadt, maar toch niet volledig zal opgeladen zijn omdat er niet genoeg zonne-energie ter beschikking is. Door te werken met een toenemend percentage zal bij elke netto-injectie (tenzij het gebruikte batterijvermogen al maximaal is) een deeltje energie in de batterij worden opgeslagen zodat een brede band aan netto-injectie gedekt wordt. Bijkomend zorgt het gebruik van een percentage ervoor dat grote pieken goed gereduceerd worden.

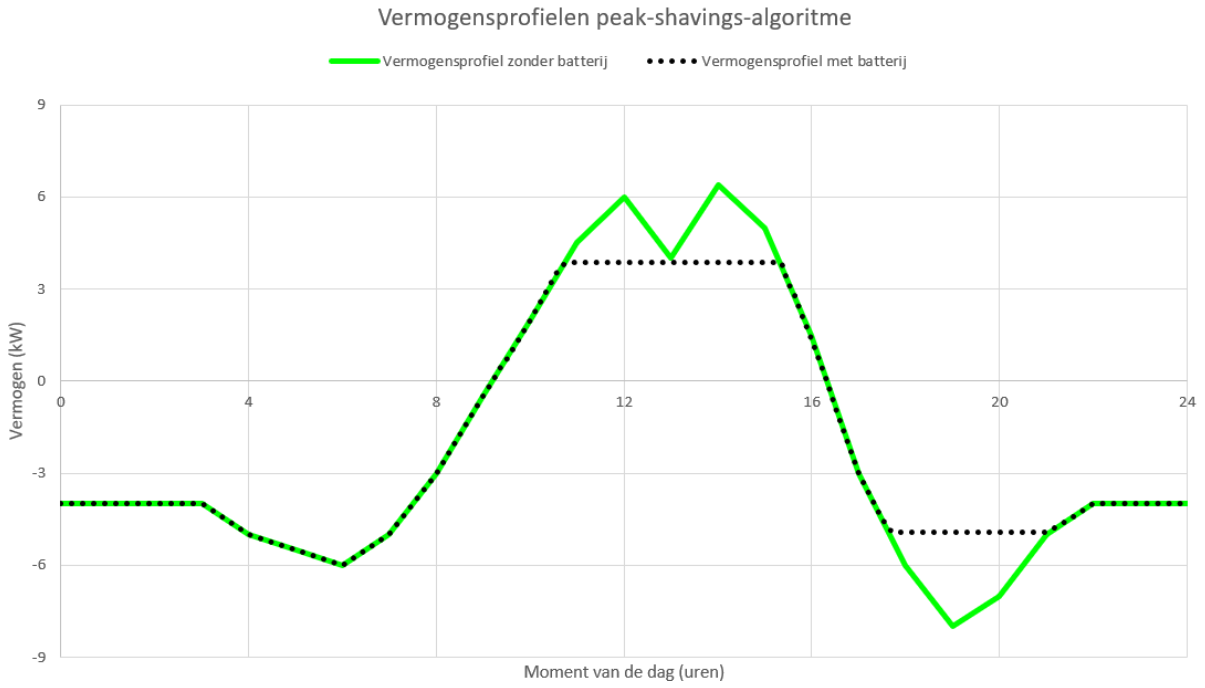
Na de berekeningen betreffende het opladen van de batterij, berekent het algoritme de ontlaadcyclus. Omdat de ontlaadcyclus onafhankelijk van de laadcyclus berekend worden, is er een kleine compensatie gedaan omwille van de volgende mogelijkheid. Stel dat de batterij volledig opgeladen is en een vroege avondpiek in de zomer ervoor zorgt dat de batterij eventjes ontleedt. Er is dan de mogelijkheid om de batterij daarna terug op te laden, maar doordat de oplaadcyclus onafhankelijk berekend zijn, is het onmogelijk om hiermee rekening te houden. Vandaar dat de minimale ladingstoestand van 10% naar 5% werd verlaagd. Deze compensatie is vrij klein, maar is te verantwoorden doordat de afnamepieken zich vooral voordoen in de avond en vooral in de winter (wanneer de batterij dus sowieso niet volledig kan opladen).

Het berekeningsalgoritme zoekt naar de grootste afnamepiek doorheen de dag en probeert deze maximaal te dekken met het beschikbare batterijvermogen. Een controle op een verandering van teken van het resultaat belet dat de batterij juist teveel zou compenseren en dus een netto-injectie zou veroorzaken. Bijkomend zal een echte grote afnamepiek slechts gedeeltelijk beperkt worden doordat de batterij binnen zijn vermogenslimieten moet blijven. Vervolgens wordt gecontroleerd of de batterij niet te ver ontladen is en zal de limiet zodanig verschoven worden zodat de batterij ook niet tot onder zijn minimale ladingstoestand ontladend. Een ochtendpiek zal dus ook niet gedekt kunnen worden aangezien de batterij dan nog op zijn minimale ladingstoestand verblijft. Als blijkt dat de batterij (na het dekken van de afnamepieken boven de peak-shave-afnamelimiet) nog lading overheeft, wordt een speciale ontladprocedure gebruikt.

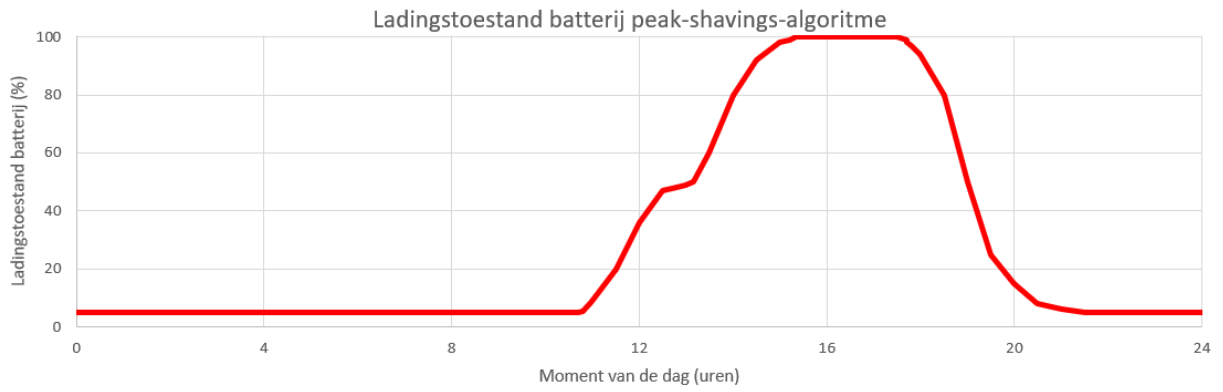
Deze ontladprocedure houdt via een formule in Matlab rekening met de zonsondergang omdat er vanaf dan geen netto-injectiemomenten meer voorvallen en de batterij dus sowieso niet meer zal opladen. Vanaf zonsondergang tot 4 uur 's morgens zal de batterij kijken of hij nog ontladvermogen beschikbaar heeft en hoeveel afname er is. Via een toenemend percentage bij elke nieuwe start in de programmaloop wordt bepaald hoeveel energie de batterij elk kwartier zal ontladen. Het voordeel van deze manier van werken is dat grote afnamepieken relatief hetzelfde gecompenseerd worden, maar absoluut (in kW) veel meer zodat de impact op het net theoretisch zou moeten verbeteren. In de winter heeft dit ook grote voordelen omdat de andere afnamemomenten ook gedekt worden en de netimpact dus ook hier theoretisch zou moeten verbeteren. Het bekomen percentage wordt zodanig opgevoerd totdat dit gelijk is aan 100% of dat de batterij volledig ontladen is.

Indien na deze ontladprocedure nog steeds energie op de batterij beschikbaar is (bij zonnige zomerdagen met zeer weinig verbruik), dan zal de batterij in de tijdsspanne van zonsondergang tot 4 uur 's morgens zorgen voor netto-injectie die over de volledige tijdsspanne verdeeld is zodat de netimpact van deze injectie minimaal is. Het voordeel van deze manier van werken is dat 's morgens altijd met een lege batterij vertrokken kan worden en injectiepieken in de zomer steeds maximaal opgevangen worden. Het nadeel is dat de ochtendpieken niet gedekt kunnen worden en de eindklant deze energie niet zelf meer verbruikt en dus eigenlijk een verlies ondervindt omwille van deze geforceerde ontlading. Een eventuele vergoeding in de toekomst zou hiervoor mogelijk zijn door met variabele tarieven te werken waarbij elektriciteit 's nachts meer waarde heeft dan overdag omdat de zonnepanelen 's nachts geen energie produceren en er dan een tekort aan hernieuwbare energieproductie zou kunnen ontstaan.

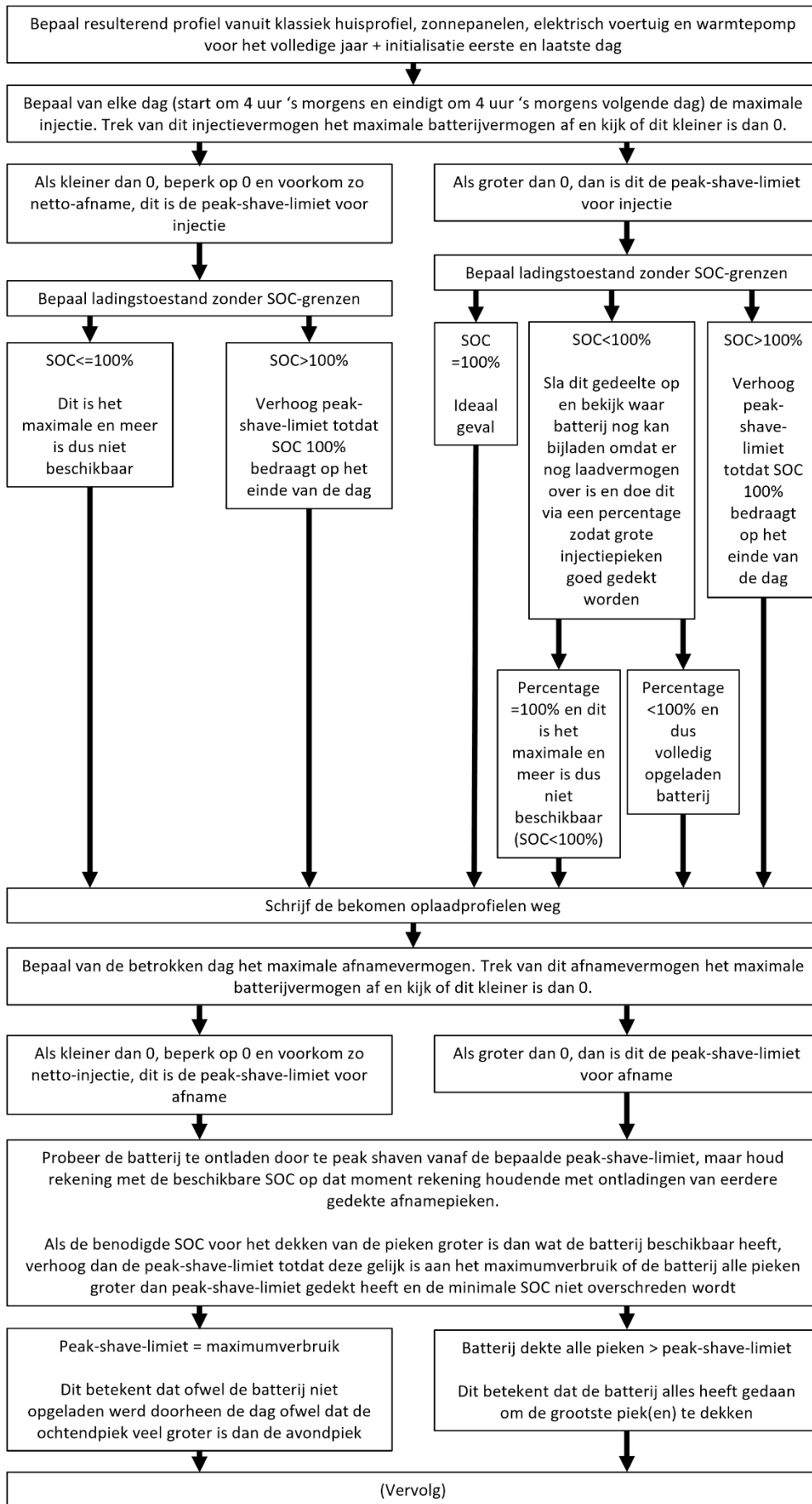
Aangezien het controle-algoritme begint op 4 uur 's morgens, wijken de eerste en de laatste dag af van de standaardcyclus. De eerste 4 uren van de eerste dag is de batterijtoestand minimaal omdat het effectieve controle-algoritme pas start op 4 uur 's morgens. De laatste dag gaat enkel tot 4 uur 's morgens omdat het controle-algoritme dan geen data van een volledige dag meer ter beschikking heeft.



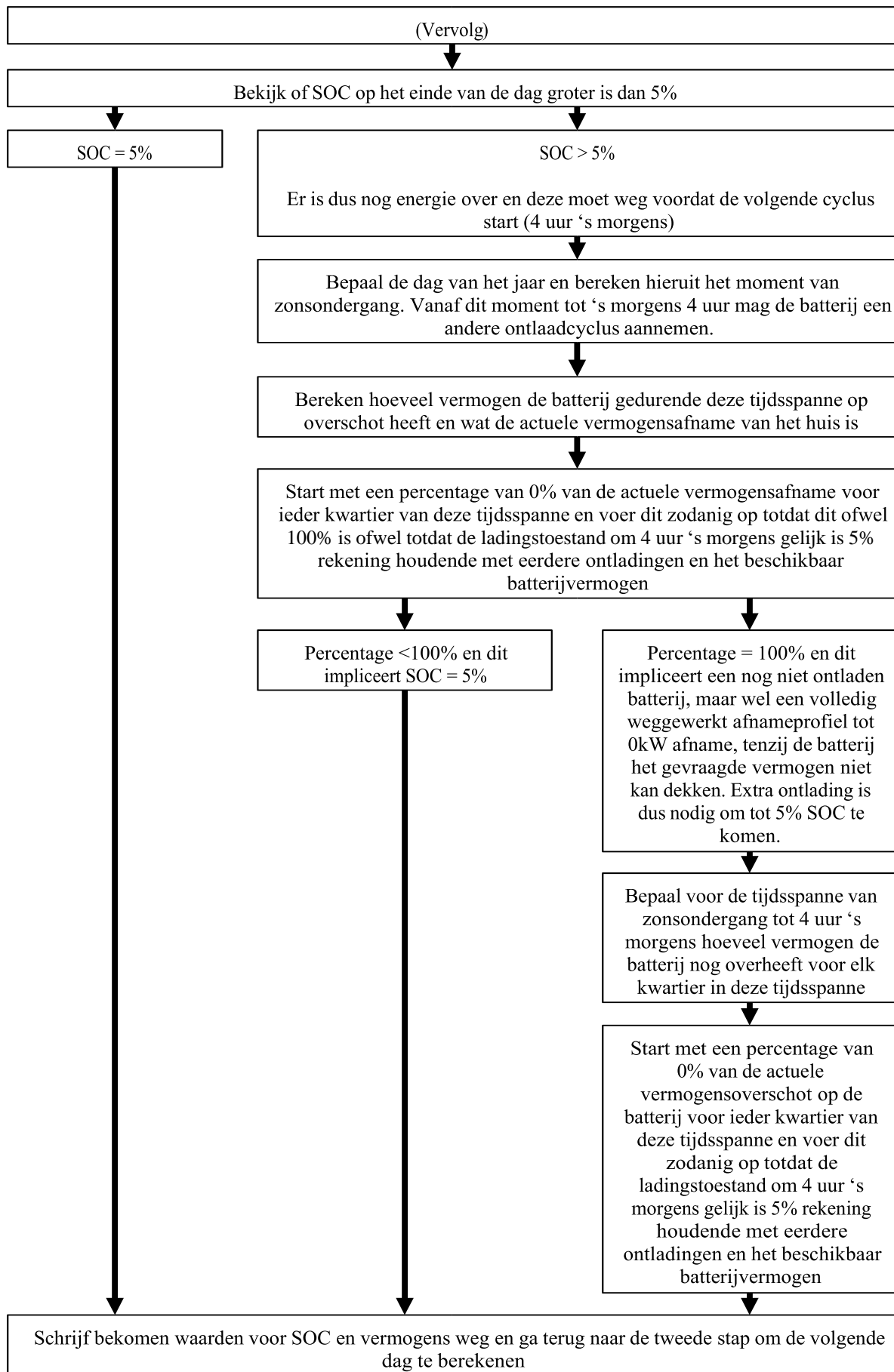
Figuur 4-6 Vermogensprofielen peak-shaving-algoritme



Figuur 4-7 Ladingstoestand batterij peak-shaving-algoritme



Figuur 4-8 Flowchart peak-shaving-algoritme deel 1



Figuur 4-9 Flowchart peak-shaving-algoritme deel 2

4.1.5 Dataverwerking simulaties

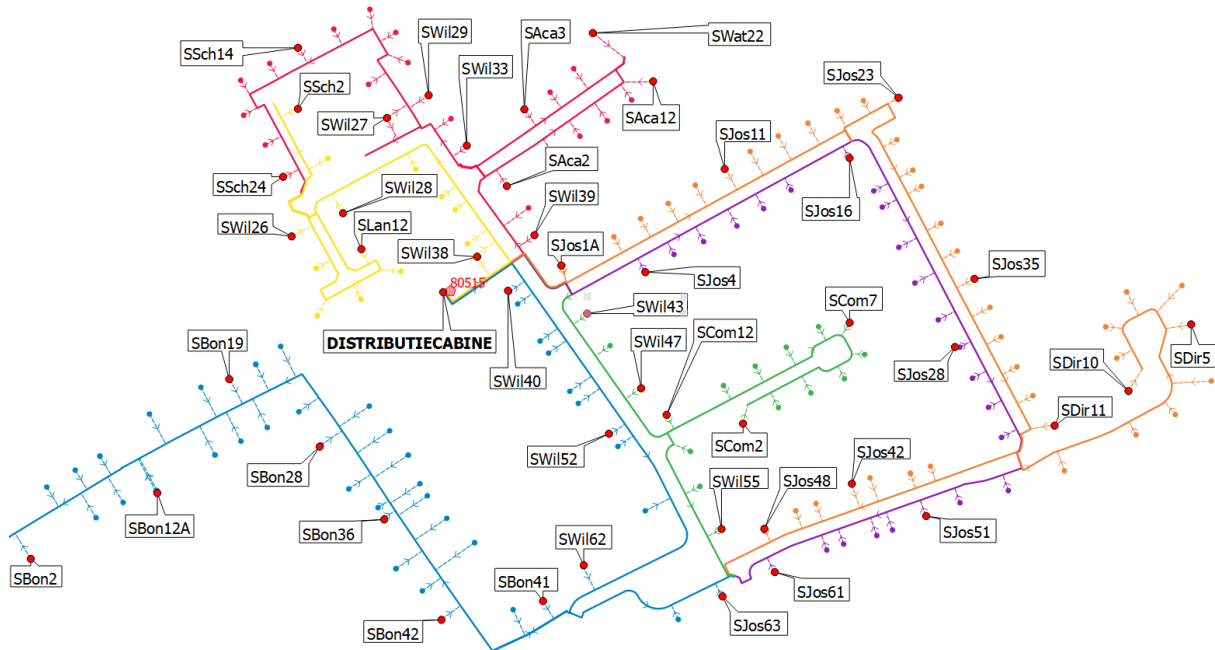
Dynamische simulaties op een laagspanningsnetwerk van 170 netgebruikers en dit over een tijdspanne van één volledig jaar, levert een grote hoeveelheid aan te verwerken data op. PowerFactory heeft hierbij de mogelijkheid om via een script variabelen op te slaan en bij te houden voor later gebruik in de dataverwerking. Het is bijgevolg mogelijk om elke spanning, stroom, fasehoek, vermogen, kabelbelasting, ... kortom elke berekende parameter op te slaan. Enerzijds is dit geen te wensen resultaat bij een dergelijke simulatierun. Dit levert een zeer grote hoeveelheid aan data op die moeilijk te interpreteren is. Anderzijds is het ook niet interessant om slechts een kleine, beperkte hoeveelheid aan data bij te houden zoals bijvoorbeeld enkel de totale procentuele belasting van de voedingstransformator. In dat geval wordt het volledige netwerk gekenmerkt door slechts één variabele en moet de volledige simulatie opnieuw uitgevoerd worden als er een andere parameter bekeken moet worden. In deze thesis is er daarom een keuze gemaakt om de volgende gegevens bij te houden:

- Simulatietijdstip in seconden
- Transformator:
 - Actieve fasevermogens
 - Totaal schijnbaar vermogen
 - Actuele tappositie
 - Maximale actuele belasting (slechtste van de drie fasen)
- Kabels:
 - Maximale actuele belasting (slechtste van de vier geleiders)
 - Belasting verschillende fasen & nulgeleider
- Aansluitingen:
 - Fasespanningen
- Batterij:
 - Ladingstoestand
 - Actief vermogen

Deze keuze is gebaseerd op de verschillende mogelijke netproblemen. Ten eerste dient de spanning tussen de genormeerde grenzen (EN50160) van +/- 10% van de nominale spanning te blijven en dit gedurende 95% van de tijd. De resterende 5% van de tijd is het toegelaten om buiten deze grenzen te treden en dit omwille van de reactietijd van de verschillende balanceringsmechanismen. Deze limieten worden opgelegd om een veilige en correcte werking van de aangesloten verbruikers te garanderen. Daarom is het noodzakelijk om de fasespanningen grafisch voor te stellen. Het is mogelijk om dit voor elke netgebruiker te doen, maar dit zou bij dit netwerk 170 grafieken opleveren en dus moeilijk interpreteerbaar zijn.

Na een analyse op het netwerk blijkt dat de spanning tussen twee aansluitingen niet veel verandert. Daarom is er gekozen om de spanningen om de zes aansluitingen op een feeder voor te stellen. Dit is geen vaste regel, want het netwerk vertakt op meerdere plaatsen en daarom is er op die plaatsen geopteerd om vanaf het aftakpunt opnieuw te meten en vanaf daar terug opnieuw te starten met het principe van metingen om de zes aansluitingen. Een grafische weergave van het netwerk met de aangeduide, bemeten aansluitingen, is terug te vinden in Figuur 4-10. Uit deze simulatie bleek ook dat vooral de spanningen aan het einde van de kabel vaak buiten de grenzen komen en daarom dat er ook grafieken gemaakt werden met enkel en alleen de uiteinden van elke feeder (ook de vertakte uiteinden).

(Markiewicz & Klajn, 2004)



Figuur 4-10 Overzicht gebruikte klantcoderingen

Naast de spanningen bij de netgebruikers, dienen ook de kabels binnen hun werkingslimieten te blijven. Hierbij is het belangrijk dat de kabel binnen zijn totale limiet, maar ook binnen zijn fase- en nulgeleiderlimiet blijft. Aangezien de stroom doorheen de kabel bepaalt hoeveel de kabel belast is, worden de totale belasting en fasebelastingen grafisch weergegeven. Ook hier is het mogelijk om elk stukje kabel tussen elke netgebruiker te visualiseren. Omwille van de overzichtelijkheid is er geopteerd om slechts welbepaalde kabelgedeelten te monitoren. Bij elk aftakpunt van een feeder, definieert Digsilent een nieuwe kabel en daarnaast is er in Qgis ook al een opsplitsing van één kabel in meerdere kabelsegmenten gemaakt. Vandaar dat deze opsplitsingen gebruikt worden om grafieken mee te maken waarbij het vertrekpunt van elke feeder als meetpunt gedefinieerd wordt. Dit vertrekpunt (bekeken ten opzichte van de transformator) vormt een goede basis voor analyses omdat in dit punt van de kabel de belasting/stroom het grootste zal zijn bij zowel verbruik- als injectiemomenten. Een overzicht van deze kabelbenamingen is in Figuur 4-2 terug te vinden.

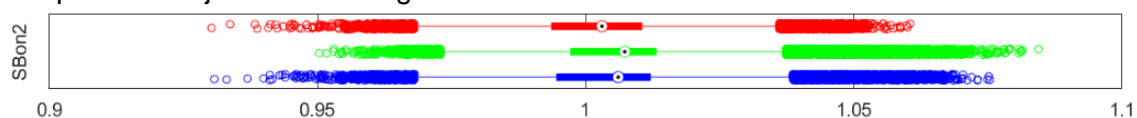
Ten derde moet de transformator gemonitord worden. Omdat de transformator zowel globaal als per fase binnen de werkingslimieten moet blijven, worden de verschillende fasevermogens, totaal schijnbaar vermogen en procentuele belastingen gemeten. Daarnaast wordt ook de actuele tappositie bijgehouden en dit om de invloed van het verstellen van deze tappositie te kunnen visualiseren indien nodig.

Daarnaast is het ook nodig om de simulatietijd bij te houden en op die manier tijdsafhankelijke informatie zoals seizoensafhankelijkheid van de zonnepanelen te kunnen visualiseren.

Tot slot is het voor de batterij noodzakelijk om verschillende gegevens bij te houden. De ladingstoestand is een nodig gegeven voor de correcte dimensionering van de batterij. Het actief vermogen is nodig om te kijken hoe de batterij opgeladen/ontladen wordt.

Vervolgens is het noodzakelijk om de verschillende meetgegevens overzichtelijk voor te stellen om enerzijds een globale, snelle analyse en anderzijds een gedetailleerde analyse mogelijk te maken. Ook hier dient er een afgewogen keuze gemaakt te worden. Jaargrafieken geven een goede interpretatie om seizoenseffecten te visualiseren, maar geven bijvoorbeeld slecht weer hoe lang een transformator of kabel overbelast is. Daarom is er geopteerd om hoofdzakelijk met boxplots en in mindere mate met jaargrafieken te werken. De boxplots geven bijvoorbeeld weer hoeveel procent van de tijd de kabel buiten zijn werkingslimieten gaat, terwijl de jaargrafiek aangeeft wanneer deze situatie zich voordoet. Om enerzijds een te groot aantal aparte figuren te vermijden en anderzijds samenhangende informatie zoals de drie fasespanningen bij één en dezelfde netgebruiker te behouden, werden meerdere subfiguren gecombineerd tot één figuur. Hierbij geeft bijvoorbeeld één figuur het verloop van de drie fasespanningen van alle geselecteerde gemeten verbruikers weer via boxplots. Deze manier van werken resulteert in een beperkt aantal grafieken (ongeveer 45), maar geeft voldoende inzicht in het gesimuleerde netwerk. Een snelle analyse is hierbij ook mogelijk doordat het aantal grafieken beperkt is en samenhangende gegevens gebundeld blijven. Daarnaast gebruiken de grafieken steeds een andere kleur voor een andere fase zodat grafieken ook eenvoudig met elkaar te vergelijken zijn. Fase A gebruikt altijd rood, fase B groen, fase C blauw en de nulgeleider paars. De grafieken werden via Matlab-scripts bekomen.

Ter verduidelijking van de getoonde figuren in deze thesis is in Figuur 4-11 een veelgebruikte boxplot toegevoegd. Het is hierbij belangrijk om de betekenis van deze figuur toe te lichten. Links op de figuur staat de klantcodering. In dit geval is dit SBon2 en de situering van deze klant is in Figuur 4-10 terug te vinden. Op de horizontale as zijn enkele kenmerkende spanningsgrenzen vastgelegd die via de genormaliseerde eenheid per unit worden weergegeven. 1p.u. komt hierbij overeen met de nominale spanning en bijvoorbeeld 1,1p.u. komt overeen met 10% overspanning. De drie getoonde boxplots boven elkaar stellen de verschillende fasen voor, gaande van fase A bovenaan via de rode boxplot, fase B via de groene boxplot en fase C via de blauwe boxplot. De rechthoek rond 1p.u. in de boxplots stelt de breedte van het eerste tot en met derde kwartiel voor waarbij de mediaan via het kleine bolletje wordt weergegeven. Buiten deze rechthoek worden veelvoorkomende waarden weergegeven via de dunne horizontale lijnen. Wanneer de lijn overgaat in een bolletjes, betekent dit dat de getoonde punten uitschieters weergegeven. Door boxplots van meerdere klanten onder elkaar te tekenen is het mogelijk om het spanningsverloop doorheen een feeder te visualiseren. De boxplots zullen dan zodanig opgebouwd zijn dat de bovenste boxplots overeenkomen met de klanten die zich het kortste bij de transformator bevinden. Dergelijke boxplots worden niet enkel gebruikt om de spanning weer te geven, maar ook voor de procentuele kabelbelasting, fasevermogens van de transformator, ... en geven een goed beeld van de nettoestand. In het geval een kabelbelasting wordt weergegeven zal een vierde, paarse boxplot verschijnen die de nulgeleider toont.

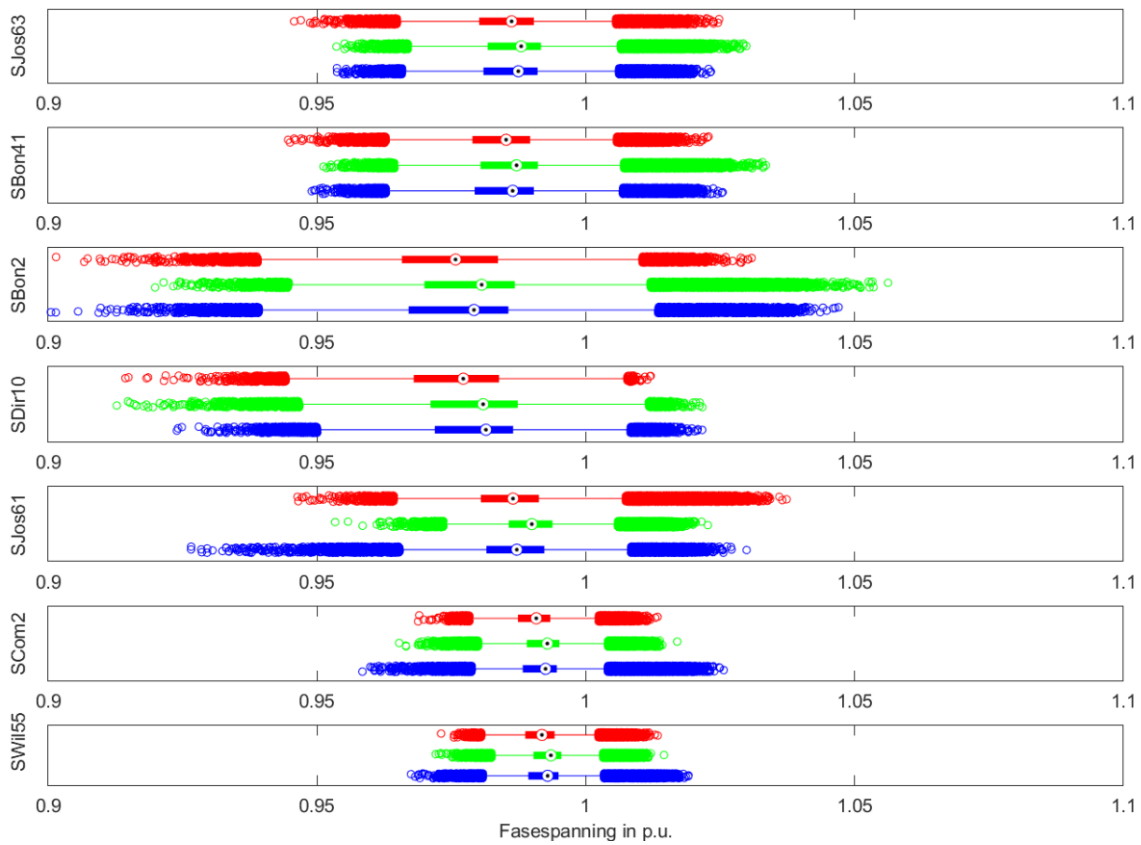


Figuur 4-11 Verduidelijking boxplot spanningsverloop SBon2

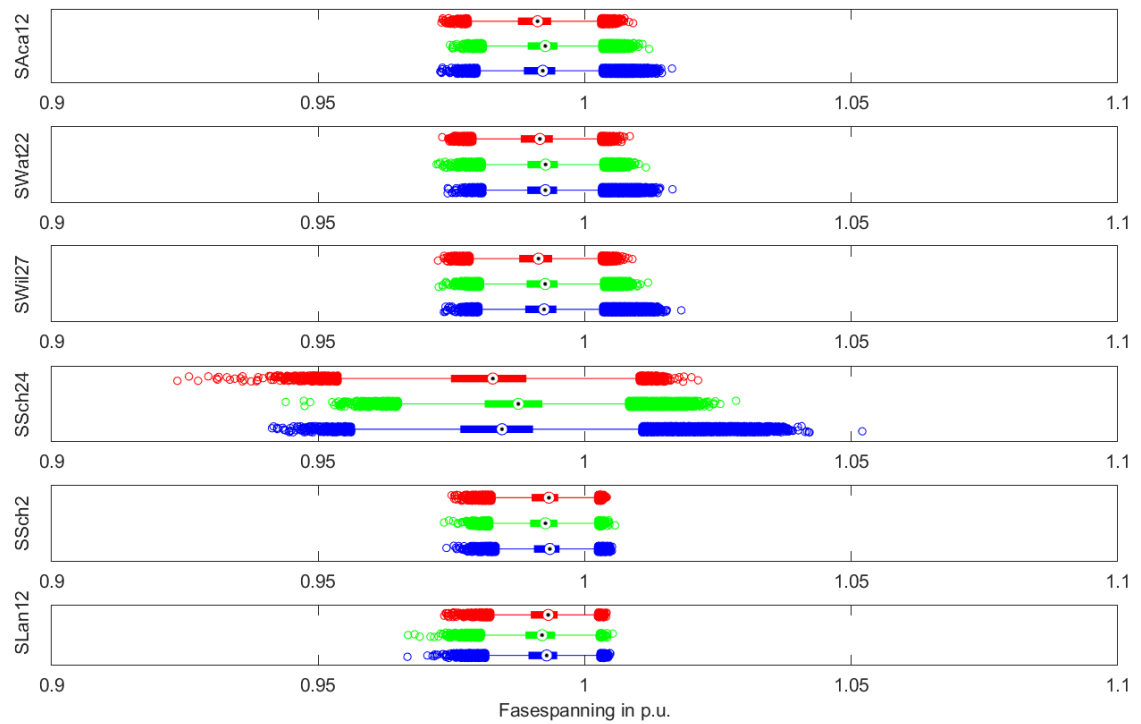
4.2 Referentiescenario

Vooraleer de scenario's gesimuleerd kunnen worden en er conclusies over de toekomstige netbelasting gemaakt kunnen worden, is een goed inzicht in de actuele nettoestand noodzakelijk. Dit werd bekomen door de informatie van Qgis vanuit Smallworld te gebruiken en geen extra elementen zoals zonnepanelen, elektrische voertuigen of warmtepompen toe te voegen. Enkel de op dit moment aanwezige PV-installaties werden in rekening gebracht. Na een eerste simulatie bleek dat het netwerk al problemen ondervond onder de vorm van onderspanningen. Een klein aantal netgebruikers had een spanning kort bij de limiet van 10% onderspanning. Aangezien dit een uiterste grens is en dus ook in de praktijk vermeden wordt, werd de tappositie van de transformator bijgesteld van de neutrale positie naar -1. Deze aanpassing resulteert in een verhoging van de vertrekspanning met 2,5%.

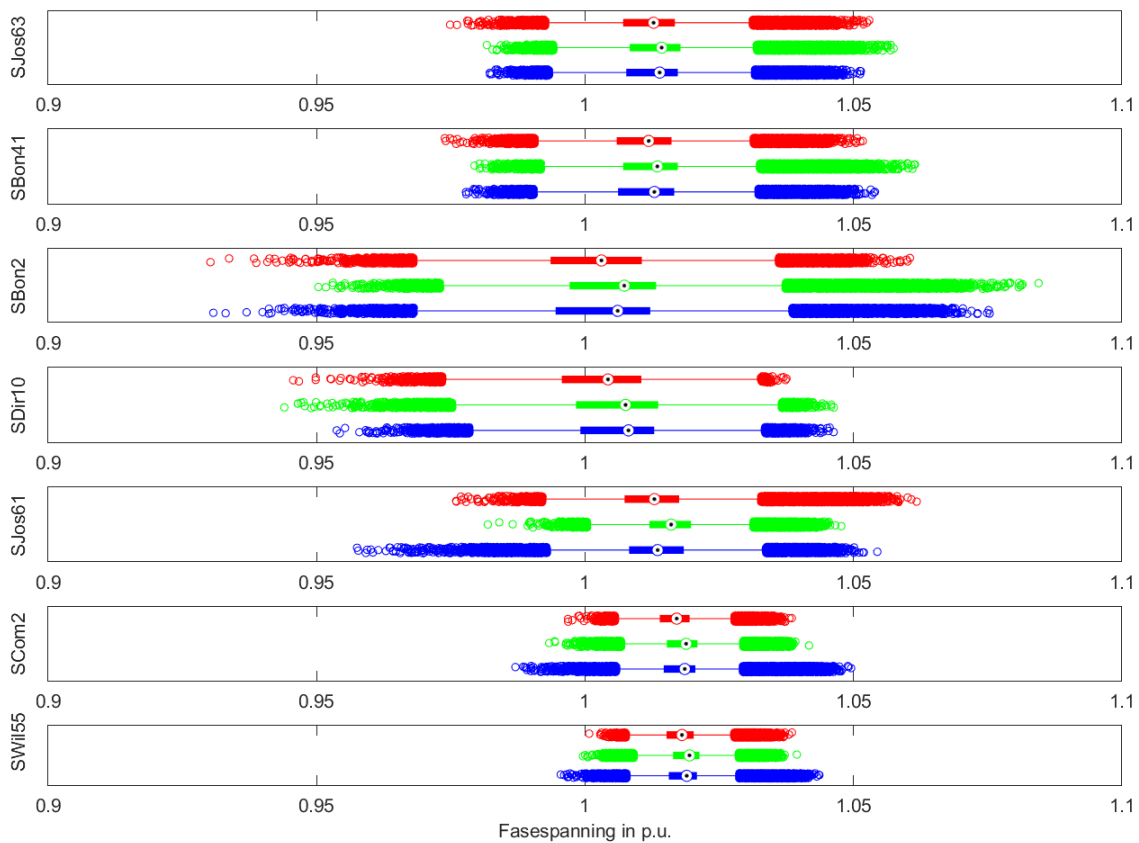
Figuur 4-12 en Figuur 4-13 geven een overzicht van het spanningsverloop bij een neutrale tappositie en Figuur 4-14 en Figuur 4-15 geven het spanningsverloop bij de verstelde tappositie (tapstand -1) en dit voor alle feedereindes uitgedrukt in de relatieve eenheid p.u. Bij de eerste situatie gaat de spanning bij SBon2 buiten de toegelaten limieten. De situering van SBon2 is in Figuur 4-10 links onderaan op de blauwe feeder terug te vinden. Deze limietoverschrijding is echter wel een niet veelvoorkomende situatie, maar moet wel aangepast worden om betere prestaties te bekomen. De tweede situatie geeft duidelijk weer dat de spanning bij SBon2 terug binnen de toegestane limieten blijft. Echter ondervinden de lasten nu relatief gezien meer overspanningen. Maar aangezien de beide spanningslimieten nu gerespecteerd worden, wordt de tweede situatie (tapstand -1) als referentiesituatie genomen. De vergelijking tussen de twee mogelijke tapposities is niet de essentie van deze thesis, maar een duiding van de keuze van referentiesituatie is wel noodzakelijk.



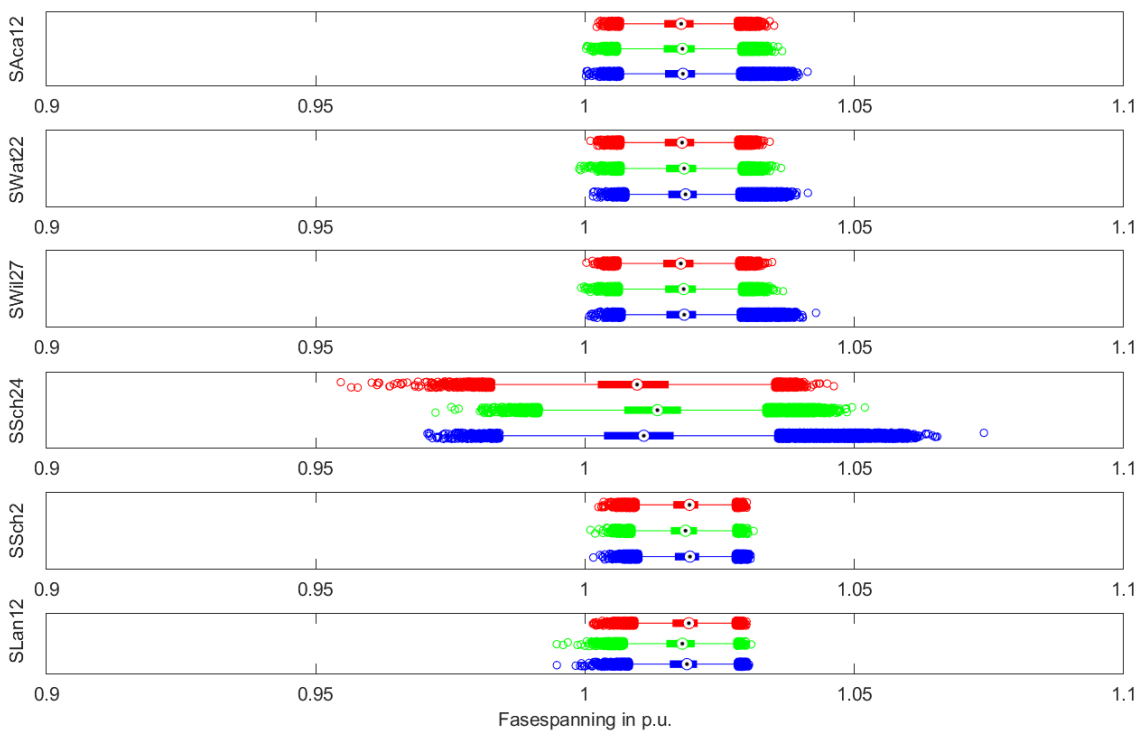
Figuur 4-12 Spanningsverloop feedereindes deel 1 bij neutrale tapstand referentiescenario



Figuur 4-13 Spanningsverloop feedereindes deel 2 bij neutrale tapstand referentiescenario

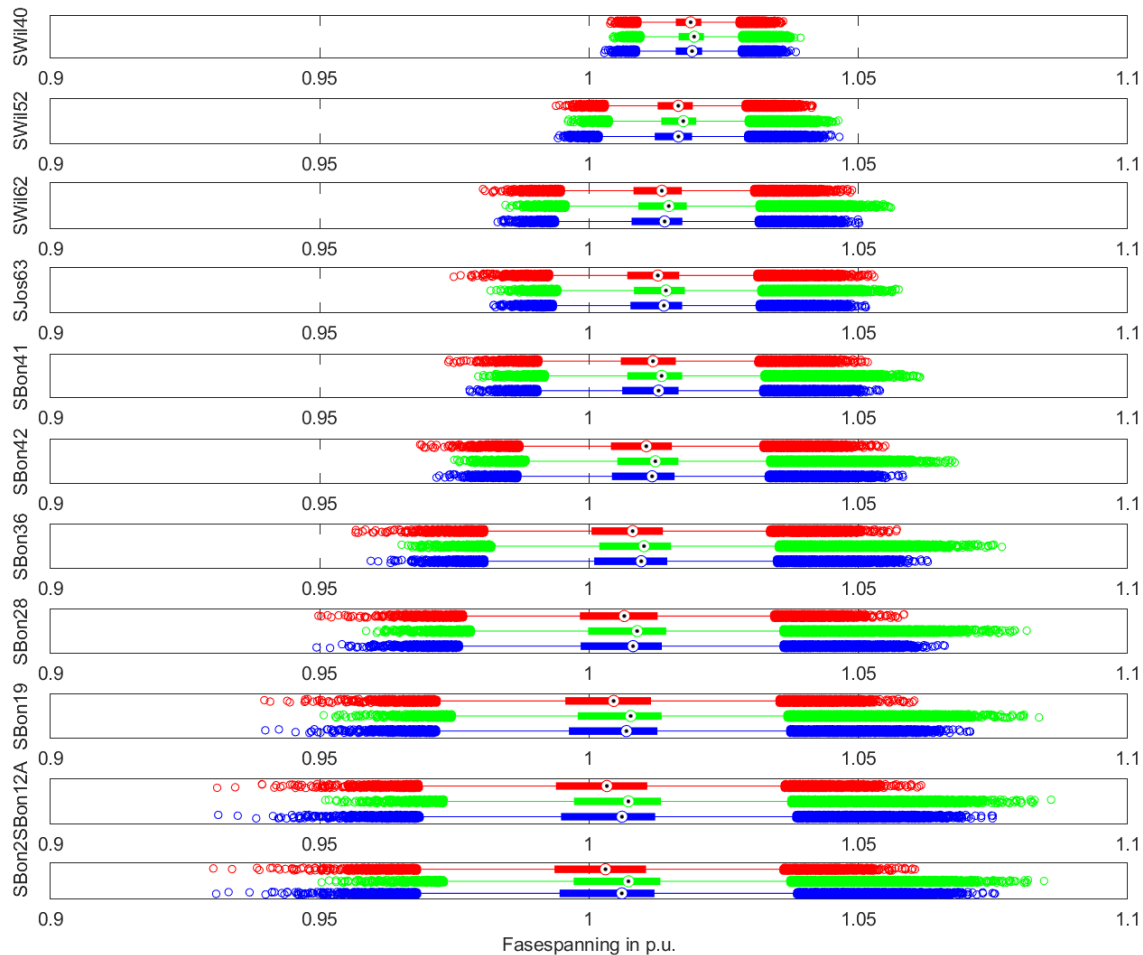


Figuur 4-14 Spanningsverloop feedereindes deel 1 bij verstelde tapstand referentiescenario



Figuur 4-15 Spanningsverloop feedereindes deel 2 bij verstelde tapstand referentiescenario

De reden dat SBon2 een zeer lage spanning ondervindt, is omdat deze aansluiting zich op het einde van de langste feeder bevindt. De vertrekspanning van de transformator ligt vast op ongeveer 230V, maar deze spanning neemt af omwille van de spanningsval over de kabels bij momenten van verbruik. Met een kabellengte van 777m, is deze spanningsval dus niet meer verwaarloosbaar en zeker niet bij hoge verbruiksmomenten. Ook bij momenten van injectie zal dit aansluitingspunt de meeste hinder ondervinden op het vlak van overspanningen. De spanningsval neemt dan vanaf de transformator toe omdat de stroom dan omgekeerd vloeit. Figuur 4-16 geeft een overzicht van het spanningsverloop over de blauwe feeder waarbij er, zoals eerder al vermeld, een aantal geselecteerde netgebruikers voorgesteld worden. De aansluitingen bovenaan de figuur bevinden zich het dichtste bij de transformator, terwijl de onderste aansluitingen zich praktisch op het einde van de feeder bevinden. Voorgaande verklaart dan ook het verloop van de spanningen in de figuur. De spanning aan het begin van de feeder is nagenoeg constant omwille van de koppeling met de quasi vaste spanning van de transformator, terwijl de spanning aan het einde van de feeder afhangt van de spanningsval over de volledige feeder. Feedereindes verdienen dus speciale aandacht en vandaar de aparte visualisatie van alle feedereindes.

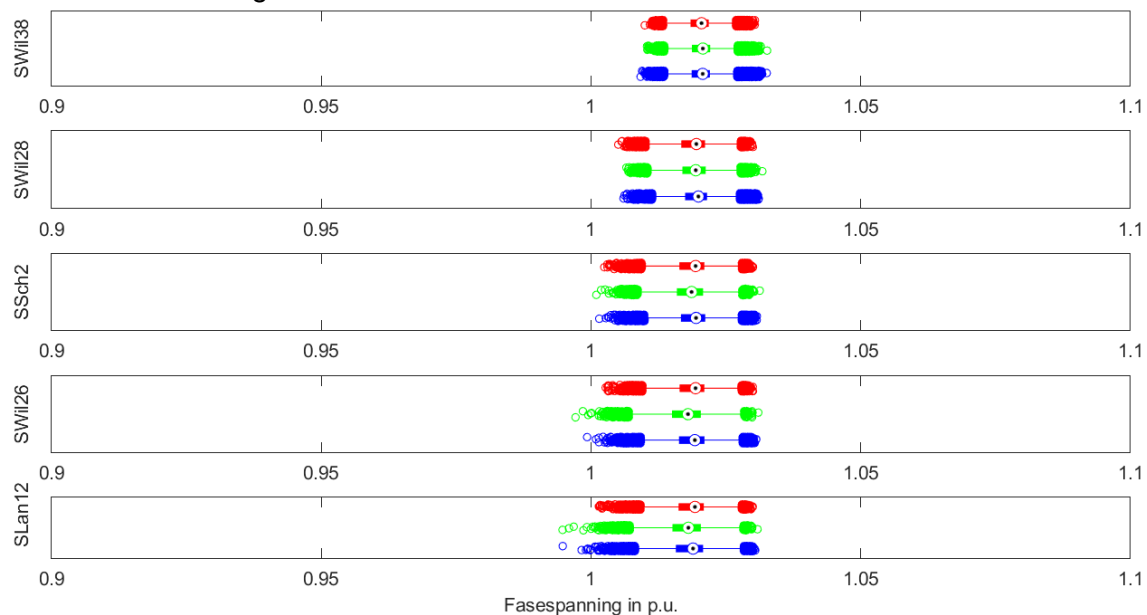


Figuur 4-16 Verloop fasespanning blauwe feeder referentiescenario

Voorgaande redenering toont ook een zeer sterke overeenkomst met de aanwezige netstructuur. Wanneer de feeder kort is en weinig netgebruikers (zowel in aantal als in grootte) heeft, blijft de spanning redelijk stabiel. Lange feeders met in de meeste gevallen ook tegelijkertijd veel netgebruikers, ondervinden veel last van onder- en overspanningen.

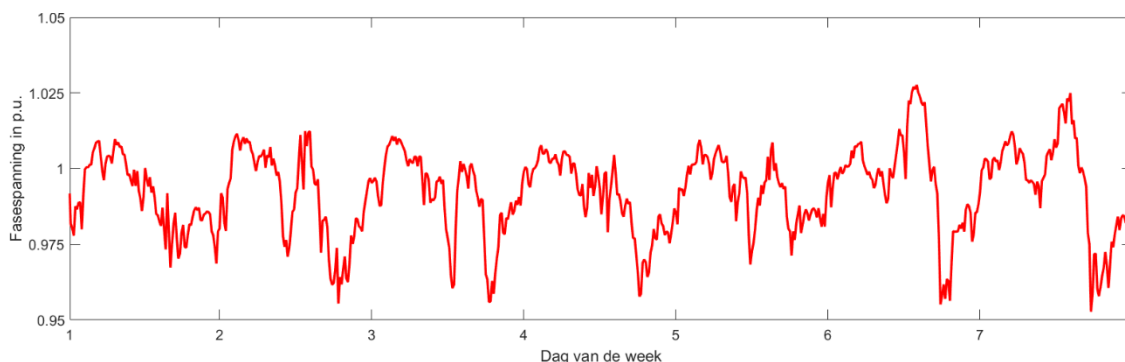
Zo geeft Figuur 4-17 het spanningsverloop weer voor de gele feeder. Op deze feeder zijn slechts 15 netgebruikers aanwezig en de totale kabellengte bedraagt 577 m. Bijkomend bevat deze feeder momenteel geen klanten met zonnepanelen, waardoor de spanning enkel zal zakken bij verbruiksmomenten en praktisch niet kan stijgen doordat er geen PV-energie op deze feeder geïnjecteerd wordt. Wel kan deze spanning stijgen onder invloed van een stijging van de transformatorspanning, maar zoals verder in deze bespreking vermeld wordt, is deze stijging momenteel zo goed als verwaarloosbaar.

Figuur 4-16 geeft dan net de tegenovergestelde situatie, namelijk een lange feeder van 777m met in totaal 45 klanten waarvan 15 klanten zonnepanelen hebben. Dit verklaart dan ook de enorme spreiding op de spanning doordat er zowel veel verbruik als veel injectie aanwezig is en dit over een lange feeder.

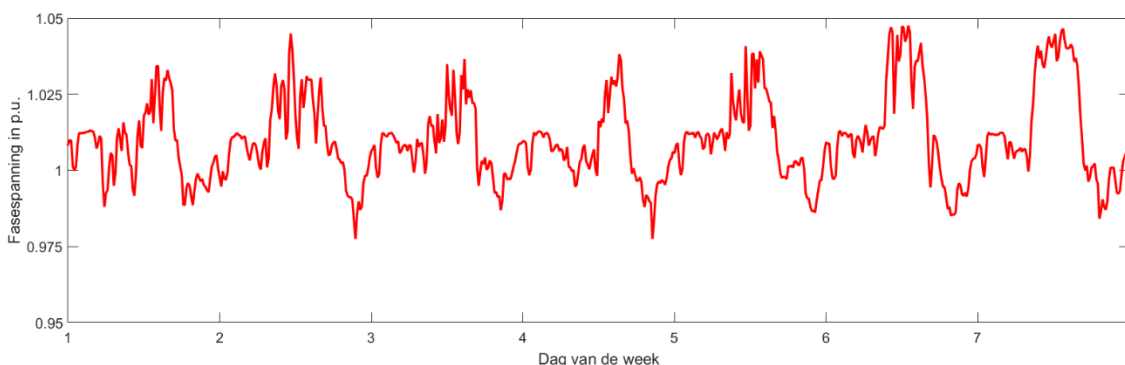


Figuur 4-17 Verloop fasespanning gele feeder referentiescenario

Figuur 4-18 en Figuur 4-19 tonen daarnaast ook het verloop van de fasespanning A bij de netgebruiker SBon2 gedurende één volledige week in respectievelijk de winterperiode en zomerperiode. Deze figuren geven duidelijk weer dat de spanning tijdens de nacht vrij stabiel is. In de winterperiode zal er 's avonds een grote afnamepiek optreden waardoor de spanning evolueert naar een onderspanning. In de zomerperiode zal de spanning bij een zonnige dag evolueren naar een overspanning. 's Avonds zal de spanning dan terug dalen omdat de netgebruikers dan zelf geen energie meer opwekken, maar wel energie nodig hebben en dus terug energie van het net afhalen. Beide figuren dienen vooral ter illustratie van het spanningsverloop dat per kwartier bekomen werd en in de boxplots algemener bekeken wordt voor één volledig jaar. De boxplots geven de situatie beter weer aangezien ze het volledige jaar in rekening brengen, terwijl het met een weekgrafiek zeer moeilijk is om te bepalen welke week representatief is voor alle andere weken gedurende het volledige jaar.



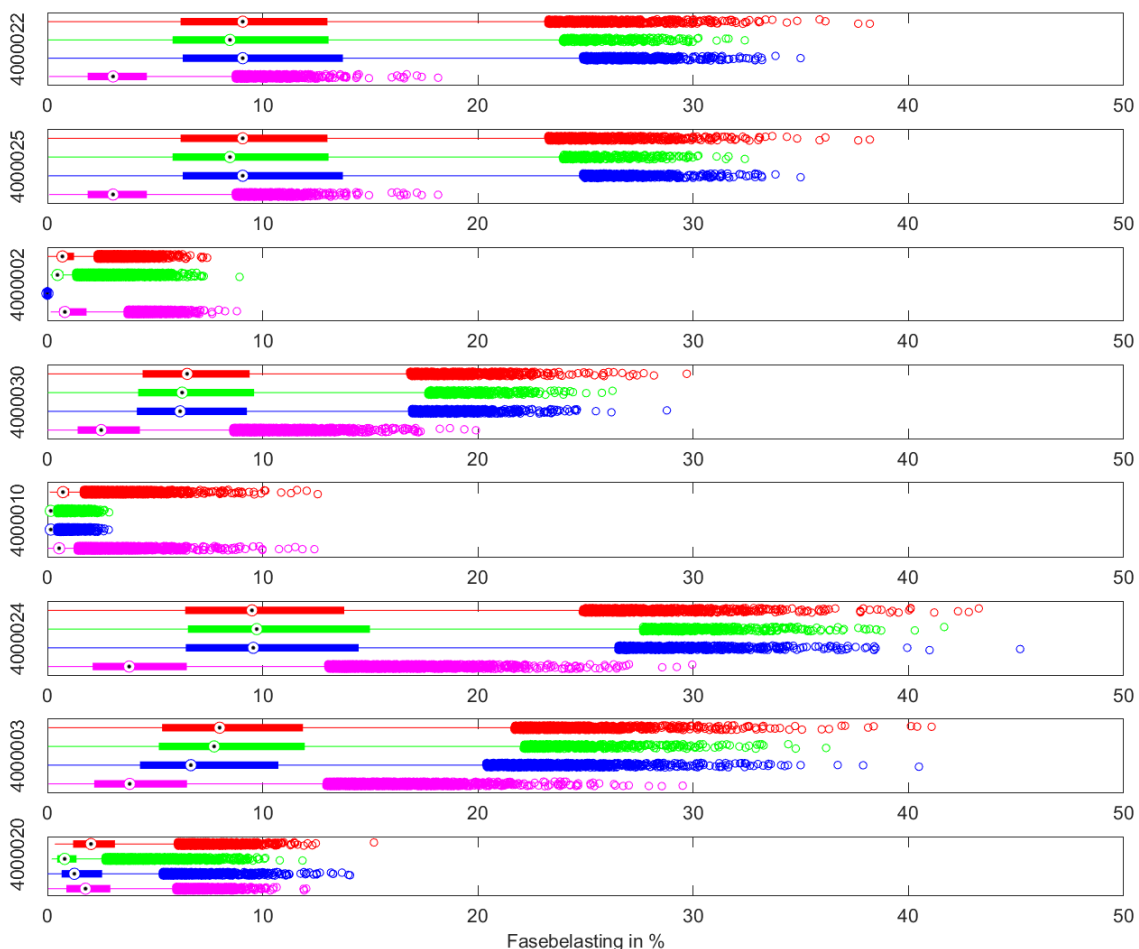
Figuur 4-18 Verloop fasespanning A SBon2 gedurende één week in de winterperiode



Figuur 4-19 Verloop fasespanning A SBon2 gedurende één week in de zomerperiode

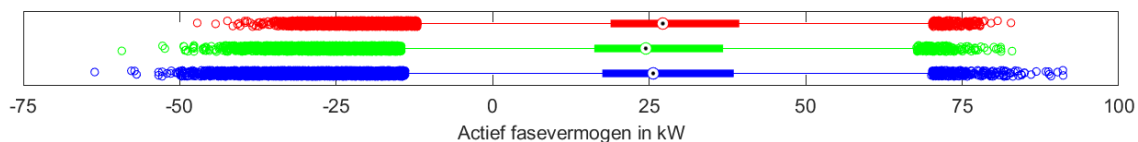
Vervolgens geven de grafieken van de kabelbelastingen een beter inzicht in de nettoestand. Hierbij werken de meeste kabels (19 van de 32) slechts op minder dan 25% van de maximale belasting. Dit betekent dat de kabels op het vlak van stroomcapaciteit ruim gedimensioneerd zijn. De meeste kabels zijn van het type EAVVB 4x150mm² aluminium en dit is ook de grootste kabel die Infrac gebruikt voor dergelijke netten. Slechts een aantal kabels bereiken limietwaarden van net geen 50%, wat betekent dat 50% van de kabelcapaciteit momenteel niet gebruikt wordt.

Figuur 4-20 geeft een overzicht van de kabelbelasting per fase voor de blauwe feeder. Figuur 4-2 geeft hierbij de geografische positie van de verschillende kabelcoderingen beter weer. De kabels 4000002 en 4000010 zijn zeer weinig belast omdat er op elk van deze kabels ook maar slechts twee netgebruikers aangesloten zijn. Kabel 4000002 is echter wel een 4x150mm² kabel en heeft dus enorm veel marge. Indien deze twee grafieken uit de analyse gelaten worden, vertoont de grafiek een dalend verloop van de kabelbelasting vertrekkende van de transformator naar het straateinde. Enkel is dit niet zo zichtbaar als het werkelijk is. Dit komt doordat de laatste drie feeders in de figuur geen ondergrondse 4x150mm² aluminium meer zijn, maar van het type bovengronds 3x70mm² aluminium + 54,6mm² AMS. Deze geleidelijke afname van de doorsnede is ook logisch aangezien het vermogen bij de transformator het grootste is en hoe verder van de transformator, hoe meer vermogen er al afgenomen werd en hoe minder er dus nog door de kabel getransporteerd moet worden. Deze verdeling is ook geldig bij injectie omdat op deze momenten naarmate er korter naar de transformator wordt gegaan meer vermogen op de feeder geïnjecteerd wordt en de kabelbelasting dus ook zal toenemen richting de transformator. Doordat de nulgeleider een andere doorsnede en andere samenstelling heeft, heeft hij ook meer weerstand en kan hij minder stroom aan. Dit verklaart ook waarom de nulgeleider al zo snel belast is. De andere feeders vertonen een gelijkaardig verloop.



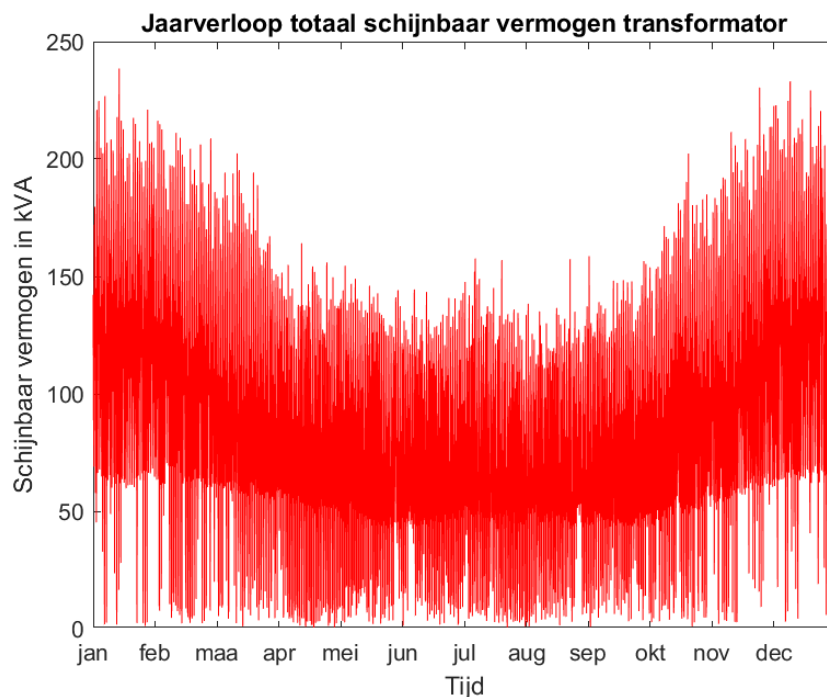
Figuur 4-20 Kabelbelasting per fase voor blauwe feeder referentiescenario

Tot slot geeft een analyse op de transformator een globaal overzicht van het netgebruik. Figuur 4-21 geeft hierbij een overzicht van de fasevermogens van de transformator. Hieruit volgt duidelijk dat het netwerk niet enkel en alleen energie afneemt (vermogen is positief), maar ook energie injecteert (vermogen is negatief). Dit is ook vrij logisch aangezien 28% van alle netgebruikers in dit netwerk een PV-installatie heeft. In totaal komt dit neer op een piekvermogen van 261kWp. Dit betekent dat wanneer de zon schijnt op een doordeweekse dag in mei, de volledige wijk weinig energie afneemt en dus energie injecteert in het middenspanningsnet. Het geïnjecteerde vermogen bereikt echter geen 261kW omdat elke aansluiting nog sluimerverbruik heeft onder de vorm van elektronica, diepvriezers, koelkasten, ... en deze situatie een volledig open hemel veronderstelt. De vermogensafname blijft bij deze penetratiegraad van de zonnepanelen wel nog steeds groter dan de vermogensinjectie. De verdeling over de verschillende fasen geeft echter aan dat er zowel meer injectie als verbruik aanwezig is op fase C dan fase B en ten opzichte van fase A. De injectie is logisch te verklaren doordat er meer PV-installaties op fase C dan fase B en ten opzichte van fase A aanwezig zijn. Het verschil in verbruik is te verklaren doordat er iets meer grotere verbruikers op fase C dan fase B en ten opzichte van fase A aanwezig zijn.



Figuur 4-21 Verdeling actief fasevermogen transformator referentiescenario

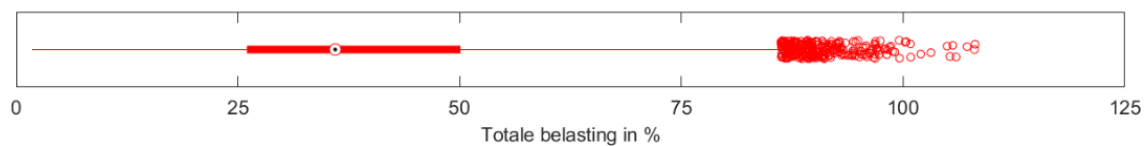
Figuur 4-22 toont het jaarverloop van het transformatorvermogen en toont duidelijk aan dat het net het zwaarst belast is tijdens de winter en het minst belast is tijdens de zomer. Dit verklaart ook de mediaan (aangeduid via een bolletje) op 25kW afname in Figuur 4-21. Wel volgt uit Figuur 4-22 dat er in mei en juli een injectiepiek optreedt en deze verklaring werd eerder al aangegeven onder de vorm van een heldere hemel en een niet te warme doordeweekse dag.



Figuur 4-22 Jaarverloop totaal schijnbaar vermogen transformator referentiescenario

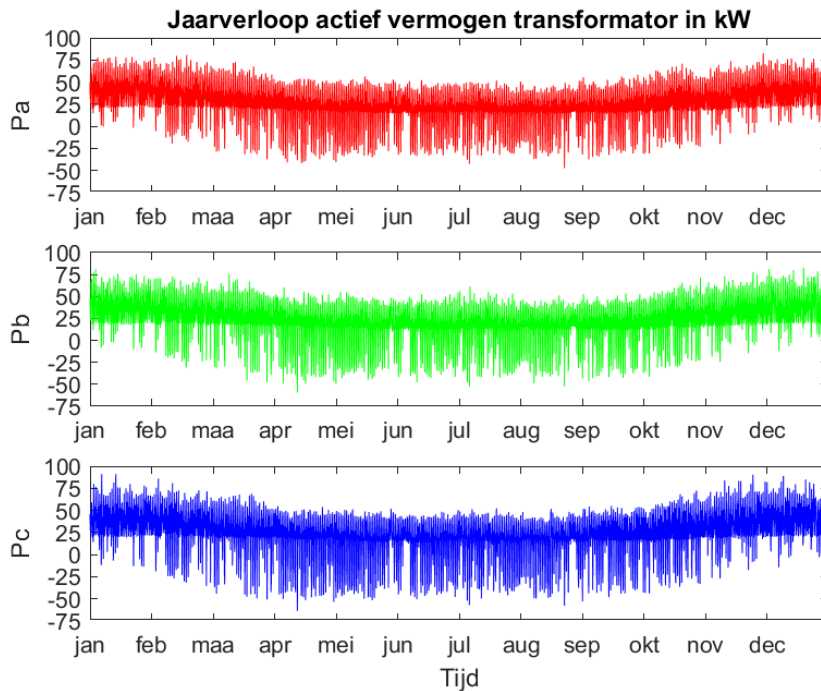
Figuur 4-23 toont de procentuele belasting van de transformator. Slechts een paar keer per jaar lijkt de transformator overbelast te zijn, maar deze overbelasting wordt door Digsilent een beetje uitvergroot. Dit komt doordat Digsilent de transformatorverliezen ook meerekent als een geleverd vermogen terwijl deze bij de transformatorbelasting in de realiteit niet in rekening worden gebracht. Echter zijn de verliezen bij een transformator (relatief gezien) niet groot. Daarnaast houdt Digsilent rekening met de nadeligste fasebelasting van de transformator en dit heeft wel een belangrijke invloed. Een transformator van 250kVA betekent bijvoorbeeld niet dat fase A en B elk 50kVA mogen leveren en tegelijkertijd fase C 150kVA mag leveren (strikt genomen is dit een vectoriële som, maar dit zou de focus van de verduidelijking wegnemen). Elke wikkeling heeft zijn grenzen en deze worden berekend door het globale nominale vermogen te delen door het aantal fasen. In dit voorbeeld zal Digsilent dus rekenen met de fasebelasting van 150kVA op een nominaal fasevermogen van 83kVA, waardoor de transformator dus wel degelijk overbelast is. Het blijkt dus wel degelijk nuttig te zijn om met deze nadeligste waarde rekening te houden.

Als de bekomen overbelasting klein en van korte duur is, is dit echter geen groot probleem omdat de transformator voorzien is op kortstondige, kleine overbelastingen. Uit Figuur 4-23 blijkt dat de transformator, in tegenstelling tot de kabels, wel maximaal belast wordt, maar wel slechts kortstondig omdat 25 tot 75% van de tijd de belasting tussen de 25 en 50% ligt. De transformator kan dus nog meer verbruikers aan, maar moet efficiënter gebruikt worden. De kleine overbelasting van de transformator valt nog net binnen de toegelaten grenzen.



Figuur 4-23 Totale belasting transformator referentiescenario

Figuur 4-24 geeft tot slot het jaarverloop van het actief vermogen per fase van de transformator. Hieruit blijkt inderdaad dat de transformator tijdens de winter netto gezien energie aan de wijk afgeeft en tijdens de zomer energie van de wijk afneemt. De grote pieken in de zomerperiode ontstaan omwille van de gelijktijdige injectie van alle klanten met zonne-energie op momenten van laag verbruik en de verbruikspieken 's avonds ontstaan dan van alle klanten die dan terug energie van het net afnemen. Dit toont het potentieel van energieopslag via thuisbatterijen.



Figuur 4-24 Jaarverloop actief fasevermogen transformator referentiescenario

4.3 Groeiscenario's 2025 en 2035

4.3.1.1 Groeicijfers

Het scenario 2025 situeert de overgangperiode van het referentiescenario naar het eindscenario in 2035. Tabel 4-1 geeft hierbij de penetratiegraden van de zonnepanelen, warmtepompen en elektrische voertuigen weer en dit voor de verschillende scenario's. Het scenario 2025 is een mijlpaal in deze geleidelijke overgang, want naar verwachting worden dan penetratiegraden van 35% zonnepanelen, 10% elektrische voertuigen en 10% warmtepompen bereikt. De cijfers voor zowel 2025 als 2035 zijn gebaseerd op een interne studie en liggen in lijn met de vermelde verwachtingen in de literatuurstudie.

Tabel 4-1 Overzicht penetratiepercentages verschillende scenario's

	Referentiescenario	Scenario 2025	Scenario 2035
Penetratie zonnepanelen (%)	28	35	45
Penetratie warmtepompen (%)	0	10	30
Penetratie elektrische voertuigen (%)	0	10	30

4.3.1.2 Groei zonnepanelen

De grootte van een toekomstige zonnepaneelinstallatie is moeilijk in te schatten omdat er veel variabelen meespelen. Normaliter wordt een dergelijke installatie gedimensioneerd op basis van het gemiddelde elektriciteitsverbruik van bijvoorbeeld de afgelopen 3 à 5 jaren. Echter is dit elektriciteitsverbruik afhankelijk van het al dan niet in bezit hebben van een elektrisch voertuig en/of warmtepomp. Wanneer geen van beide energieverbruikers aanwezig is, is het benodigde vermogen aan zonnepanelen veel kleiner dan in het andere geval. Stel bijvoorbeeld dat een warmtepomp een volledig jaarlijks warmteverlies van 18 000kWh moet dekken, dan zou het jaarlijks elektriciteitsverbruik niet 3500kWh maar wel 8000kWh zijn. Deze 8000kWh wordt bekomen door het warmteverlies te delen door de COP van de warmtepomp (in deze thesis is deze vastgelegd op 4) en dit levert dan een elektriciteitsverbruik op dat bij het jaarverbruik van het huis moet opgeteld worden. Dit is echter een voorbeeldsituatie die aangeeft wat de invloed van slechts één verbruiker op het volledige jaarverbruik is en dit in de veronderstelling van een gemiddeld Vlaams gezin met een jaarverbruik 3500kWh. De vraag is dan ook of hiermee rekening moet gehouden worden bij de toekomstige dimensionering van een PV-installatie.

Echter worden PV-installaties groter dan 10kWp niet meer aanzien als residentiële installaties. Voor deze installaties gelden andere regels zoals het feit dat er geen recht meer is op een terugdraaiende teller, maar er twee aparte tellers geplaatst worden (en het recht op eenzelfde injectietarief als verbruikstarief dus ook vervalt). Daarnaast moet de producent zelf op zoek gaan naar een evenwichtsverantwoordelijke én opkoper van de geïnjecteerde zonne-energie. Dit brengt dus heel wat extra administratie en nadelen met zich mee waardoor doorsneegezinnen deze grens van 10kWp niet zullen overschrijden. (Vlaanderen, Grote installaties zonnepanelen, 2018)

Wanneer echter van alle netgebruikers in het betrokken netwerk het gemiddeld jaarlijks elektriciteitsverbruik genomen wordt (het jaarlijks gefactureerde elektriciteitsverbruik plus de geproduceerde zonne-energie die geschat wordt op 1000 vollasturen vermenigvuldigd met het nominaal PV-vermogen), dan komt dit neer op 5827kWh per huishouden. Hiervoor een PV-installatie dimensioneren zou dus gemiddeld neerkomen op 5,827kWp per huishouden. Een interne studie vermeldt twee verschillende assumpties van toekomstige PV-installaties, enerzijds een gemiddelde PV-installatie van 5kWp volgens de VREG en anderzijds 4kWp volgens de deelnemende partners in de studie. Wanneer tot slot de gemiddelde actuele PV-installatie in de wijk bekeken wordt, bedraagt deze 5,43kWp. Uit deze verschillende cijfers is er aangenomen om de toekomstige PV-installaties gemiddeld te dimensioneren op 5,827kWp.

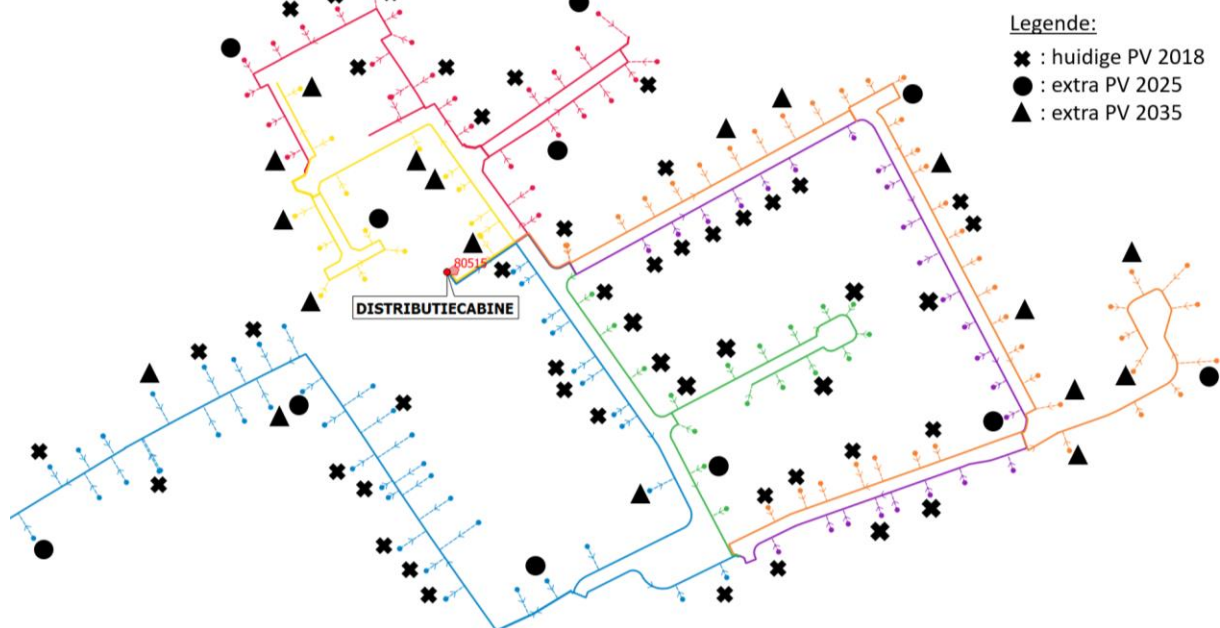
Op deze manier wordt, indien elk huishouden met deze PV-installatie uitgerust wordt, het volledige wijkverbruik terug opgewekt met zonnepanelen en zou op jaarbasis bekeken de wijk energieneutraal kunnen zijn (op jaarbasis en niet op momentbasis wegens gebrek aan opslag).

Voorgaande is echter een assumptie en elke PV-installatie zal hierbij natuurlijk niet exact deze waarde krijgen, maar dit benadert echter wel de huidige realiteit en overstijgt zelfs de verwachtingen volgens een interne studie. Deze overschatting is zelfs beter dan een onderschatting van het vermogen omdat dit een grotere injectiepiek kan betekenen en het netwerk dus zwaarder belast kan worden dan in het geval van 4 of 5kWp. Bijkomend dekt deze kleine overschatting al lichtjes de toename in verbruik door warmtepompen en elektrische voertuigen, maar deze bijdrage is echter nihil.

Maar deze methode stelt echter een probleem bij de aansluiting van zonnepanelen bij monofasige klanten. De fase-onbalans mag slechts 5kVA zijn en de distributienetbeheerder eist daarom een driefasige omvormer vanaf 5kVA. Met het oog op een toekomstig capaciteitstarief, gaan deze huishoudens geen verzwaring van de aansluiting aanvragen, maar gaan ze de huidige monofasige aansluiting zo optimaal mogelijk benutten. De zonnepaneel-installatie moet in dat geval dus beperkt worden tot 5kWp in plaats van 5,827kWp. Echter worden de huidige PV-installaties op het vlak van omvormervermogen ondergedimensioneerd waarbij de omvormer dus een lager nominaal vermogen heeft dan de totale PV-installatie. Dit komt doordat het nominale PV-vermogen slechts gehaald wordt bij een volledig open hemel en bij een niet al te warme dag. Doordat het prosumementarief wordt berekend op basis van het omvormervermogen, zorgt een ondergedimensioneerde omvormer hier voor een extra bijkomend voordeel. Aangezien deze perfecte weersomstandigheden in België weinig voorkomen, is het beter om de omvormer te onderdimensioneren en zo een lagere kostprijs voor de omvormer te bekomen enerzijds en een lager prosumementarief op de eindfactuur anderzijds. Bijkomend wordt er bij een toekomstig capaciteitstarief geld bespaard omdat de klant dan mogelijk in een lagere vermogensschijf terechtkomt.

Het is natuurlijk ook mogelijk om voor elke toekomstige PV-installatie te kijken naar het jaarlijks verbruik van de betrokken woning, maar dit is echter niet aan te raden. Ten eerste is het mogelijk dat dit huis afwijkt ten opzichte van de andere woningen en dus een extreem geval is. Daarnaast gaat dit scenario over de toekomst en is het niet ideaal om in dat geval naar individuele gebruikers te kijken, maar wel om met gemiddelden te werken.

Voorgaande resulteert in een toekenning van toekomstige PV-installaties met 5,827kWp aan PV-vermogen. Monofasige gebruikers worden dus nog steeds monofasig aangesloten (5kWp) en driefasige gebruikers krijgen wel een driefasige PV-installatie (5,827kWp). De toekenning van de PV-installaties voor 2035 gebeurde aan de hand van willekeurige klantnummers totdat een penetratiegraad van 45% bereikt werd. Deze willekeurige klantnummers zorgen ervoor dat enerzijds de willekeurigheid van prosumenten aanwezig blijft en dat de PV-installaties ook willekeurig geografisch verdeeld zijn. Voor de PV-installaties in 2025 werden uit de pool van aansluitingen voor 2035 willekeurige installaties genomen zodat ook hier een willekeurige geografische spreiding gewaarborgd bleef. Vervolgens levert de verdeling voor 2025 en 2035 een geografische verdeling zoals te zien is in Figuur 4-25 via de bolletjes voor 2025, de driehoekjes voor 2035 en de kruisjes voor de huidige zonnepanelen. De faseverdeling in 2025 (2035) komt neer op 11 (15) PV-installaties op fase A, 13 (17) op fase B, 15 (19) op fase C en 21 (26) driefasig.



Figuur 4-25 Geografische verdeling zonnepanelen (PV) referentiescenario, 2025 en 2035

4.3.1.3 Groei warmtepompen

Zoals bij het gedeelte omtrent de opstelling van de warmtepompprofielen vermeld werd, zijn er 51 warmtepompen nodig om een penetratiegraad van 30% te bereiken. Na de analyse op de gasverbruiken en warmtevragen, werden er uiteindelijk 12 jaarlijkse warmtevragen bekomen, gaande van 13 000 tot 24 000kWh in stappen van 1000kWh. In deze situatie is de locatie van de warmtepompen dus al gekend en is de klantkeuze dus niet meer willekeurig, zoals dat bij de zonnepanelen wel het geval was. De reden is, zoals eerder al aangegeven, dat goed geïsoleerde huizen eerst een warmtepomp plaatsen en deze informatie werd gewonnen uit beelden van Google Maps. Betere informatie dan een visuele beoordeling van de gebouwschil en gebouwgruote was niet beschikbaar. Deze beoordeling was gebaseerd op de opgedane inzichten van de steekproefwoningen waarvan het aardgasverbruik nagekeken werd.

De fase-aansluiting van de warmtepompen gebeurt op een gelijkaardige manier als bij de zonnepanelen. Bij huishoudens met een monofasige aansluiting, gebeurt de aansluiting van de warmtepomp ook monofasig. De driefasige aansluitingen kunnen op verschillende manieren verdeeld worden. Enerzijds kunnen huishoudens beslissen om de warmtepomp toch enkelfasig aan te sluiten op een willekeurige fase, maar anderzijds zijn driefasige warmtepompen ook beschikbaar. Wanneer alle monofasige warmtepompen gelijkmatig verdeeld worden over de drie fasen, komt dit uiteindelijk neer op een redelijk evenwichtige verdeling die eveneens bekomen wordt met een driefasige aansluiting omdat dan het volledige warmtepompvermogen perfect gelijkmatig verdeeld is. Vandaar dat alle warmtepompen die driefasig aangesloten kunnen worden, ook effectief driefasig toegekend zijn. Deze redenering ligt in dezelfde trend als bij de zonnepanelen. Bijkomend zijn de warmtepompprofielen opgesteld met een constant vermogen gedurende 24 uren en bijgevolg hebben de profielen geen echte pieken en is het ook niet noodzakelijk om een faseverdeling op te maken. Het gevraagde vermogen van één driefasige klant verdeelt zich dan over de drie fasen en wordt bij de straatkabel gecombineerd met de overige fasevermogens van andere klanten.

Omwille van de selectieprocedure van de huishoudens met een toekomstige warmtepomp is de faseverdeling sowieso al niet evenwichtig (10 op fase A, 15 op fase B en 11 op fase C voor het 2035 scenario) en in de realiteit is dit ook niet perfect te bekomen. De actuele installaties met zonnepanelen zijn bijvoorbeeld ook niet perfect verdeeld (8 op fase A, 10 op fase B en 12 op fase C). Omwille van voorgaande redenering is dan ook besloten om de warmtepomp driefasig aan te sluiten indien mogelijk. Vervolgens levert de verdeling voor 2025 en 2035 een geografische verdeling weer zoals te zien is in Figuur 4-26 met bolletjes voor 2025 en driehoekjes voor 2035. De faseverdeling in 2025 (2035) komt dan neer op 2 (10) warmtepompen op fase A, 4 (15) op fase B, 3 (11) op fase C en 8 (15) driefasig. Zoals eerder al vermeld zijn er in de actuele netwerktoestand geen warmtepompen verondersteld en vandaar dat er ook geen kruisjes voor het referentiescenario aanwezig zijn op de figuur.

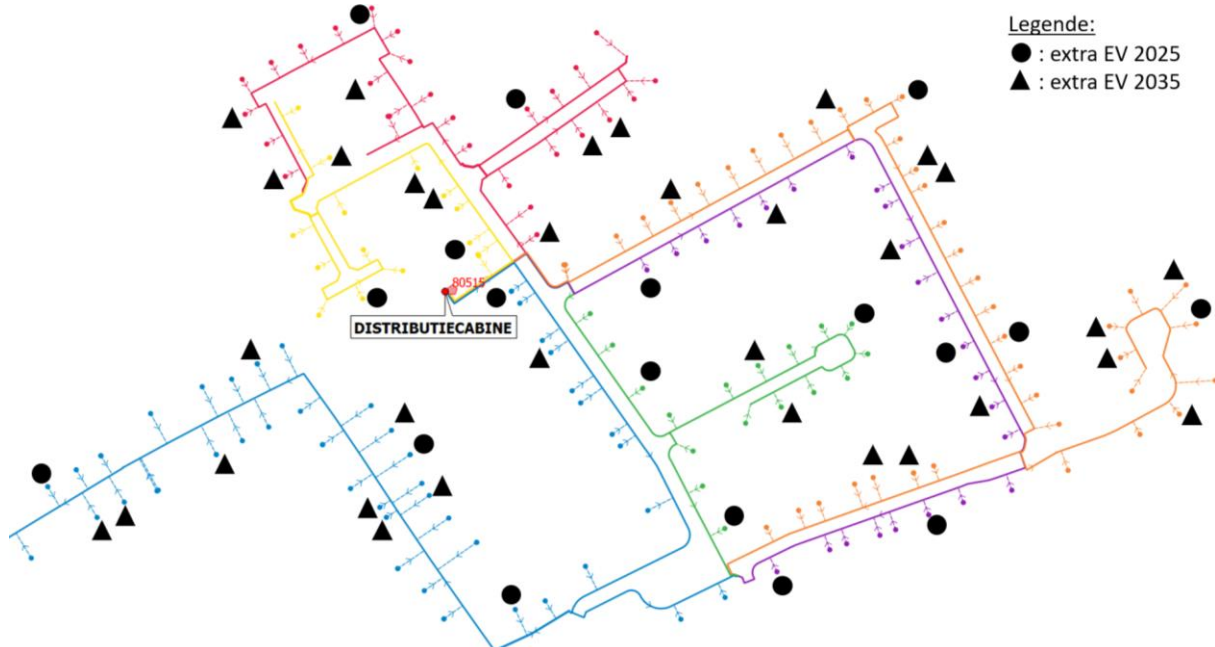


Figuur 4-26 Geografische verdeling warmtepompen (WP) 2025 en 2035

4.3.1.4 Groei elektrische voertuigen

De toekomstige groei van elektrische voertuigen is willekeurig en vandaar dat de toekenning ook willekeurig gebeurd is. Op deze manier werd ook een geografische verspreiding van de voertuigen bekomen. Deze verdeling is terug te vinden in Figuur 4-27 via bolletjes en driehoekjes voor respectievelijk 2025 en 2035.

Bij huishoudens met een monofasige aansluiting, gebeurt de aansluiting van de auto ook monofasig. Bij driefasige aansluitingen wordt de auto, zoals eerder al vermeld, toch monofasig aangesloten. De verdeling van deze auto's over de drie fasen is willekeurig gebeurd via aselecte toekenning vanuit Excel. De faseverdeling in 2025 (2035) komt neer op 7 (16) elektrische voertuigen op fase A, 6 (18) op fase B, 4 (17) op fase C en 0 (0) driefasig. Zoals eerder al vermeld zijn er in de actuele netwerktoestand geen elektrische voertuigen verondersteld en vandaar dat er ook geen kruisjes voor het referentiescenario aanwezig zijn op de figuur.



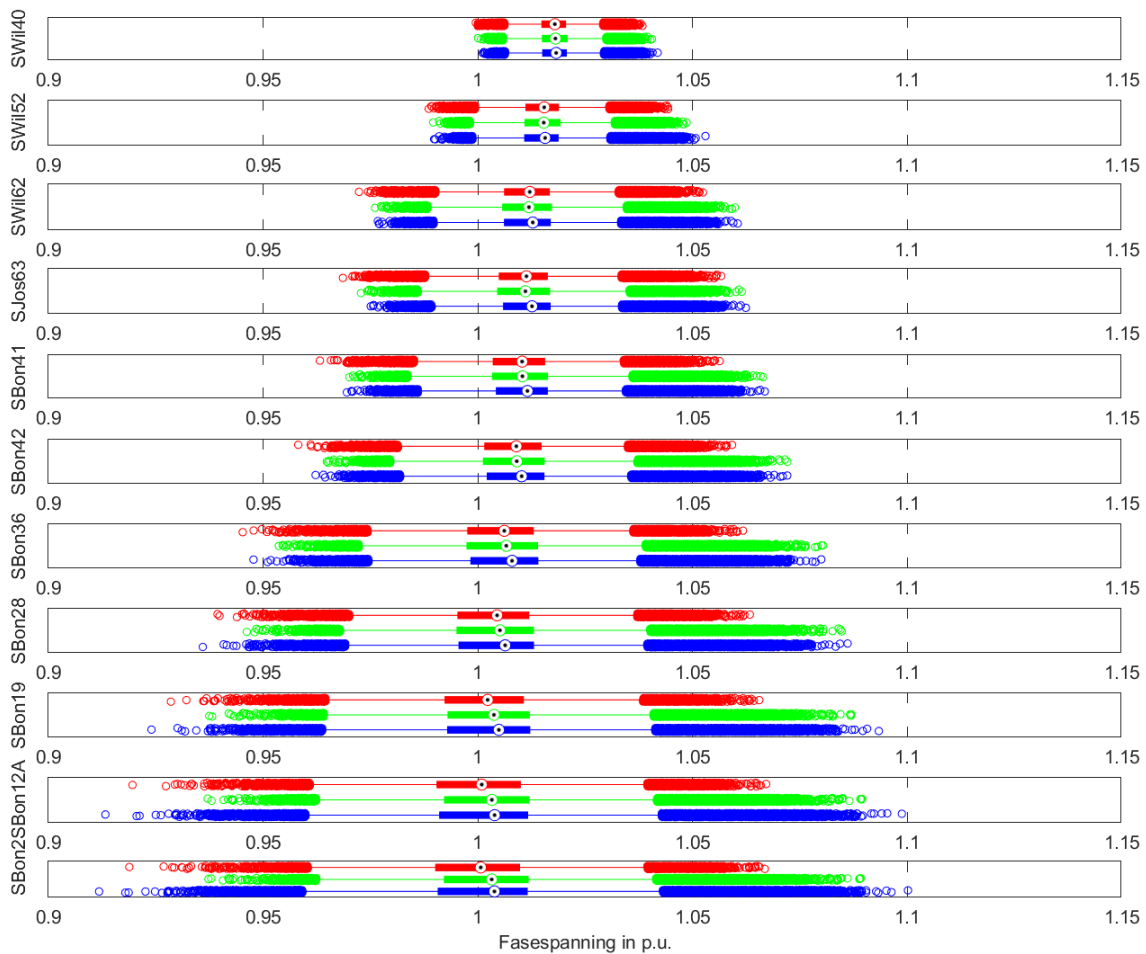
Figuur 4-27 Geografische verdeling elektrische voertuigen (EV) 2025 en 2035

4.4 Basisscenario 2025

In tegenstelling tot het referentiescenario, valt de spanning in dit scenario niet meer binnen de toegestane limieten van +/- 10% van de nominale spanning. Dit volgt uit Figuur 4-28 waarin het spanningsverloop doorheen de blauwe feeder te zien is. De spanning aan het begin van de feeder vertrekt met een lichte overspanning vanwege de tapstand op -1 en verspreidt zich geleidelijk aan over de feeder in zowel onder- als overspanning en dit ten gevolge van het vloeien van de stroom naar het kabeluiteinde bij verbruiksmomenten en het vloeien van de stroom richting de transformator bij injectiemomenten. Wanneer Figuur 4-16 (referentiescenario) wordt vergeleken met de hier bekomen figuur valt op dat de spreiding van de spanning groter is. De spanning vertrekt al met een grotere spreiding aan de transformator en zal ook doorheen de feeder meer afwijken van zijn nominale waarde. Dit komt door de verhoogde stromen doorheen de transformator en de kabel. Bijkomend lag de mediaan van de spanning in het referentiescenario boven de nominale spanning voor alle aangesloten verbruikers op deze feeder, terwijl bij dit scenario de mediaan van de spanning op de nominale spanning bij het uiteinde van de feeder ligt. Dit lijkt echter een verbetering van de spanningskwaliteit wanneer enkel deze waarde bekeken wordt, maar de spreiding van de spanning geeft aan dat de spanning bij SBon2 net buiten de toegelaten limieten van 10% overspanning komt.

Daarnaast valt een verschuiving van de fase met de grootste overspanning op. Bij het referentiescenario was dit stevast fase B, terwijl bij het 2025-scenario dit duidelijker fase C is. Toch bedraagt het aantal zonnepanelen op fase A 2, op fase B 3, fase C 3 en driefasig zijn er 10 PV-installaties aangesloten. Dit is dus niet eenduidig te verklaren met enkel en alleen de zonnepanelen, maar ook gedeeltelijk met de verbruikers. Voor de warmtepompen bedraagt dit 0 op fase A, 2 op fase B, 0 op fase C en 4 driefasige warmtepompen. Bij de elektrische voertuigen is dit 2 op fase A, 1 op fase B en 1 op fase C en geen enkele driefasige aansluiting zoals eerder al vermeld werd. Voor de pure huishoudelijke verbruiken bedraagt de verdeling 10 op fase A, 9 op fase B, 8 op fase C en 18 driefasige klanten. Uit deze analyse van het aantal aangesloten verbruikers op de verschillende fasen blijkt dat de zonnepanelen, warmtepompen en de klassieke huishoudelijke verbruiken de oorzaak zijn. De geïnjecteerde energie door de zonnepanelen op fase C wordt dus niet voldoende afgenomen doorheen het netwerk en zal dus uiteindelijk naar de transformator vloeien waardoor de volledige kabellengte eigenlijk een spanningsstijging teweegbrengt. Doordat de spanning aan de transformator een nagenoeg constant gegeven is, loopt de spanning op het einde van de kabel serieus op. Fase C komt dus net buiten de grenzen van de toegelaten overspanning, terwijl fase A het minste last heeft van overspanning. Dit is te verklaren door minder zonnepanelen en meer huishoudelijke verbruikers op deze fase. Hierdoor zal de geïnjecteerde energie op deze fase sneller afgenomen worden en zal er minder energie naar de transformator getransporteerd worden.

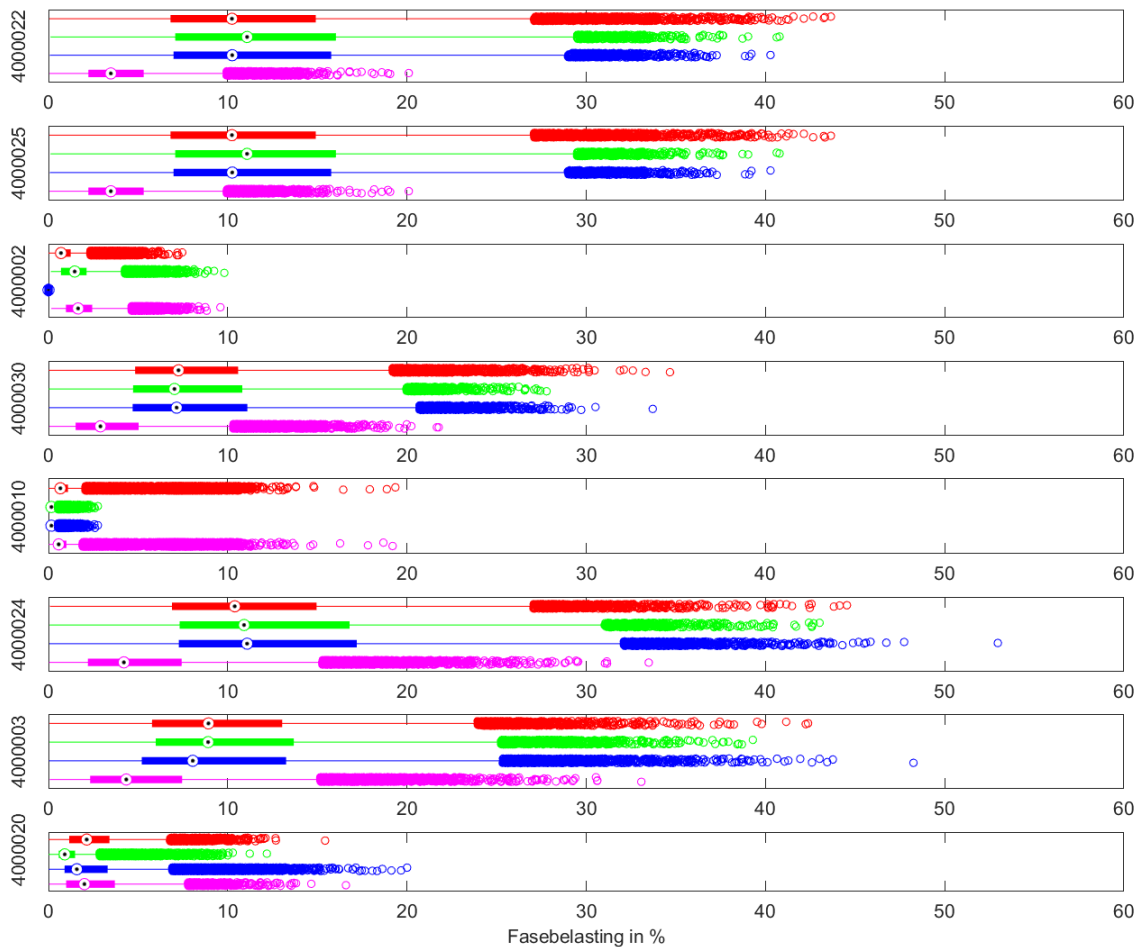
Bijkomend neemt de spreiding in onderspanning ook geleidelijk aan toe naar het feedereinde. De onderspanning blijft echter wel nog steeds binnen de toegestane limiet van 10% onderspanning, maar bereikt toch ook al uitschieters van 9% onderspanning. Hierbij ondervindt fase A, in tegenstelling tot bij de overspanning, wel meer hinder. Dit komt door het hoger aantal huishoudelijke verbruikers en een kleiner aantal zonnepanelen op deze fase. Ook hier is fase C de meest nadelige fase. Dit wordt veroorzaakt door de grotere huishoudelijke klanten die zich in dit netwerk meer op het einde van deze feeder bevinden.



Figuur 4-28 Verloop fasespanning blauwe feeder basisscenario 2025

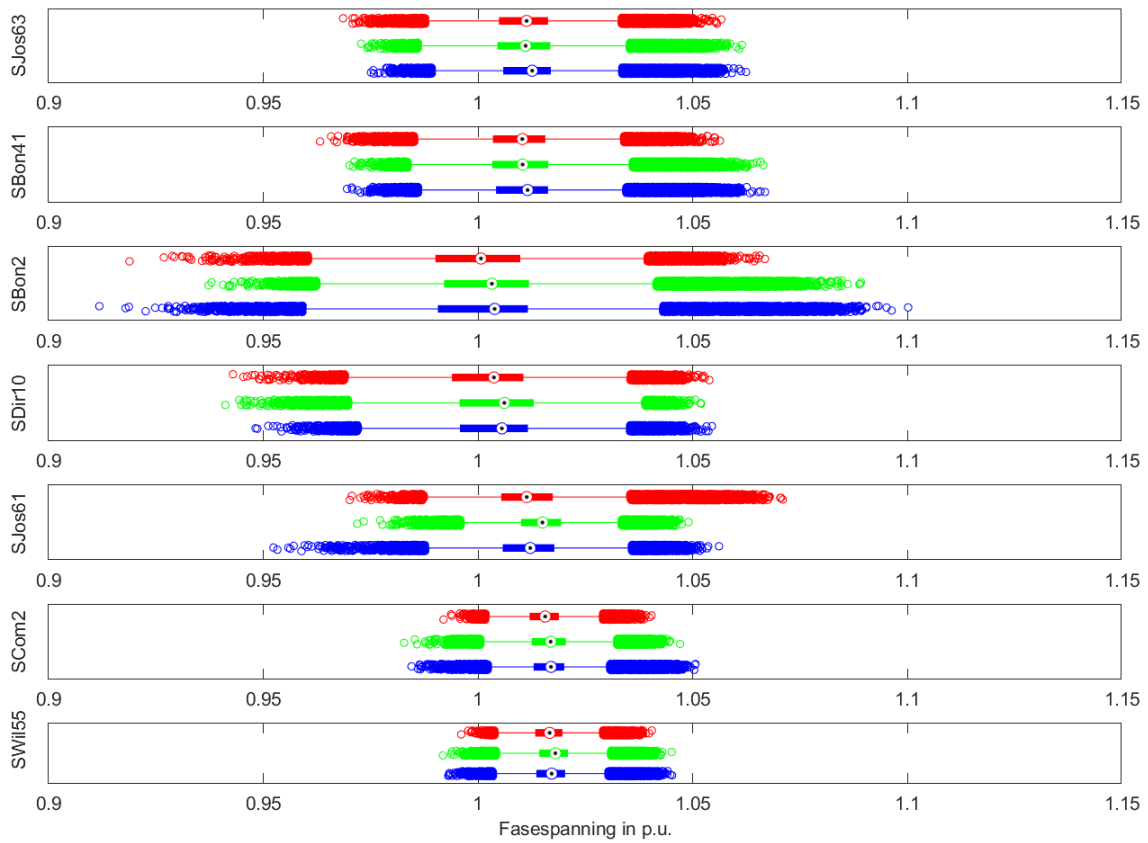
Wel valt uit Figuur 4-28 nog op te merken dat fase B, ondanks dat uit de hiervoor vermelde netgebruikers-verdeling geen directe conclusie te trekken valt, relatief gezien ten opzichte van de andere fasen minder last heeft van onderspanning.

De kabelbelasting doorheen deze blauwe feeder is in Figuur 4-29 terug te vinden. Hierin valt op dat (als kabel 4000002 en 4000010 weggelaten worden omwille van een aftakking met slechts 2 gebruikers) de kabelbelasting van fase B ook afneemt naarmate er verder naar het feedereinde wordt gegaan. Dit betekent dat achteraan de blauwe feeder vooral kleine netgebruikers op fase B aanwezig zijn. Dit is ook duidelijk te zien aan de mediaan van fase B op bijvoorbeeld kabel 4000020. Deze mediaan ligt op het punt waar de andere fasen hun eerste kwartiel hebben.

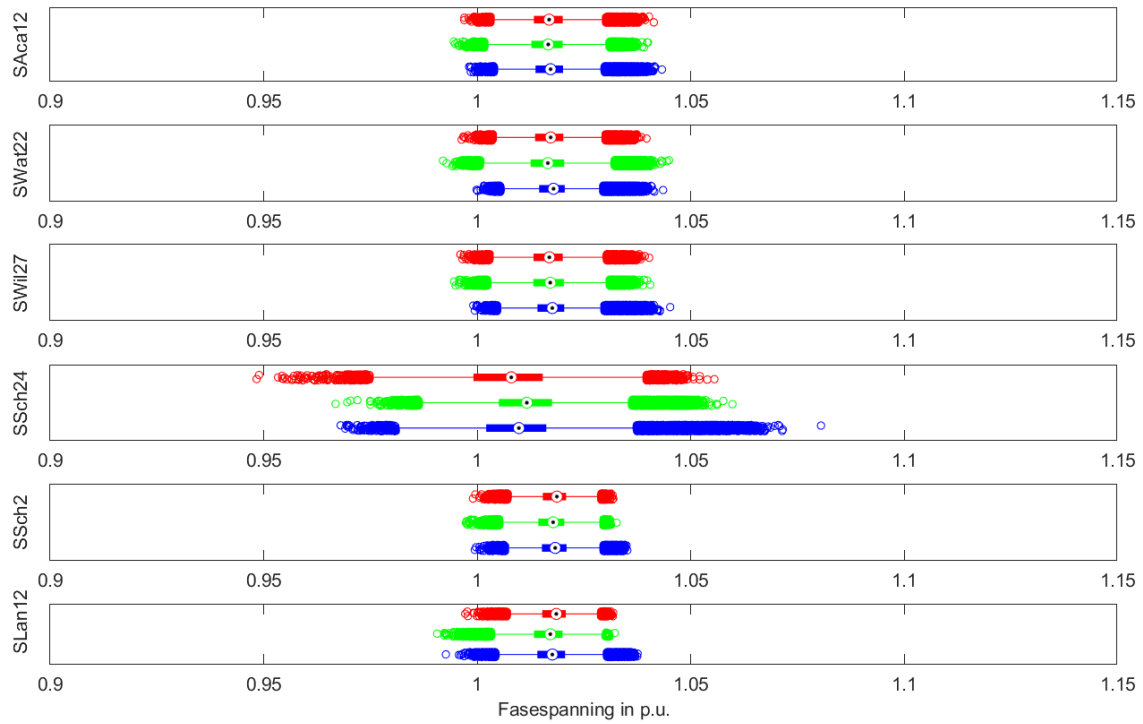


Figuur 4-29 Kabelbelasting per fase voor de blauwe feeder basisscenario 2025

Echter is de blauwe feeder de enige feeder die buiten de toegestane limieten komt. Zo geven Figuur 4-30 en Figuur 4-31 het spanningsverloop van de klanten op alle feedereindes weer. Hieruit blijkt dat inderdaad enkel de blauwe feeder echt in de problemen komt en dit effect is ook afkomstig van het feit dat de blauwe feeder de langste feeder is en er bijkomend zeer veel verbruikers op zijn aangesloten en de verdeling van de warmtepompen niet ideaal is. Wanneer deze twee figuren vergeleken worden met Figuur 4-14 en Figuur 4-15 uit het referentiescenario valt op te merken dat de spanningen in 2025 wel iets meer spreiding ondervinden, maar dat deze extra bijkomende spreiding eigenlijk verwaarloosbaar is, uitgezonderd bij de blauwe feeder. In de meeste gevallen blijft de spanning ongeveer tussen de +/- 5% van het nominale spanningsniveau. Enkel fase A & C van de paarse feeder (weergegeven via SJos61) en fase A & C van de rode feeder (weergegeven via SSch24) vallen hierin op. Beide fasen vertonen een scheef verloop waarbij de ene fase meer hinder ondervindt van overspanning dan de andere fase die dan weer meer hinder ondervindt van onderspanning en omgekeerd. Voor SJos61 is de overspanning op fase A afkomstig van meer zonnepaneelinstallaties op deze fase in vergelijking met de andere fasen. De onderspanning op fase C is te verklaren door meer elektrische voertuigen en warmtepompen op deze fase. Bij SSch24 is de extra overspanning op fase C te verklaren door een groter aantal zonnepaneelinstallaties op deze fase en valt de onderspanning op fase A te verklaren door een groter aantal huishoudens en elektrische voertuigen op deze fase in vergelijking met andere fasen.



Figuur 4-30 Spanningsverloop feedereinde deel 1 basisscenario 2025

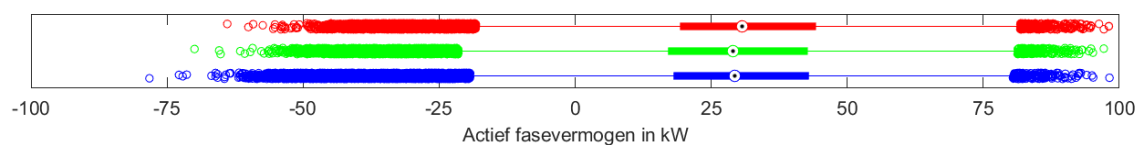


Figuur 4-31 Spanningsverloop feedereinde deel 2 basisscenario 2025

Figuur 4-29 geeft een overzicht van de fasebelasting van elke kabel bij de blauwe feeder. Hierin valt op dat de totale kabelbelasting bij het begin van de feeder wel gestegen is, maar dat vanaf kabel 4000030 de belasting relatief bekeken meer gestegen is. De oorzaak voor deze grotere stijging is eigenlijk tegen de verwachtingen in, want normaal gezien neemt de kabelbelasting richting de transformator toe vanwege het verzamelen van de stroom bij de transformator. Echter verandert het kabeltype vanaf 4000010 van ondergronds 4x150mm² aluminium naar bovengronds 3x70mm² aluminium + 54,6mm² AMS. Hierdoor is het effect van het toevoegen van een belasting op de bovengrondse kabel veel beter zichtbaar dan op de ondergrondse kabel en dit vanwege de veel kleinere doorsnede en dus ook toegelaten belasting. De extra toegevoegde belastingen op dit gedeelte zijn drie warmtepompen, drie elektrische voertuigen en twee PV-installaties waardoor de kabel ineens veel meer belast zal worden. De stroom doorheen de hogergelegen kabels valt echter niet in diezelfde mate op omdat deze kabels meer marge hebben en dus niet zo snel in procentuele belasting zullen stijgen.

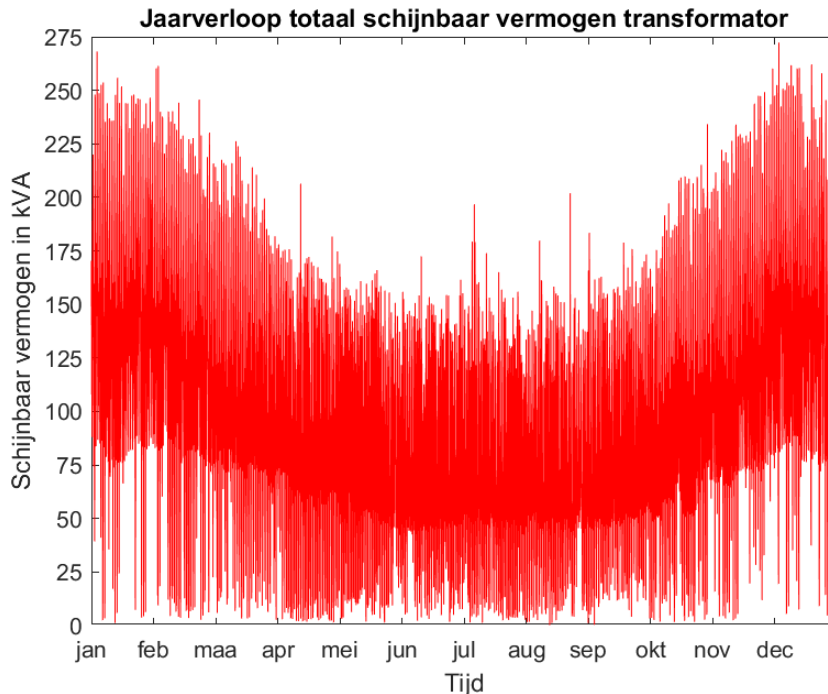
De overige feeders tonen een zeer sterke overeenkomst met hun resultaten uit het referentiescenario waarbij nu nog steeds 18 (in plaats van 19 bij het referentiescenario) van de 32 kabels nooit meer dan 25% belast is. In deze gevallen hebben de kabels nog steeds zeer veel marge op overschot. Bijkomend is enkel kabel 4000024 slechts één kwartier per jaar meer dan 50% belast.

Figuur 4-32 geeft een overzicht van de fasebelasting van de transformator en vertoont een toename van zowel het geïnjecteerde als het afgenomen vermogen ten opzichte van Figuur 4-21. De mediaan ligt verder van 25kW af zodat 50% van de tijd meer dan 25kW wordt afgenomen. De fasevermogens bedragen maximum 100kW afname en zijn zo goed als gelijk over de verschillende fasen verdeeld. De injectievermogens bedragen maximum 78kW en zijn niet gelijkmatig over elke fase verdeeld. Dit was ook te verwachten uit de verdeling van alle zonnepanelen waarbij er 11 op fase A, 13 op fase B, 15 op fase C en 21 PV-installaties driefasig uitgevoerd zijn. Hierdoor is het ook logisch dat fase C meer energie zal injecteren in vergelijking met de overige twee fasen.



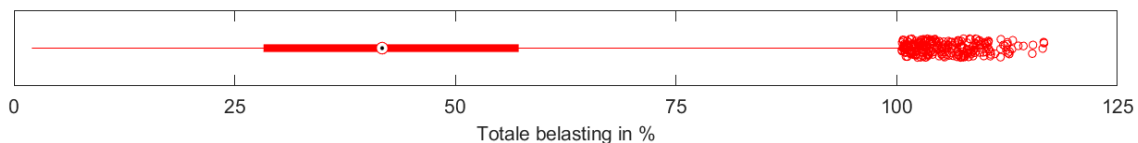
Figuur 4-32 Verdeling actief fasevermogen transformator basisscenario 2025

Figuur 4-33 toont vervolgens het jaarverloop van de transformator en hierin is duidelijk te zien dat de transformatorcurve ten opzichte van Figuur 4-22 verder naar boven geschoven is en de transformator dus meer belast wordt. Bijkomend hebben de twee kleine injectiepieken in mei en juli zich omgezet in hogere injectiepieken. Merk op dat de limiet van de transformator 250kVA bedraagt en dat deze dus af en toe overschreden wordt.



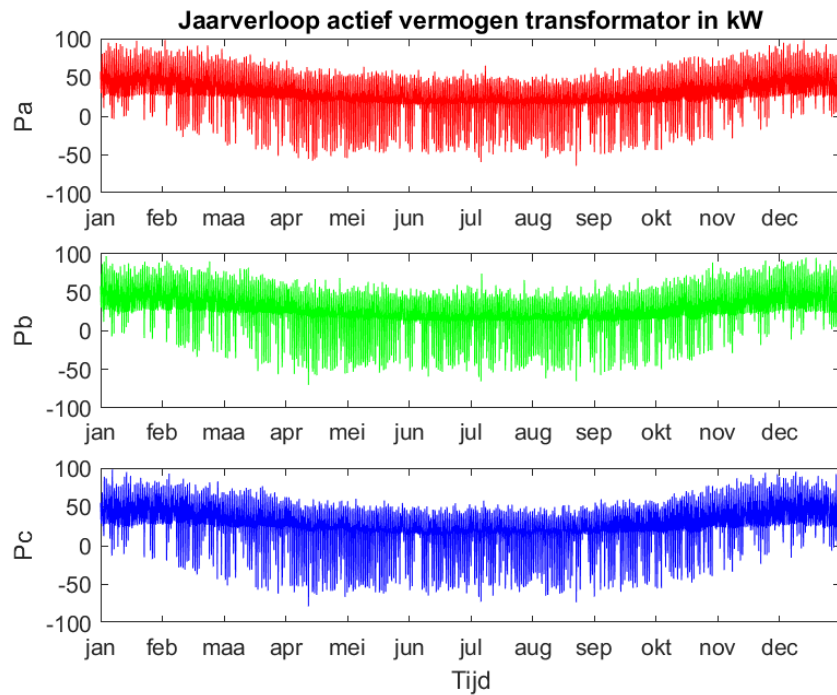
Figuur 4-33 Jaarverloop totaal schijnbaar vermogen transformator basisscenario 2025

Figuur 4-34 geeft vervolgens weer dat de transformator redelijk vaak en ook verder overbelast wordt, namelijk tot 20% overbelasting. Wanneer het jaarverloop vergeleken wordt met deze figuur, dan blijkt dat de transformator vooral tijdens de winter in overbelasting treedt doordat de warmtepompen dan veel vermogen vragen en er ook minder zonne-energie is. De transformator is overbelastbaar tot 125% volgens interne beleidsprocedures bij Infrac, maar deze overbelasting mag echter niet langdurig voorkomen. De transformator komt dus kort bij deze limiet.



Figuur 4-34 Totale belasting transformator basisscenario 2025

Figuur 4-35 geeft tot slot weer hoe de jaarverdeling over de verschillende fasen van de transformator eruit ziet. Ook hieruit volgt dat de transformator vooral tijdens de winter tegen de limieten van het maximale vermogen aankomt.



Figuur 4-35 Jaarverloop fasevermogen transformator basisscenario 2025

4.5 Basisscenario 2035

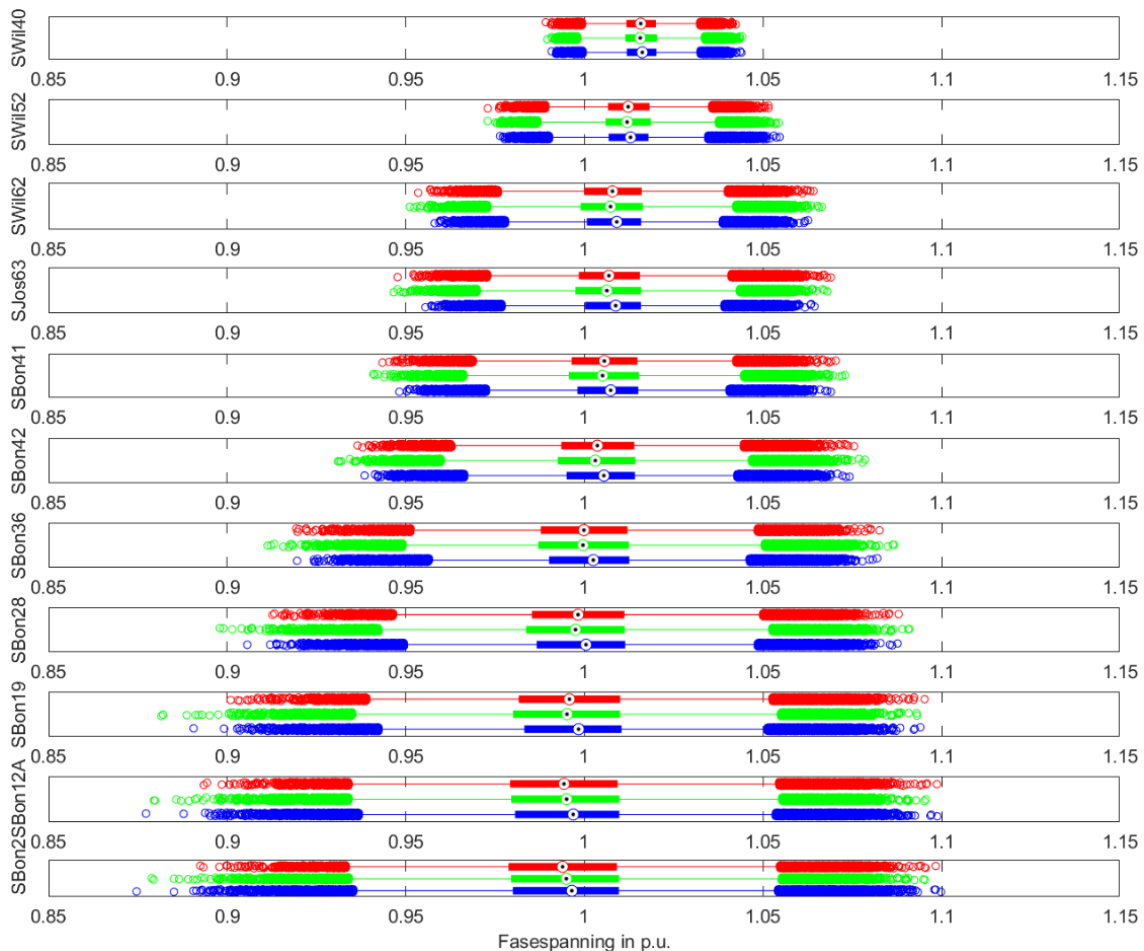
Figuur 4-36 geeft een zicht op het spanningsverloop doorheen de blauwe feeder in het 2035 basisscenario. Hieruit blijkt dat de feeder problemen ondervindt en dit zowel op het vlak van onderspanning als overspanning waarbij de onderspanningsproblemen het grootst zijn. Vanaf SBon28 treden er onderspanningsproblemen op en dit betekent dat op een dergelijk moment minstens 19 van de 45 netgebruikers op deze feeder een te lage spanning kunnen krijgen. Echter is niet elke netgebruiker vanaf deze aansluiting op fase B aangesloten, maar verder inzicht in de figuur toont aan dat vanaf SBon19 elke fase buiten zijn toegelaten grens van 10% onderspanning gaat. Dit betekent dat minstens 13 van de 45 netgebruikers op deze feeder wel eens last ondervinden van onderspanning. Waar de mediaan bij het basisscenario in 2025 nog net wel/net niet in de overspanningszone lag, ligt de mediaan op het feedereinde nu in de onderspanningszone. Dit is te verklaren door de grotere toename in zowel warmtepompen als elektrische voertuigen in vergelijking met de toename in zonnepanelen.

Aan het begin van de feeder ligt de spreiding van de spanning nu ook beneden de nominale spanning, terwijl Figuur 4-16 bij het referentiescenario weergeeft dat de vertrekspanning steeds een kleine overspanning is. Zelfs in het 2025-scenario bleef de vertrekspanning bij deze feeder nog net steeds groter dan de nominale spanning. Echter ligt bij dit 2035-scenario de vertrekspanning af en toe onder de nominale spanning. Dit is te verklaren door de grote toename in energie-afnemers. Doorheen de feeder daalt de mediaan van de spanning van een kleine overspanning tot een zeer kleine onderspanning en zo lijkt het, net zoals in het basisscenario 2025, alsof de spanningskwaliteit in orde is wanneer er enkel naar de mediaan van de spanning gekeken wordt.

De faseverdeling uit het basisscenario 2025 verandert naar 2035. De verschillende fasen lopen nu echter niet meer zo ver uiteen zoals dat bij het basisscenario 2025 wel het geval was. Dit heeft te maken met de faseverdeling van de verschillende netgebruikers. Doordat er in 2025 slechts enkele elektrische voertuigen en warmtepompen bijkomen, is een onbalans zeer snel waarneembaar en ook zeer moeilijk te compenseren. Aangezien in 2035 de groei van deze netgebruikers groot is, stijgt de belasting per fase en zijn de verschillende gebruikers ook beter verdeeld over de verschillende fasen (de verdeling gebeurde ook hier nog steeds willekeurig, maar omdat er veel meer toe te voegen belastingen zijn, worden deze door de willekeurige toeval toch ongeveer gelijkmatig over de fasen verdeeld). De gelijkmatigere verdeling is ook zeer goed zichtbaar bij de ligging van het eerste, tweede en derde kwartiel die zo goed als perfect verticaal onder elkaar liggen per aansluiting. Wel valt er naar het feedereinde op dat de meest dominante fase op vlak van overspanning af en toe wisselt. Dit komt door de geografische positie van de zonnepaneelinstallaties in deze feeder. Dit hangt dus met andere woorden af van waar de PV-installatie zich net op de feeder bevindt en van hoe nabij eventuele naburige PV-installaties op dezelfde fase zich bevinden. Bijkomend zijn tussenliggende grote verbruikers op diezelfde fase ook van belang aangezien deze klanten ervoor kunnen zorgen dat de spanning terug lichtjes zal dalen.

Waar de overspanning de grens van maximum 10% bereikt, komt de onderspanning duidelijk buiten de toegelaten onderspanning van 10%. Dit komt door de verhoogde toename van elektrische voertuigen en warmtepompen, die in vergelijking met de groei van de zonnepanelen groter is. Echter valt op dat fase C de meeste onderspanning ondervindt, gevolgd door fase B en daarna pas fase A. Echter is fase B toch de meest dominante fase op het vlak van onderspanning wanneer er naar het verloop van de fasen over de volledige feeder gekeken wordt (de twee uitschieters op fase C bij SBon2 geven een bedriegend effect en wanneer deze achterwege gelaten worden, komen fase A en C ongeveer overeen). Dit komt doordat er op fase B meer warmtepompen aanwezig zijn en aangezien deze belastingen in het stookseizoen continu draaien, zorgen ze continu voor een spanningsverlies over de kabel.

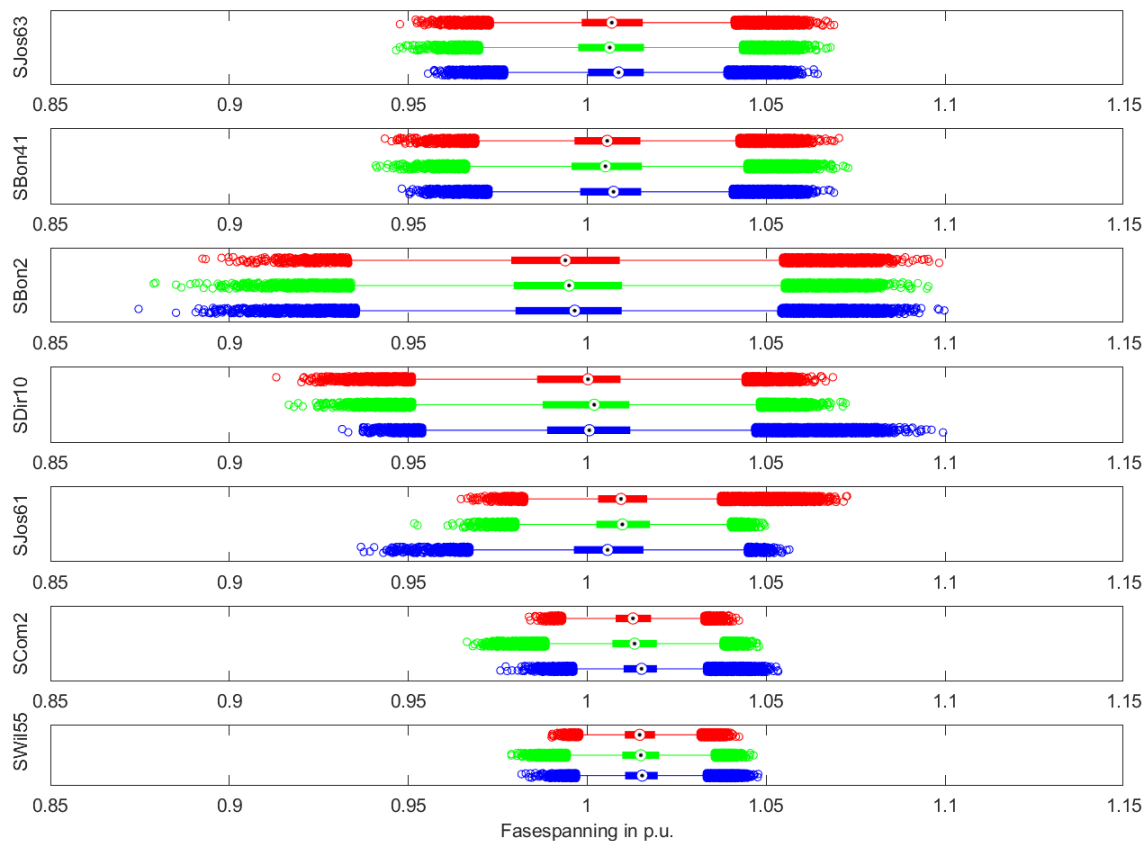
De verdeling van de verschillende netgebruikers bevestigt dat de warmtepompen de grootste invloed hebben. De verdeling van de zonnepanelen is 18,14kWp op fase A; 19,91kWp op fase B; 16,15kWp op fase C en 48,321kWp werd driefasig aangesloten. De huishoudens werden verdeeld volgens 10 op fase A, 9 op fase B, 8 op fase C en 18 driefasig. De warmtepompen (elektrische voertuigen) waren respectievelijk 4 (4) op fase A, 5 (4) op fase B, 1 (5) op fase C en 6 (0) werden er driefasig aangesloten.



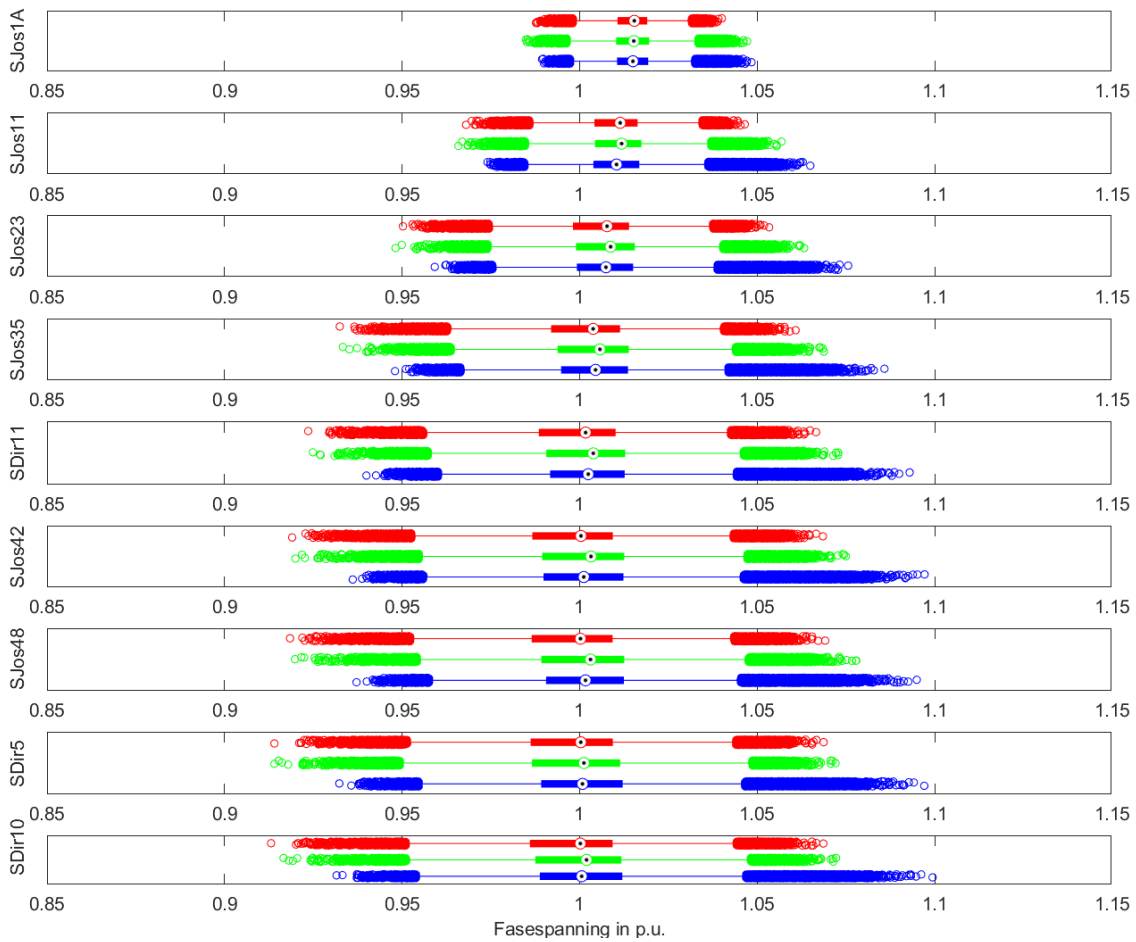
Figuur 4-36 Verloop fasespanning blauwe feeder basisscenario 2035

Figuur 4-37 geeft het spanningsverloop op een aantal feedereindes weer. De blauwe feeder (SJos63, SBon41 en SBon2) werd reeds al verduidelijkt. De groene feeder (SCom2 en SWil55) heeft een goede spanningskwaliteit omdat dit een korte feeder is, er weinig klanten op zijn aangesloten en er toch 4x150mm² aluminium geplaatst werd. SDir10 en SJos61 geven de spanning weer voor respectievelijk het einde van de oranje en paarse feeder. De oranje feeder gaat hierbij net buiten de grens van 10% overspanning op fase C en dit is afkomstig van een zeer ongelijkmatige verdeling in de zonnepanelen (2 op fase A, 5 op fase B, 6 op fase C en 6 driefasige installaties), maar ook van de omgekeerd ongelijkmatige verdeling van de belastingen. Dit betekent dus veel verbruik op fase A en veel injectie op fase C en dit verklaart de scheve verdeling van de spanning.

Figuur 4-38 bevestigt deze redenering, waarbij te zien is dat de scheve verdeling van de spanning doorheen de volledige feeder waarneembaar is. De redenering voor SJos61 (paarse feeder) is eigenlijk dezelfde als bij SDir10 (oranje feeder), waarbij enkel de verdeling omgekeerd is. Hierbij bevinden er zich net meer PV-installaties op fase A (3) dan op fase B (1), fase C (2) en driefasig (5). Ook de warmtepompen (elektrische voertuigen) zijn hierbij omgekeerd verdeeld, namelijk 1 (1) op fase A, 2 (2) op fase B, 2 (3) op fase C en 2 (0) driefasig. Dit verklaart dan ook waarom het spanningsverloop doorheen deze feeder scheef verdeeld is.



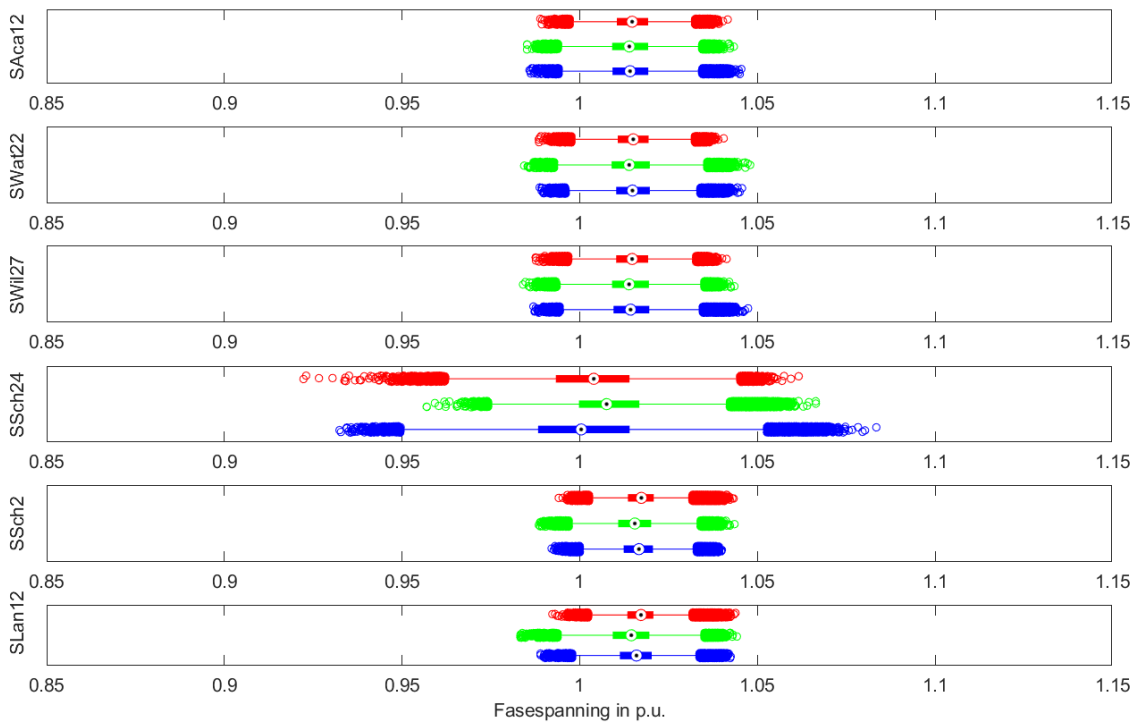
Figuur 4-37 Spanningsverloop feedereinde deel 1 basisscenario 2035



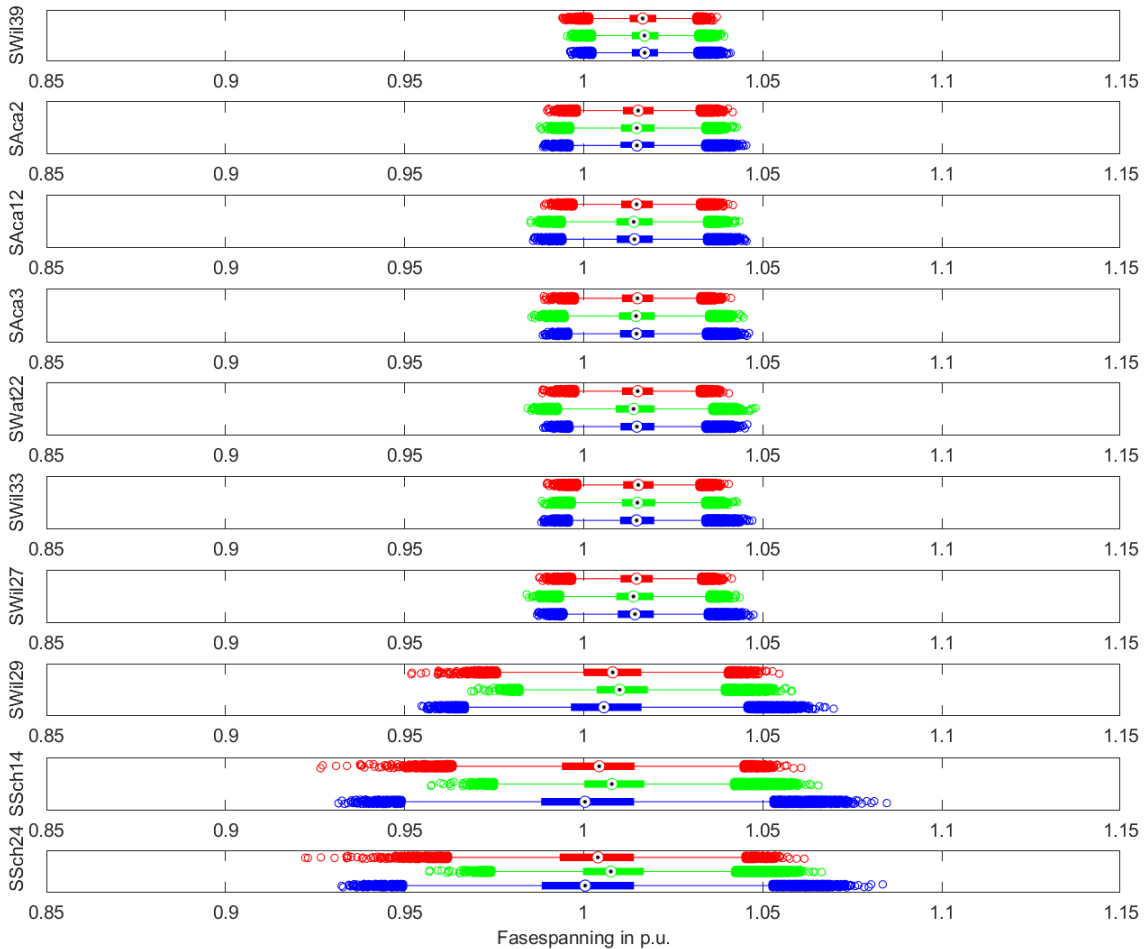
Figuur 4-38 Verloop fasespanning oranje feeder basisscenario 2035

Daarnaast geeft Figuur 4-39 het spanningsverloop op de andere feedereindes weer. Hierin valt op te merken dat op SSch24 na, de spanning binnen de grenzen blijft en praktisch zelfs tussen de 100 en 105% van het nominale spanningsniveau. De gele feeder (SSch2 en SLa12) heeft een vrij constant spanningsniveau. De redenen hiervoor zijn verschillend. Ten eerste bevat deze feeder 15 klanten en zitten de eerste 7 klanten op een 4x150mm² aluminium die vervolgens verdeeld wordt naar 2 klanten op een 4x95mm² aluminium en naar een 4x95mm² aluminium voor de resterende 6 klanten. Aangezien met een penetratiepercentage van 45% zonnepanelen, 30% warmtepompen en 30% elektrische voertuigen, het aantal nieuwe netgebruikers op deze feeder zeer beperkt is, zal er ook niet veel impact zijn. Aangezien de aanwezige kabels echter veel meer aankunnen en weinig spanningsverlies (door de lage stroom) ondervinden, zal ook de spanningsval zeer beperkt blijven. De grotere onderspanning op fase B is afkomstig van twee grote monofasige klanten op deze fase.

De spanning bij de rode feeder (SAca12, SWat22, SWil27 en SSch24) blijft ook goed binnen de limieten, met als uitzondering SSch24. Echter was een dergelijke spreiding bij het referentiescenario ook al het geval en dit komt doordat er vanaf SWil29 een aantal klanten zijn met een hoog elektriciteitsverbruik (11 625kWh, 8562kWh, 8849kWh en 7898 kWh) en waar er bij dit groeiscenario ook nog eens warmtepompen en elektrische voertuigen bijkomen. Het aantal bijkomende PV-installaties zorgt ook voor een bijkomende stijging in de overspanning. Het verloop van de spanning in de rode feeder in Figuur 4-40 geeft een bevestiging van deze redenering, want de spanning zakt pas echt vanaf SWil29, terwijl de kabeldoorsnede wel dezelfde blijft. De aftakking naar de Academiestraat (huizen met als afkorting SAca) is echter nihil, want de spanning blijft nagenoeg constant tot SWil29.

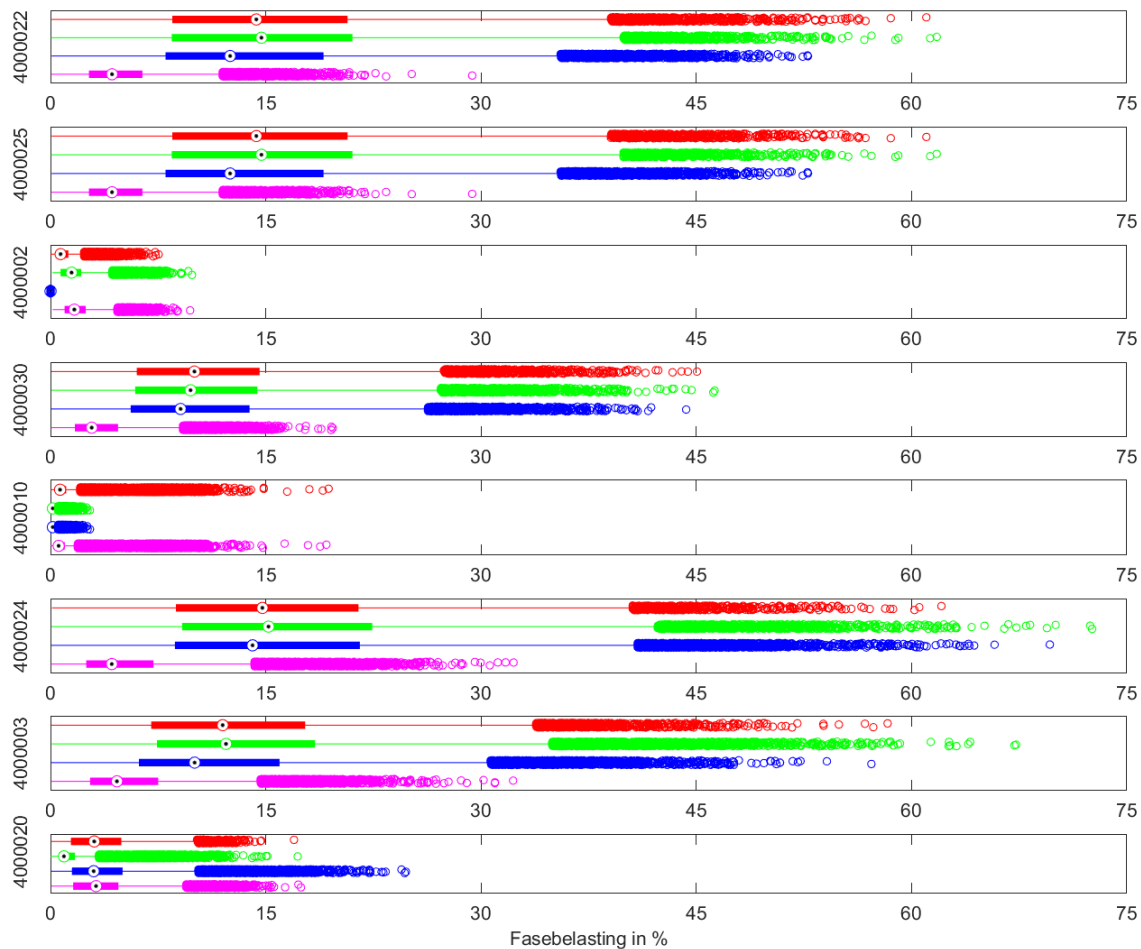


Figuur 4-39 Spanningsverloop feedereinde deel 2 basisscenario 2035



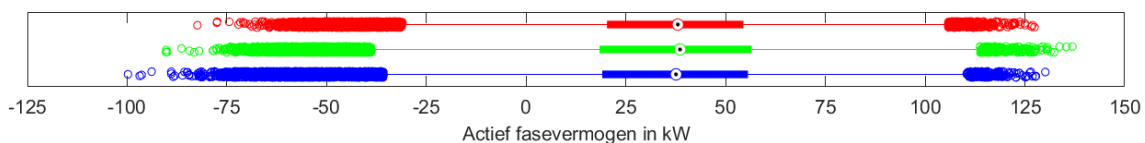
Figuur 4-40 Verloop fasespanning rode feeder basisscenario 2035

Net zoals bij het referentiescenario en het basisscenario 2025 is ook bij dit scenario de blauwe feeder het meest belast. Figuur 4-41 geeft meer inzicht in het verloop doorheen deze feeder. 4000002 en 4000010 zijn aftakkingen met slechts twee gebruikers en geven een vertekend beeld weer. Vanaf 4000024 gaat de 4x150mm² aluminium over in 3x70mm² aluminium + 54,6mm² AMS waardoor de beschikbare doorsnede kleiner is en de kabel dus sneller belast zal zijn. Echter wordt de kabel in 2035 nog steeds maar voor maximum 75% van zijn nominale capaciteit gebruikt. 17 van de 32 kabels zijn nog steeds voor maximum 30% belast en de meeste kabels hebben hierbij dus zeker nog marge over.



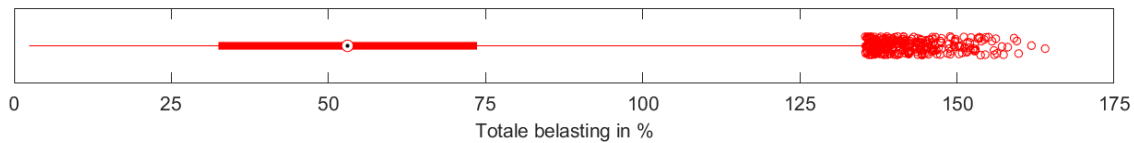
Figuur 4-41 Kabelbelasting blauwe feeder basisscenario 2035

Figuur 4-42 geeft vervolgens de fasebelasting van de transformator weer. Hierin valt op dat ten opzichte van het referentiescenario (Figuur 4-21) de mediaan verschoven is van 25kW naar 39kW, de maximum verbruikspieken zijn toegenomen van 90kW naar 135kW en de injectiepieken zijn verschoven van 68kW naar 100kW. De wijk zal dus zowel meer energie afnemen als injecteren doorheen het jaar.



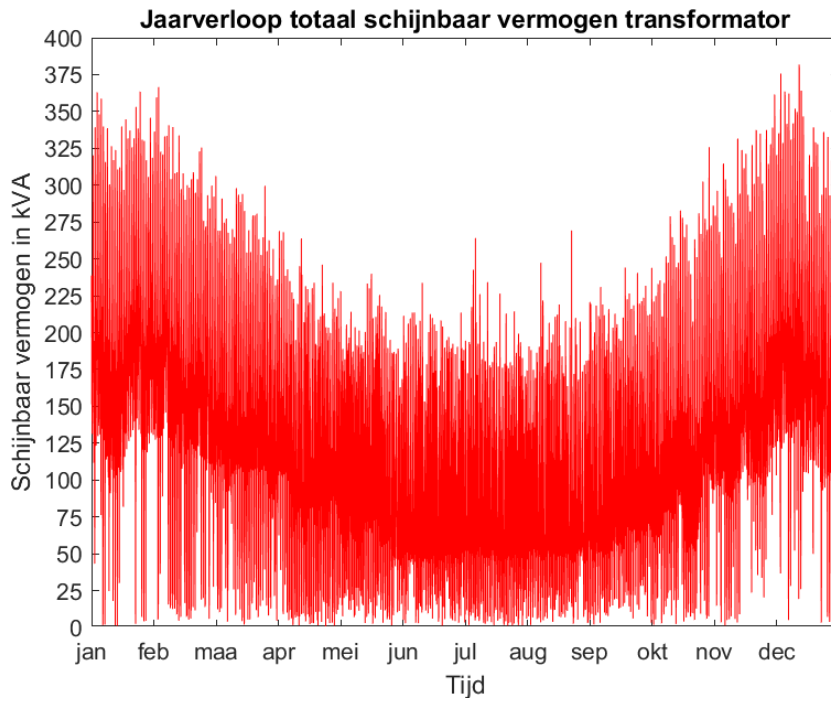
Figuur 4-42 Verdeling actief fasevermogen transformator basisscenario 2035

Figuur 4-43 geeft weer dat de transformator gedurende 50% van de tijd op meer dan 50% van zijn capaciteit werkt, maar ook dat de transformator tot 165% overbelast kan worden. De transformator is echter gebouwd voor een kleine overbelasting die slechts een beperkte tijd aanwezig mag zijn. De transformator zal deze 165% overbelasting dus niet aankunnen. Figuur 4-44 geeft hierin weer wat het jaarverloop van de transformator is. Hieruit blijkt zeer duidelijk dat ten opzichte van het referentiescenario (Figuur 4-22) de transformator veel meer in pieken belast zal worden. De curve in 2035 is hierbij zeer duidelijk omhoog geschoven en dit vooral in de winter (de dikkere rode zone begint in het referentiescenario op ongeveer 60kW, terwijl deze nu ligt op 125kW). De curve vertoont ook meer een piekerige V-vorm, maar de dikkere rode zone in de zomer stemt wel nog steeds overeen met de dikkere rode zone in het referentiescenario. Echter liggen de toppen in de zomer ook hoger dan in het referentiescenario. Dit komt door de grote injectiepiek van de zonnepanelen.

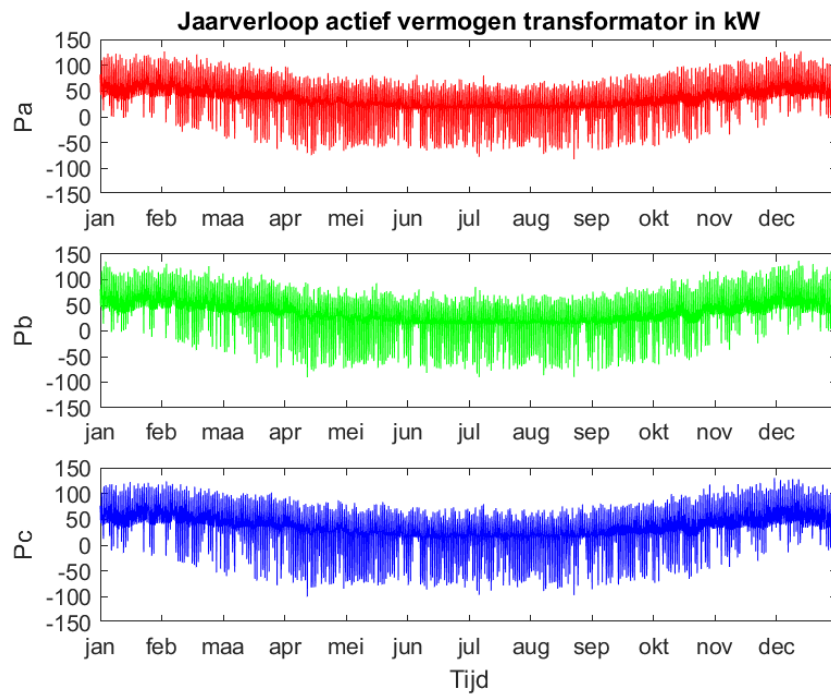


Figuur 4-43 Totale belasting transformator basisscenario 2035

Figuur 4-45 geeft hierin nog een beter inzicht. In de zomer zullen heel wat PV-installaties hun geproduceerde energie op het net zetten en vandaar de grote negatieve fasevermogens in de zomer. In de winter zal de geproduceerde zonne-energie echter te laag zijn om de totale verbruiken te dekken en zal er veel vermogen uit het net gehaald worden. Een gevolg hiervan is een duidelijke overbelasting van de transformator. Het jaarverloop van het fasevermogen toont ook aan dat ondanks de toename in PV-installaties, de wijk nog steeds energie afneemt in de zomer. De injectiepieken zijn hierbij natuurlijk wel groter dan de afnamepieken, maar dit is relatief eenvoudig te verklaren. De verbruiken van de elektrische voertuigen en huishoudelijke verbruiken vinden op andere tijdstippen plaats dan de productie van de zonne-energie. Het elektriciteitsnet wordt hierbij als buffer gebruikt. Doorheen de dag zal de wijk energie produceren en injecteren in het middenspanningsnet. Later op de dag zal de wijk echter energie van het middenspanningsnet afnemen om de auto op te laden en huishoudelijke verbruikers te voeden.



Figuur 4-44 Jaarverloop totaal schijnbaar vermogen transformator basisscenario 2035

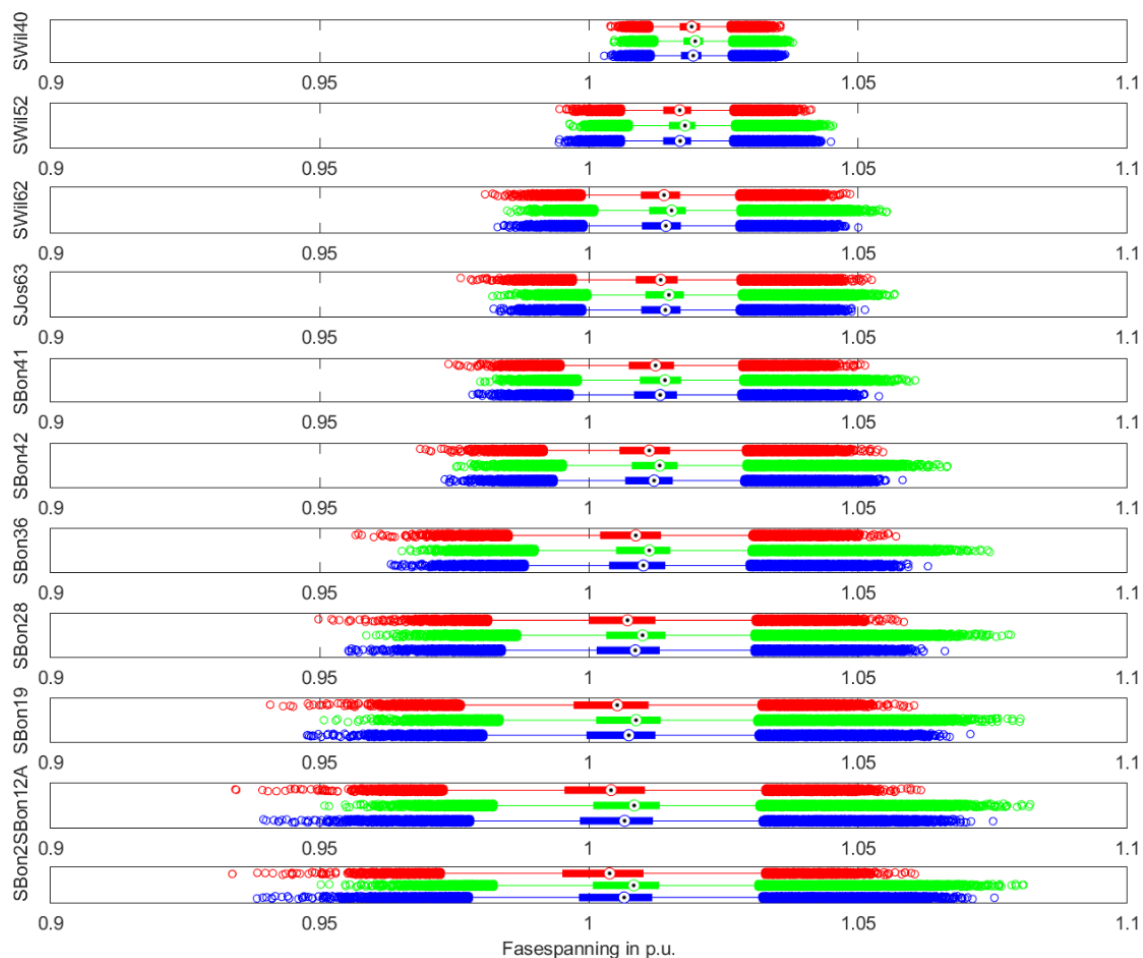


Figuur 4-45 Jaarverloop actief vermogen transformator basisscenario 2035

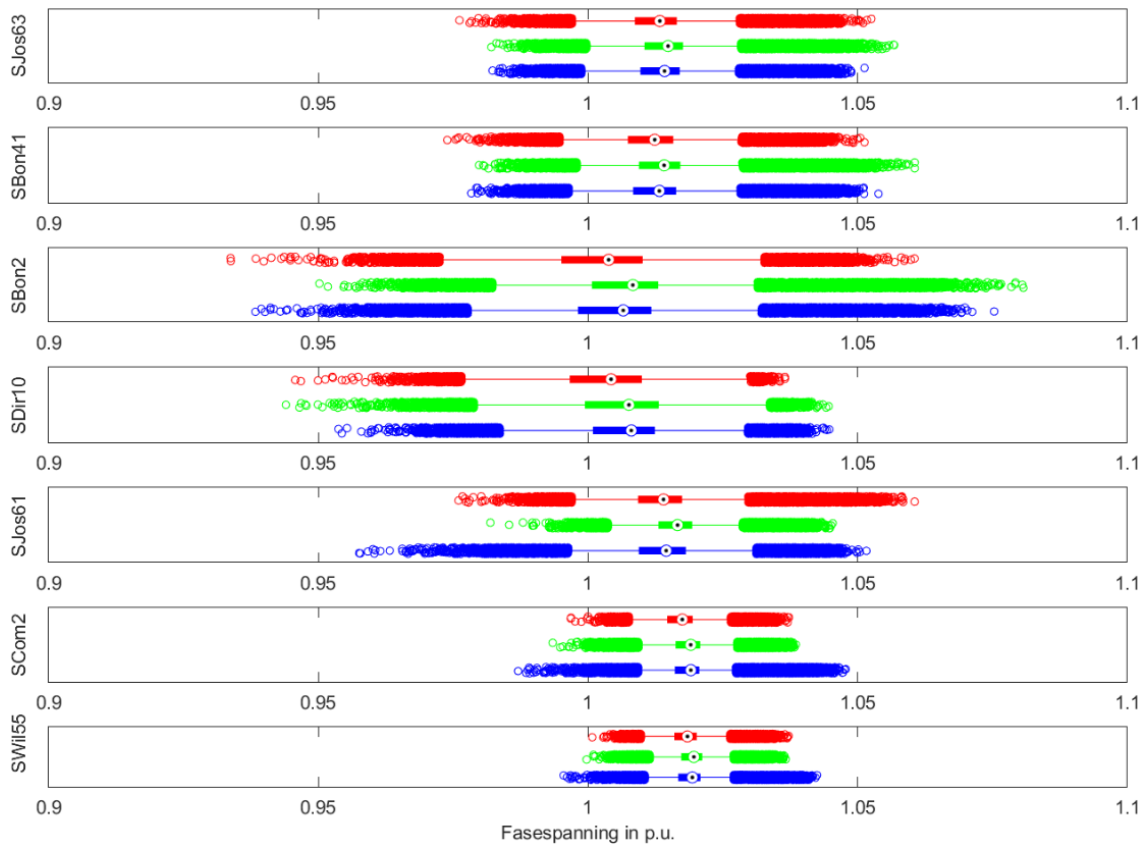
4.6 Batterijopslag met zelfconsumptie: referentiescenario

Deze simulatie geeft een overzicht van de netwerktoestand wanneer in de actuele netsituatie elke netgebruiker met zonnepanelen een thuisbatterij zou installeren. Dit scenario is echter van ondergeschikt belang aan de scenario's in 2025 en 2035 omdat het huidige netwerk nog geen problemen ondervindt, zowel niet op het vlak van spanningen, als op het vlak van overbelastingen van kabels en/of transformator. Het is echter wel interessant om te kijken wat de invloed van thuisbatterijen met zelfconsumptie op de huidige nettoestand is. Zorgt deze werkingsmodus al voor een opmerkelijke verbetering of is de impact verwaarloosbaar klein?

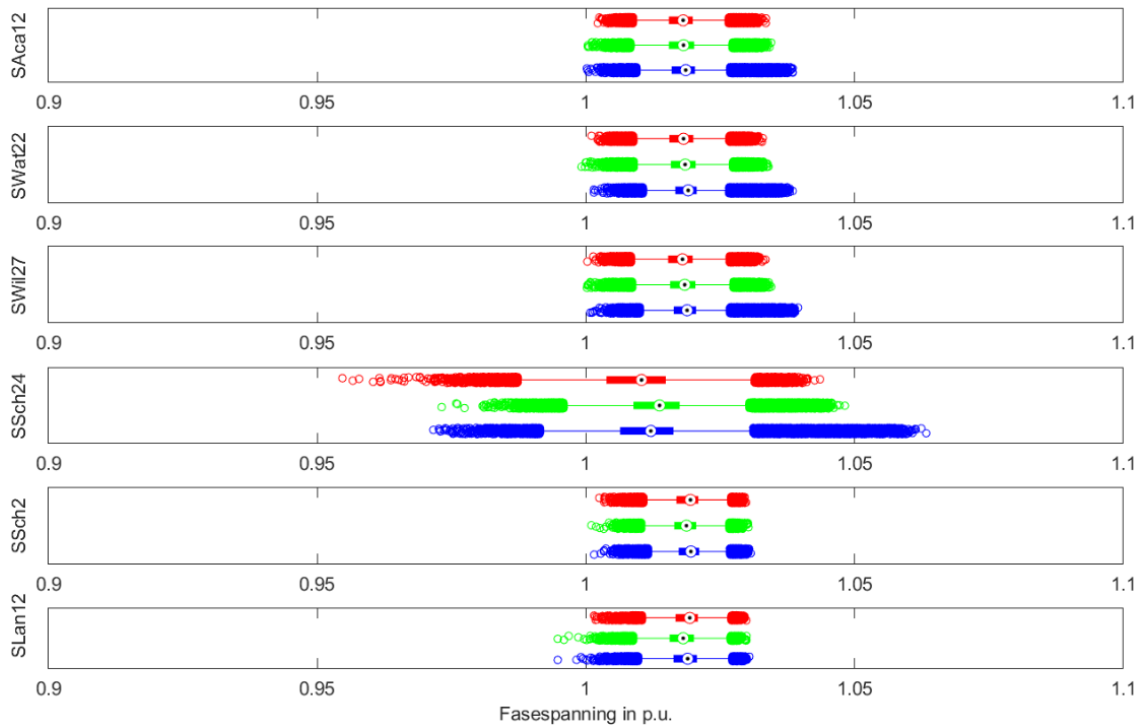
Wanneer Figuur 4-46 vergeleken wordt met Figuur 4-16, blijkt hieruit dat de spanning op het eerste zicht hetzelfde verloop vertoont. Grotendeels klopt deze redenering ook. De spanning vertoont naar het einde van de feeder toe inderdaad nog steeds een grotere verdeling op zowel onderspanning als overspanning. Echter toont een verdere analyse hierop toch aan dat er enkele kleine verschillen zichtbaar zijn. Wanneer bijvoorbeeld naar de breedte van het eerste tot derde kwartiel gekeken wordt, kan geconcludeerd worden dat de spanning gedurende 25 tot 75% van de tijd een iets kleinere spreiding vertoont en dit omdat de breedte van dit interval kleiner is geworden. Bijkomend zijn de uitschieters op zowel onderspanning als overspanning minder groot. Figuur 4-47 en Figuur 4-48 geven de verschillende feedereindes weer. Ook hieruit blijkt dat de impact van de thuisbatterijen minimaal is. Uit de spanningsverlopen blijkt dus dat de spanningskwaliteit wel verbeterd is, maar dat deze verbetering zeer minimaal is.



Figuur 4-46 Verloop fasespanning blauwe feeder referentiescenario zelfconsumptie

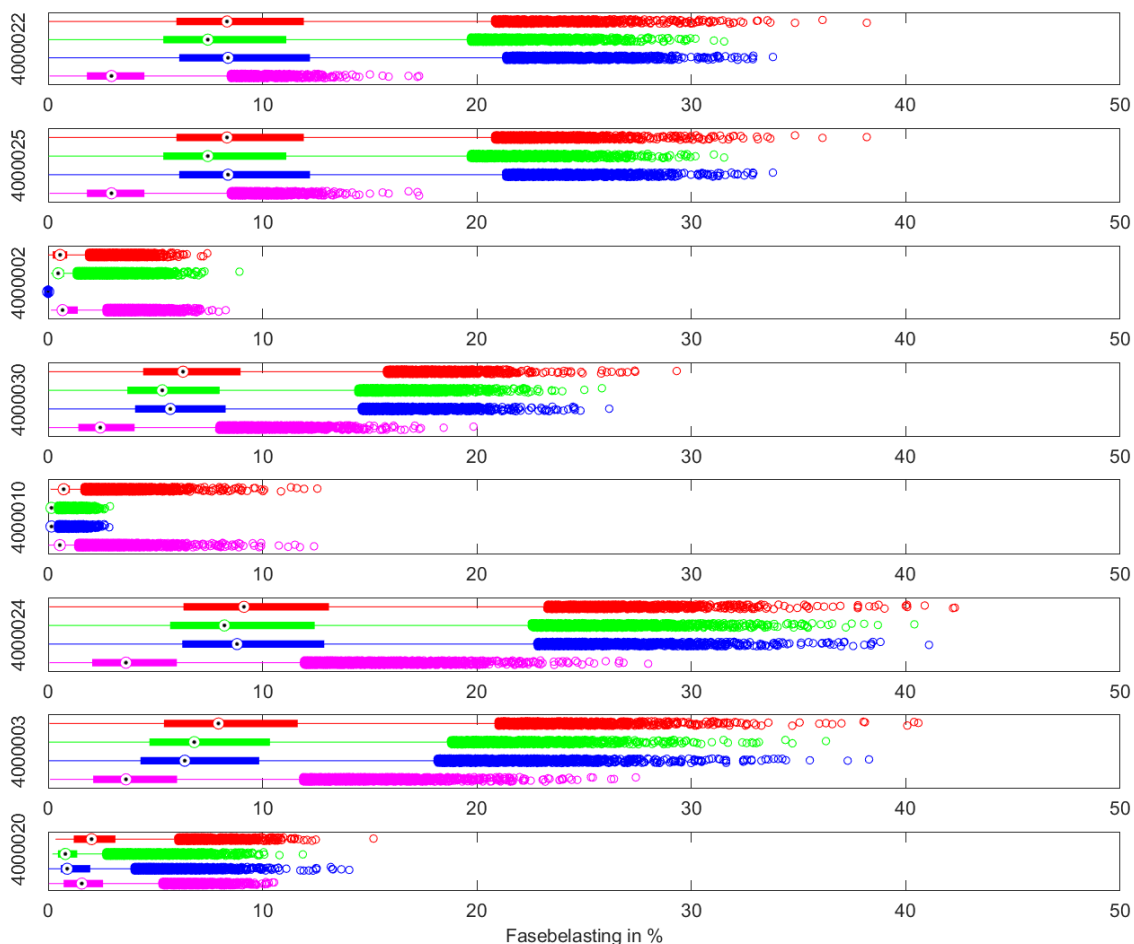


Figuur 4-47 Spanningsverloop feedereinde deel 1 referentiescenario zelfconsumptie



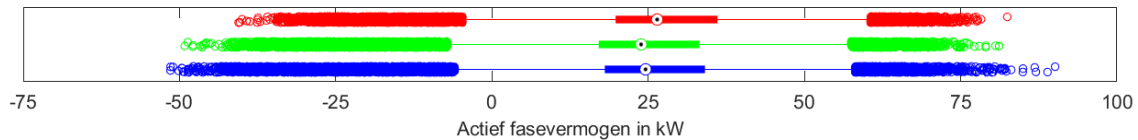
Figuur 4-48 Spanningsverloop feedereinde deel 2 referentiescenario zelfconsumptie

Figuur 4-49 geeft een overzicht van de kabelbelasting voor de blauwe feeder en ook deze figuur toont zeer weinig verschillen ten opzichte van Figuur 4-20. Wanneer bijvoorbeeld fase A van kabel 4000022 bekeken wordt, is de mediaan gezakt van 9,04% naar 8,3%. Dit betekent dus een zeer beperkte daling. Voor kabel 4000024 is de verandering beter waarneembaar. De mediaan lag in het referentiescenario zonder batterijen ongeveer op 10%, terwijl in dit scenario de belasting duidelijk tot onder de 10% gezakt is. Echter is ook hier de daling beperkt tot ongeveer 1%. Daarnaast verandert de belasting van fase B tussen de situatie zonder en met batterijen. Bij het scenario zonder batterijen is fase B meestal de fase waarvan de breedte van het eerste tot derde kwartiel het grootste is. Echter is deze fase nu meestal de fase met de kleinste breedte. Dit komt doordat er net iets meer PV-installaties op deze fase aanwezig zijn en hierdoor ook meer batterijen op deze fase aanwezig zullen zijn. Daardoor zal de kabel minder zwaar belast zijn, want de batterijen zullen een deel van de benodigde energie opslaan en deze zal op een later tijdstip terug afgegeven worden. Hierdoor zal deze energie niet via de kabel getransporteerd moeten worden en zal de kabelbelasting kleiner zijn. De verandering blijft wel nog steeds minimaal.



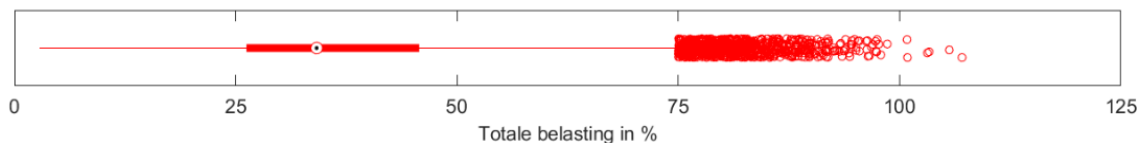
Figuur 4-49 Kabelbelasting per fase voor blauwe feeder referentiescenario zelfconsumptie

Vergelijking van Figuur 4-50 met Figuur 4-21 levert echter wel een goed zichtbaar verschil op. De mediaan van het fasevermogen is praktisch hetzelfde gebleven, maar de breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel is kleiner geworden. Dit betekent dat de transformator dus minder belast zal zijn. Deze trend is ook door te trekken naar de uitschieters op het vlak van injectie. De injectie zal toppen op ongeveer 50kW in plaats van op 63kW. Ook het moment waarop de uitschieters starten is enorm verkleind. Dit lag eerst op ongeveer 15kW en nu op slechts 5kW. De grootste toppen op het verbruiksgebied blijven echter ongeveer even groot, maar het vermogen waarop de uitschieters zich vertonen is ook hier gereduceerd. Dit lag in het echte referentiescenario op ongeveer 68kW en is nu gereduceerd tot ongeveer 58kW.



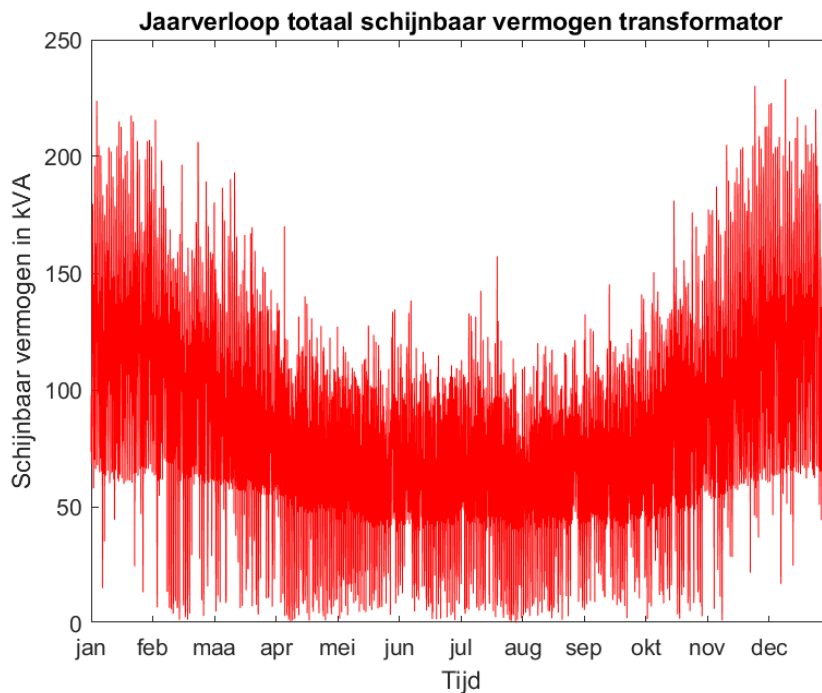
Figuur 4-50 Verdeling actief fasevermogen transformator referentiescenario zelfconsumptie

De verandering in de fasebelasting van de transformator vertaalt zich ook duidelijk naar een verandering in de totale procentuele belasting van de transformator in Figuur 4-51. Ook hier is de breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel gereduceerd met ongeveer 5%. Echter is de verandering van het moment waarop de uitschieters optreden enorm veranderd. Dit moment lag in Figuur 4-23 op ongeveer 85% en nu slechts op 75% waarbij het aantal kwartieren boven 100% belasting ook fel is afgenomen..



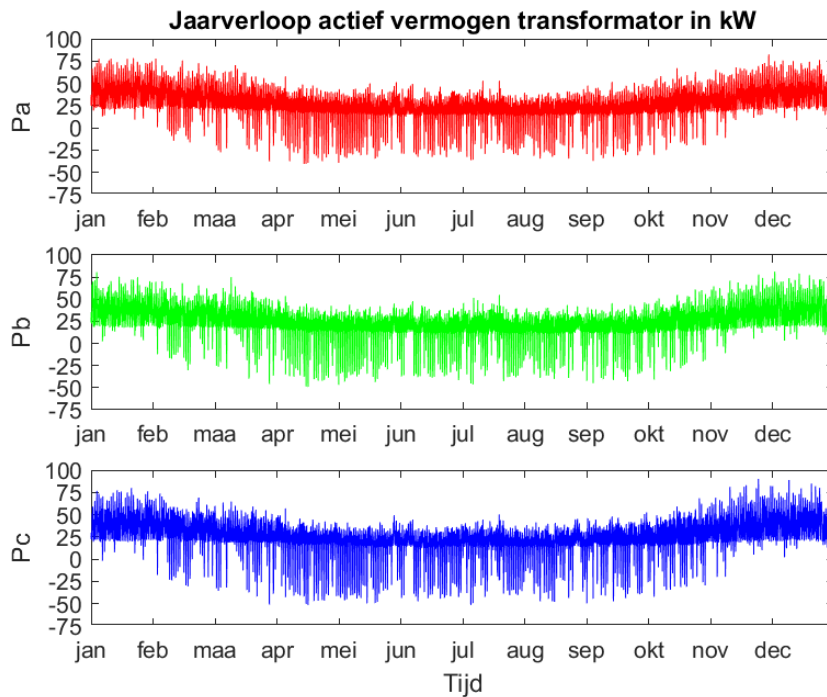
Figuur 4-51 Totale belasting transformator referentiescenario zelfconsumptie

Bij vergelijking van Figuur 4-22 met Figuur 4-52 blijkt dat de transformator tijdens de winter nog steeds het zwaarst belast is, maar dat de tijd dat de transformator boven bijvoorbeeld 150kVA komt opmerkelijk kleiner is geworden. Echter valt vooral de enorme reductie in de zomerperiode op. Op dat moment zullen de zonnepanelen veel energie produceren, zal de batterij volledig opgeladen kunnen worden en zal de batterij een groot deel van het eigen verbruik van de woning kunnen dekken. Hierdoor moet dit vermogen niet in het net geïnjecteerd worden op het moment van piekproductie en moet de afgenomen energie later op de dag ook niet via het net geleverd worden op het moment van piekverbruik. De netgebruikers met zonnepanelen voorzien zich in dat geval zelf van energie en enkel de consumenten zonder zonnepanelen of consumenten met een lege batterij/groot piekverbruik moeten energie via het net toegeleverd krijgen. Dit verklaart de reductie in het vermogen in de zomer. Tijdens de winter is de reductie minder zichtbaar omwille van twee redenen. De huishoudens vragen sowieso een grotere hoeveelheid energie en grotere vermogens omwille van verwarming, verlichting en meer huishoudelijke activiteit. Anderzijds schijnt de zon gedurende de winterperiode minder lang en minder sterk, waardoor ook de geproduceerde zonne-energie kleiner is en de batterijen zelfs niet volledig opgeladen zullen zijn.



Figuur 4-52 Jaarverloop schijnbaar vermogen transformator referentiescenario zelfconsumptie

Figuur 4-53 toont vervolgens het jaarverloop van het actief fasevermogen van de transformator. Hieruit blijkt inderdaad de verbetering ten opzichte van het referentiescenario zonder batterijen in Figuur 4-24. De injectiemomenten doorheen de zomer zijn opmerkelijk kleiner geworden, maar nog niet verdwenen. De verbruikspieken in deze periode zijn ook kleiner geworden doordat de thuisbatterijen eerst energie zullen leveren en pas daarna energie van het net gehaald zal worden voor klanten met een dergelijke thuisbatterij. In de winter blijft de piekafname ongeveer hetzelfde, maar neemt het verloop van de afnamepieken sneller af naarmate de winter verder op zijn einde komt. Dit komt doordat de batterij dan meer energie kan opslaan omwille van meer beschikbare zonne-energie en minder verbruik.

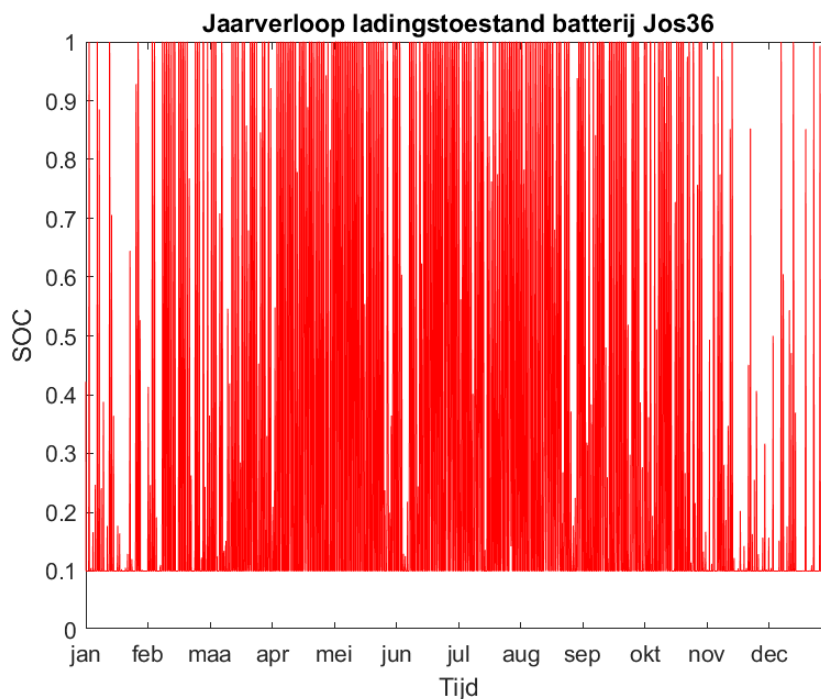


Figuur 4-53 Jaarverloop actief fasevermogen transformator referentiescenario zelfconsumptie

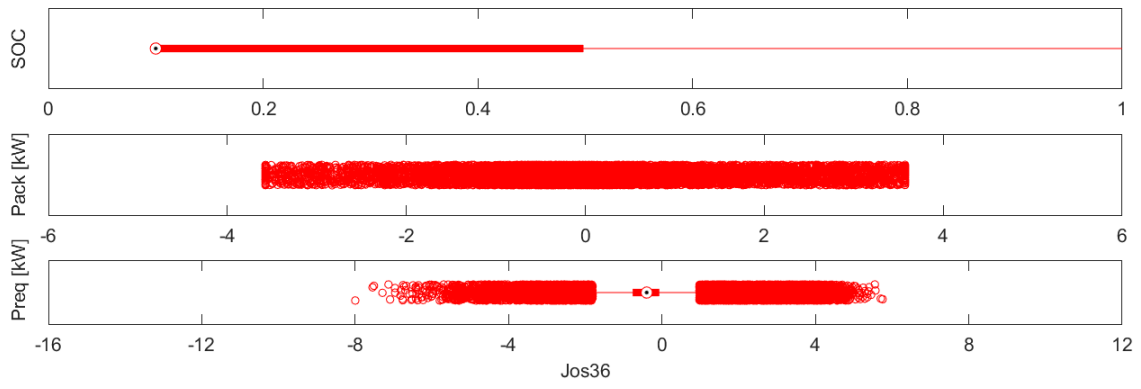
Om verder inzicht te krijgen in het jaarverloop van de verschillende vermogens/belastingen/spanningen is het interessant om te kijken hoe de batterijen net gebruikt worden. Een analyse op de verschillende batterijgrafieken (zowel het jaarverloop van de ladingstoestand als een boxplot van de ladingstoestand/theoretisch benodigde vermogens/beschikbaar gesteld vermogen) toont aan dat het ladingspatroon van elke batterij totaal verschillend is ondanks een gelijke dimensioneringsmethode. Oorzaak hiervan is het totale belastingsprofiel dat aan elke gebruiker toegekend werd. De volgende grafieken vatten de verschillende verbruikerstypes samen.

Een eerste groep verbruikers heeft een profiel zoals weergegeven in Figuur 4-54 en Figuur 4-55. Uit het jaarverloop volgt dat de batterij gedurende de wintermaanden slechts gedeeltelijk opgeladen wordt en dit komt enerzijds omwille van de minder sterke zon en een kleiner aantal zonuren. Anderzijds is het verbruik in de wintermaanden groter en zal de batterij sowieso al minder tijd ter beschikking hebben om op te laden. Gedurende de zomermaanden zal de batterij veel sneller opgeladen zijn en kan de batterij het huishouden beter helpen om zich te voorzien van zelfopgewekte zonne-energie. De batterij zal in de zomer dus op zijn maximale capaciteit gebruikt worden en in de winter slechts gedeeltelijk. Uit de boxplot van de ladingstoestand blijkt dat de mediaan van de SOC op 10% ligt en dit duidt erop dat de batterij vaak op zijn minimale ladingstoestand zal verblijven. Het lijkt alsof de batterij te klein gedimensioneerd is omdat de batterij in de zomer redelijk snel opgeladen zal zijn. Echter zal uit de volgende reeks batterijprofielen blijken dat een grotere batterij ook niet altijd optimaal is.

De boxplot Preq in Figuur 4-55 geeft weer wat het theoretische vermogen is dat nodig zou zijn om volledig op zelfopgewekte zonne-energie te kunnen werken. De boxplot Pack geeft de beperkingen van de batterij weer, namelijk de beperking van het vermogen rekening houdende met de ladingstoestand van de batterij en het maximale laad- en ontladvermogen van de batterij. Hieruit blijkt dat de theoretisch benodigde vermogens om in theorie netonafhankelijk te kunnen werken, de beschikbare batterijvermogens serieus overstijgen (factor twee). Uit de boxplots volgt ook dat er theoretisch meer ontladvermogen gevraagd wordt dan laadvermogen (tot 8kW injectie vanuit de batterij en slechts 5,5kW afname door de batterij). Hieruit volgt dat de batterij met relatief kleine vermogens zou kunnen opladen en dat het ontladen vooral met grotere vermogens zou gebeuren. Het grotere verbruik tijdens de wintermaanden is hier de oorzaak van. De boxplot van het effectief door de batterij geleverde vermogen is wel symmetrisch. Dit komt doordat de batterij beperkt is op zijn vermogens omwille van zijn praktische kenmerken/dimensionering.



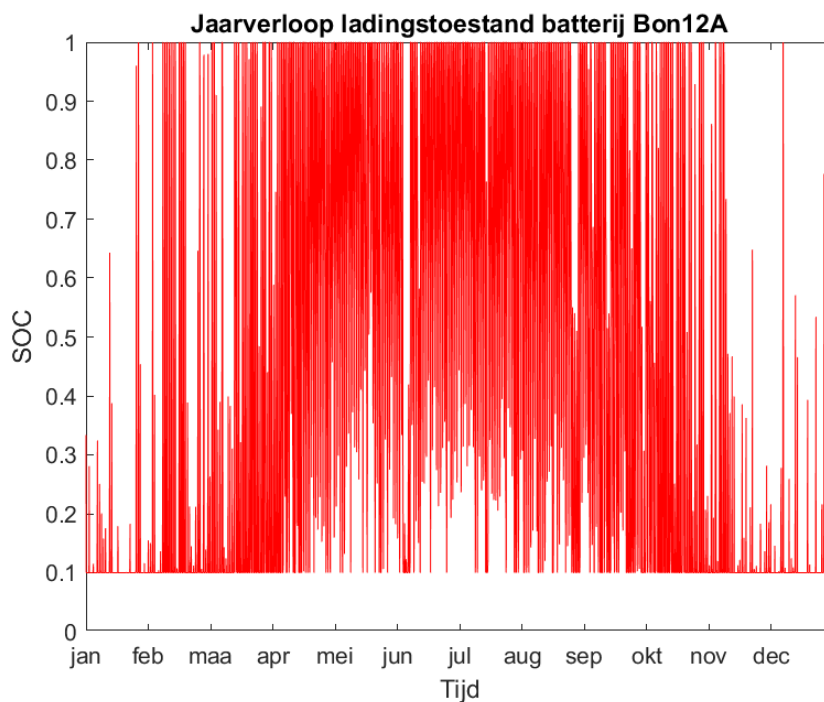
Figuur 4-54 Jaarverloop ladingstoestand batterij Jos36 referentiescenario zelfconsumptie



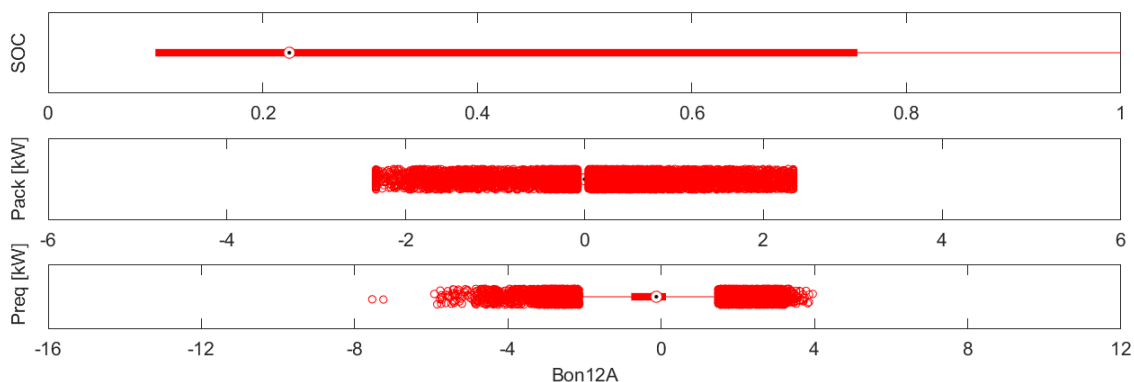
Figuur 4-55 Batterijgrafieken Jos36 referentiescenario zelfconsumptie

Een tweede groep verbruikers heeft een profiel dat gelijkaardig is met het profiel in Figuur 4-56 en Figuur 4-57. Deze verbruikers hebben een vrij groot verbruik in de winter en een vrij laag verbruik in de zomer, maar wel een PV-installatie die overeenstemt met hun jaarverbruik. Hierdoor zal de batterij gedurende de wintermaanden zeer weinig kunnen opladen en dit doordat er praktisch continu meer vermogen wordt afgenomen dan er geproduceerd wordt. Tijdens de zomermaanden hebben deze klanten energie op overschot en zal de batterij zeer snel tot 100% opladen. Echter kan de batterij door het lage verbruik niet voldoende ontladen. Dit betekent dat de batterij bij de zonsopgang van de volgende dag niet volledig ontladen is en dan ook niet alle zelfopgewekte energie van de komende dag kan opslaan. Een grotere batterij zou in deze situatie niet helpen, want in dat geval zou de batterij als lange-termijn-opslag functioneren. Echter zijn batterijen niet geschikt om aan dit type opslag te doen en dit omwille van de zelfontlading van de batterij en de nood aan zeer grote batterijen.

Ook in deze situatie vertonen de boxplots van Pack en Preq hetzelfde verloop als in de eerste groep gebruikers. Echter ligt de mediaan van de ladingstoestand op 21% in plaats van op 10% omdat de batterij gedurende lange tijd niet volledig ontladen kan worden wegens een overschot aan productie en een tekort aan afname.

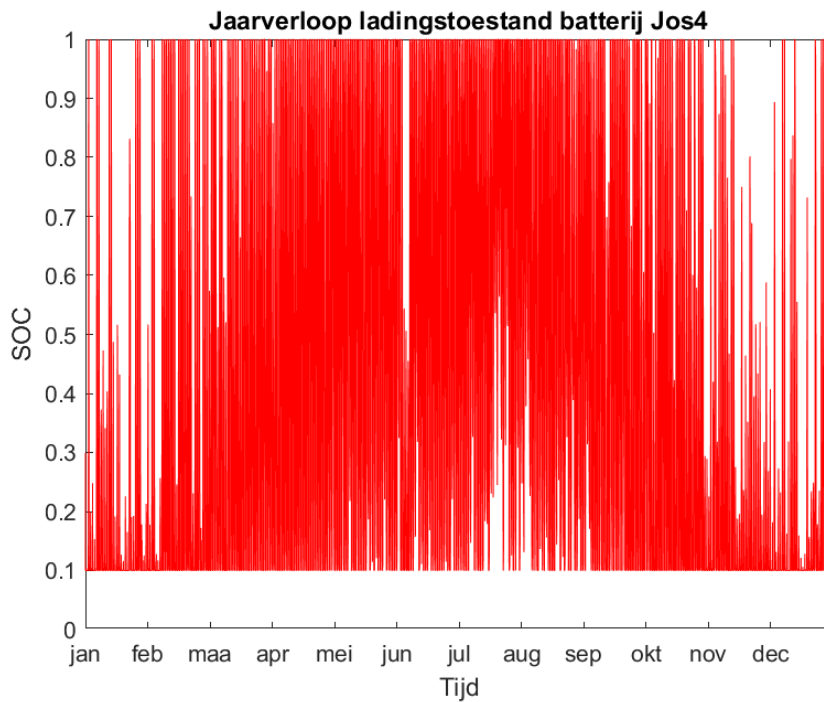


Figuur 4-56 Jaarverloop ladingstoestand batterij Bon12A referentiescenario zelfconsumptie

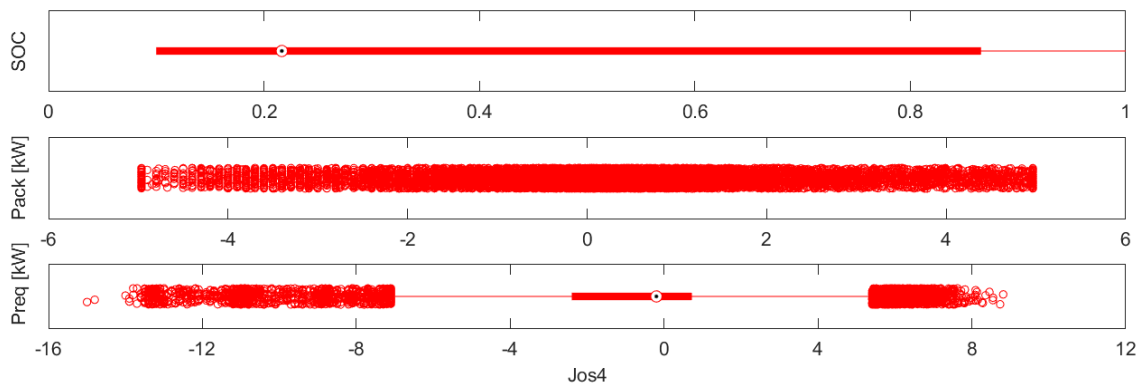


Figuur 4-57 Batterijgrafieken Bon12A referentiescenario zelfconsumptie

Figuur 4-58 en Figuur 4-59 tonen het verloop van een nagenoeg ideaal werkende batterij. Zowel tijdens de zomer als tijdens de winter kan de batterij volledige cycli afwerken. De batterij komt af en toe toch tegen zijn grenzen van maximale ladingstoestand, maar dit is eerder beperkt ten opzichte van de vorige figuren. Wel dient er opgemerkt te worden dat de batterij nog steeds niet het volledige gevraagde vermogen kan leveren dat in theorie zou nodig zijn voor een ideale zelfconsumptie. Echter veronderstelt dit een zeer grote batterij.



Figuur 4-58 Jaarverloop ladingstoestand batterij Jos4 referentiescenario zelfconsumptie

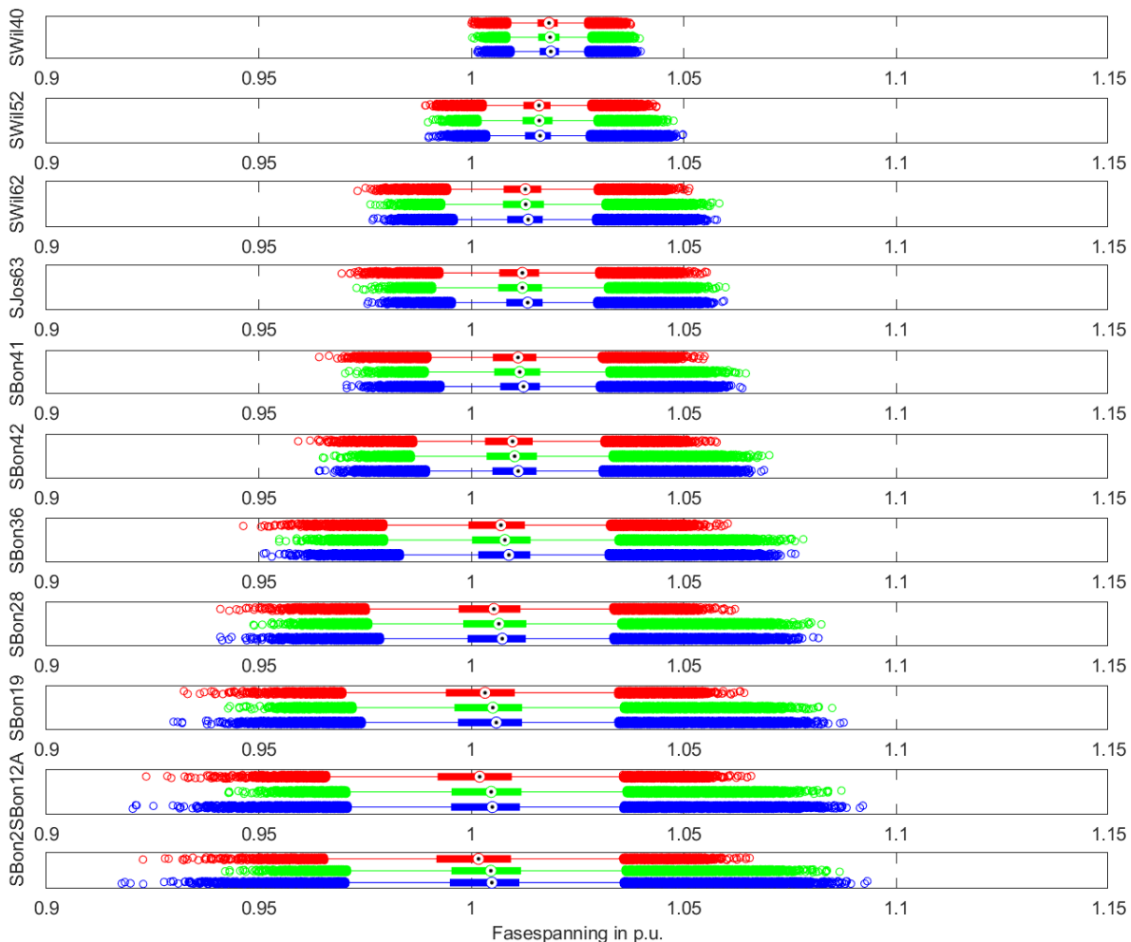


Figuur 4-59 Batterijgrafieken Jos4 referentiescenario zelfconsumptie

4.7 Batterijopslag met zelfconsumptie: scenario 2025

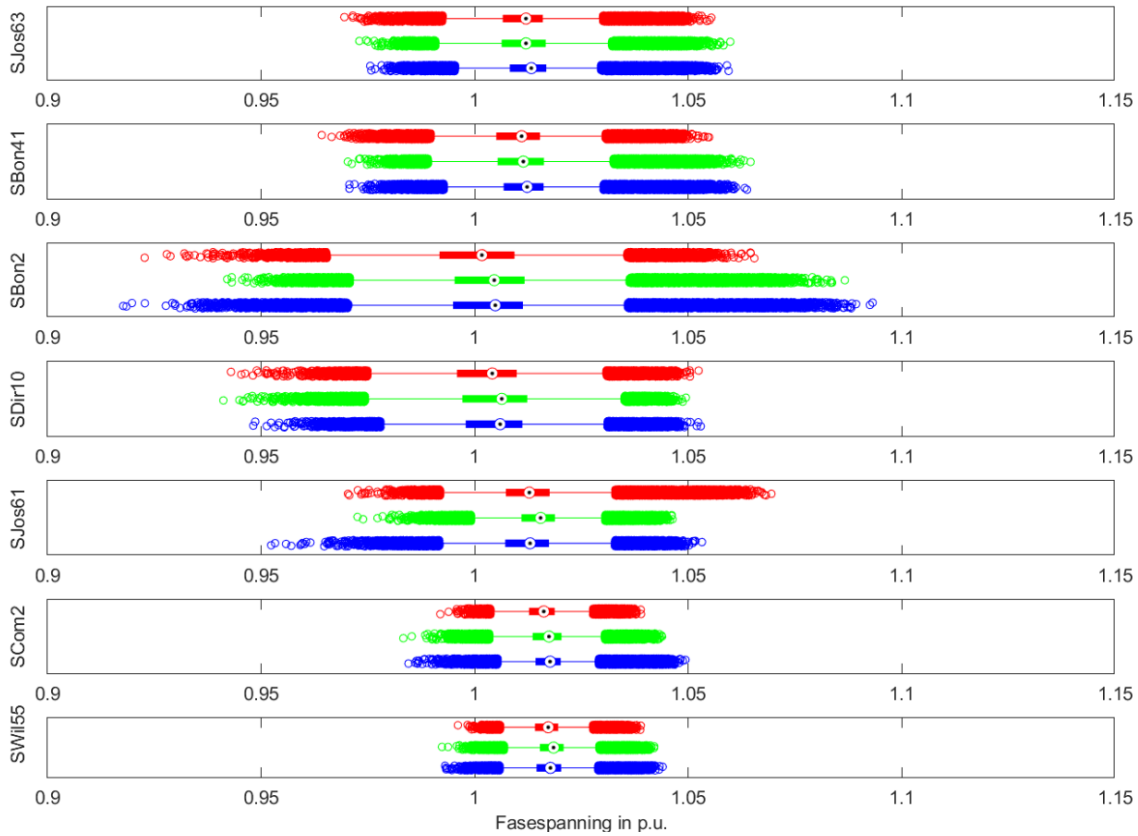
Vergelijking van Figuur 4-60 met Figuur 4-28 duidt aan dat de spanning terug binnen de toegestane limieten van +/- 10% van de nominale spanningswaarde blijft. De spanningsproblemen zijn dus in principe opgelost, maar de grens met 10% overspanning blijft nog steeds vrij klein. De batterijen zorgen dus wel degelijk voor een verbetering op momenten van een overschot aan zonne-energie omdat de batterijen op dat moment de energie zullen stockeren voor later gebruik. Echter hebben de batterijen een vrij beperkte capaciteit en zal de maximale ladingstoestand van 100% vrij snel bereikt worden zodat de meeste batterijen op een gegeven moment zullen opgeladen zijn en de overspanning nog steeds zal voorkomen. Doordat elke klant een ander profiel heeft, zal niet elke batterij op exact hetzelfde moment volledig opgeladen zijn en daardoor komt de overspanning geleidelijk aan op.

Bijkomend is de breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel kleiner geworden. Dit betekent dat de spanning minder variaties vertoont en dus een constanter verloop heeft. De geanalyseerde jaarverlopen tonen effectief ook aan dat de spanning minder pieken vertoont en dus een stabiel verloop heeft. Ook de onderspanning is kleiner geworden en dit doordat bij momenten van verbruik de batterijen eerst zullen ontladen voordat er energie van het net gehaald wordt. Doordat ook hier niet elke batterij even snel ontladen zal zijn, komt de onderspanning geleidelijk aan op en vertoont de spanning dus een constanter verloop. In het algemeen is er een verschuiving naar iets meer overspanning. Dit komt doordat de pieken meer worden opgevangen door de batterijen en ook door de tapstand van de transformator.

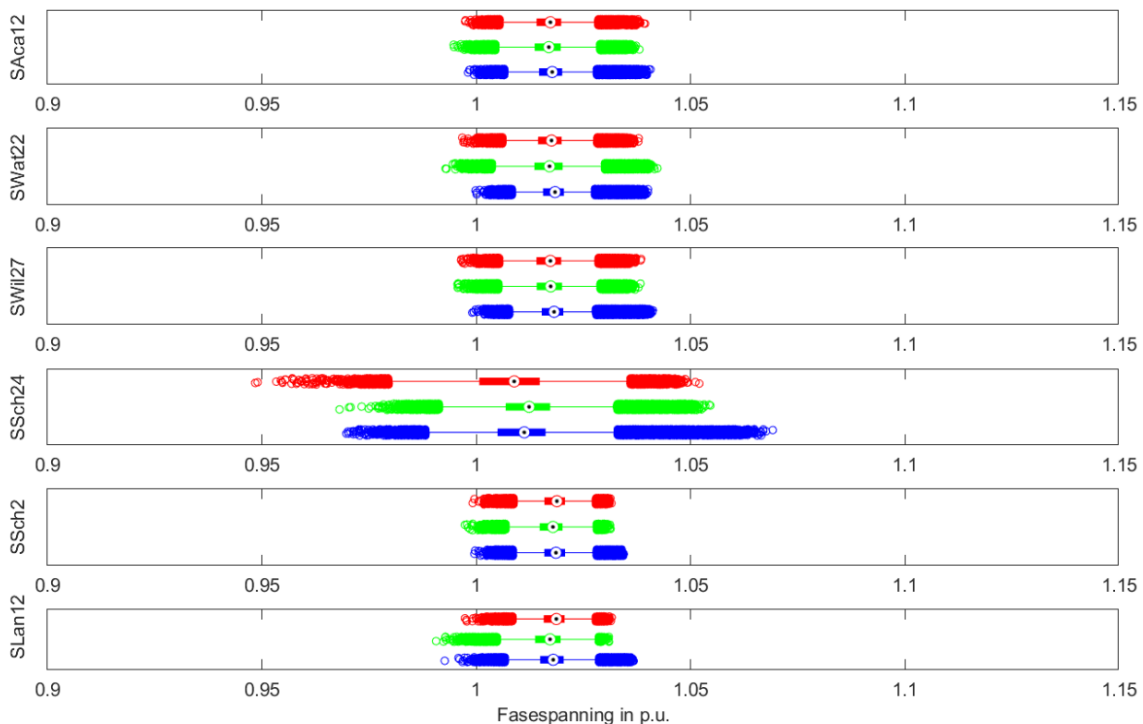


Figuur 4-60 Verloop fasespanning blauwe feeder 2025 zelfconsumptie

Figuur 4-61 en Figuur 4-62 geven een overzicht van de spanning aan elk feedereinde. Hieruit volgen dezelfde conclusies als bij de blauwe feeder, maar aangezien de blauwe feeder de enige feeder in spanningsproblemen was en deze met batterijen al opgelost zijn, zijn de andere feeders, na een analyse, ook in orde. Ook hier zijn de verschillen minimaal ten opzichte van Figuur 4-30 en Figuur 4-31.

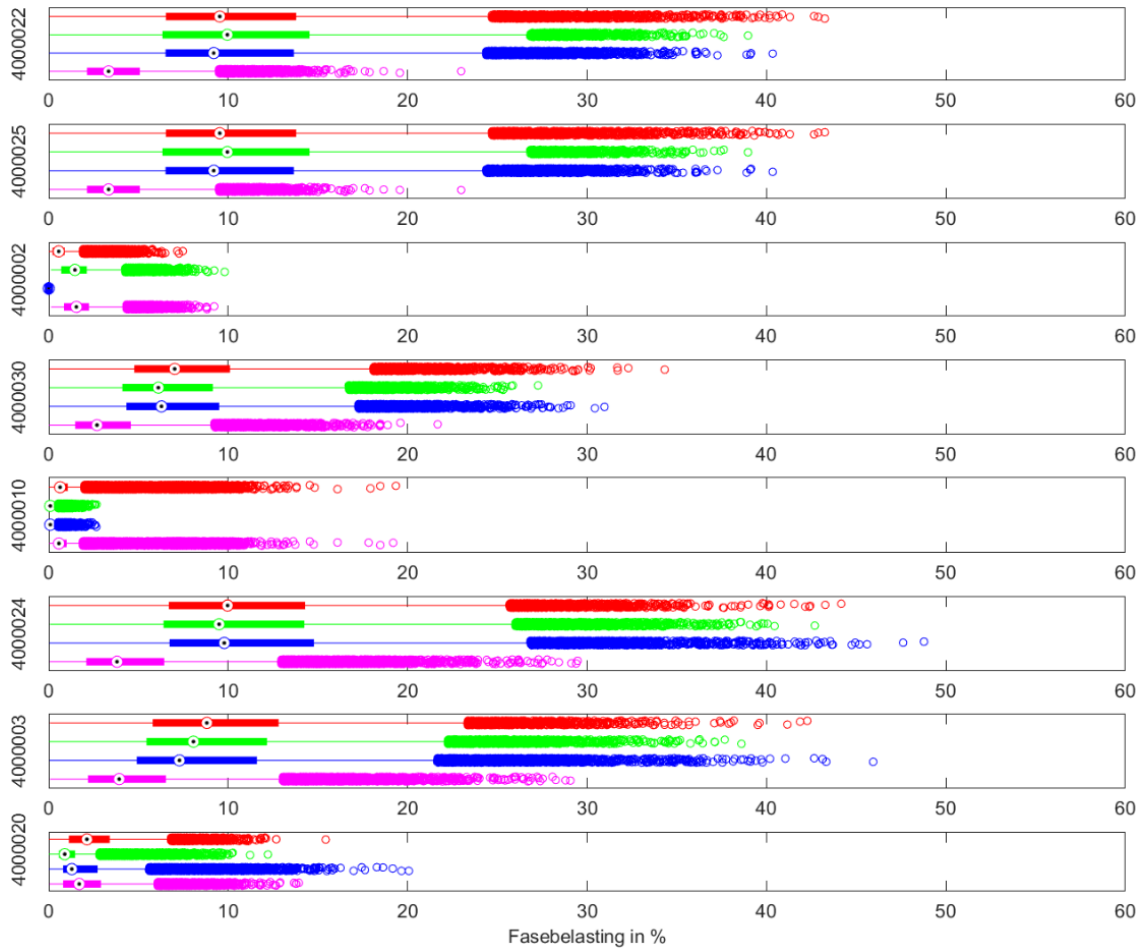


Figuur 4-61 Spanningsverloop feedereinde deel 1 2025 zelfconsumptie



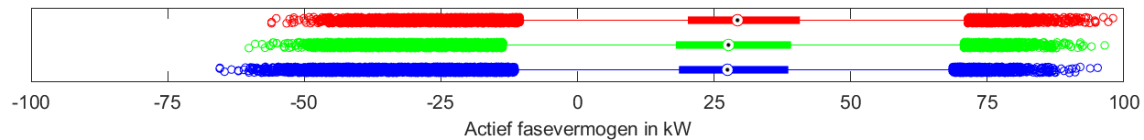
Figuur 4-62 Spanningsverloop feedereinde deel 2 2025 zelfconsumptie

Vergelijking van Figuur 4-63 met Figuur 4-29 geeft geen opmerkelijke verschuivingen in de kabelbelasting en dit is ook geldig voor de andere kabels. De redenering van bij de spanningsverlopen is ook hier geldig. Slechts zeer kleine verschillen in de breedte van de boxplots zijn zichtbaar en ook enkele eenmalige pieken zijn verdwenen, maar het verloop is nagenoeg hetzelfde als in het basisscenario 2025.



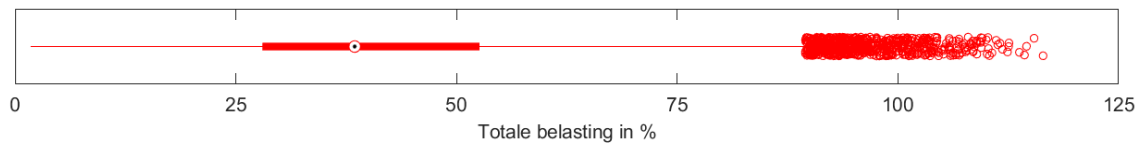
Figuur 4-63 Kabelbelasting blauwe feeder 2025 zelfconsumptie

Vergelijking van Figuur 4-64 met Figuur 4-32 levert dat de injectiepieken gereduceerd zijn van 78kW naar 66kW en de afnamepieken zijn praktisch hetzelfde gebleven. De batterijen zullen dus vooral op injectiemomenten een merkbaar verschil geven. Dit is ook logisch omwille van de gelijktijdigheid van alle zonnepanelen, terwijl de afname een statistisch verspreid gegeven is. De momenten vanaf het optreden van uitschieters zijn wel gereduceerd langs beide zijden en dit duidt op minder vaak voorkomende pieken. Dit is ook logisch, want de batterijen zullen eerst de pieken proberen op te vangen en pas als ze volledig opgeladen/ontladen zijn, zullen de pieken door de transformator opgevangen worden. De breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel is slechts een klein beetje smaller geworden en de mediaan is slechts zeer weinig veranderd.



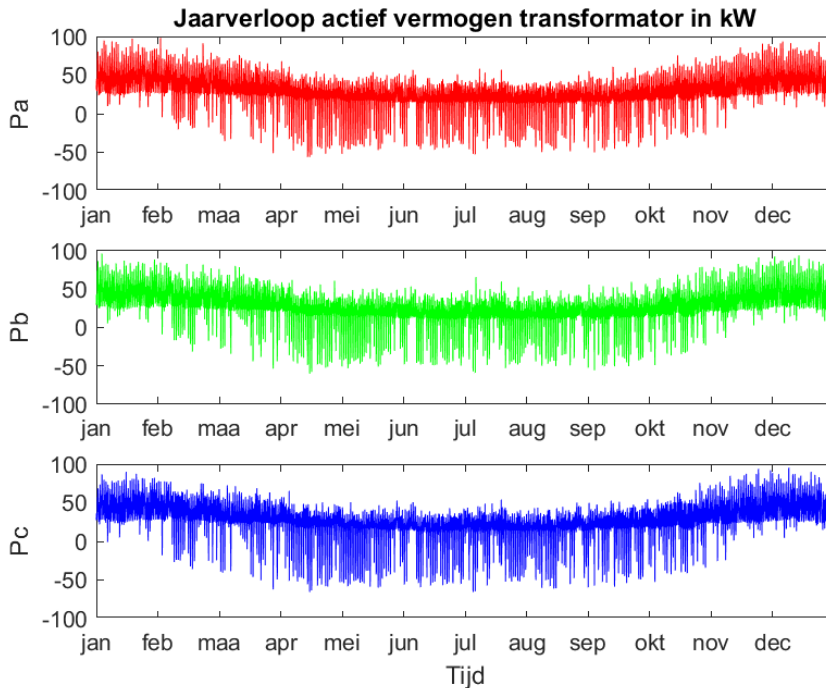
Figuur 4-64 Verdeling actief fasevermogen transformator 2025 zelfconsumptie

Vervolgens bevestigt Figuur 4-65 de voorgaande redenering. Het optreden van uitschieters is ten opzichte van Figuur 4-34 verminderd van 100% naar 88%, maar de absolute overbelastingspiek blijft nog steeds aanwezig. Ook dit komt doordat de batterijen al volledig ontladen/opgeladen zijn als er nog een afnamepiek/productiepiek aankomt.

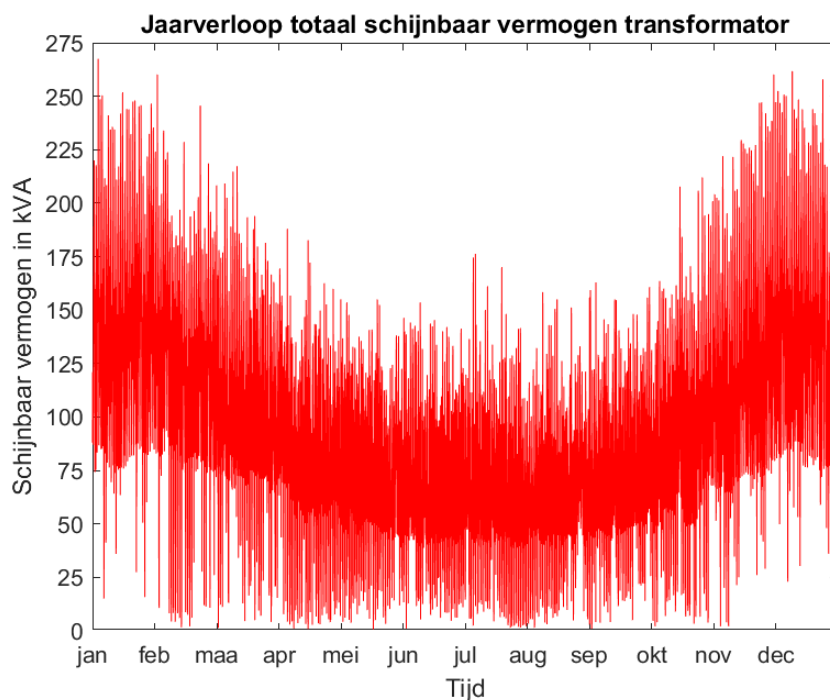


Figuur 4-65 Totale belasting transformator 2025 zelfconsumptie

De jaarverlopen van zowel het actief als het schijnbaar vermogen bevestigen de voorgaande redenering (Figuur 4-66 en Figuur 4-67 ten opzichte van respectievelijk Figuur 4-35 en Figuur 4-33). Het aantal injectiepieken is inderdaad gereduceerd, maar wanneer alle batterijen nagenoeg volledig opgeladen zijn, komende deze pieken nog steeds door en blijven ze ook ongeveer even groot. De afnamepieken in de zomer zijn wel in grootte gereduceerd omdat de batterijen dan volledig opgeladen zijn en het lagere verbruik in de zomerperiode zeer goed kunnen dekken. De afnamepieken in de winter zijn nog steeds vrij groot en dit doordat de batterijen niet voldoende kunnen opladen omwille van minder zonuren en een hoger verbruik.



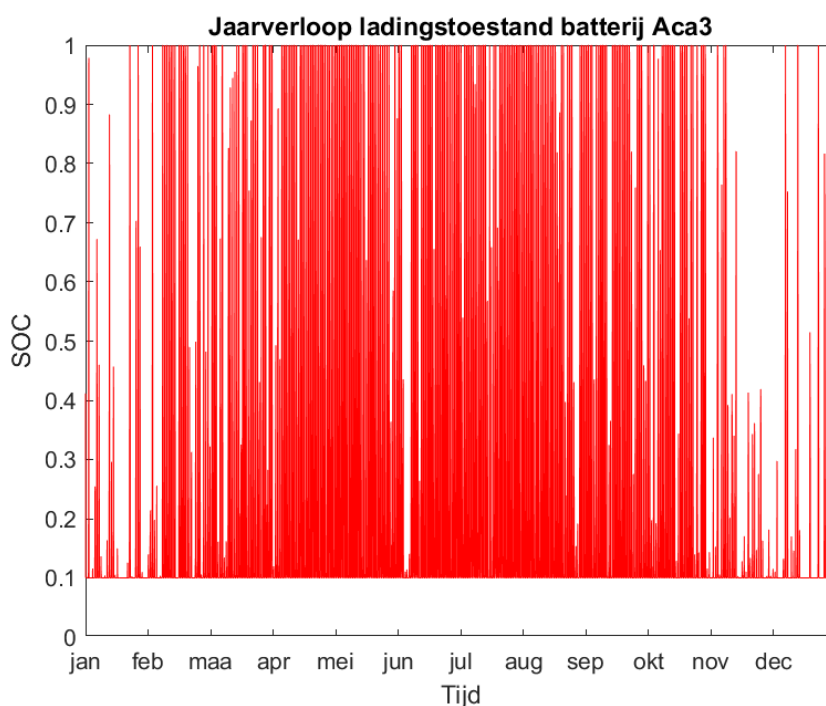
Figuur 4-66 Jaarverloop actief fasevermogen transformator 2025 zelfconsumptie



Figuur 4-67 Jaarverloop schijnbaar vermogen transformator 2025 zelfconsumptie

Tot slot geeft een analyse op de batterijen een verbeterd zicht op de bekomen spanning- en belastingsgrafieken. Hoe roder het jaarverloop van de batterij, hoe maximaler de batterij gebruikt wordt omdat de batterij dan volledig oplaadt, maar ook volledig ontlad. Stel dat een batterij overgedimensioneerd zou zijn met een factor twee, dan betekent dat een duurdere batterij wegens een tweemaal zo grote opslagcapaciteit. Echter wordt de batterij in de meeste gevallen minder optimaal benut en is dit dus niet interessant. Dit komt doordat de batterij in de winter niet meer volledig oplaadt en in de zomer niet meer volledig ontlad. De batterijgrafieken zouden dus minder rode en dus meer witte zones vertonen. Bij een te kleine batterij zou de batterijgrafiek nagenoeg volledig rood worden. Dit komt doordat de batterij dan volledig oplaadt en volledig ontlad. Ideaal genomen laadt de batterij iedere dag op van 10 naar 100% en ontlad deze daarna terug tot 10% vóór de zonsopgang van de volgende dag. Echter is dit omwille van het seizoenseffect niet altijd mogelijk.

Ondanks de nadelen van een overdimensionering op het vlak van gebruik/kostprijsverhouding, is een overdimensionering van de batterij niet voor elk huishouden een slechte investeringsbeslissing. Voor de overgrote meerderheid van de huizen is dit wel het geval, maar bij een aantal huizen kan de batterij tijdens de zomer wel voldoende ontladen worden. Dit komt door de aanwezigheid van een elektrische wagen, een airco of bijvoorbeeld door een onderdimensionering van de PV-installatie. De onderdimensionering bij welbepaalde klanten is mogelijks afkomstig van een monofasige aansluiting en een jaarverbruik van bijvoorbeeld 8000kWh. Om deze 8000kWh te dekken is ongeveer 8kWp nodig, maar de DNB laat geen monofasige PV-installaties van meer dan 5kWp toe. Vandaar de maximale PV-installatie van 5kWp. Bijkomend werden toekomstige PV-installaties in de groeiscenario's niet optimaal op het jaarlijkse elektriciteitsverbruik gedimensioneerd. In zowel het voorgaande geval als met een elektrische wagen, kan de batterij wel volledig ontladen worden tijdens de zomer en wordt de zelfopgewekte zonne-energie optimaal benut. Een voorbeeld van een optimale situatie treedt op in Figuur 4-68 waar het betrokken gezin een kleine PV-installatie heeft in combinatie met een elektrische wagen die ervoor zorgt dat de batterij steeds volledig ontladen zal zijn. Dit zorgt dus voor een optimaal gebruik van de batterij en de zelfopgewekte zonne-energie.



Figuur 4-68 Jaarverloop ladingstoestand batterij zelfconsumptie Aca3 2025

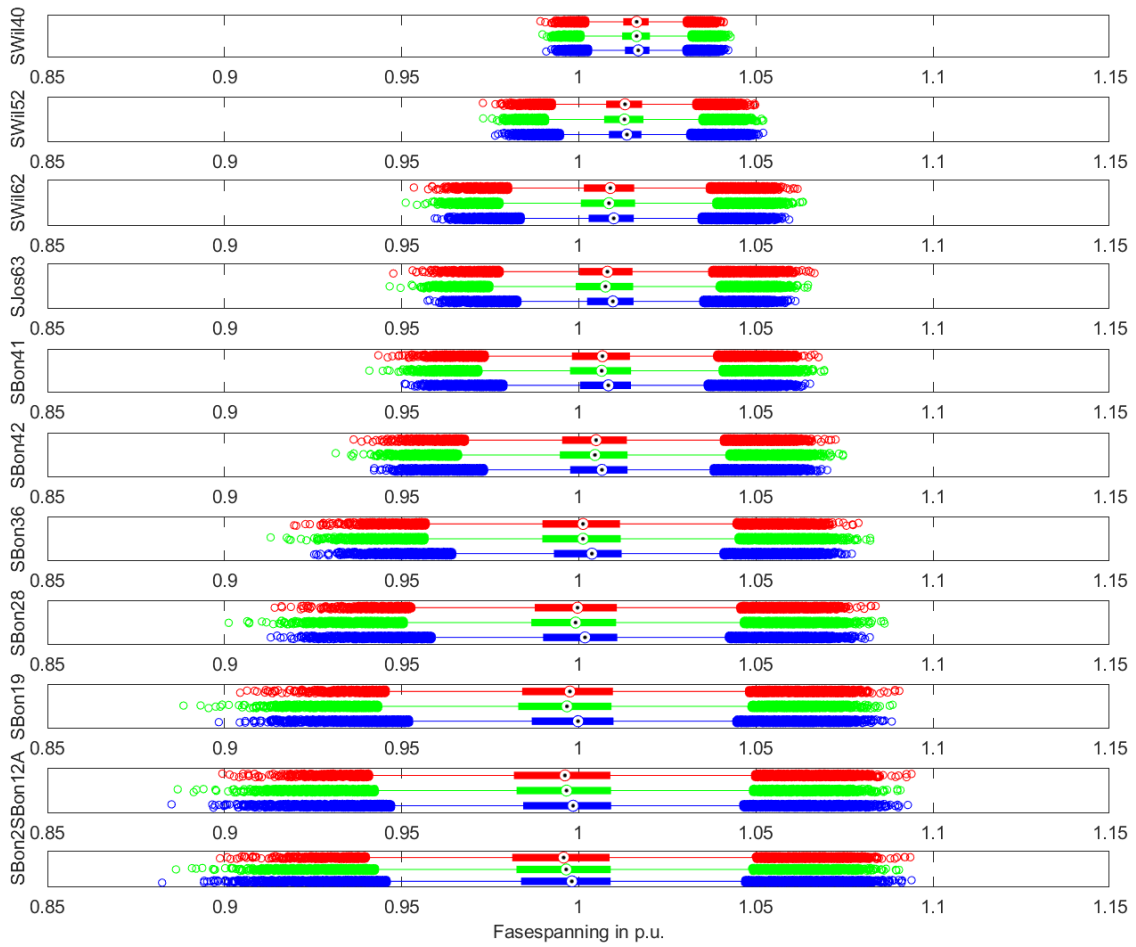
4.8 Batterijopslag met zelfconsumptie: scenario 2035

Bij vergelijking van Figuur 4-69 met Figuur 4-36 valt de daling in overspanning het meeste op. Bij het scenario zonder batterijen kwam de spanning tot op de 10% overspanningsgrens, terwijl in het scenario met de batterijen de spanning steeds onder deze grens blijft. De verschuiving van deze overspanning is echter niet extreem, zodat de spanning toch nog redelijk tegen deze 10% overspanningsgrens komt. De batterijen zorgen dus wel voor een verbetering op momenten van overschot aan zonne-energie, maar deze verbetering is vrij beperkt.

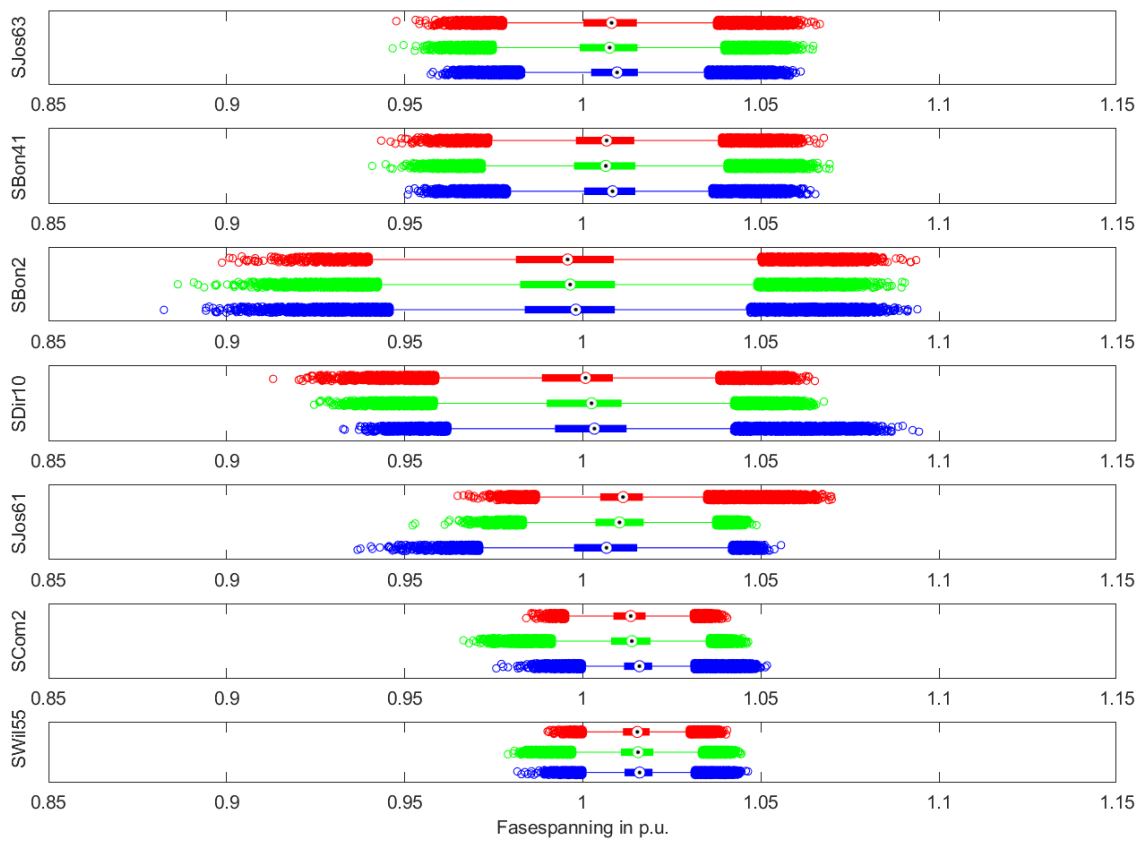
Het onderspanningsprobleem op het einde van de feeder blijft nog steeds bestaan. Dit is te wijten aan het seizoenseffect van verbruik en injectie. Op momenten van veel verbruik (winterperiode) kan de batterij niet voldoende opladen om de huishoudens volledig van zelfopgewekte energie te voorzien en is bijkomend het batterijvermogen te klein om het volledige piekvermogen van de gezinnen op te vangen. Hierdoor wordt er toch nog een vrij grote hoeveelheid energie uit het elektriciteitsnet gevraagd en zal de spanning bijgevolg zakken onder de invloed van de grote stroom doorheen de lange feeder.

Bijkomend is de breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel kleiner geworden doordat de batterijen eerst zullen opladen/ontladen tot hun maximale/minimale ladingstoestand bereikt is en dan pas energie op het net/van het net zullen plaatsen/afnemen. Hierdoor zal de spanning gedurende een langere tijd in een stabiel regime blijven. Doordat niet elke batterij even groot is en ook niet elk huishouden hetzelfde profiel heeft, zal niet elke batterij op hetzelfde moment volledig ontladen/volledig opgeladen zijn, waardoor de spanning geleidelijk aan varieert. De mediaan van de spanning is hierdoor ook terug iets verder naar de overspanningszijde verschoven.

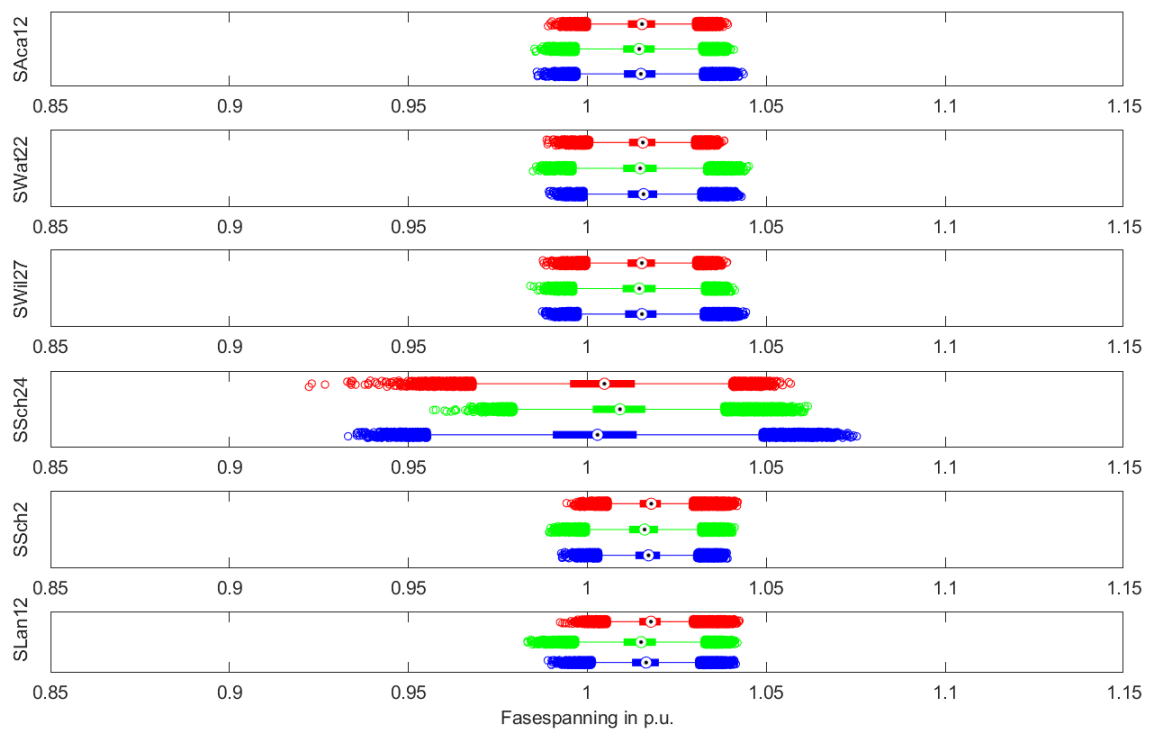
Tot slot geven Figuur 4-70 en Figuur 4-71 het spanningsverloop aan de feedereindes weer. Ten opzichte van Figuur 4-37 en Figuur 4-39 is ook hier zeer weinig verschil waar te nemen.



Figuur 4-69 Verloop fasespanning blauwe feeder 2035 zelfconsumptie

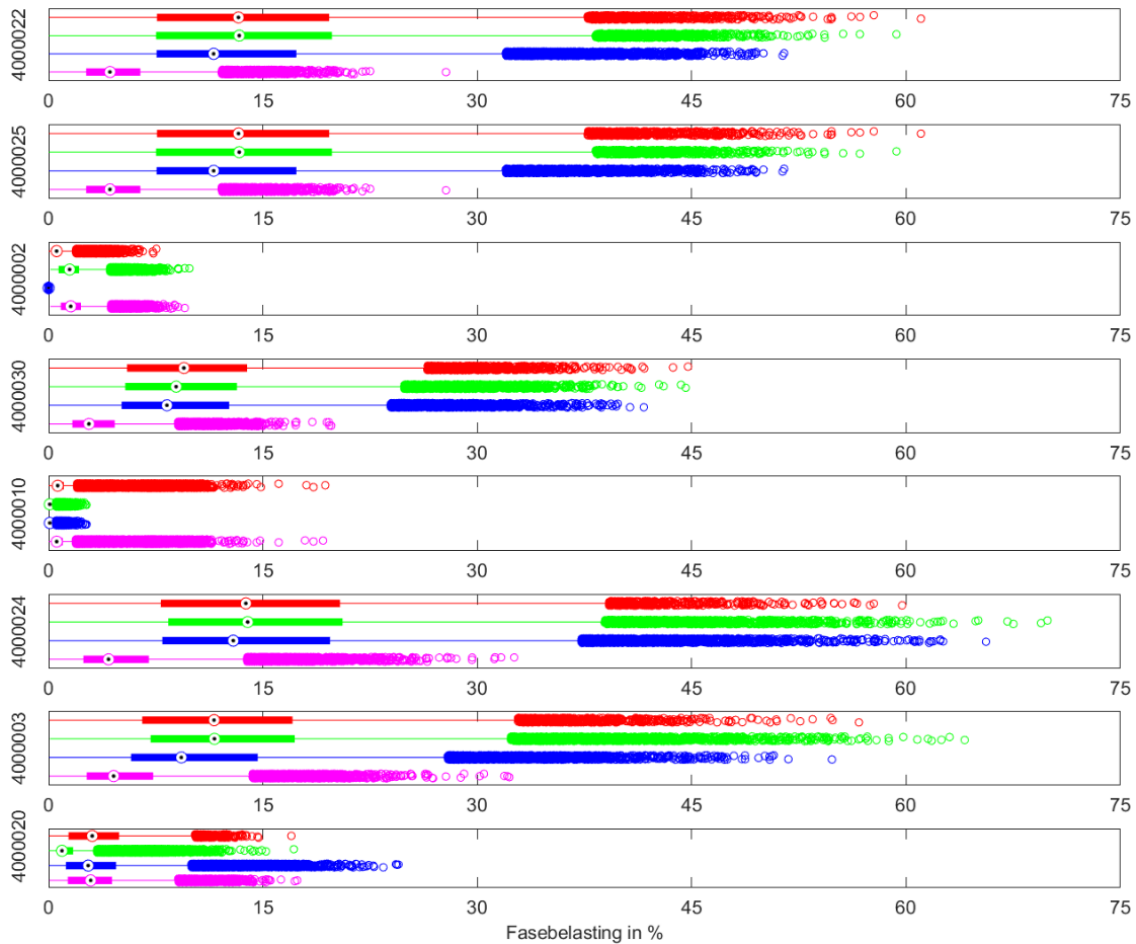


Figuur 4-70 Spanningsverloop feedereinde deel 1 2035 zelfconsumptie



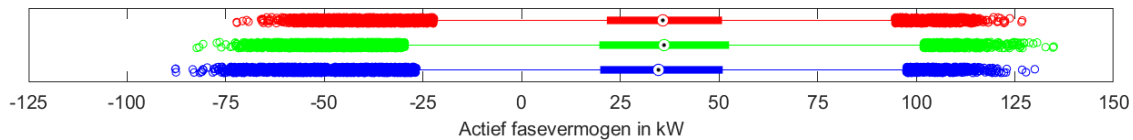
Figuur 4-71 Spanningsverloop feedereinde deel 2 2035 zelfconsumptie

Vervolgens geeft de vergelijking van Figuur 4-72 met Figuur 4-41 dat de kabelbelasting ook geen grote verschillen vertoont. De uitschieters schuiven zo goed als niet op en dit betekent dat de batterijen dus volledig ontladen/opgeladen zijn op het moment dat de echte verbruikspiek/injectiepiek optreedt. De mediaan van de kabelbelasting is wel verschoven met ongeveer 1% en ook hier is de invloed zeer beperkt.

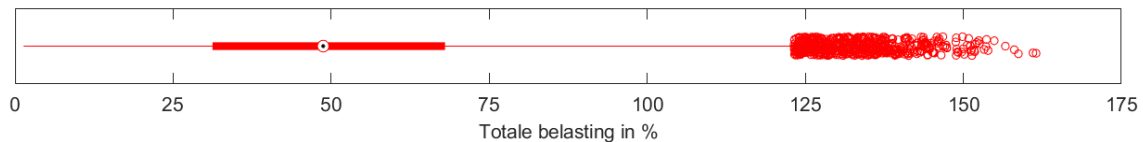


Figuur 4-72 Kabelbelasting blauwe feeder 2035 zelfconsumptie

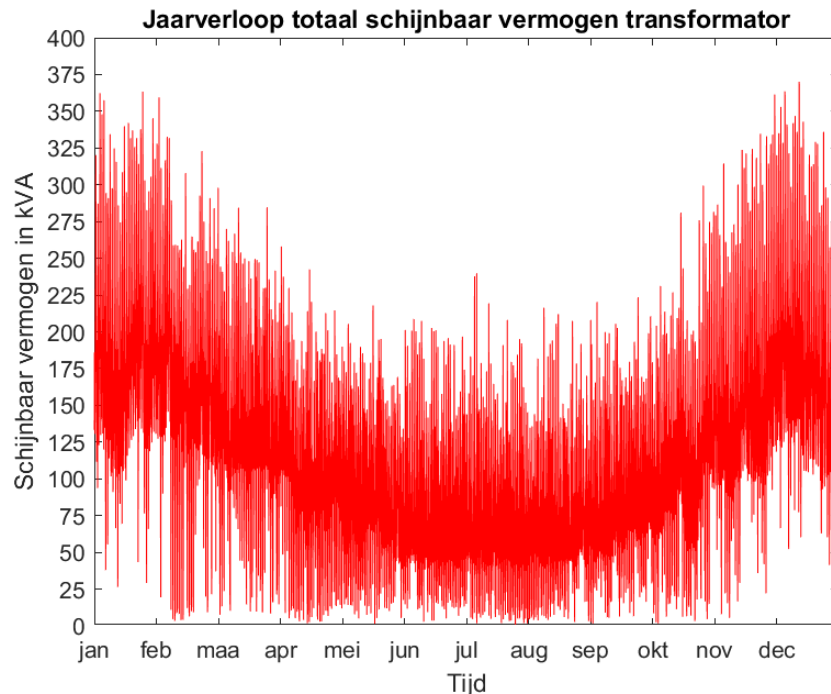
Het actief fasevermogen van de transformator en de totale transformatorbelasting vertonen ook een relatief kleine verschuiving (Figuur 4-73 ten opzichte van Figuur 4-42 en Figuur 4-74 ten opzichte van Figuur 4-43). De mediaan is slechts zeer weinig verschoven. De uitschieters bij afnamemomenten zijn praktisch niet veranderd vanwege de mismatch in verbruik en injectie door het seizoenseffect en doordat de batterijen al leeg zijn vooraleer de uiteindelijke verbruikspiek optreedt. De injectiepieken zijn wel met ongeveer 13kW opgeschoven, maar deze invloed is zeer beperkt. De batterijen zijn op momenten met veel piekinjectie, omwille van hun werkingsmode, zeer snel opgeladen en laten bijgevolg de echte injectiepiek zo goed als volledig door. Figuur 4-75 en Figuur 4-76 geven het jaarverloop van de transformator weer en vatten voorgaande conclusies grafisch samen.



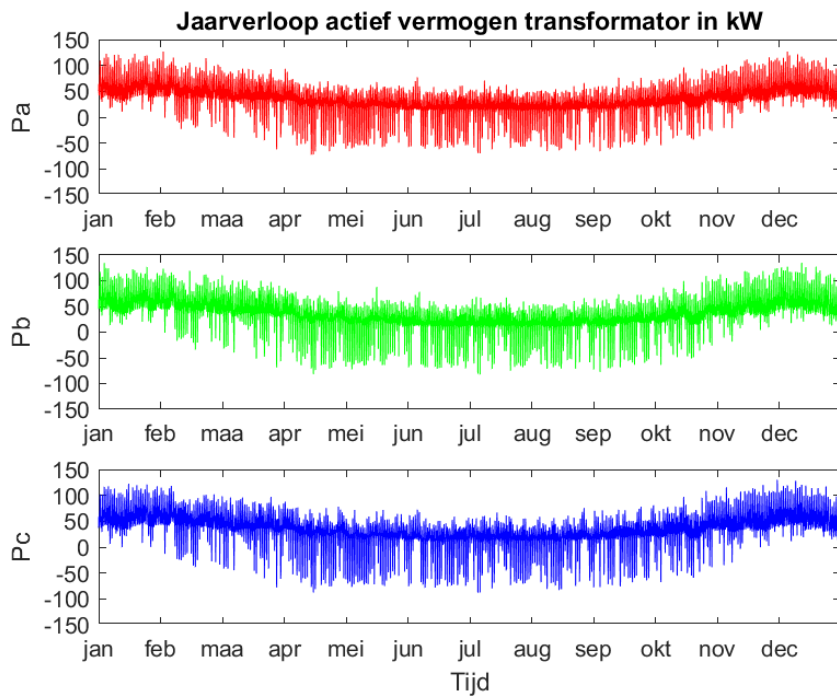
Figuur 4-73 Actief fasevermogen transformator 2035 zelfconsumptie



Figuur 4-74 Totale belasting transformator 2035 zelfconsumptie



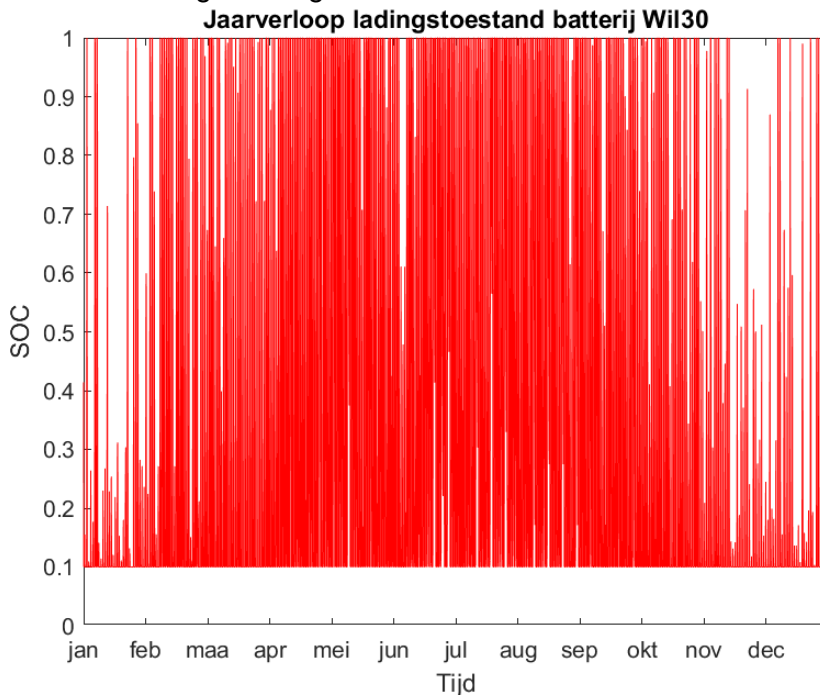
Figuur 4-75 Jaarverloop totaal schijnbaar vermogen transformator 2035 zelfconsumptie



Figuur 4-76 Jaarverloop actief fasevermogen transformator 2035 zelfconsumptie

De batterijgrafieken vertonen hetzelfde verloop als bij het referentiescenario en het scenario 2025. Ook hier is er de mismatch tussen verbruik en productie vanwege het seizoenseffect.

Gezinnen met een kleine PV-installatie en een elektrische wagen kunnen hun thuisbatterij optimaal benutten. Figuur 4-77 geeft het jaarverloop van de batterijlading weer voor een gezin met een elektrische wagen en een ondergedimensioneerde PV-installatie. Bij de huidige dimensioneringsmethode van 1 kWh/kWp zal de batterij snel opladen omwille van de kleine batterij, maar ook snel ontladen vanwege de elektrische wagen. Dit gezin heeft dus zeker baat bij een batterij als er een verschillend injectie- en verbruikstarief zou bestaan. Dit treedt op indien dit gezin geen recht meer zou hebben op een terugdraaiende teller en de zelfconsumptie dus best zo hoog als mogelijk wordt gehouden. Het gezin kan dan de anders geïnjecteerde zonne-energie (en weinig vergoede zonne-energie in het geval van een injectietarief) van overdag opslaan in de batterij en 's avonds terug vrijgeven binnenshuis om de batterij van de elektrische wagen gedeeltelijk mee op te laden en zo minder dure elektriciteit te moeten aankopen vanuit het elektriciteitsnet. Slechts enkele dagen per jaar krijgt het gezin de batterij niet volledig ontladen en kan dit veroorzaakt worden doordat het gezin die dag de elektrische wagen niet gebruikt.



Figuur 4-77 Jaarverloop ladingstoestand batterij Wil30 2035 zelfconsumptie

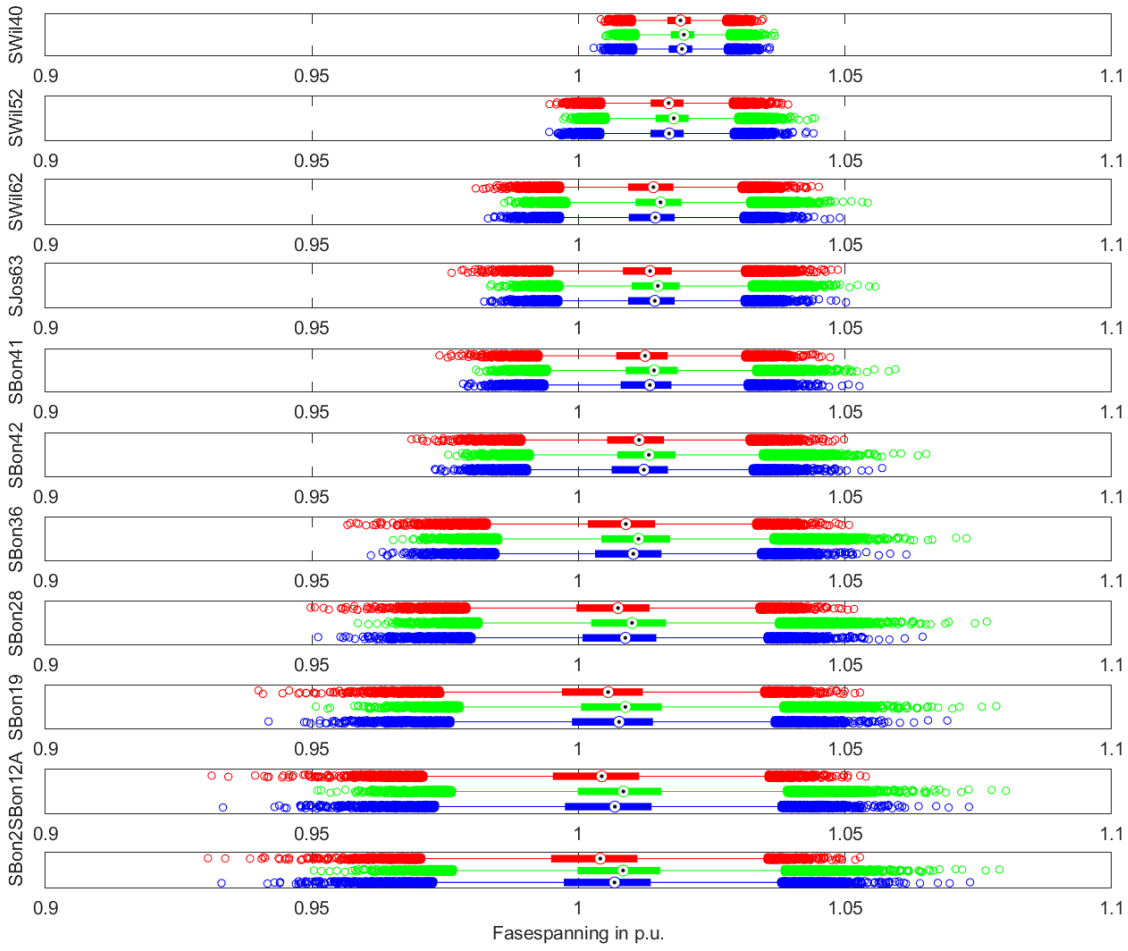
4.9 Batterijopslag met peak shaving: referentiescenario

Deze simulatie geeft, net zoals bij het zelfconsumptiemodel, een overzicht van de netwerktoestand wanneer in de actuele netsituatie elke netgebruiker met zonnepanelen een thuisbatterij zou installeren. Dit scenario is echter van ondergeschikt belang aan de scenario's in 2025 en 2035 omdat het huidige netwerk nog geen problemen ondervindt, zowel niet op het vlak van spanningen, als op het vlak van overbelastingen van kabels en/of transformator. Het is echter wel interessant om te kijken wat de invloed van thuisbatterijen met peak shaving op de huidige nettoestand is en wat de verschillen met het zelfconsumptiemodel zijn. Zorgt deze werkingsmodus al voor een opmerkelijke verbetering of is de impact verwaarloosbaar klein?

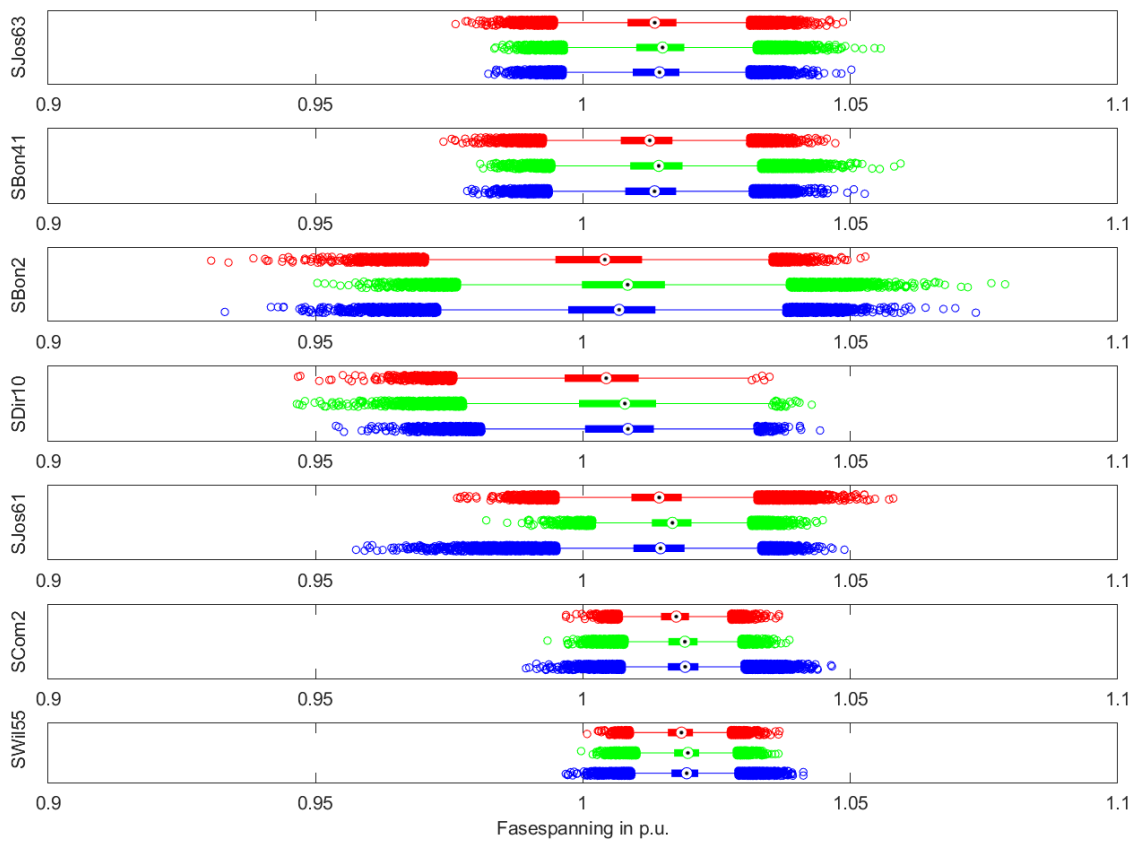
Bij de vergelijking van Figuur 4-78 met Figuur 4-16 en Figuur 4-46 zijn verschillende veranderingen op te merken. De spanning vertoont nog steeds het algemeen verloop van een grotere spreiding naar het einde van de feeder en dit zowel voor onder- als overspanning, maar de spanningsverschillen zijn kleiner geworden. In de plaats van een analyse te doen ten opzichte van het referentiescenario zonder batterijen is het beter om te kijken wat de belangrijkste verschillen met het zelfconsumptie-algoritme zijn. Hieruit volgt dat de breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel lichtjes is toegenomen. Dit betekent dat in 50% van de tijd de spanning een iets grotere spanningsvariatie vertoont. Dit lijkt dus op een verslechtering van de spanningskwaliteit ten opzichte van het zelfconsumptie-algoritme. Echter is een grotere spanningsvariatie geen probleem want zo lang als de spanning binnen de toegelaten grenzen van +/- 10% van het nominale spanningsniveau blijft, voldoet de DNB aan de wettelijke normen.

Het aantal uitschieters is daarnaast wel verminderd en bijkomend is in de meeste gevallen hun grootte verminderd. Echter treden er nog steeds enkele grote, zeldzame uitschieters op en deze situeren zich op zonnige dagen met weinig verbruik (onder andere eind maart om 12u45). De batterijen kunnen in deze periode niet alle zonne-energie capteren (door vermogensbeperkingen en omwille van de beperkte opslagcapaciteit) waardoor er toch nog steeds een kleine netto-injectie zal zijn. Aangezien het verbruik op deze momenten laag is en nagenoeg alle huizen met zonnepanelen dan een kleine netto-injectie veroorzaken, zal dit resulteren in een spanningspiek.

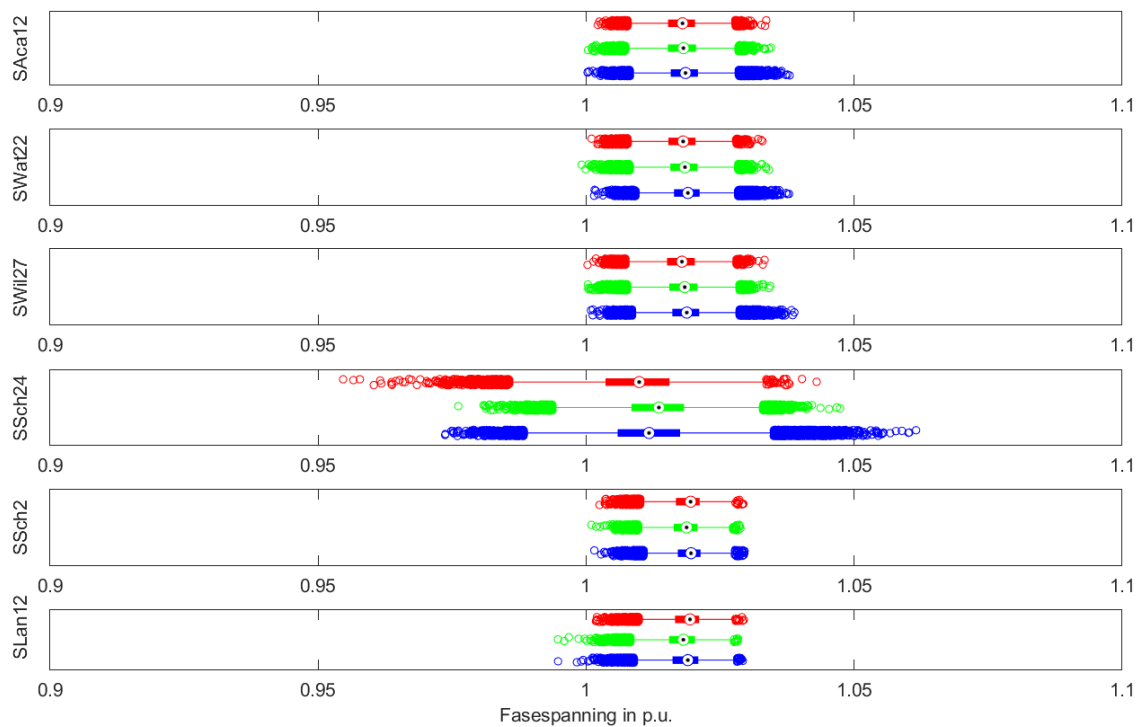
Figuur 4-79 en Figuur 4-80 geven de verschillende feedereindes weer. Ook hieruit volgt dat vooral de spanningsuitschieters gereduceerd zijn. Vergelijking van SDir10 in Figuur 4-79 en Figuur 4-47 toont een opmerkelijke reductie in spanningsuitschieters waaruit volgt dat het peak-shaving-algoritme inderdaad een positieve impact heeft op spanningspieken.



Figuur 4-78 Verloop fasespanning blauwe feeder referentiescenario peak shaving

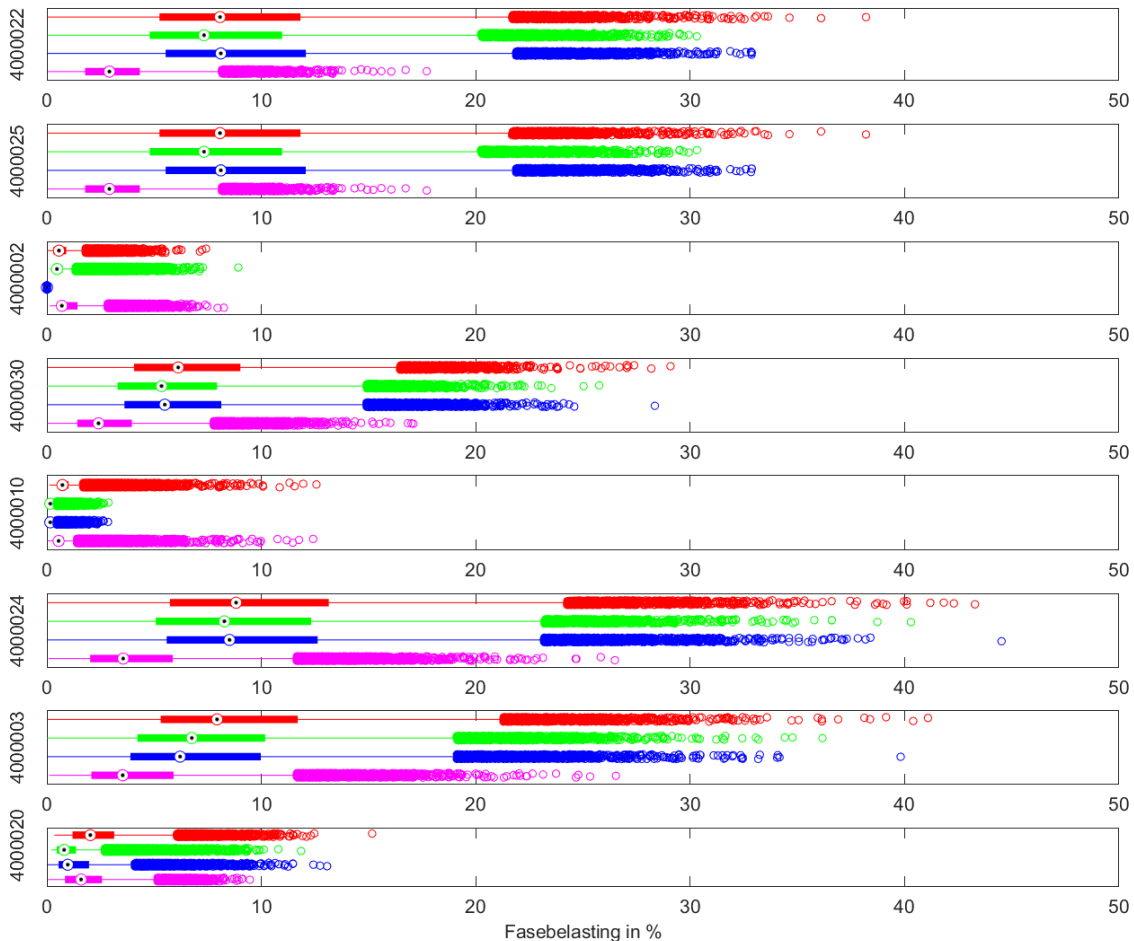


Figuur 4-79 Spanningsverloop feedereinde deel 1 referentiescenario peak shaving



Figuur 4-80 Spanningsverloop feedereinde deel 2 referentiescenario peak shaving

Figuur 4-81 geeft de kabelbelasting van de blauwe feeder weer bij peak shaving en kan vergeleken worden met Figuur 4-20 en Figuur 4-49. De kabelbelastingen bij zelfconsumptie en peak shaving vertonen een zeer sterke overeenkomst, terwijl in beide gevallen een verbetering ten opzichte van de situatie zonder batterijen op te merken is. Vooral de veranderingen ten opzichte van zelfconsumptie zijn belangrijk.



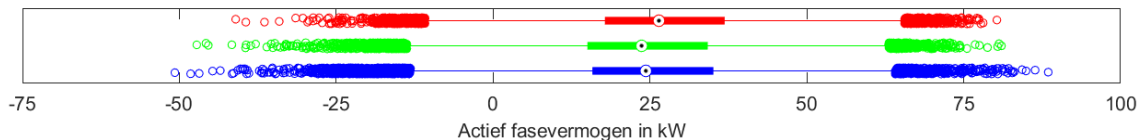
Figuur 4-81 Kabelbelasting per fase voor blauwe feeder referentiescenario peak shaving

De analyse op de verschillende kabelbelastingen levert op dat ook hier de uitschieters zijn afgenomen. In de meeste gevallen is dit zowel in aantal als in grootte. In sommige gevallen is de piek bij peak shaving groter dan bij zelfconsumptie. Dit komt doordat de batterijen naar de individuele netaansluiting kijken en zo dus wel de grootste piek van één netgebruiker wegwerken, maar de pieken van de andere gebruikers vallen op andere tijdstippen. Dit zorgt ervoor dat in een klein aantal gevallen de belastingspieken terug lichtjes toenemen ten opzichte van bij zelfconsumptie. Echter blijven de pieken wel steeds kleiner dan bij het scenario zonder batterijen. Het aantal grotere pieken dan bij zelfconsumptie is echter nihil zodat in het algemeen van een verbetering gesproken kan worden doordat in de meeste gevallen de pieken gereduceerd zijn.

Ook bij peak shaving is fase B van deze feeder nu meestal de fase met de kleinste breedte van het eerste tot en met derde kwartiel. Dit komt doordat er net iets meer PV-installaties op deze fase aanwezig zijn en hierdoor ook meer batterijen op deze fase aanwezig zijn. Daardoor zal de kabel minder zwaar belast zijn, want de batterijen zullen een deel van de benodigde energie opslaan en deze zal op een later tijdstip terug afgegeven worden. Hierdoor zal deze energie niet via de kabel getransporteerd worden en zal de kabelbelasting kleiner zijn. De verandering blijft nog steeds minimaal.

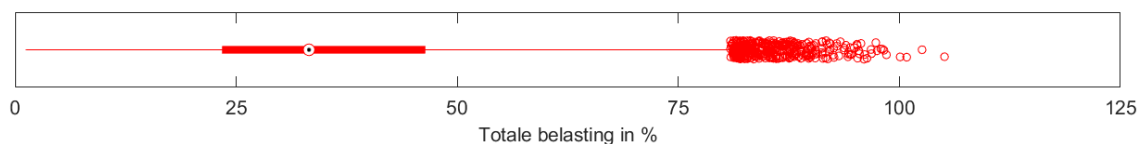
Figuur 4-82 levert bij vergelijking met Figuur 4-21 en Figuur 4-50 een beter zicht op de globale verandering van de belasting op het niveau van de transformator. Ten opzichte van het scenario zonder batterijen, zijn het aantal injectiepieken en hun grootte opmerkelijk afgenomen. Op het vlak van afnamepieken is het verschil wel zichtbaar, maar eerder verwaarloosbaar. De mediaan situeert zich nog steeds rond 25 kW en is praktisch niet veranderd. De kleine verandering in afnamepieken is te verantwoorden door het klein aantal batterijen en dus een beperkte invloed met bijkomend het feit dat het batterijvermogen te klein is om een echte grote afnamepiek volledig te dekken en de piek daardoor nog steeds gedeeltelijk op het net komt. Anderzijds zijn de pieken van de verschillende verbruikers niet gelijktijdig.

Ten opzichte van zelfconsumptie vertoont de grafiek enkele veranderingen. De breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel is terug lichtjes gestegen en dit omdat nu vooral de pieken gedekt worden. Dit is ook duidelijk merkbaar in de reductie van de uitschieters in de injectiepieken, maar waarbij de start van de injectiepieken in het algemeen wel groter is. Dit is zichtbaar via de start van de uitschieters op de figuur. Ook dit is een gevolg van het controle-algoritme omdat nu vooral het doel is om de grootste pieken te dekken en hierdoor worden kleine pieken gewoon doorgelaten.



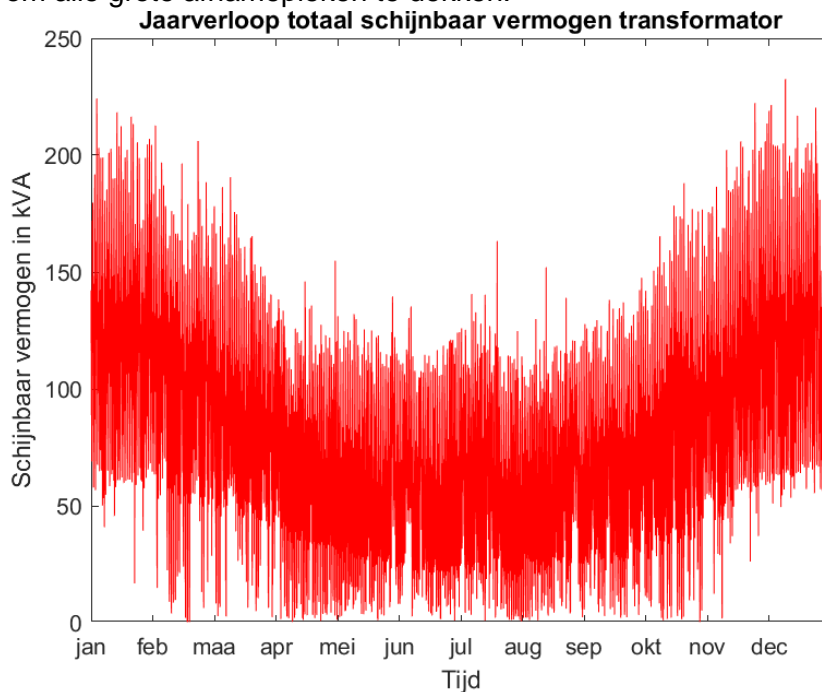
Figuur 4-82 Verdeling actief fasevermogen transformator referentiescenario peak shaving

De verandering in de fasebelasting van de transformator vertaalt zich ook duidelijk naar een verandering in de totale procentuele belasting van de transformator in Figuur 4-83 ten opzichte van Figuur 4-23 en Figuur 4-51. Hierbij zijn het aantal pieken boven de 100% belasting zowel in aantal als in grootte gereduceerd. Daarnaast is in het algemeen ook het aantal uitschieters gevoelig afgenomen.

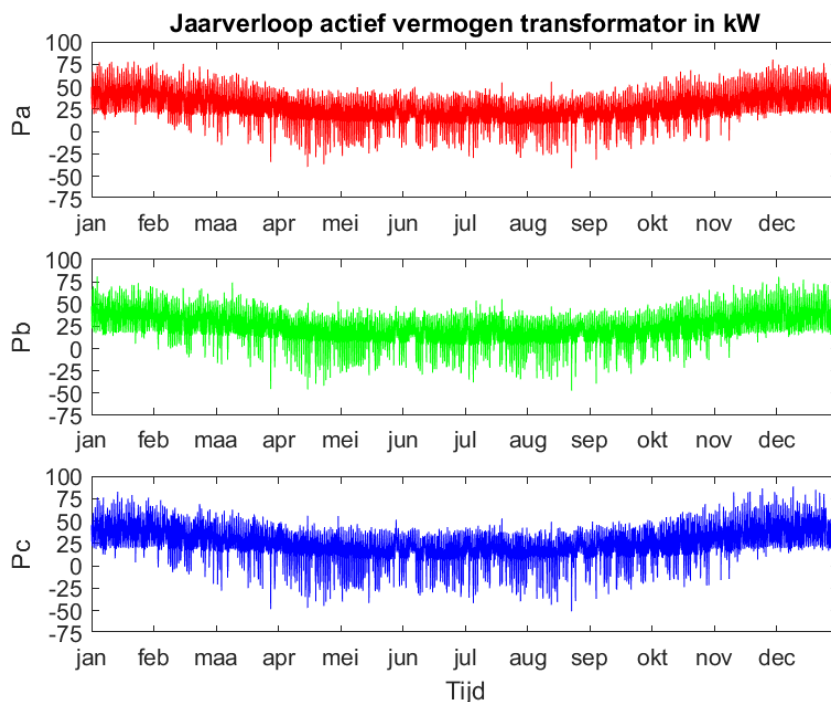


Figuur 4-83 Totale belasting transformator referentiescenario peak shaving

Voor het jaarverloop van de transformator geeft Figuur 4-84 op het eerste zicht een achteruitgang weer doordat de pieken lijken toe te nemen. Echter toont Figuur 4-85 een uitgebreide analyse van de fasevermogens en bij vergelijking met Figuur 4-24 en Figuur 4-53 levert dit wel degelijk een verbetering op doordat de injectiepieken sterk in grootte gereduceerd zijn en de afnamepieken een vlakker verloop hebben. De afnamepieken in de winter blijven nog steeds groot doordat de batterij niet voldoende energie/vermogen ter beschikking heeft om alle grote afnamepieken te dekken.



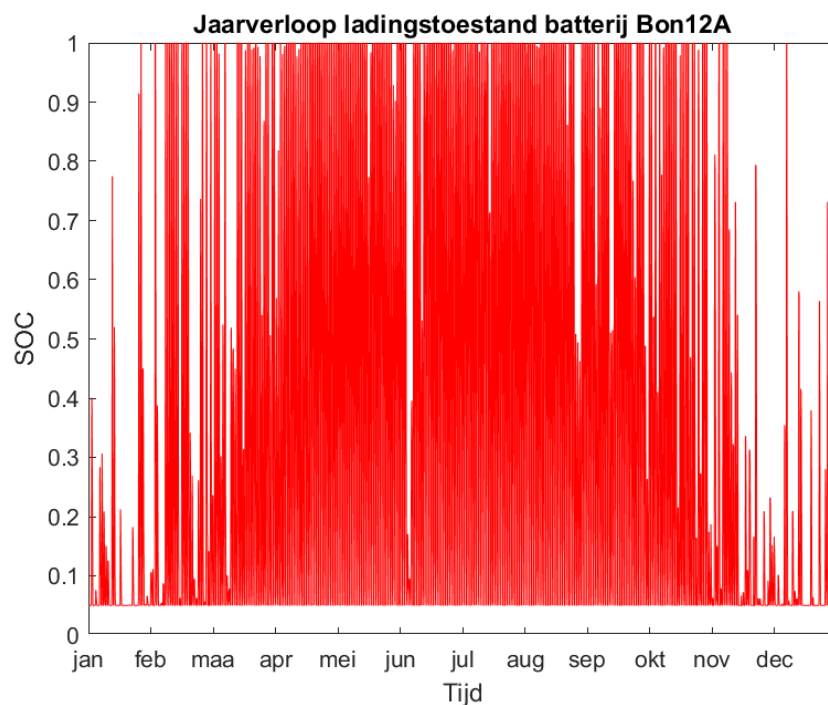
Figuur 4-84 Jaarverloop schijnbaar vermogen transformator referentiescenario peak shaving



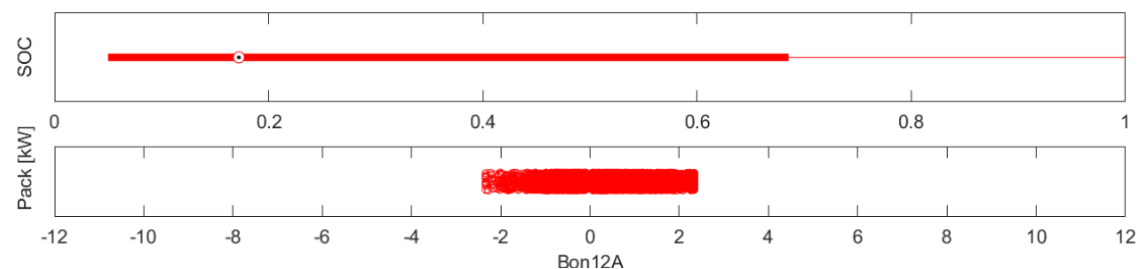
Figuur 4-85 Jaarverloop actief fasevermogen transformator referentiescenario peak shaving

Een analyse op de verschillende batterijgrafieken toont aan dat de ladingspatronen van de batterijen een hogere onderlinge overeenkomst vertonen dan bij zelfconsumptie. Dit is ook logisch omdat elke dag wordt begonnen met een lege batterij en het algoritme voor elke batterij steeds hetzelfde is.

Ter vergelijking met zelfconsumptie tonen Figuur 4-86 en Figuur 4-87 het verschil ten opzichte van Figuur 4-56 en Figuur 4-57 bij zelfconsumptie. Hieruit valt af te leiden dat het algoritme er inderdaad voor zorgt dat de batterij 's morgens altijd volledig ontladen is om toekomstige injectiepieken op te vangen. Dit is voor het net interessant doordat de overschot aan energie geleidelijk aan in het net terug wordt geïnjecteerd als bij een volledige dekking van het eigen verbruik nog energie op overschot zou zijn. Hierdoor kan de volgende dag terug zonne-energie opgevangen worden en zou in het geval van een capaciteitstarief geld bespaard kunnen worden doordat de injectiepiek kleiner is. De mediaan van de SOC is lichtjes kleiner geworden doordat de batterij in de zomer volledig ontladt tot 5% waardoor de verblijfstijd op een resterende lading van de vorige dag wordt weggewerkt. De batterijgrafieken vertonen dus een zeer sterke gelijkenis met de grafieken van zelfconsumptie waarbij vooral het verschil is dat elke batterij 's morgens om 4 uur altijd volledig ontladen is. Doordat de grafieken nagenoeg hetzelfde zijn, kan dit betekenen dat de impact op de klant minimaal is. Echter is er hier een verdere analyse voor nodig en deze is uiteengezet in de deelhoofdstukken 5.1 en 5.2.



Figuur 4-86 Jaarverloop ladingstoestand batterij Bon12A referentiescenario peak shaving



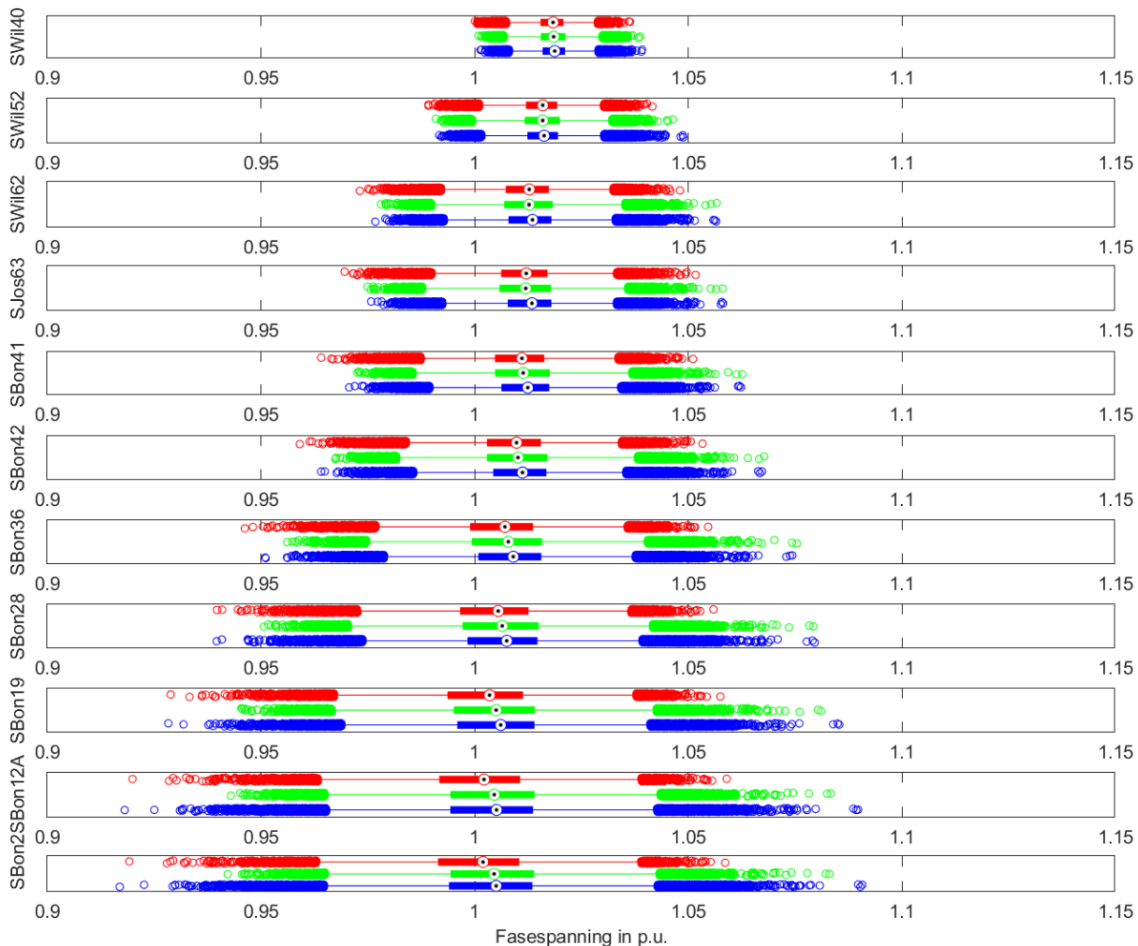
Figuur 4-87 Batterijgrafieken Bon12A referentiescenario peak shaving

4.10 Batterijopslag met peak shaving: scenario 2025

In de volgende analyses zijn vooral de verschillen ten opzichte van zelfconsumptie belangrijk.

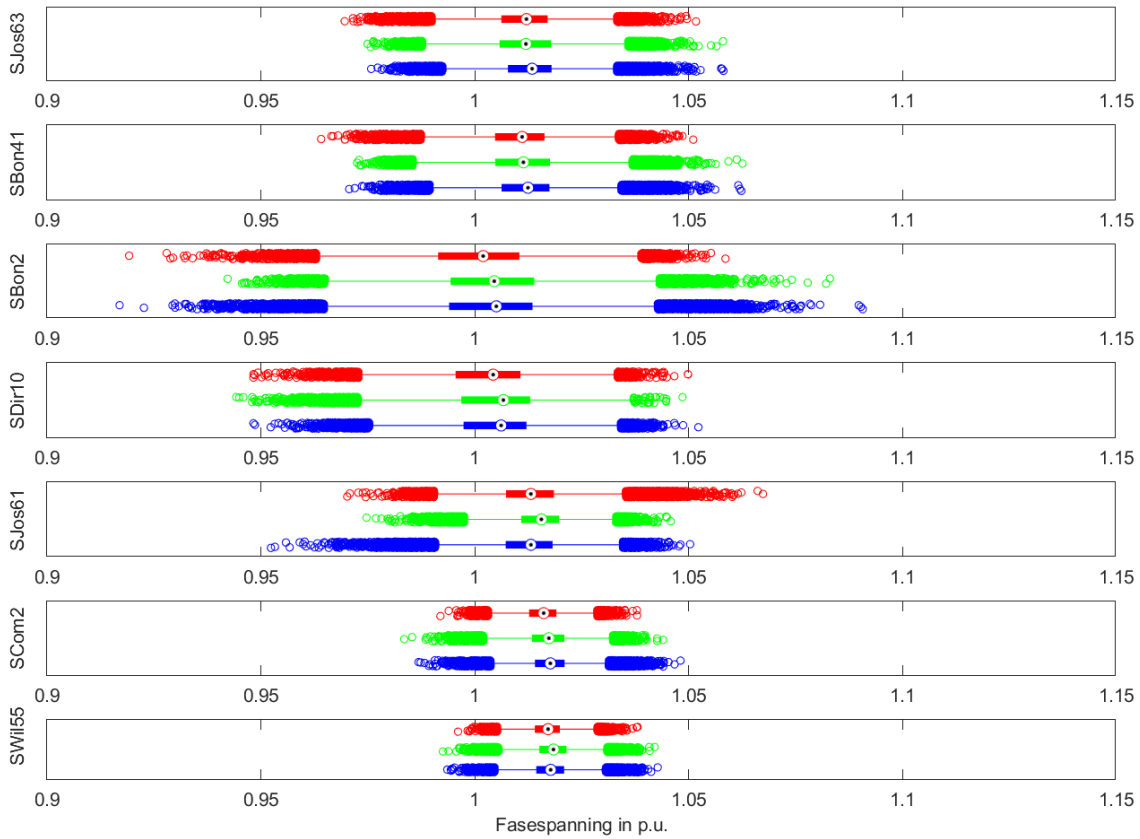
De analyse van Figuur 4-88 ten opzichte van Figuur 4-28 en Figuur 4-60 toont aan dat de spanningspieken zowel in overspanning als onderspanning duidelijk zijn afgenomen ten opzichte van bij het zelfconsumptie-algoritme en zeker ten opzichte van het basisscenario 2025. De pieken bij overspanning zijn het duidelijkst afgenomen en zeker wanneer de drie uitschieters op fase C verwaarloosd worden. Na een analyse op deze pieken, blijkt dat deze afkomstig zijn van zonnige dagen (onder andere eind maart om 12u45) waarbij weinig verbruik aanwezig is en de batterijen niet de volledige zonne-injectie dekken omdat er later op de dag nog een grotere injectiepiek aankomt. Doordat nagenoeg alle batterijen een deel van de zonne-energie naar het distributienet laten gaan, is het gezamenlijk effect groot. Echter wordt de grootste injectiepiek wel zo optimaal als mogelijk gedekt.

Verder vertoont het eerste tot en met het derde kwartiel een iets grotere spreiding van de spanningsverlopen, maar dit is logisch omdat vooral het dekken van de grootste pieken het echte doel van peak shaving is en niet zozeer de focus ligt op zelfconsumptie.

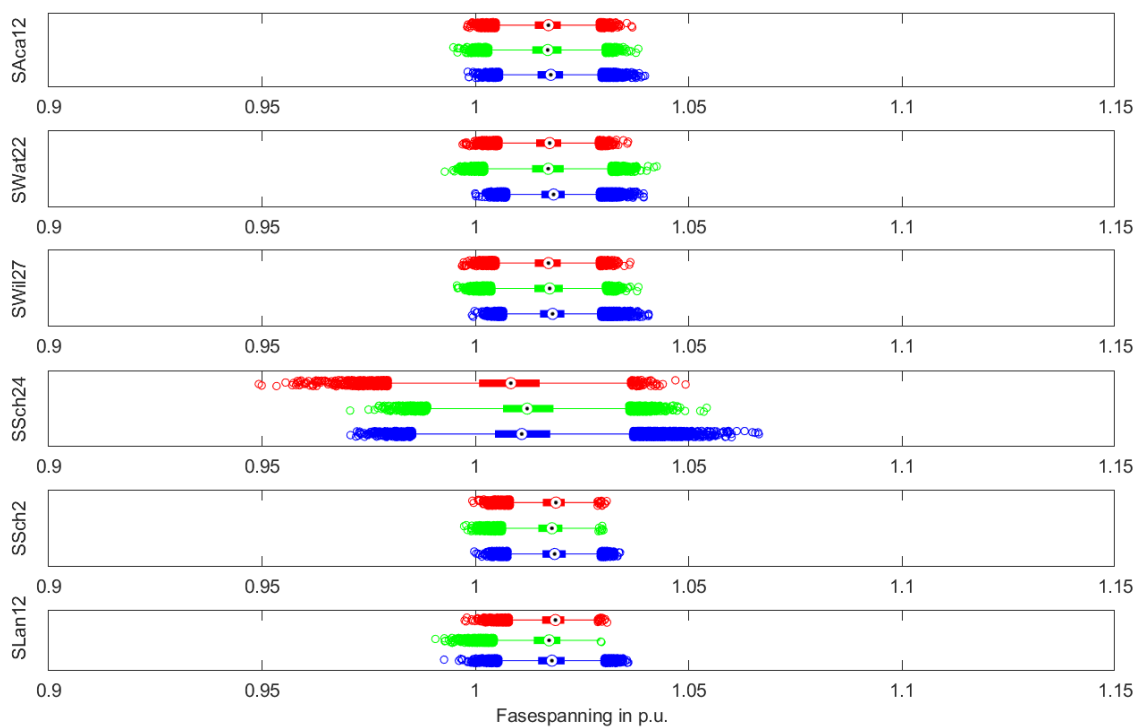


Figuur 4-88 Verloop fasespanning blauwe feeder 2025 peak shaving

Figuur 4-89 en Figuur 4-90 tonen de spanningsverlopen van de verschillende feedereindes. Uit deze verlopen volgen dezelfde conclusies als uit het voorgaand gedeelte waarbij hoofdzakelijk de overspanningspieken zijn afgenomen en het eerste tot en met derde kwartiel iets breder is geworden. De vergelijking van deze twee figuren is vooral interessant ten opzichte van Figuur 4-61 en Figuur 4-62 bij zelfconsumptie in 2025.



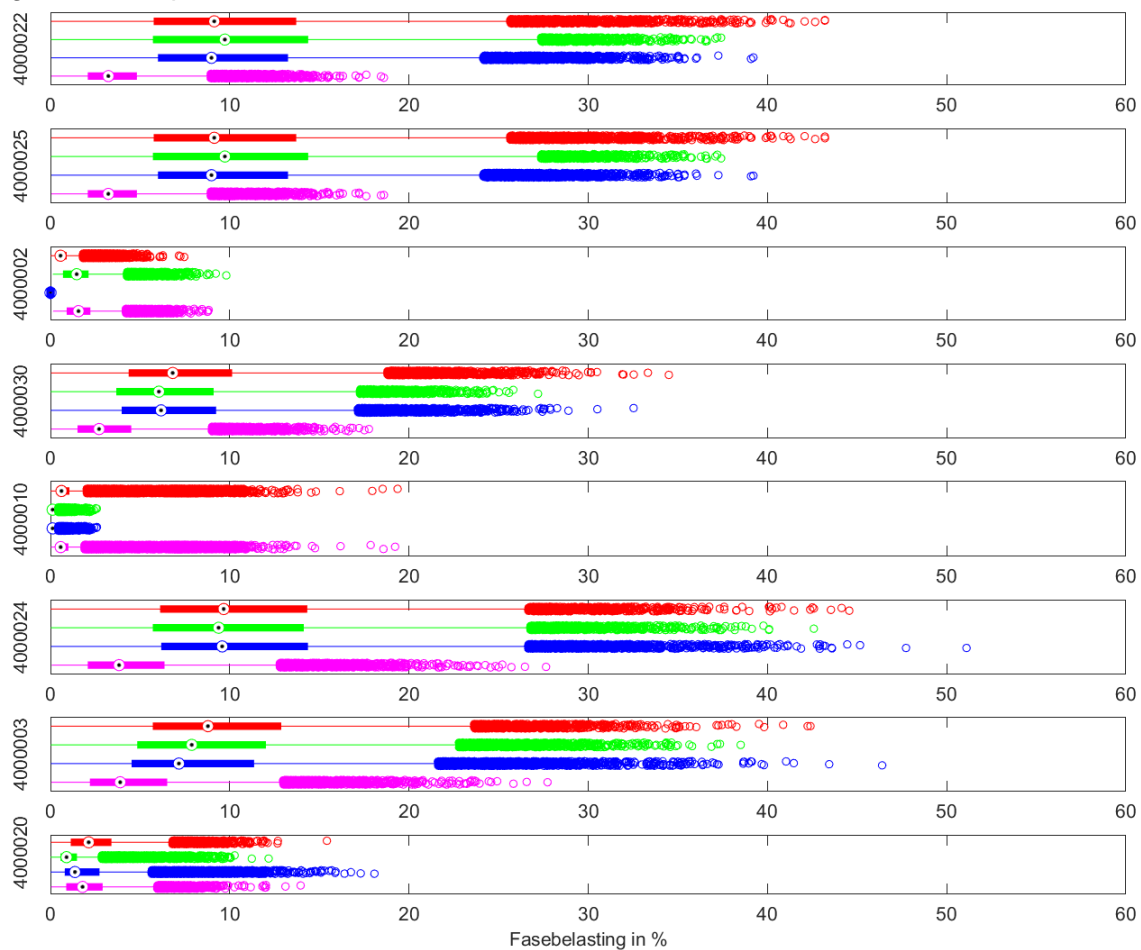
Figuur 4-89 Spanningsverloop feedereinde deel 1 2025 peak shaving



Figuur 4-90 Spanningsverloop feedereinde deel 2 2025 peak shaving

Figuur 4-91 geeft aan dat er ten opzichte van Figuur 4-63 bij zelfconsumptie nagenoeg geen verschillen op te merken zijn. Ten opzichte van Figuur 4-29 bij het basisscenario 2025 is er uiteraard wel verbetering merkbaar. Wanneer alle kabelgrafieken globaal vergeleken worden voor alle feeders blijkt dat in de meeste gevallen de kabelbelasting bij peak shaving slechts lichtjes afneemt ten opzichte van bij zelfconsumptie. De globale verbetering is afkomstig van het doel van peak shaving, namelijk pieken verminderen. Zoals eerder al aangegeven zullen de pieken slechts lichtjes afnemen omwille van het seizoenseffect en dat niet elke netgebruiker een batterij in huis heeft.

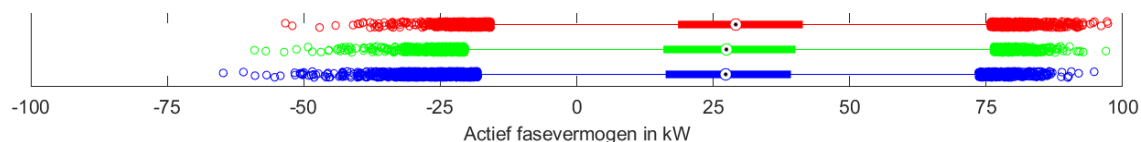
Bij de blauwe feeder is het resulterend effect echter omgekeerd, want wanneer de grafieken van zelfconsumptie en peak shaving op elkaar gelegd worden, blijkt dat de curve van peak shaving iets naar rechts verschoven is ten opzichte van bij zelfconsumptie en dus eigenlijk een grotere netbelasting inhoudt. De reden is het verschil in controle-algoritme waarbij de zelfconsumptiebatterijen op momenten van netto-afname direct ontladen en er bij peak shaving gekeken wordt naar de grootste afnamepiek. Enerzijds zijn de batterijen beperkt in capaciteit, vermogen en aantal. Anderzijds wacht het peak-shaving-algoritme op de grootste piek en kan de afnamepiek van een individuele gebruiker dan wel kleiner zijn, maar het kan dat de resulterende piek van alle gebruikers op één kabel samen wel groter is dan bij zelfconsumptie. Dit komt doordat nu niet eerst de batterij volledig wordt ontladen voor alle gebruikers op de betrokken kabel met een PV-installatie.



Figuur 4-91 Kabelbelasting blauwe feeder 2025 peak shaving

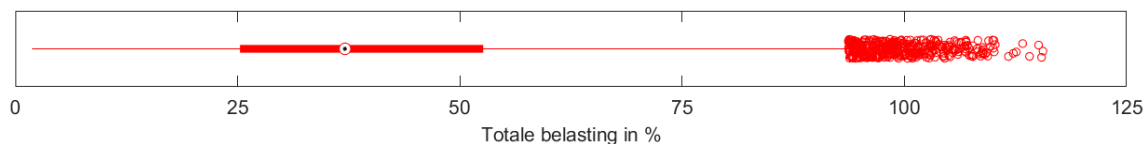
De analyse op de transformator vertoont in tegenstelling tot de kabelbelasting wel een merkbaar verschil. Vergelijking van Figuur 4-92 met Figuur 4-32 en vooral met Figuur 4-64 levert dat ten opzichte van bij zelfconsumptie de injectiepieken opmerkelijk zijn afgenomen in aantal en dat ook hun grootte is afgenomen. De afnamepieken vertonen twee verschuivingen. Enerzijds is het aantal afnamepieken gereduceerd en wordt het doel van peak shaving dus behaald. Anderzijds is het startpunt van de afname-uitschieters lichtjes naar rechts verschoven waardoor de afnamepieken ten opzichte van zelfconsumptie lichtjes toenemen, maar wel nog steeds kleiner blijven dan bij het basisscenario 2025. De reden hiervoor is dat het algoritme wacht tot de grootste piek optreedt.

De reden voor het zichtbaar zijn van de verbetering bij de transformator en niet bij de feeders, is doordat de transformator alle belastingen van het volledige netwerk combineert en dat hier een onderscheid gemaakt kan worden tussen injectie en afname. De batterijen zullen dus vooral op injectiemomenten een merkbaar verschil geven. Dit is ook logisch omwille van de gelijktijdigheid van alle zonnepanelen, terwijl de afname een statistisch verspreid gegeven is.



Figuur 4-92 Verdeling actief fasevermogen transformator 2025 peak shaving

Figuur 4-93 geeft de totale transformatorbelasting weer en ook hier is duidelijk dat het aantal uitschieters verminderd is, maar dat het startpunt van de uitschieters lichtjes naar rechts verschoven is doordat de focus bij peak shaving eerder ligt op de grootste uitschieters in plaats van zelfconsumptie-optimalisatie.

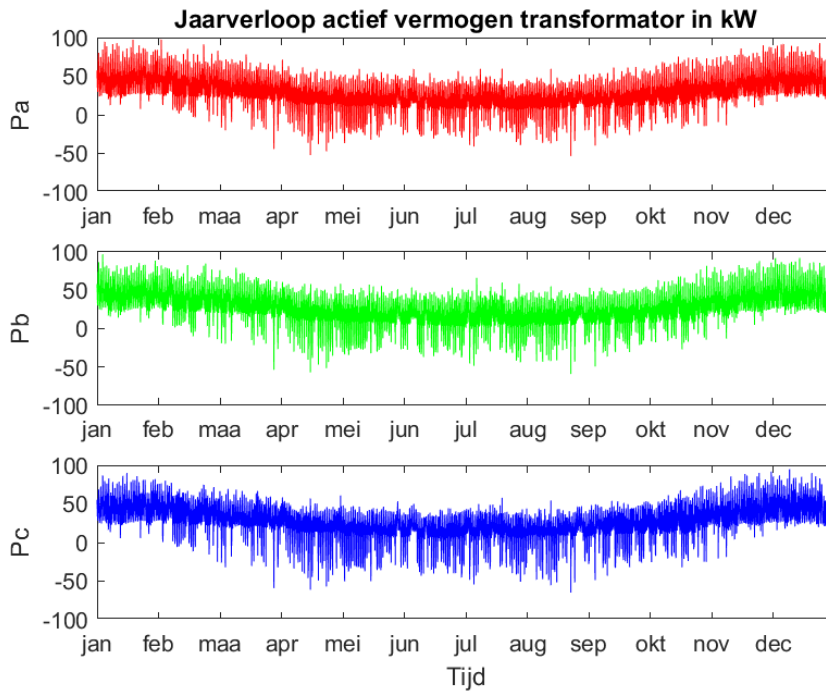


Figuur 4-93 Totale belasting transformator 2025 peak shaving

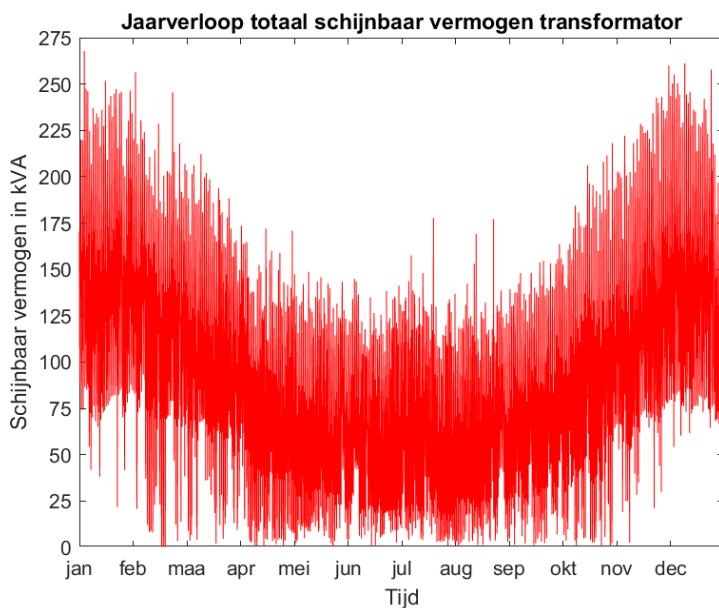
Vervolgens tonen Figuur 4-94 & Figuur 4-95 het verschil ten opzichte van het basisscenario 2025 in Figuur 4-35 & Figuur 4-33 en ten opzichte van zelfconsumptie in Figuur 4-66 & Figuur 4-67. Hieruit valt af te leiden dat ten opzichte van het basisscenario zonder batterijen de vermogensuitwisseling met het elektriciteitsnet zakt en dat vooral in de zomer waardoor de dikkere rode band in de curve van het schijnbaar vermogen in de zomer meer naar 0kVA gaat. Bijkomend worden zowel de injectie- als afnamepieken in zowel grootte als aantal kleiner en verbetert de netbelasting. Echter zijn vooral de verschillen/gelijkenissen met zelfconsumptie belangrijk.

Ten opzichte van het zelfconsumptie-algoritme is het aantal piekvermogens ook afgenomen waarbij de reductie in de piekvermogens het best waarneembaar is in de zomer. Dit is te verklaren met 2 redenen. Enerzijds wacht de batterij met opladen tot een welbepaalde injectielimiet overschreden wordt zodat de grootste vermogenspieken opgevangen worden en de batterij niet, zoals bij zelfconsumptie, al opgeladen is vooraleer de echte injectiepiek optreedt. Anderzijds zorgt het controle-algoritme voor een lege batterij om 4 uur 's morgens zodat de batterij altijd leeg is om een volgende injectiepiek van de zonnepanelen op te vangen.

De schijnbare vermogenscurve vertoont bij peak shaving meer een trend van een brede vermogensband waarbinnen gebleven wordt, terwijl bij zelfconsumptie echte pieken zich duidelijker laten zien. De brede vermogensband bij peak shaving is op te splitsen in een donkere rode band die aangeeft dat de transformator vaak in deze band zal werken, terwijl de lichte rode band minder voorkomende 'pieken' weergeeft. Zoals eerder al vermeld zullen de piekvermogens in de winter nog steeds groot blijven aangezien de zonnepanelen niet genoeg energie opwekken om de batterij volledig op te laden, maar ook omdat de afnamepieken in de winter in het algemeen groter zijn.



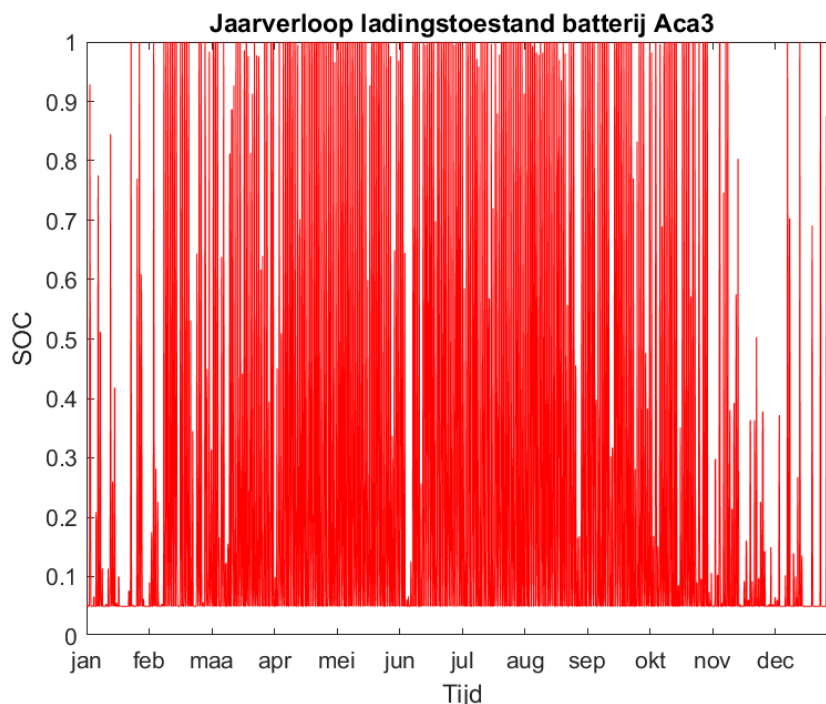
Figuur 4-94 Jaarverloop actief fasevermogen transformator 2025 peak shaving



Figuur 4-95 Jaarverloop schijnbaar vermogen transformator 2025 peak shaving

Daarnaast geeft een analyse op de batterijen een verbeterd zicht op de bekomen spanning- en belastingsgrafieken. Hoe roder het jaarverloop, hoe maximaler de batterij gebruikt wordt en dit omdat de batterij dan volledig oplaadt en ontlad. De ontlading gebeurt automatisch via het controle-algoritme.

De vergelijking van Figuur 4-96 met Figuur 4-68 levert dat de batterij dus altijd zal ontladen zijn bij de start van de volgende berekeningsdag om 4 uur 's morgens. Dit kan gebeuren door allereerst een optimale peak shaving, vervolgens het optimaal dekken van het eigen verbruik tussen zonsondergang en 4 uur 's morgens en tot slot een netto-injectie tussen zonsondergang en 4 uur 's morgens indien er nog resterende energie zou zijn. Dit betekent dan ook dat de batterij de volgende dag terug volledig leeg zal zijn om een volgende injectiepiek op te vangen. Uit de beide figuren volgt dat de batterijen nagenoeg dezelfde cycli vertonen als de netto-injectie verwaarloosd zou worden. Het vooropgestelde doel van een lege batterij om 4 uur 's morgens is in de zomer een groot voordeel doordat toekomstige injectiepieken altijd opgevangen kunnen worden. Echter zal dit doel een nadeel zijn wanneer de voorgaande dag zeer zonnig was en de volgende dag de zon niet sterk genoeg is om het eigenverbruik te dekken. Het algoritme houdt hier geen rekening mee zodat hier nog een verbetering mogelijk is en de impact op de eindklant nog verder gereduceerd kan worden. De netto-injectie 's nachts was dan beter niet geactiveerd omdat deze energie beter gebruikt kon worden op de volgende, grijze dag. Echter is de keuze voor een onafhankelijke dagberekening een trade-off in de complexiteit van het controle-algoritme voor peak shaving in deze thesis.



Figuur 4-96 Jaarverloop ladingstoestand batterij peak shaving Aca3 2025

4.11 Batterijopslag met peak shaving: scenario 2035

In de conclusies van dit algoritme zijn vooral de verschillen ten opzichte van zelfconsumptie belangrijk. De analyse van Figuur 4-97 ten opzichte van Figuur 4-36 voor het basisscenario 2035 en vooral ten opzichte van Figuur 4-69 voor het zelfconsumptie-algoritme levert dat de spanningsuitschieters gereduceerd zijn. Gelijkaardig met peak shaving in 2025 blijkt ook hier dat vooral de injectiepieken opmerkelijk gereduceerd zijn. Het punt waar de effectieve injectieuitschieters beginnen is ten opzichte van bij zelfconsumptie lichtjes naar rechts verschoven doordat de batterijen nu rekening houden met de grootste injectievermogens in plaats van direct op elk injectiemoment te reageren. De breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel is, omwille van dezelfde reden, lichtjes toegenomen. Opmerkelijk is ook dat de drie grote injectiepieken uit 2025 met peak shaving praktisch niet zijn toegenomen ondanks een groter aantal zonnepaneelinstallaties. Dit is te verklaren door enerzijds het grotere effect van meer batterijen en bijkomend ook een groter aantal warmtepompen en elektrische voertuigen die zorgen voor een bijkomend verbruik.

In tegenstelling tot de injectiepieken, zijn de afnamepieken minder sterk afgenomen. Hiervoor zijn er drie redenen.

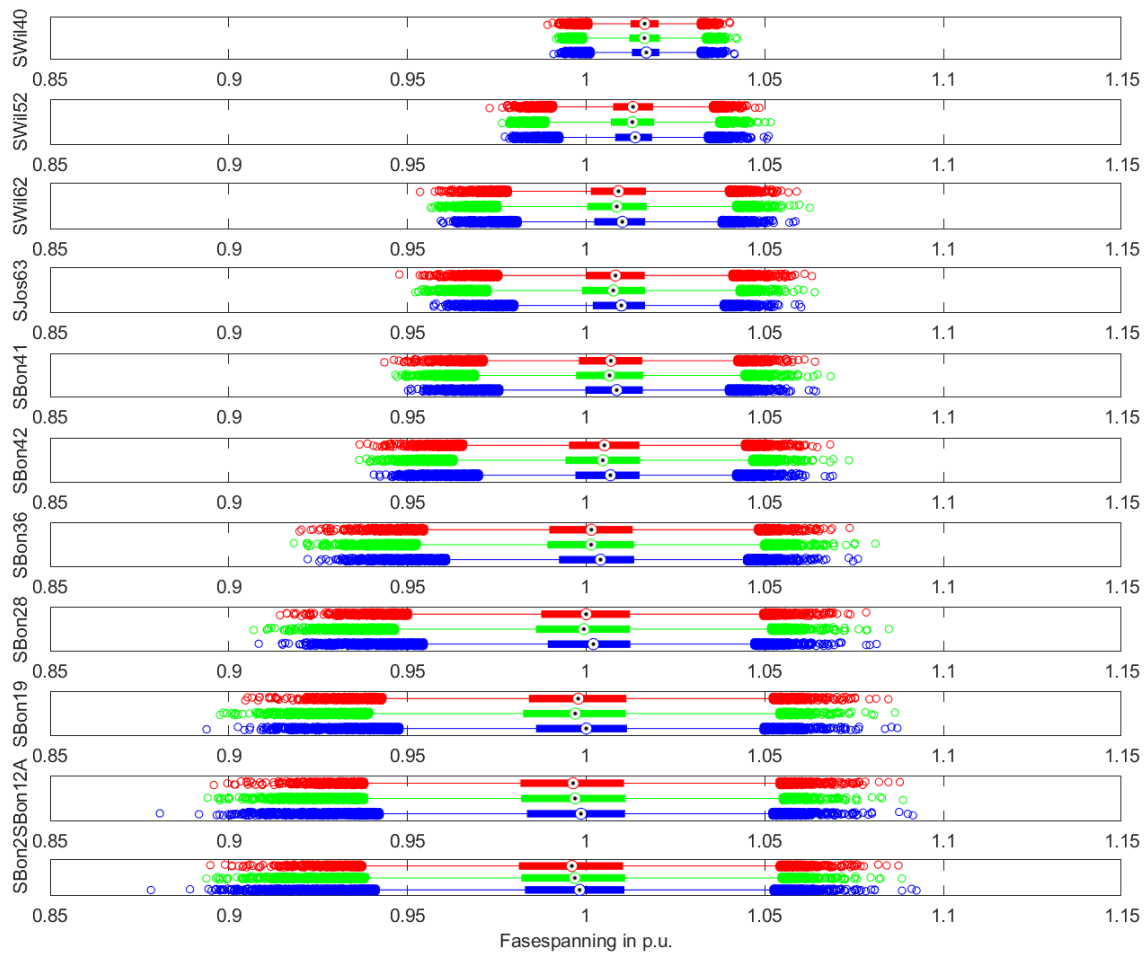
Ten eerste heeft elke batterij zijn eigen limieten. Enerzijds is de opslagcapaciteit beperkt en kan dus niet alle geproduceerde energie opgeslagen worden zodat er nog steeds een gedeelte van de zelfopgewekte energie op het elektriciteitsnet gezet zal worden. Anderzijds zijn de batterijvermogens kleiner dan de huishoudelijke vermogensafnames zodat de batterij niet in staat is om een zeer grote afnamepiek volledig te dekken.

Ten tweede treedt het seizoenseffect op waardoor de batterij in de winter vooral afnamepieken moet dekken en in de zomer vooral injectiepieken. De batterij kan in de winter niet volledig opladen tot 100% zodat slechts een gedeelte van de batterijcapaciteit ter beschikking is om afnamepieken mee te dekken.

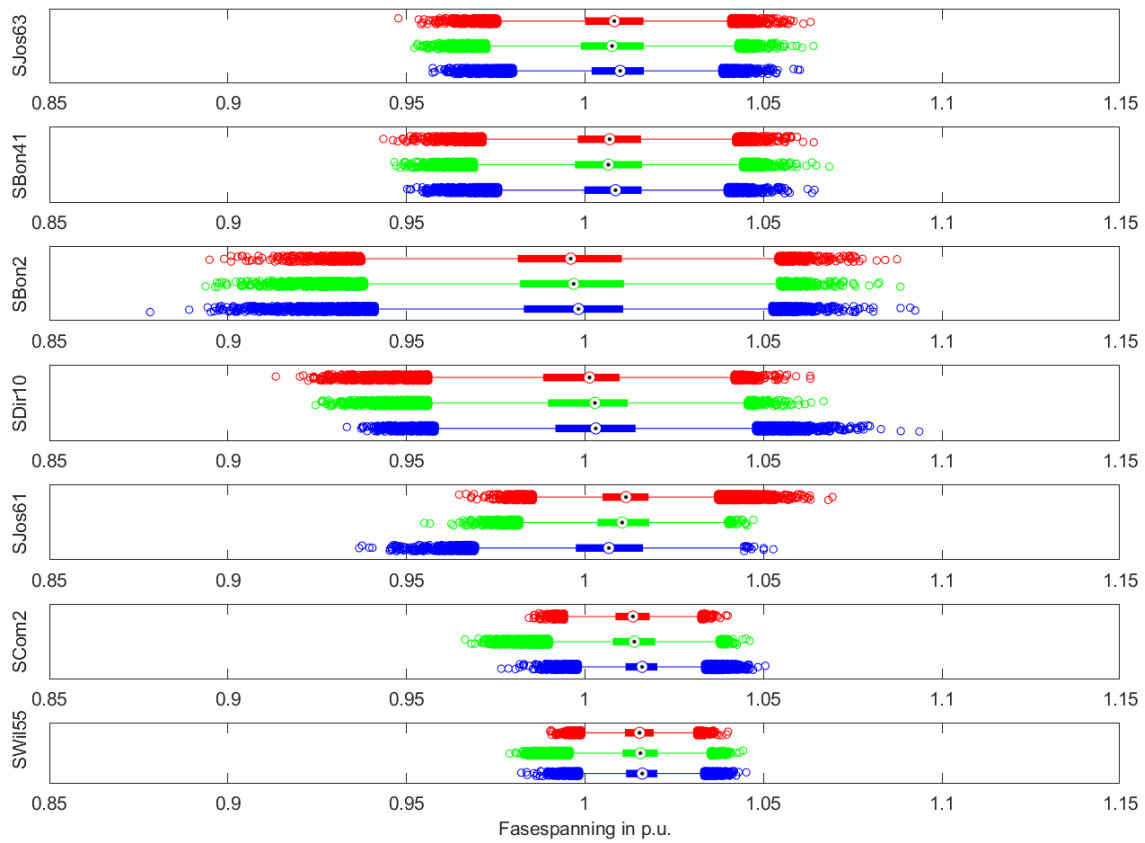
Tot slot heeft niet elk huis in de beschouwde wijk een thuisbatterij en bijkomend heeft ook niet elk huis met een elektrische wagen en/of warmtepomp een batterij terwijl dat net deze verbruikers een grotere belasting veroorzaken.

Naast een kleinere reductie in de afnamepieken dan in de injectiepieken, valt een lichte toename van de grootste afnamepiek op ten opzichte van bij zelfconsumptie. De reden hiervoor is dat bij peak shaving gewacht wordt tot de grootste individuele afnamepiek optreedt terwijl bij zelfconsumptie direct energie van de batterij wordt geïnjecteerd bij een netto-afname. Hierdoor is er individueel bekeken wel een kleiner piekvermogen, maar de willekeurigheid van de afnameprofielen van de huishoudens beïnvloedt het globale effect. Doordat de huishoudens met thuisbatterijen wachten tot hun grootste afnamepiek optreedt, kan het zijn dat globaal bekeken over het netwerk er op dat moment wel een grote afnamepiek optreedt omdat alle huishoudens echter gecombineerd worden via het volledige netwerk. Bij zelfconsumptie probeert de batterij steeds, rekening houdende met de batterijlimieten, een nul-uitwisseling met het net te bereiken en daardoor wordt de globale afnamepiek gereduceerd op zulke momenten.

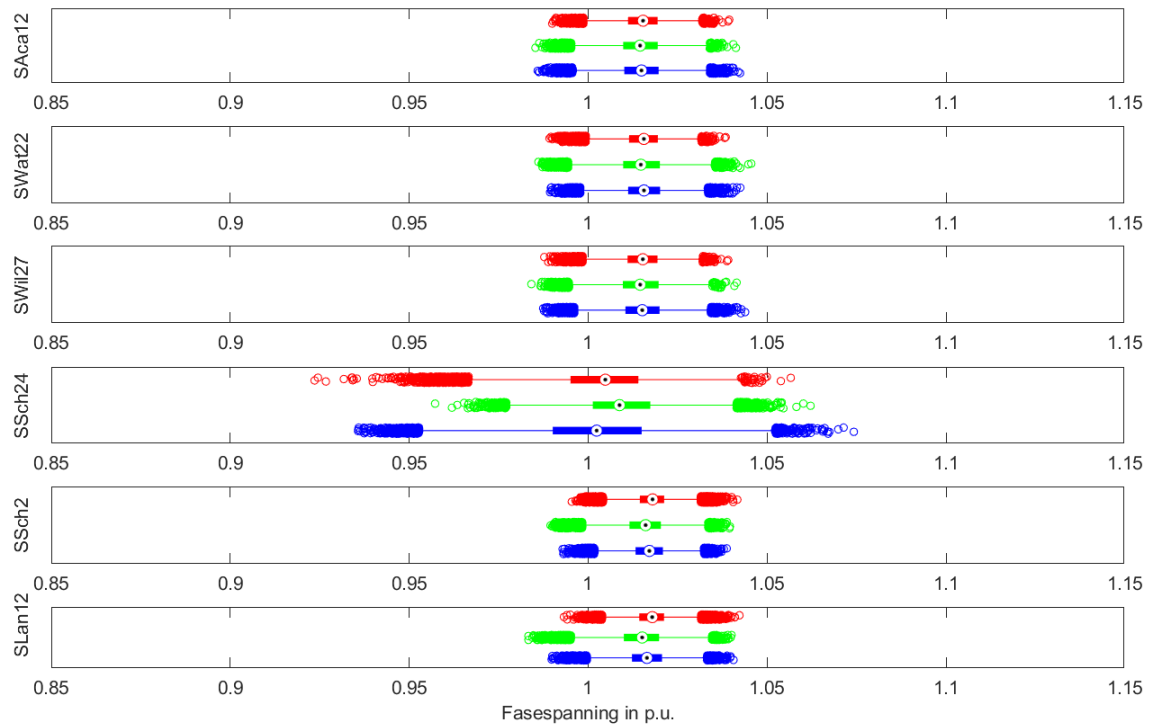
Figuur 4-98 & Figuur 4-99 geven tot slot het verloop van de spanning op de feedereindes weer waarbij dezelfde conclusies gelden ten opzichte van Figuur 4-70 & Figuur 4-71.



Figuur 4-97 Verloop fasespanning blauwe feeder 2035 peak shaving

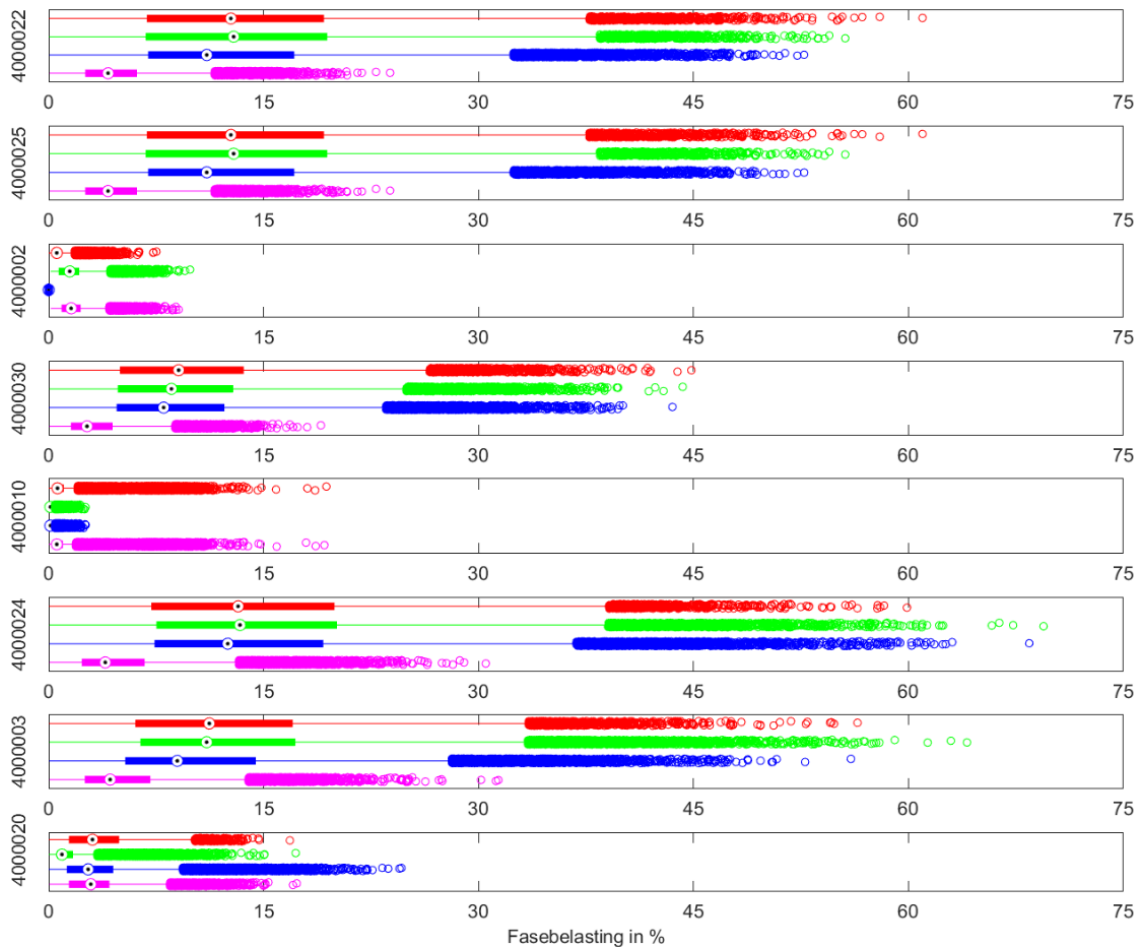


Figuur 4-98 Spanningsverloop feedereinde deel 1 2035 peak shaving



Figuur 4-99 Spanningsverloop feedereinde deel 2 2035 peak shaving

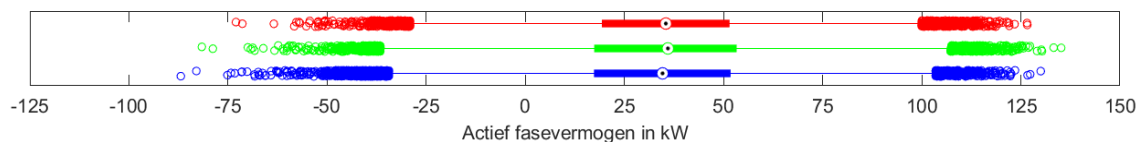
Vervolgens geeft Figuur 4-100 weer dat ten opzichte van Figuur 4-72 de kabelbelasting nagenoeg ongewijzigd is (op alle kabelgrafieken is globaal bekeken een zeer lichte daling waarneembaar als de grafieken op elkaar gelegd worden).



Figuur 4-100 Kabelbelasting blauwe feeder 2035 peak shaving

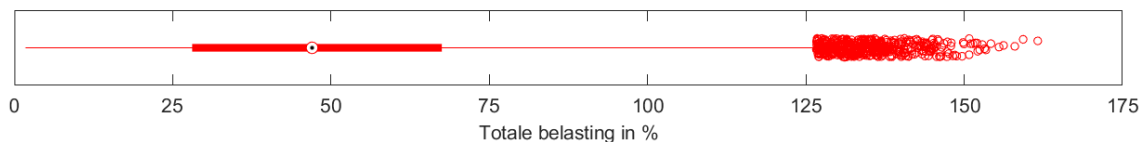
De analyse op de transformator vertoont in tegenstelling tot de kabelbelasting wel een merkbaar verschil. Vergelijking van Figuur 4-101 met Figuur 4-42 en vooral met Figuur 4-73 levert dat ten opzichte van bij zelfconsumptie de injectiepieken opmerkelijk zijn afgenomen in aantal en dat ook hun grootte is afgenomen. De afnamepieken vertonen, net zoals bij 2025, twee verschuivingen. Enerzijds is het aantal afnamepieken gereduceerd en wordt het doel van peak shaving dus behaald. Anderzijds is het startpunt van de afname-uitschieters lichtjes naar rechts verschoven waardoor de afnamepieken ten opzichte van bij zelfconsumptie lichtjes toenemen, maar wel nog steeds kleiner blijven dan bij het basisscenario 2035. De reden voor deze verschuiving is ook hier het verschil in het controle-algoritme. Omwille van dezelfde reden is ook het eerste tot en met het derde kwartiel lichtjes toegenomen.

De reden voor het zichtbaar zijn van de verbetering bij de transformator en niet echt bij de feeders, is doordat de transformator alle belastingen van het volledige netwerk combineert en dat hier een onderscheid gemaakt kan worden tussen injectie en afname. De batterijen zullen dus vooral op injectiemomenten een merkbaar verschil geven. Dit is ook logisch omwille van de gelijktijdigheid van alle zonnepanelen, terwijl de afname een statistisch verspreid gegeven is.



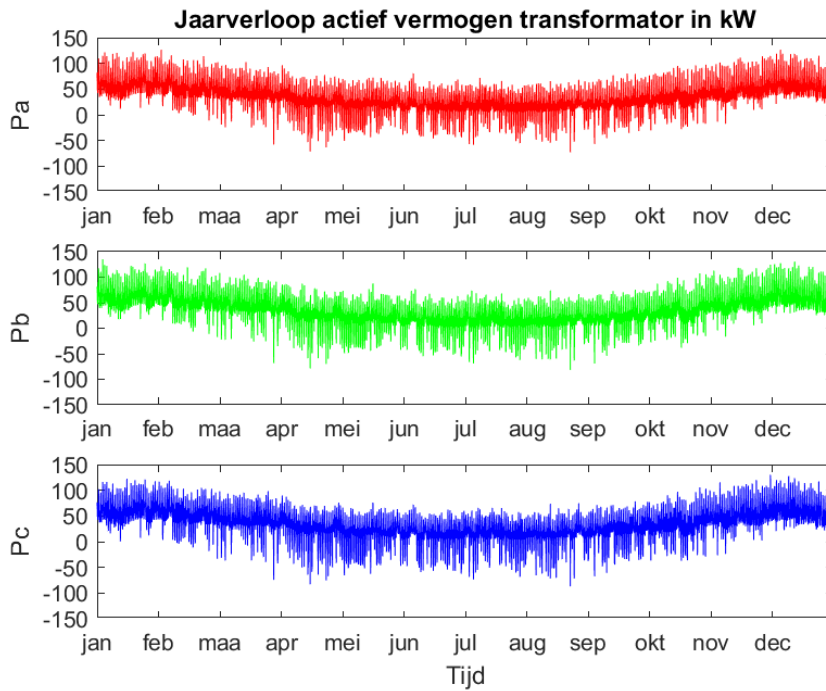
Figuur 4-101 Verdeling actief fasevermogen transformator 2035 peak shaving

Figuur 4-102 geeft vervolgens weer dat ten opzichte van Figuur 4-74 ook hier het aantal uitschieters en hun grootte gereduceerd zijn, maar dat de transformator nog steeds overbelast blijft.

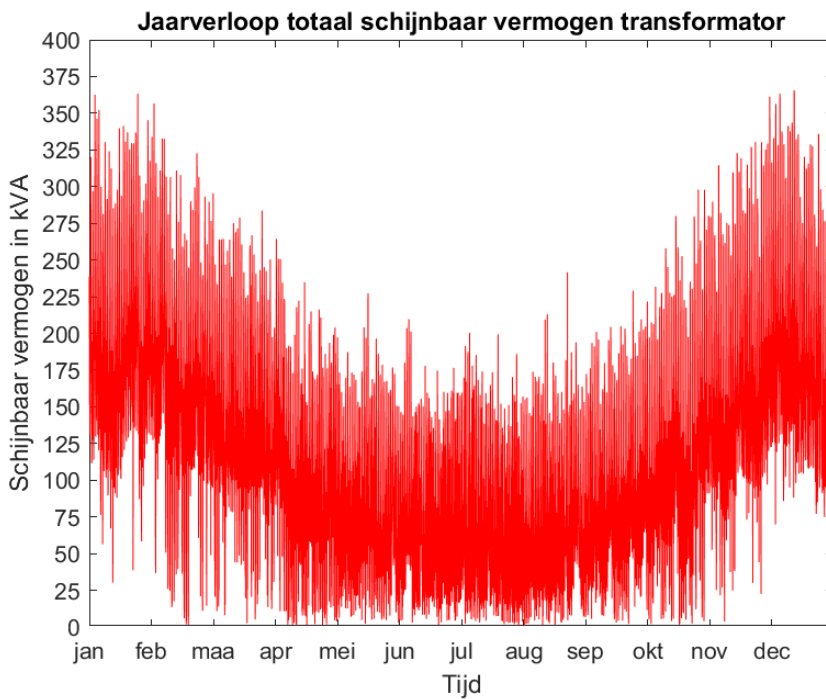


Figuur 4-102 Totale belasting transformator 2035 peak shaving

Figuur 4-103 en Figuur 4-104 geven de jaarverlopen van de transformator weer en dienen vergeleken te worden met Figuur 4-76 en Figuur 4-75. Hieruit volgt dat er, net zoals bij peak shaving in 2025, een donkere en lichtere rode band onderscheiden kunnen worden. Dit betekent dat inderdaad vooral de grootste pieken door de batterijen gedekt worden en dat vooral de injectiepieken het beste gedekt worden. Dit is vooral te zien in de zomer waarbij de grootte en het aantal injectiepieken in de fasevermogens sterk gereduceerd is. Ook de grote piek in begin juli bij zelfconsumptie in 2035 is bij peak shaving in 2035 sterk gereduceerd doordat de batterijen wachten met opladen totdat deze piek bereikt wordt. Echter worden de grote afnamepieken in de winter, omwille van het seizoenseffect, niet voldoende gedekt om een overbelasting van de transformator te vermijden.



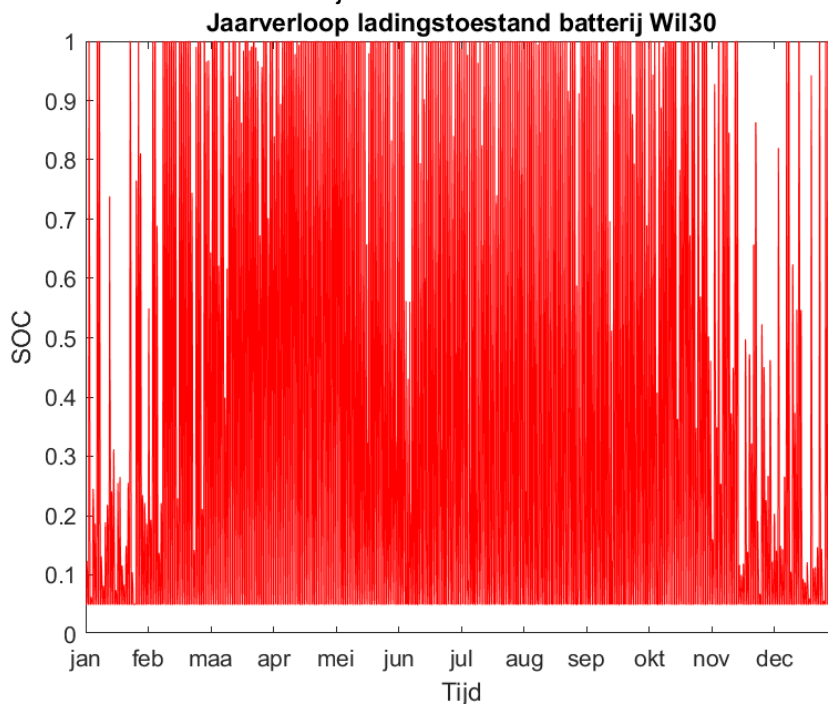
Figuur 4-103 Jaarverloop actief fasevermogen transformator 2035 peak shaving



Figuur 4-104 Jaarverloop schijnbaar vermogen transformator 2035 peak shaving

De vergelijking van Figuur 4-105 met Figuur 4-77 levert dat de batterij dus altijd ontladen zal zijn bij de start van de volgende berekeningsdag om 4 uur 's morgens. De achterliggende methode werd bij de verduidelijking van het scenario 2025 met peak shaving uiteengezet. Uit de beide figuren volgt dat de batterijen nagenoeg dezelfde cycli vertonen als de netto-injectie verwaarloosd zou worden. Het vooropgestelde doel van een lege batterij om 4 uur 's morgens is in de zomer een groot voordeel doordat toekomstige injectiepieken altijd opgevangen kunnen worden. De uitgebreide bespreking van de hierdoor veroorzaakte effecten zijn bij de bespreking van het scenario 2025 met peak shaving terug te vinden.

Tot slot zijn de batterijprofielen op het vlak van laad- en ontladcycli voor elk huishouden verschillend doordat het elektriciteitsverbruik, de uitgewisselde vermogens en de PV-installaties verschillend zijn.



Figuur 4-105 Jaarverloop ladingstoestand batterij Wil30 2035 peak shaving

4.12 Oplossen netcongestie door netversterking: scenario 2035

Deze simulatie heeft betrekking op het oplossen van netcongestie met een netversterking volgens de huidige ontwerpregels. Simulaties voor het referentiescenario en het 2025-scenario zijn in dit gedeelte niet uitgevoerd omdat de focus op 2035 ligt. 2035 is in deze thesis het eindscenario terwijl 2025 een overgangsfase tussen 2018 en 2035 inhoudt. Als een netversterking in 2035 de bekomen spanningsproblemen op de blauwe feeder in combinatie met de overbelaste transformator oplost, dan zal deze netversterking ook een oplossing inhouden voor het referentiescenario en het 2025-scenario. Tot slot is deze simulatie ondergeschikt aan de simulaties met batterijen aangezien de hoofdonderzoeksvraag focust op batterijopslag en niet op een netversterking.

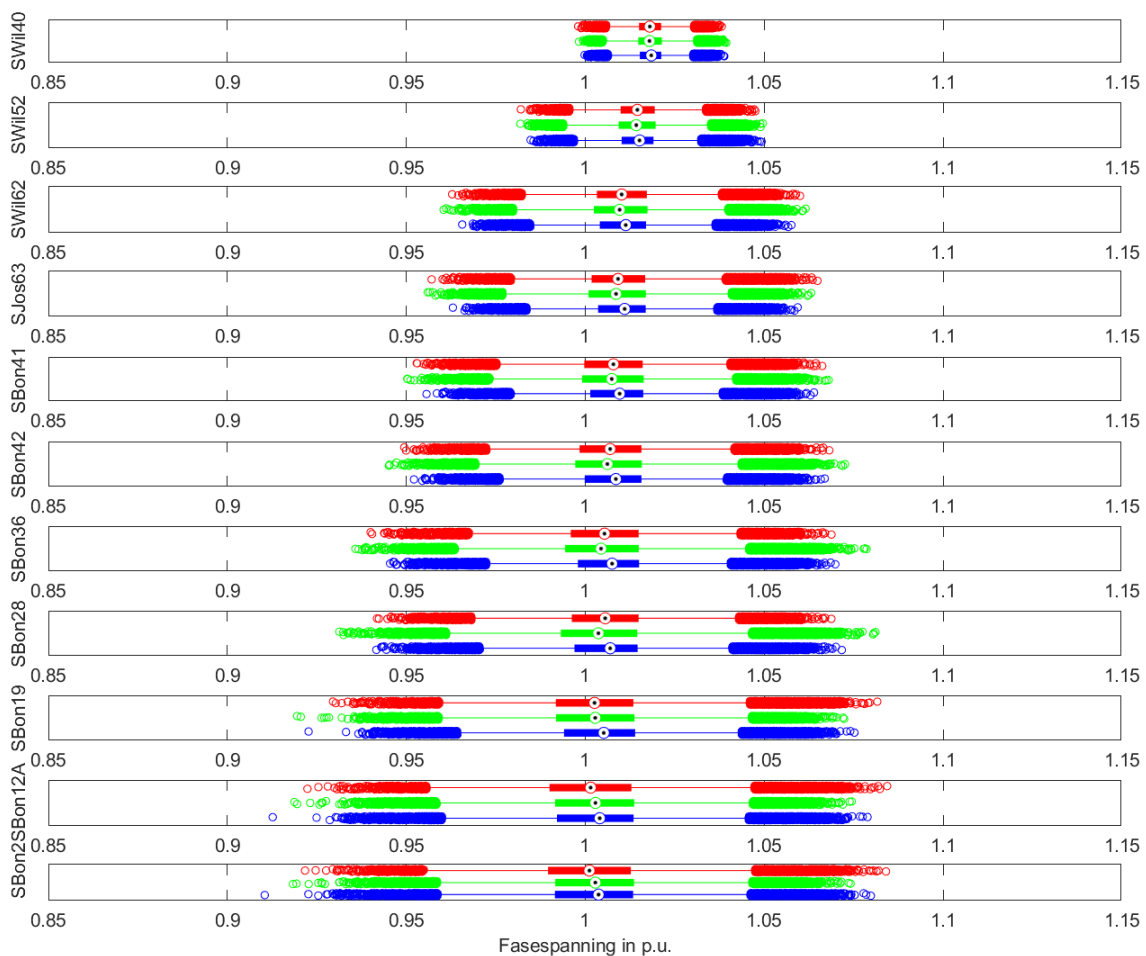
In alle mogelijke scenario's omtrent 2035 moet allereerst de transformator vervangen worden omdat de belastingspieken te groot zijn en de transformator dus te ver buiten zijn werkingsgebied treedt. De vervanging van een transformator wordt momenteel gebaseerd op de maximale belastingspiek van het afgelopen jaar en niet op de verwachte toekomstige belastingspieken. De actuele piek bedraagt 238kW en volgens de interne procedures wordt in dat geval een 400kVA transformator geplaatst. De kostprijs van de transformator en benodigde materialen inclusief de aannemerskosten bedraagt 13 050 euro. De huidige transformator werd in 2003 geplaatst en heeft dus nog een zekere restwaarde, maar deze is niet in rekening gebracht in deze korte analyse.

Naast de overbelaste transformator, treden er ook spanningsproblemen op het einde van de blauwe feeder op. Infrac voorziet hiervoor verschillende oplossingen en hanteert een bepaalde volgorde van oplossingen naargelang de investeringskost. De spanningsproblemen op de blauwe feeder ontstaan omwille van de dunne bovengrondse kabels 4000024 en 4000003 (3x70mm² aluminium + 54,6mm² AMS) en de dunne kabel 4000020 (4x70mm² koper). Echter is het ondergronds maken van de bovengrondse bundels kostelijk. Daarom wordt er eerst gekeken of het bijspannen van een 4x95mm² aluminium bovengrondse bundel een oplossing kan zijn. Hiervoor zijn verschillende opties mogelijk en daarom zijn er ook diverse simulaties uitgevoerd.

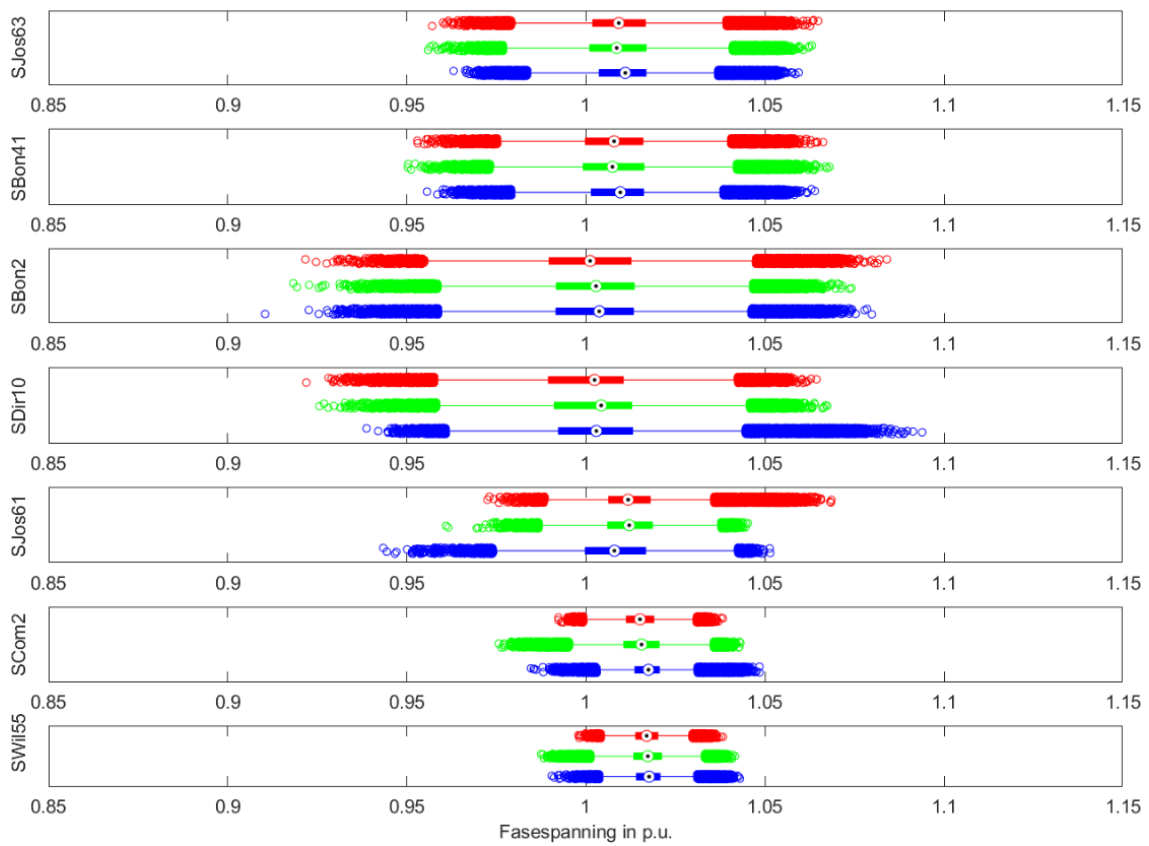
De oplossing die uit de simulaties voldeed was het bijspannen van een 4x95mm² aluminium bovengrondse bundel (vertrekkende vanaf het einde van 4000030 tot het einde van de blauwe feeder exclusief de ondergrondse kabel 4000020). Op deze extra bundel worden geen netgebruikers aangesloten tot en met netgebruiker SBon21 en vanaf deze gebruiker worden alle verdere stroomafwaartse bovengrondse aansluitingen op deze nieuwe bundel aangesloten. De achterste netgebruikers op de ondergrondse kabel 4000020 worden bij het naar boven komen van deze ondergrondse kabel gekoppeld op de extra bijgespannen bovengrondse bundel. Hierdoor blijven ondergrondse koppelingen ondergronds en blijven bovengrondse koppelingen bovengronds waardoor een minimale aanlegkost bekomen wordt.

Door deze werkwijze te volgen, moeten er bijkomend geen betonpalen bijgeplaatst worden. De kost komt hierdoor, inclusief plaatsing, neer op 20 euro per lopende meter. Deze kostprijs is laag, maar dit komt doordat de betonpalen reeds aanwezig zijn en er geen straatwerken nodig zijn. Indien de volledig benodigde lengte van 351,85 meter in rekening wordt gebracht, bedraagt de totale kost voor het bijtrekken van een kabel 7037 euro. De totale kostprijs voor het oplossen van de transformator- en spanningsproblemen bedraagt dus 20 087 euro.

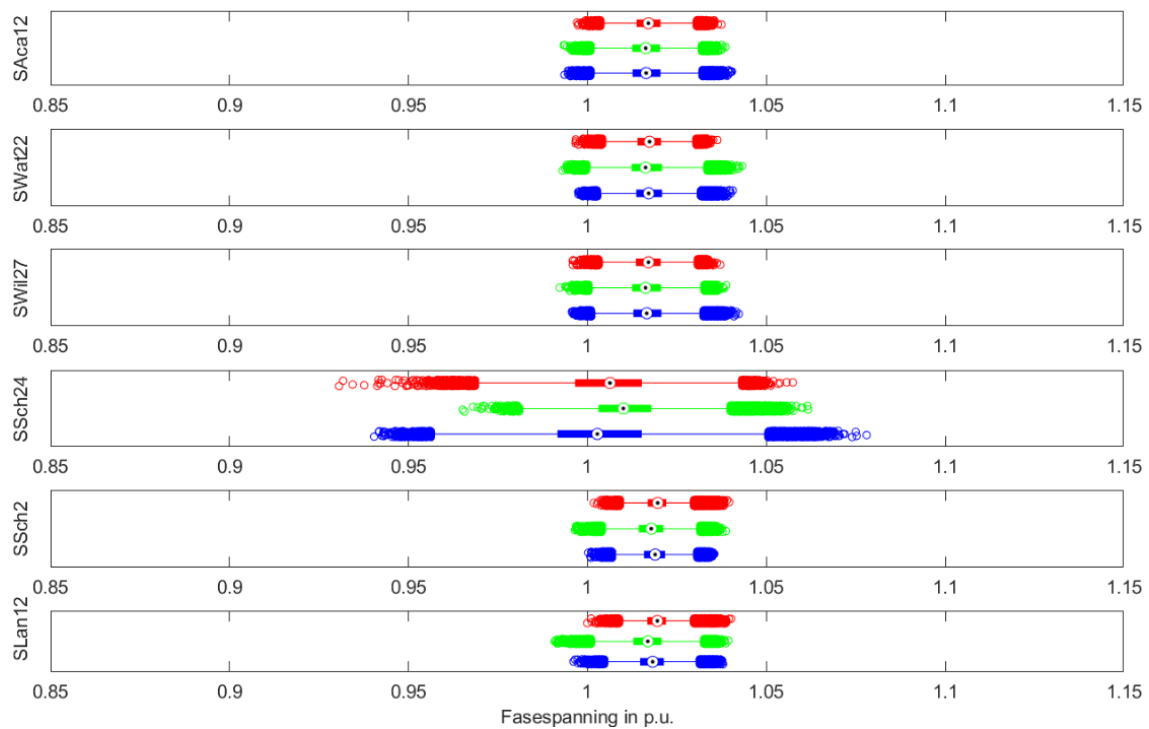
Vergelijking van Figuur 4-106 met Figuur 4-36 levert op dat de spanning terug binnen de toegestane limieten van +/- 10% blijft. De uitschieters zijn, in vergelijking met de verlopen bij de batterijen, in beide richtingen sterk gereduceerd. Dit komt doordat het overgrote deel van de belasting nu verdeeld wordt over 2 kabels in plaats van 1 kabel. Hierdoor zal de stroom doorheen de afgetakte kabel kleiner worden waardoor ook de spanningsval kleiner wordt en de spanning dus beter binnen de limieten blijft. Verder valt een toename van de mediaan van de spanning op van een lichte onderspanning tot een zeer kleine overspanning. De breedte van het eerste tot en met het derde kwartiel is ook kleiner geworden doordat de spanningsval kleiner is geworden. Verder geven Figuur 4-107 & Figuur 4-108 weer dat, ten opzichte van Figuur 4-37 & Figuur 4-39, ook netgebruikers op andere feeders een lichte spanningsverbetering ondergaan doordat de spanningsvariaties kleiner zijn. Dit is te verklaren via de grotere transformator die, omwille van zijn groter vermogen, minder impedantie zal kennen en dus ook een constantere spanning aflevert.



Figuur 4-106 Verloop fasespanning blauwe feeder 2035 netversterking

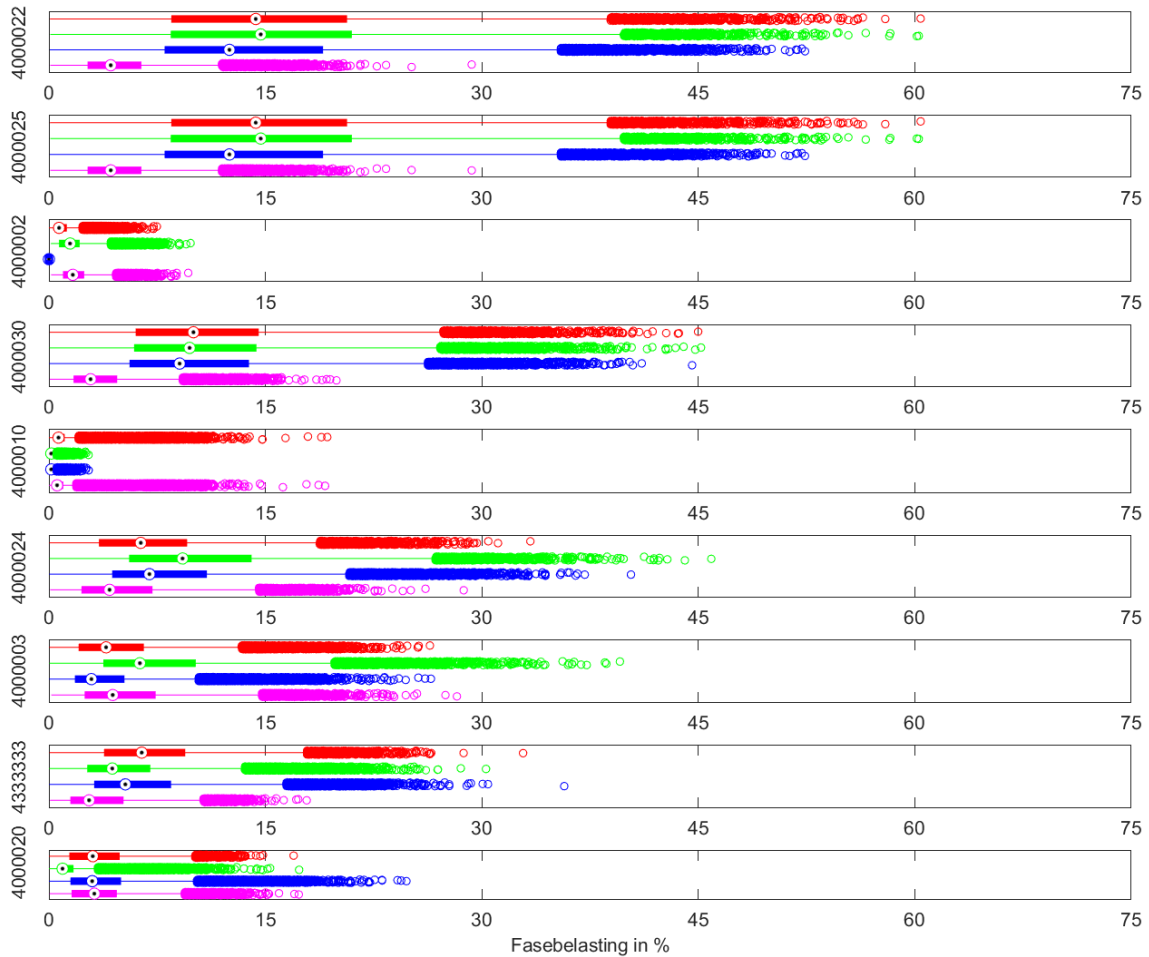


Figuur 4-107 Spanningsverloop feedereinde deel 1 2035 netversterking



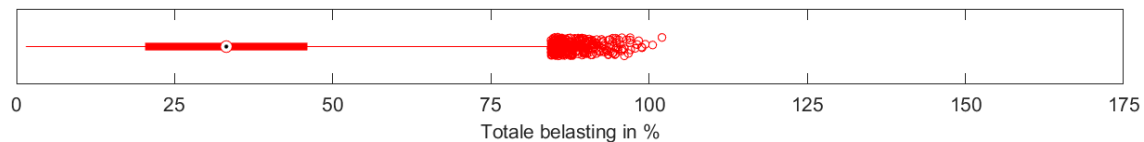
Figuur 4-108 Spanningsverloop feedereinde deel 2 2035 netversterking

Figuur 4-109 toont in vergelijking met Figuur 4-41 een opmerkelijk, maar toch logisch verklaarbaar verschil. Het verloop voor alle kabels, met uitzondering van 4000024 en 4000003, is nagenoeg hetzelfde als in het basisscenario. De kabelbelasting is bij de twee uitzonderingen (4000024 en 4000003) drastisch afgenomen doordat de nieuwe kabel 4333333 zo goed als de helft van de belasting overneemt omdat op die manier de spanningsproblemen opgelost worden.



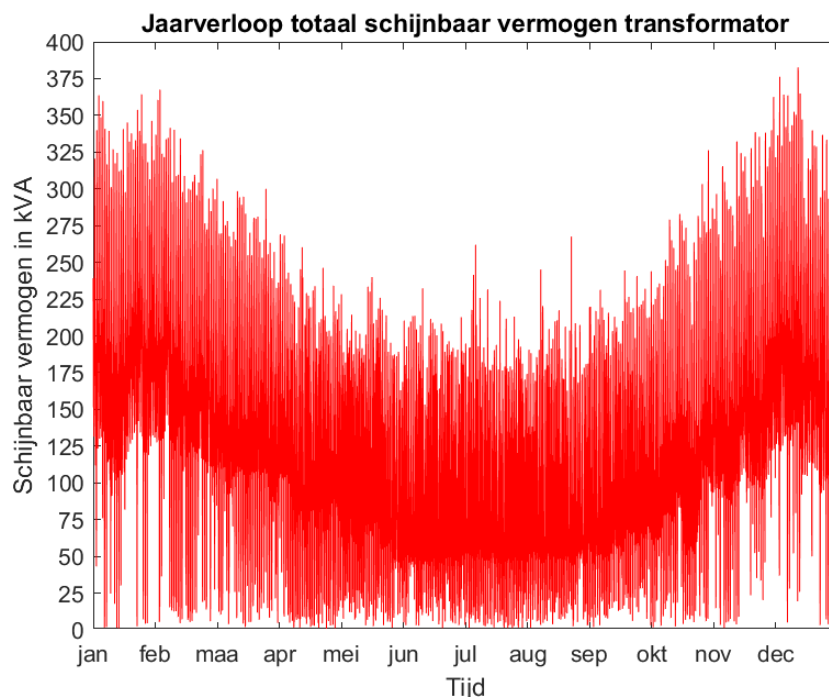
Figuur 4-109 Kabelbelasting blauwe feeder 2035 netversterking

Op het vlak van de transformator is het belangrijk om te kijken naar de belastingsgraad. Figuur 4-110 geeft het verschil weer ten opzichte van Figuur 4-43. De transformator blijft dus terug binnen de werkingsgrenzen. De kleine uitschieters tot een zeer lichte overbelasting zijn geen probleem omdat een transformator gedurende een zekere tijd overbelastbaar is. De grens volgens interne procedures bij Infrac ligt op 125% en wordt dus zeker niet overschreden. Bijkomend houdt de huidige transformatoreselectie geen rekening met de toekomstige belastingsontwikkelingen zodat de transformator tegen 2035 weer tegen de nominale vermogens aankomt. Belangrijk is wel dat de mediaan van de transformatorbelasting ongeveer 35% bedraagt en de transformator dus vaak slechts op deellast zal werken.



Figuur 4-110 Totale belasting transformator 2035 netversterking

Logischerwijze blijft het jaarverloop van de transformator (Figuur 4-111 ten opzichte van Figuur 4-44) hetzelfde als bij het basisscenario 2035 omdat de globale vermogensuitwisseling van de wijk niet verandert bij het vervangen van een transformator en het bijspannen van een bundel. Uit de grafiek volgt dat de transformator niet tot zijn nominaal vermogen van 400kVA komt, ondanks het feit dat Figuur 4-110 aangeeft dat de transformator ooit tot boven de 100% komt. Dit heeft te maken met het feit dat Digsilent rekent met de hoogste belasting van de drie verschillende fasen en zoals eerder al vermeld, is het belangrijk om hier toch wel degelijk rekening mee te houden.



Figuur 4-111 Jaarverloop totaal schijnbaar vermogen transformator 2035 netversterking

5 VERGELIJKEND OVERZICHT VAN DE SIMULATIES

Voorgaand gedeelte toont aan dat thuisbatterijen met een peak-shaving-algoritme voor de DNB een interessantere case dan thuisbatterijen met een zelfconsumptie-algoritme kunnen betekenen. Dit komt doordat grote gelijktijdige pieken beter vermeden worden en bijgevolg het distributienet een grotere penetratie van hernieuwbare productie aankan. Dit hoofdstuk heeft tot doel om enerzijds de impact op de klant te bekijken, maar anderzijds ook om de vergelijking te maken tussen beide controle-algoritmes aan de hand van concretere cijfers. De conclusies zullen, voor de eenvoud, enkel ten opzichte van het 2035-scenario bekeken worden.

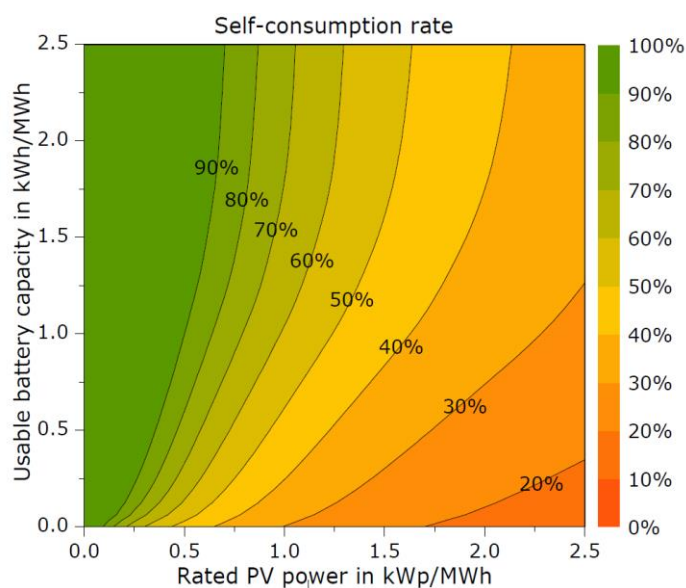
5.1 Zelfconsumptiegraad

Het zelfconsumptie-algoritme focust zo veel als mogelijk op de eindgebruiker en wordt dus beschouwd als de referentiesituatie. Het peak-shaving-algoritme daarentegen focust op de DNB, maar probeert ook zo goed als mogelijk aan zelfconsumptie voor de klant te doen. De vraag is dus of de implementatie van een peak-shaving-algoritme een nadeel betekent voor de eindklant. Een manier om dit na te gaan is via de zelfconsumptiegraad dat de ratio is van de som van alle direct zelfverbruikte zonne-energie (inclusief opslag) op jaarbasis tot de som van de zelfopgewekte zonne-energie.

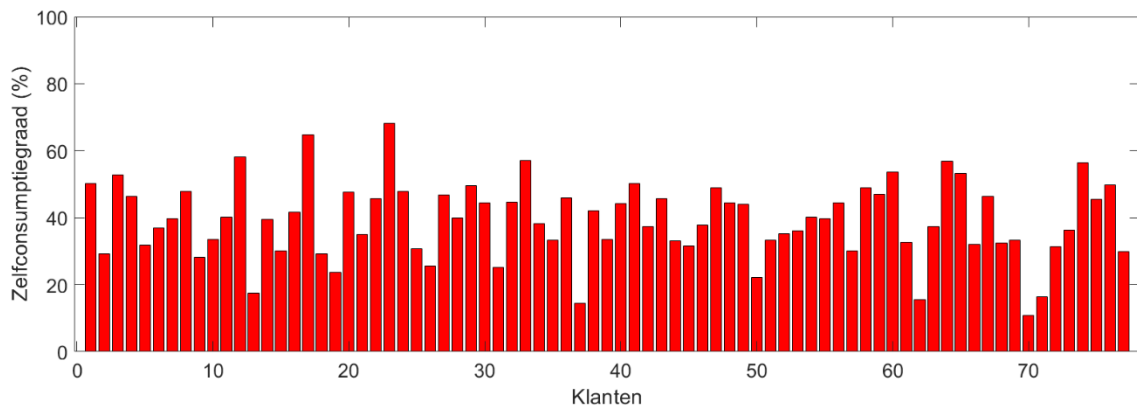
Vergelijking 5-1 Zelfconsumptiegraad (Bergner J. et al, 2014)

$$\text{Zelfconsumptiegraad} = \frac{\sum \text{Jaarlijks direct zelfverbruikte zonne-energie}}{\sum \text{Jaarlijkse productie van zonne-energie}}$$

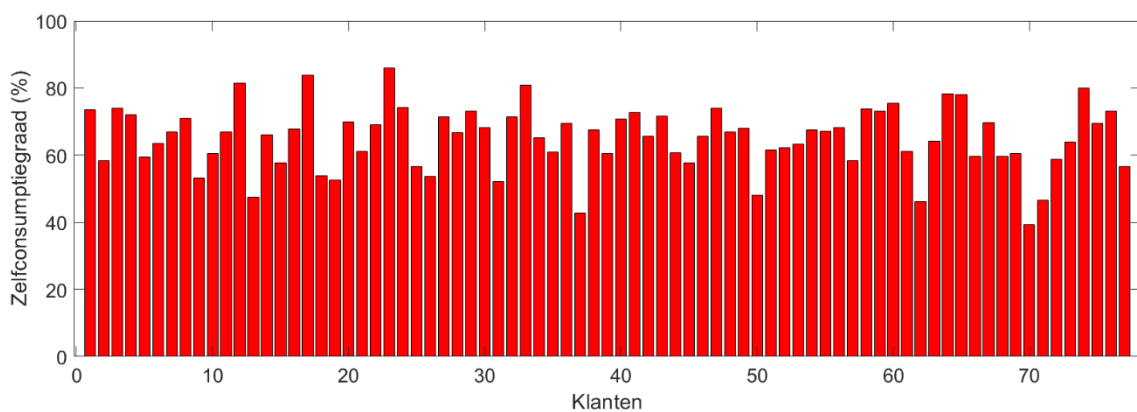
Deze ratio is afhankelijk van het verbruiksprofiel, de grootte van de PV-installatie en de batterijdimensionering. Voor een gemiddeld gezin met een verbruik van 3500kWh/jaar geldt dat een ideale PV-installatie 3,5kWp groot is. In Figuur 5-1 komt dit overeen met 1kWp/MWh op de horizontale as. Wanneer een dergelijk gezin geen thuisbatterij installeert, bedraagt de batterijcapaciteit 0kWh/MWh en bedraagt de zelfconsumptiegraad typisch ongeveer 30%. Bij een standaard batterij-ontwerp van 1kWh/MWh stijgt de zelfconsumptiegraad tot ongeveer 60%.



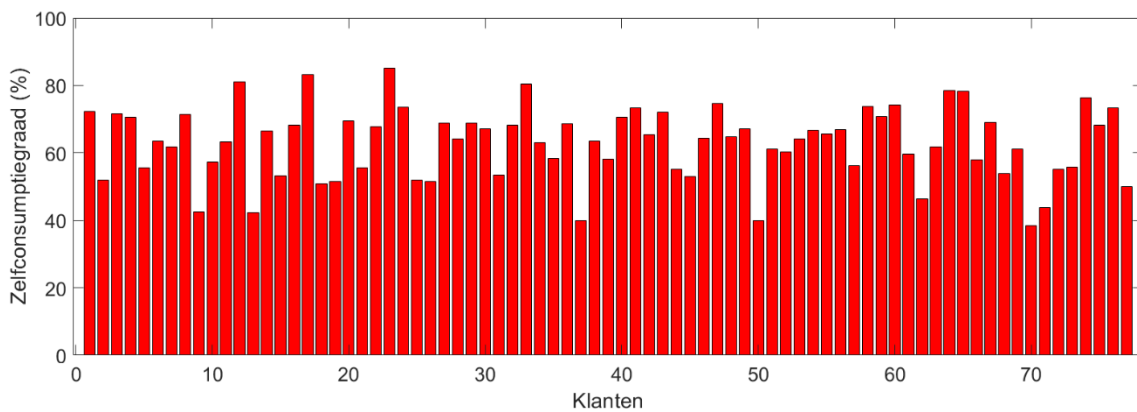
Figuur 5-1 Zelfconsumptiegraad bij PV in functie van de batterijcapaciteit (Bergner J. et al, 2014)



Figuur 5-2 Zelfconsumptiegraad zonder batterijen 2035



Figuur 5-3 Zelfconsumptiegraad met batterijen zelfconsumptie 2035



Figuur 5-4 Zelfconsumptiegraad met batterijen peak shaving 2035

Figuur 5-2, Figuur 5-3 en Figuur 5-4 tonen de zelfconsumptiegraad in 2035 voor respectievelijk geen batterijen, het zelfconsumptie-algoritme en het peak-shaving-algoritme. Het gemiddelde van de zelfconsumptiegraad bedraagt respectievelijk 39,25%; 65,05% en 62,90%. Het gebruik van batterijen verhoogt dus de zelfconsumptiegraad en heeft voor de eindklant dus een positieve invloed wanneer een verschillend verbruiks- en injectietarief ingevoerd zou worden. De onderlinge verschillen tussen de huizen komen van onder- of overgedimensioneerde PV-installaties, de aanwezigheid van warmtepompen/elektrische voertuigen die niet in rekening werden gebracht bij de dimensionering van de PV-installatie en de verschillende huishoudelijke verbruikspatronen.

De zelfconsumptiegraad is dus lichtjes groter dan de standaardregel van 30% zonder batterijen, maar na een analyse bleek dat deze verklaard kan worden aan de hand van de hogervermelde redenen.

Opmerkelijk is dat de impact van het peak-shaving-algoritme op de zelfconsumptiegraad van de eindconsument beperkt blijft tot een daling in de zelfconsumptiegraad van 2,15%. Dit percentage kan per installatie verschillen. Enerzijds houdt het peak-shaving-algoritme rekening met gekende toekomstige vermogensprofielen, maar in de werkelijkheid zijn deze nog niet gekend en kan het algoritme enkel gebruikmaken van voorspellingen. Hierdoor kan dit verschil van 2,15% nog groter worden. Anderzijds ontlaaft de batterij in dit algoritme steeds tot zijn minimale ladingstoestand om 4 uur 's morgens bereikt wordt. In het geval van onvoldoende eigenverbruik tussen zonsondergang en 4 uur 's morgens betekent dit een netto-injectie. Dit is echter 'verloren energie' die eventueel bij een volgende dag juist in de ochtendpiek gebruikt had kunnen worden omdat een netto-injectie in het distributienet niet als zelfverbruikte energie wordt aanzien. In dit geval kan het verschil van 2,15% nog kleiner worden.

Daarnaast kan het peak-shaving-algoritme ook een interessant gegeven voor een klant zijn wanneer een capaciteitstarief ingevoerd zou worden. Doordat het peak-shaving-algoritme voorspelt wat de toekomstige injectie- en afnamepieken zullen zijn, kan een kleinere aansluitingscapaciteit bekomen worden en dus een lagere distributienetkost bekomen worden.

Een bijkomend interessant gegeven is de zelfconsumptiegraad op wijkniveau. Deze ratio geeft dan eigenlijk weer hoeveel procent van de totaal opgewekte zonne-energie inclusief opslag lokaal in de wijk verbruikt wordt. Voor het referentiescenario, zelfconsumptie-algoritme en peak-shaving-algoritme in 2035 bedraagt deze ratio respectievelijk 69,76%; 93,25% en 96,22%. Deze zelfconsumptiegraden liggen gemiddeld 30% hoger dan de gemiddelde zelfconsumptiegraad van de individuele huizen met een PV-installatie. Deze verhoging is te verklaren doordat bij een netto-injectie van de verschillende individuele huishoudens met zonnepanelen, de geïnjecteerde energie gedeeltelijk of zelfs volledig door de andere huishoudens verbruikt wordt als die op datzelfde moment een netto-afname hebben. Als dit totaal afnamevermogen kleiner is dan het gecumuleerde injectievermogen, dan zal dit resulteren in een netto-injectie in het middenspanningsnet via de transformator. Batterijen zullen het gebruik van lokaal opgewekte energie verbeteren zodat het hogergelegen net dus minder als energiebuffer gebruikt wordt.

Vervolgens is er een opmerkelijk verschil tussen de zelfconsumptiegraad met het zelfconsumptie-algoritme en het peak-shaving-algoritme op individueel niveau en wijkniveau. Op individueel niveau is deze ratio bij zelfconsumptie groter dan bij peak shaving omdat bij zelfconsumptie de focus op de eindklant ligt. Bij peak shaving ligt de focus op de DNB, maar de impact op de eindklant wordt zoveel als mogelijk beperkt. Echter is op wijkniveau de zelfconsumptiegraad bij het zelfconsumptie-algoritme kleiner dan bij het peak-shaving-algoritme. Dit is te verklaren vanuit het verschil in controle-algoritme. Bij het zelfconsumptie-algoritme is de netuitwisseling op individueel niveau wel zo optimaal mogelijk, maar wordt er geen rekening gehouden met toekomstige pieken. Dit betekent dat de batterijen van de verschillende huizen met zonnepanelen redelijk snel tot 100% zullen opladen. Hierdoor zullen veel van deze gezinnen met zonnepanelen tegelijkertijd een netto-injectie hebben die in vermogen groter is dan het totale verbruik van de resterende huizen zonder zonnepanelen. Dit betekent dus een netto-injectie in het MS-net die dus niet in de wijk wordt verbruikt en dus ook niet meetelt in de zelfconsumptiegraad.

Bij peak shaving daarentegen wordt er rekening gehouden met de toekomstige injectiepieken op individueel niveau en zullen niet alle huizen op hetzelfde moment een netto-injectie in het distributienet veroorzaken en zullen vooral grote injectiepieken vermeden worden. Dit betekent dus een betere spreiding van de injectievermogens in het distributienet. Hierdoor zal dus het totaal geïnjecteerde vermogen van alle huizen met zonnepanelen minder groot zijn dan bij het zelfconsumptie-algoritme. Dit resulteert in een betere overeenkomst met de netto-afname van andere huizen waardoor de zelfopgewekte energie (op wijkniveau bekeken) nog lokaler verbruikt wordt dan bij het zelfconsumptie-algoritme. Dit komt ook de stabiliteit van het hogergelegen net ten goede omdat dit zorgt voor een kleinere gelijktijdige injectie van alle wijken in Vlaanderen waardoor ook minder vermogensfluctuaties optreden. De nodige te injecteren energie blijft wel hetzelfde, maar wordt bij peak shaving over een grotere tijd uitgesmeerd zodat dus grote injectiepieken vermeden worden.

Bijkomend wordt deze grotere zelfconsumptiegraad bij het peak-shaving-algoritme ook gedeeltelijk veroorzaakt door de voorwaarde om een volledig ontladen batterij te hebben om 4 uur 's morgens. Hierdoor zal er eventueel 's nachts een netto-injectie op het net plaatsvinden die ook het actuele verbruik van andere huishoudens beter dekt waardoor de batterij bij de volgende zonnige dag opnieuw volledig ter beschikking is terwijl dit bij het zelfconsumptie-algoritme echter niet gedaan werd omdat hier de focus op de eindklant ligt.

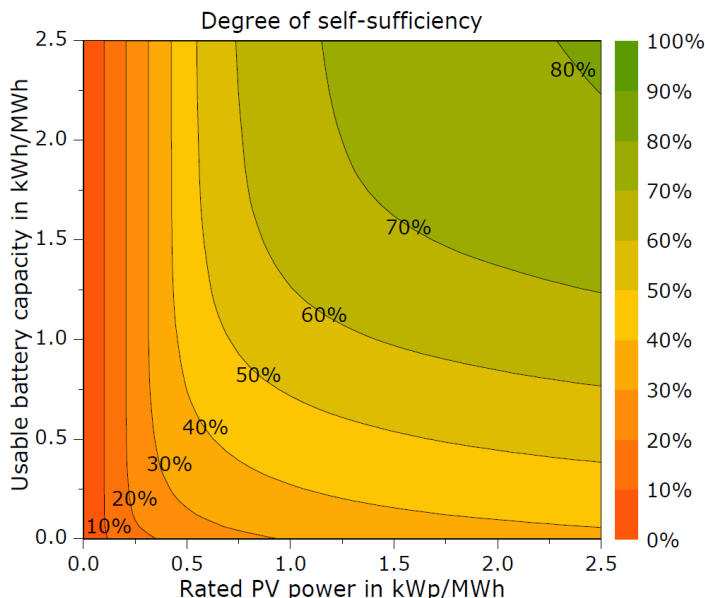
5.2 Zelfvoorzieningsgraad

Naast de zelfconsumptiegraad, is de zelfvoorzieningsgraad ook een kenmerkend getal voor een eindklant met decentrale productie. De zelfvoorzieningsgraad is de ratio van de som van alle direct zelfverbruikte zonne-energie (inclusief opslag) op jaarbasis tot de som van alle energieverbruiken.

Vergelijking 5-2 Zelfvoorzieningsgraad (Bergner J. et al, 2014)

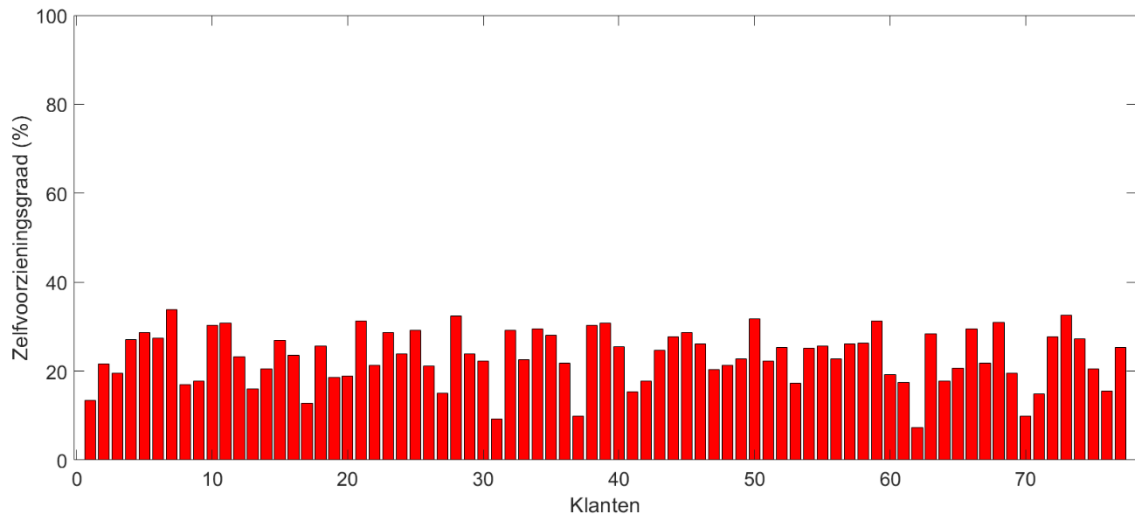
$$\text{Zelfvoorzieningsgraad} = \frac{\sum \text{Jaarlijks direct zelfverbruikte zonne-energie}}{\sum \text{Jaarlijks energieverbruik}}$$

Deze ratio is, dus net zoals de zelfconsumptiegraad, afhankelijk van het verbruiksprofiel, de grootte van de PV-installatie en de batterijdimensionering. Voor een standaardhuishouden met een verbruik van 3500kWh/jaar geldt dat een ideale PV-installatie 3,5kWp groot is. In Figuur 5-5 komt dit overeen met 1kWp/MWh op de horizontale as. Wanneer een dergelijk gezin geen thuisbatterij installeert, bedraagt de batterijcapaciteit 0kWh/MWh en bedraagt de zelfvoorzieningsgraad typisch ongeveer 30%. Bij een standaard batterij-ontwerp van 1kWh/MWh stijgt de zelfvoorzieningsgraad tot ongeveer 55%.

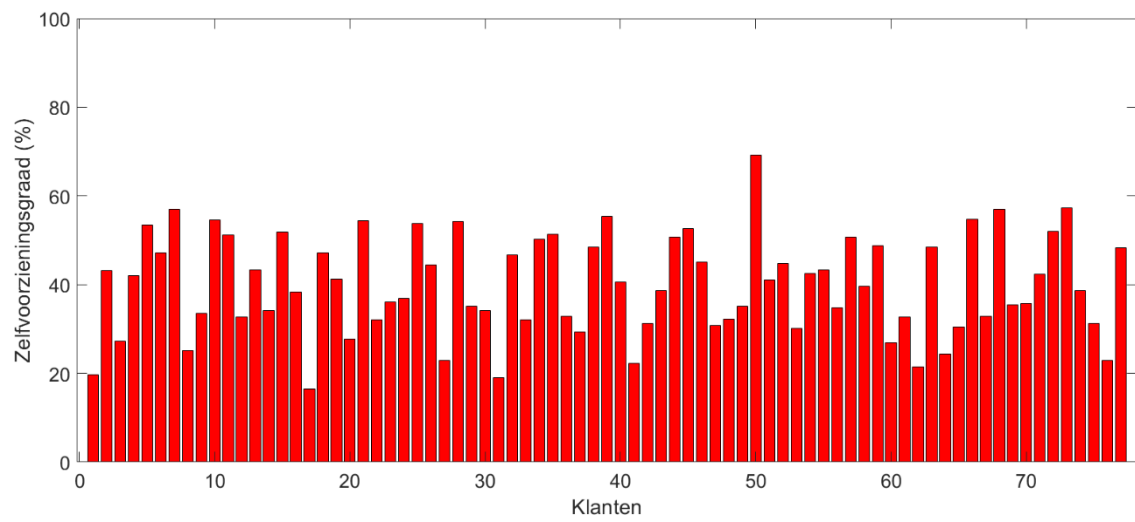


Figuur 5-5 Zelfvoorzieningsgraad bij PV in functie van de batterijcapaciteit (Bergner J. et al, 2014)

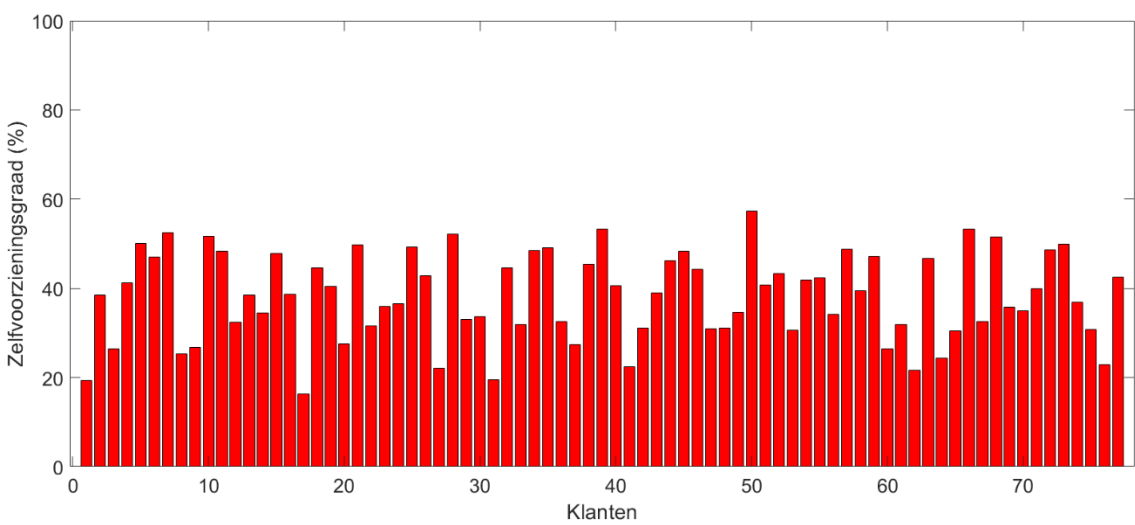
Het verschil tussen de zelfconsumptiegraad en de zelfvoorzieningsgraad ligt in de berekening/betekenis van de twee ratio's. De zelfconsumptiegraad geeft weer hoeveel van de zelfopgewekte energie ook effectief zelf verbruikt wordt en kan bij een ondergedimensioneerde PV-installatie dus zeer hoog zijn omdat dan praktisch alle PV-energie lokaal (achter de meter) verbruikt wordt. De zelfvoorzieningsgraad geeft daarentegen een beter idee van hoe net(on)afhankelijk een huishouden is. Bij een zelfvoorzieningsgraad van 100% wordt alle actueel verbruikte energie zelf lokaal opgewekt en betekent dit dat in theorie een netaansluiting niet meer nodig is. Zoals uit Figuur 5-5 blijkt, vereist dit een zeer grote batterij omdat de batterij in de zomer overtollige zonne-energie moet opslaan totdat deze verbruikt wordt in de winter. Dit betekent dus de nood aan seizoensopslag. Omwille van de zelfontladingsverschijnselen bij batterijen is deze opslagmethode inefficiënt omdat de batterij in dat geval nog groter moet zijn.



Figuur 5-6 Zelfvoorzieningsgraad zonder batterijen 2035



Figuur 5-7 Zelfvoorzieningsgraad met batterijen zelfconsumptie 2035



Figuur 5-8 Zelfvoorzieningsgraad met batterijen peak shaving 2035

Figuur 5-6, Figuur 5-7 en Figuur 5-8 tonen de zelfvoorzieningsgraad in 2035 voor respectievelijk geen batterijen, het zelfconsumptie-algoritme en het peak-shaving-algoritme. Het gemiddelde van de zelfvoorzieningsgraad bedraagt respectievelijk 23,17%; 39,93% en 38,22%. Het gebruik van batterijen verhoogt dus niet enkel de zelfconsumptiegraad, maar ook de zelfvoorzieningsgraad.

De zelfvoorzieningsgraad is echter voor heel wat klanten kleiner dan de verwachte ratio uit Figuur 5-5 en dit zowel zonder batterijen als met batterijen. Anderzijds vallen toch enkele uitschieters op die toch het verwachte zelfvoorzieningsniveau van 55% met batterijen behalen. De reden voor de grote onderlinge verschillen zijn afkomstig van onder- of overgedimensioneerde PV-installaties, de aanwezigheid van warmtepompen/elektrische voertuigen die niet in rekening werden gebracht bij de dimensionering van de PV-installatie en de verschillende huishoudelijke verbruikspatronen. De klanten die het verwachte niveau wel behalen zijn klanten met een correct gedimensioneerde PV-installatie en waarbij dus geen warmtepompen of elektrische voertuigen achteraf bijgeplaatst werden. Dit komt doordat warmtepompen/elektrische voertuigen zorgen voor een sterke toename in het jaarlijks energieverbruik en dus de zelfvoorzieningsgraad naar beneden trekken. Om dit extra verbruik te kunnen dekken, zou het bij vele klanten noodzakelijk zijn om een driefasige aansluiting in plaats van monofasige aansluiting te plaatsen en/of kan het zijn dat de overeenkomstige PV-installatie de grens van 10kWp overschrijdt. Hierdoor zijn er andere installatienormen/regels (C10/11) van kracht en mag de terugdraaiende teller niet meer toegepast worden.

Opmerkelijk is dat de impact van een peak-shaving-algoritme op de zelfvoorzieningsgraad van de eindconsument beperkt blijft tot een daling van 1,71%. Ook in dit geval kan dit percentage, omwille van dezelfde redenen als bij de zelfconsumptiegraad, bij een werkelijke installatie verschillen. De reden waarom de daling van de zelfvoorzieningsgraad (1,71%) kleiner is dan de daling van de zelfconsumptiegraad (2,15%) is omwille van het berekeningsverschil tussen beide ratio's. De voornaamste conclusie is dat de gemiddelde impact op de consument bij het peak-shaving-algoritme minimaal blijft ten opzichte van het zelfconsumptie-algoritme.

Tot slot is het interessant om de verandering in de zelfvoorzieningsgraad op wijkniveau te bestuderen. Deze ratio geeft dan weer hoe zelfvoorzienend de volledige wijk is. Een ratio van 100% zou betekenen dat de wijk zichzelf op elk moment van het jaar volledig van energie kan voorzien en dus ontkoppeld zou kunnen worden van het MS-net. Dit is echter een theoretische veronderstelling omdat de wijk dan ook uitgerust moet zijn met een frequentiestabiliserende regeling. Deze regeling moet ervoor zorgen dat de frequentie steeds op 50Hz gehouden wordt. Een dergelijke regeling ontwerpen is ingewikkeld aangezien de batterijen geen mechanische inertie bezitten en het systeem dus zeer gevoelig zal reageren op de kleinste vermogensschommelingen. Voor het scenario 2035 zonder batterijen, met het zelfconsumptie-algoritme en met het peak-shaving-algoritme bedraagt de zelfvoorzieningsgraad respectievelijk 18,57%; 24,82% en 25,61%.

In tegenstelling tot een hogere zelfconsumptiegraad op wijkniveau dan op individueel niveau, is de zelfvoorzieningsgraad op wijkniveau nu lager dan de zelfvoorzieningsgraad op individueel niveau. Bijkomend is de daling het sterkst bij het zelfconsumptie-algoritme en het zwakst bij het scenario zonder batterijen. De verklaringen voor deze verschuivingen in de zelfvoorzieningsgraad op wijkniveau ontstaan bij de berekening van deze ratio. Nu wordt niet de opgewekte energie, maar de totaal verbruikte energie in rekening gebracht. Doordat er 30% elektrische voertuigen en 30% warmtepompen aanwezig zijn, maar geen aanpassing op de dimensioneringsmethode van de zonnepanelen gebeurde, stijgt het totaal energieverbruik veel meer dan dat de totale energieproductie stijgt. Dit volgt ook uit de verschillende jaarverlopen van de transformator in de gedetailleerde analyse waar de afnamevermogens enorm toenamen. Anders gezegd, de energieproductie van de 77 PV-installaties in de wijk kan de gevraagde afnamevermogens meestal niet dekken in zowel vermogensgrootte als benodigde energie en dit omwille van het seizoenseffect en de zonnepanelen die enkel overdag energie opwekken.

De zelfvoorzieningsgraad op wijkniveau is bij het peak-shaving-algoritme groter dan bij het zelfconsumptie-algoritme en kan, net zoals bij de zelfconsumptiegraad, verklaard worden uit het verschil in werkingsprincipe tussen beide algoritmes.

5.3 Kwaliteit van de netverbetering: zelfconsumptie – peak shaving

5.3.1 Spanningsniveau

Om de spanningskwaliteit te kennen, is het noodzakelijk om te bekijken of de norm behaald wordt (EN50160). Hieruit volgt dat voor laagspanning de spanning steeds tussen +/- 10% van het nominale spanningsniveau moet blijven gedurende 95% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende één week. Een bijkomende voorwaarde is dat de spanning steeds tussen +10/-15% moet blijven voor alle 10 minuten gemiddelde waarden.

Uit de boxplots en jaarverlopen van de spanningen is het echter moeilijk af te leiden of de norm volledig gehaald wordt of niet. Om de spanningskwaliteit beter te kunnen beoordelen, werd de EN50160-norm herleid tot slechts één criterium dat afkomstig is van het proefschrift 'Power Quality: Implications at the point of connection'. Hierin wordt de norm herleid tot het criterium waarbij het spanningsniveau voor 95% van de gevallen groter moet zijn dan 90% van de nominale spanning en voor 99,9% van de gevallen kleiner moet zijn dan 110% van de nominale spanning. Bijkomend is het ook interessant om rekening te houden met de standaardafwijking. Dit komt omdat de gemiddelde spanningswaarde wel goed kan zijn, maar de spanning toch buiten de toegelaten grenzen kan komen doordat de berekening van het gemiddelde geen rekening houdt met de spreiding en deze informatie dus verloren gaat.

Om dus ook rekening te houden met de standaardafwijking wordt de ABCDEF-methode gebruikt waarmee een classificatie van de spanningskwaliteit bekomen wordt. Tabel 5-1 toont deze classificatie met hun betekenis.

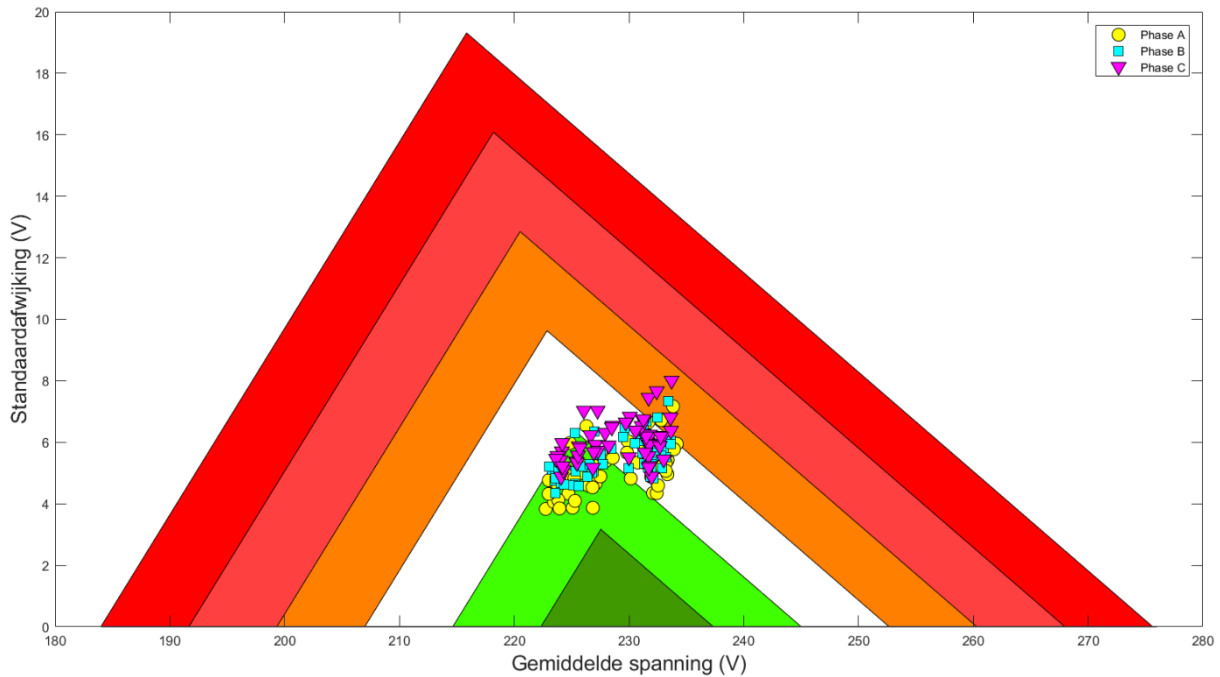
Tabel 5-1 Overzicht spanningskwaliteit (Adriaensen T., 2014)

Spanningsniveaукlasse	Betekenis
A	Zeer hoge kwaliteit
B	Hoge kwaliteit
C	Acceptabele kwaliteit
D	Slechte kwaliteit
E	Zeer slechte kwaliteit
F	Extreem slechte kwaliteit

De berekening van de grenswaarden van de zes verschillende gebieden gebeurt op basis van kansrekening doordat de percentages van 95% en 99,9% vanuit de interpretatie van de EN50160-norm worden opgegeven. Hierin wordt de spanningsverdeling benaderd door een standaardnormale verdeling. Deze methode toont geen perfecte, maar wel een benaderende overeenkomst met de werkelijkheid. Dit komt omdat de spanningsverdeling niet perfect symmetrisch is. Enerzijds speelt het seizoen effect mee zodat de spanning in de zomer gemiddeld genomen hoger zal zijn dan in de winter. Daarnaast spelen ook dagelijkse variaties mee die ervoor zorgen dat de verdeling scheef zal zijn. Deze methode is gebaseerd op de uitwerking in een scriptie van een eerdere thesisstudent, Toon Adriaensen, bij Infrac in 2014 waarin de methode uitvoerig werd beschreven. De achterliggende berekeningsmethode is in deze thesis echter van ondergeschikt belang.

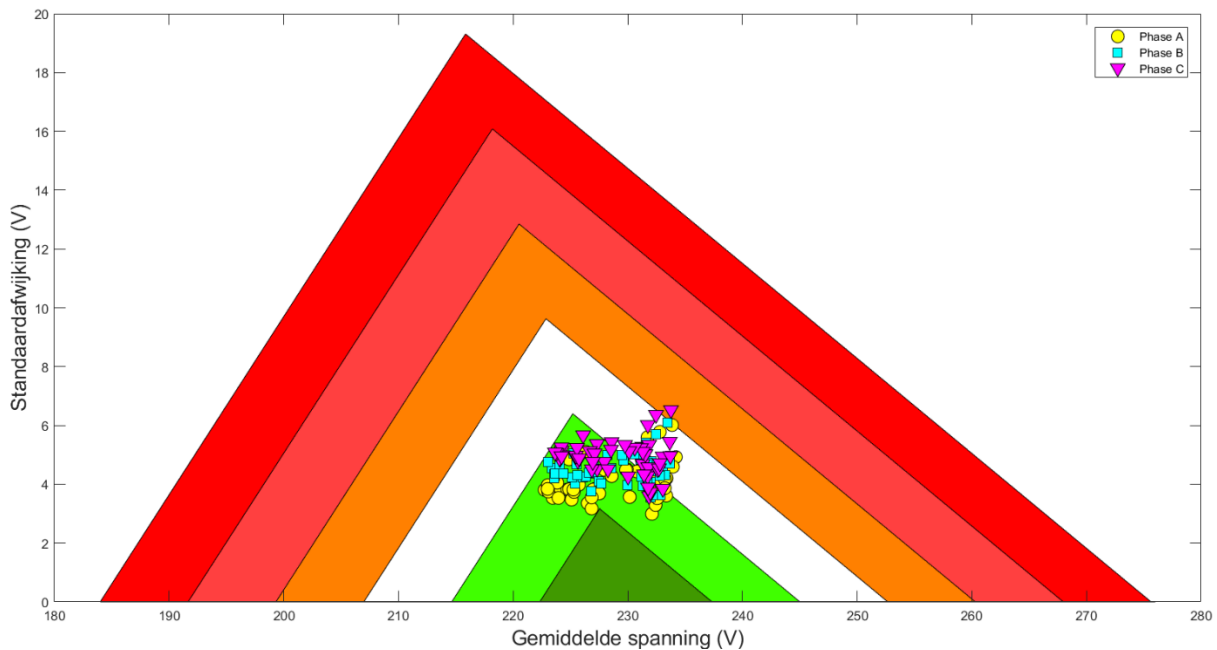
(Adriaensen, 2015)

Omdat SBon2 steeds de netgebruiker is met de grootste spanningsproblemen, is deze netgebruiker de beschouwde referentie voor de spanningsanalyse. Figuur 5-9 geeft de spanningskwaliteit voor het basisscenario 2035 weer waarbij op de horizontale as de gemiddelde spanning en op de verticale as de standaardafwijking is weergegeven. Door van elke fase en voor elke week deze twee waarden te berekenen en te categoriseren in de hierboven beschreven klassen, worden de uiteengezette punten bekomen. Toegelaten zones zijn de twee groene en daarboven gelegen witte zone. De bekomen spanningsklasse is klasse D omdat het slechtst gelegen punt bekeken moet worden. Hoe verder de punten naar de groene zone verschuiven, hoe beter de spanningskwaliteit dus is. Aangezien de spanningsklasse D behaald wordt, voldoet de spanning niet aan de norm.

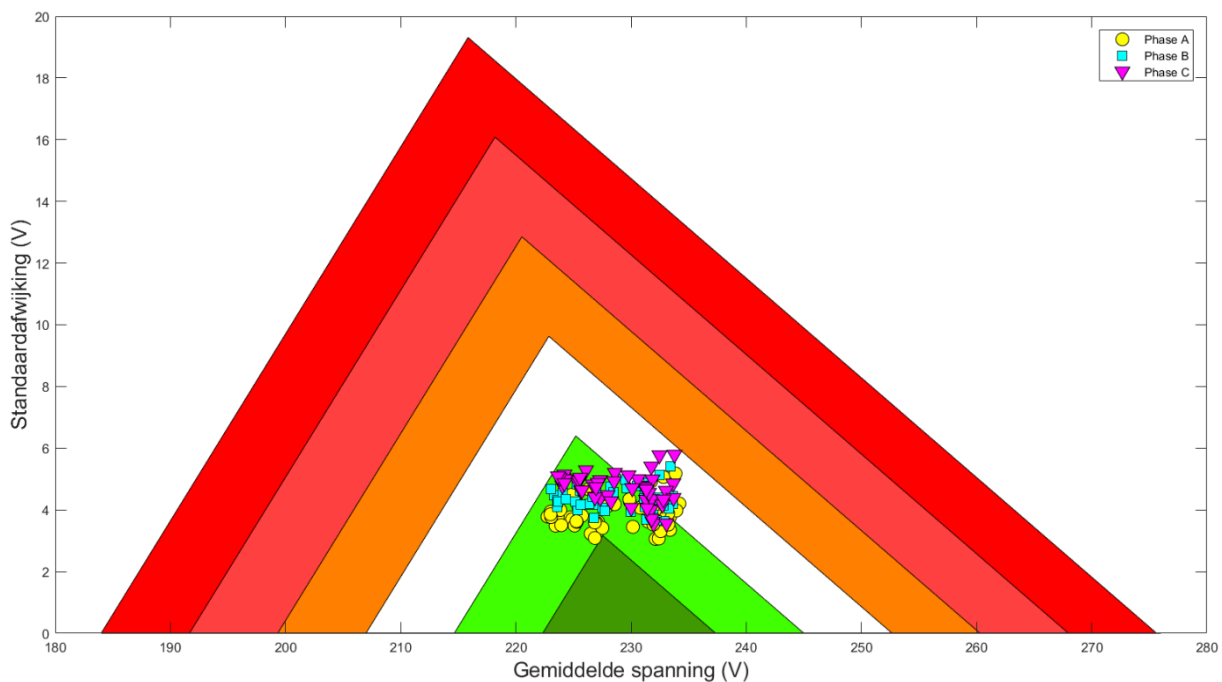


Figuur 5-9 Spanningskwaliteit: gemiddelde en standaardafwijking basisscenario 2035 SBon2

Figuur 5-10 en Figuur 5-11 geven allereerst aan dat via thuisbatterijen de spanningskwaliteit opmerkelijk verbeterd kan worden doordat de uitgezette punten verder naar beneden schuiven en dus meer in de toegelaten zone komen. Echter is een belangrijkere conclusie dat bij zelfconsumptie de spanningsklasse nog steeds klasse D blijft, terwijl bij peak shaving de spanningsklasse verbetert naar klasse C en dus wel degelijk terug aan de norm voldoet. Via peak shaving kan dus de noodzaak van een netversterking voorkomen worden. Vooral fase C is de fase met de grootste problemen en dit komt omwille van de verdeling van de verschillende installaties over de drie fasen zoals eerder uiteengezet.



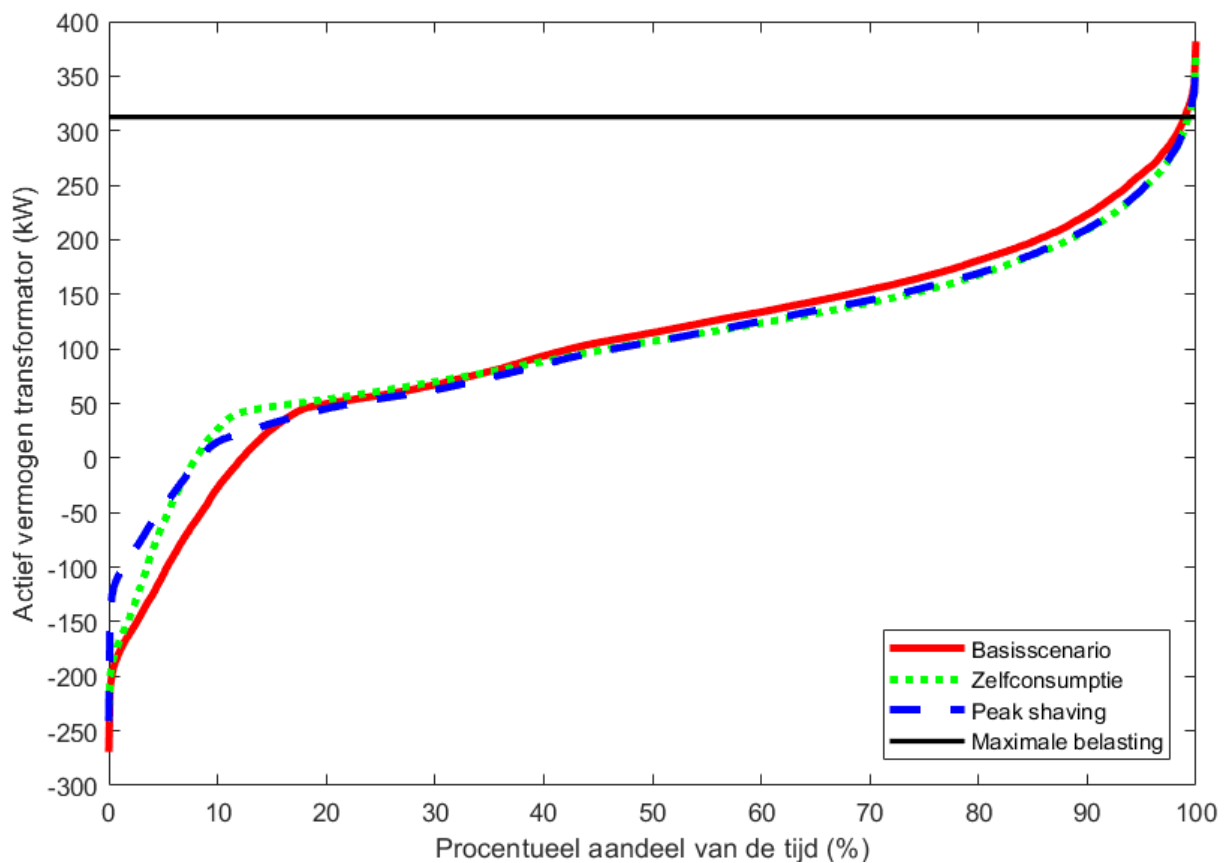
Figuur 5-10 Spanningskwaliteit: gemiddelde en standaardafwijking zelfconsumptie 2035 SBon2



Figuur 5-11 Spanningskwaliteit: gemiddelde en standaardafwijking peak shaving 2035 SBon2

5.3.2 Belasting transformator

Figuur 5-12 geeft het cumulatieve verloop van het totale actieve transformatorvermogen voor 2035 in het geval zonder batterijen, met het zelfconsumptie-algoritme en het peak-shaving-algoritme. De grafiek werd bekomen door de actieve vermogens van de drie fasen, rekening houdend met positieve (afname)/negatieve (injectie) vermogens, te sommeren en vervolgens te rangschikken van klein naar groot. Vervolgens kan bekeken worden hoeveel procent van de tijd een welbepaald vermogen overschreden wordt bij een welbepaald scenario. De zwarte horizontale lijn geeft de 125% belastingsgrens van de transformator weer omdat volgens de interne beleidsprocedures van Infrac de transformator vanaf deze grens overbelast is. Deze grens is dus groter dan het nominale transformatorvermogen doordat de thermische inertie ervoor zorgt dat de transformator gedurende korte perioden over zijn nominale vermogen mag belast worden. De tijdsduur van deze toegelaten overbelastingperiode is in de werkelijkheid afhankelijk van de grootte van de piek, de duurtijd van de piek en omwille van de thermische inertie ook van de voorgaande belastingsniveaus.



Figuur 5-12 Belasting transformator cumulatieve curve 2035 gecombineerde scenario's

Bijkomend geeft Tabel 5-2 een overzicht van enkele belangrijke, kenmerkende gegevens uit de cumulatieve curve.

Tabel 5-2 Karakteristieke cijfers belasting transformator 2035 gecombineerde scenario's

	Basisscenario	Zelfconsumptie	Peak shaving
Maximum injectie (kW)	269,267	241,557	241,543
Procentuele tijd boven 125% injectie Pnominaal	Nooit	Nooit	Nooit
Procentuele tijd boven 100% injectie Pnominaal	0,011%	Nooit	Nooit
Procentuele tijd boven 200kW injectie	0,263%	0,123%	0,014%
Procentuele tijd netto-injectie in MS-net	12,247%	8,035%	8,403%
Maximum afname (kW)	381,753	370,026	365,521
Procentuele tijd boven 125% afname Pnominaal	1,022%	0,705%	0,685%
Procentuele tijd boven 100% afname Pnominaal	6,82%	4,487%	4,621%
Procentuele gemiddelde belasting transformator	56,176%	52,766%	50,926%

Uit Tabel 5-2 en Figuur 5-12 kunnen de volgende conclusies getrokken worden.

Op het vlak van injectie (negatieve vermogens) blijft de transformator altijd onder de gestelde limiet van 125% zodat de transformator op injectiemomenten nooit in kritieke toestand komt. Echter treedt de transformator bij het basisscenario zonder batterijen gedurende vier kwartieren per jaar boven de 100% injectie-belastingsgrens. Aangezien het hier gaat over slechts vier kwartieren waarvan de grootste piek de 125% zelfs niet overschrijdt, is er geen probleem op injectiemomenten. Bij zowel zelfconsumptie als peak shaving daalt de injectiepiek opmerkelijk en zal de transformator zelfs de 100% belastingsgrens niet meer overschrijden.

Opmerkelijk is dat de maximale injectiepiek bij beide batterij-algoritmes praktisch even groot is en het dus op het eerste zicht lijkt alsof beide algoritmes hetzelfde effect hebben. Echter tonen zowel de curve als de procentuele tijd boven 200kW injectie wel een verschil aan doordat bij peak shaving verwacht wordt tot de grootste injectiepiek zal optreden. Een opmerkelijke reductie in injectiepieken boven de 200kW blijkt dan ook uit de analyse. De drie grafieken geven deze conclusies grafisch weer. De tijd dat een welbepaalde grote injectiepiek voorkomt is het kleinst bij peak shaving en duidt de correcte werking van het algoritme aan.

Tot slot toont de procentuele tijd van netto-injectie aan dat de energie veel lokaler verbruikt wordt. Bij zelfconsumptie is deze procentuele tijd uiteraard het laagst omdat dit algoritme enkel rekening houdt met het vermogensprofiel van de individuele eindklant zonder in de toekomst te kijken. Het verschil met het peak-shaving-algoritme blijft echter wel vrij klein.

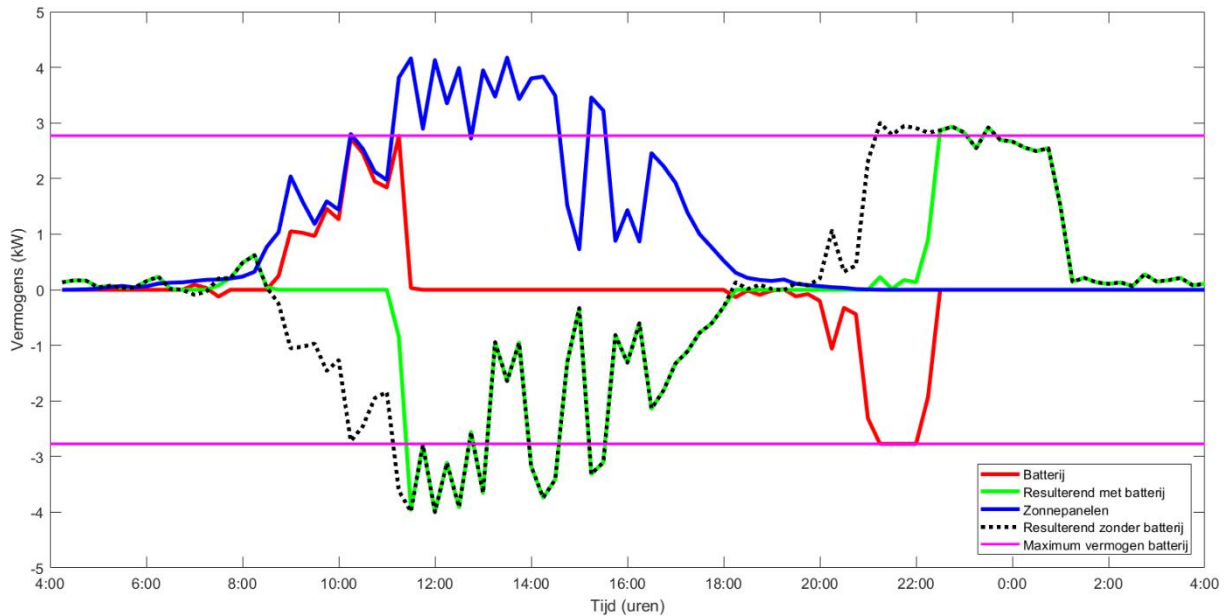
De verschillen op het vlak van afname (positieve vermogens) zijn veel kleiner dan bij injectie. Hiervoor zijn er verschillende redenen. Enerzijds is er het seizoenseffect van veel zonne-energie in de zomer en veel verbruik in de winter waardoor de batterij in de winter niet voldoende kan opladen om de grote piekverbruiken te dekken. In de zomer kan de batterij veel opladen, maar is er te weinig verbruik om zelf alle opgewekte energie te verbruiken. Anderzijds zijn afnamevermogens in het algemeen veel groter dan injectievermogens. Bijkomend zijn de batterijen beperkt in hun vermogens en houdt de dimensionering van de PV-installatie met batterijen geen rekening met de geïnstalleerde warmtepompen en elektrische voertuigen. Tot slot zijn ook niet alle netgebruikers voorzien van zonnepanelen zodat deze niet-producerende huizen wel nog steeds alle benodigde energie van het net halen.

Ondanks de kleinere verschillen in de drie curves geven de karakteristieke cijfers toch enkele veranderingen weer. Bij het gebruik van batterijen daalt de maximale afnamepiek in beide gevallen, maar wel het meeste bij peak shaving. Ook hier bereikt peak shaving dus het vooropgestelde doel van het algoritme. De transformator kent een reductie in overbelaste perioden bij zowel 100% als 125% belasting bij beide batterij-algoritmes. Bij peak shaving is de daling in de belastingsmomenten boven de 125% transformatorbelasting het grootst. Echter is de daling in de belastingsmomenten boven de 100% transformatorbelasting het grootst bij zelfconsumptie. Dit verschil is te verklaren vanuit het controle-algoritme van de batterijen omdat bij peak shaving gewacht wordt op de grootste pieken in plaats van direct actie te ondernemen zoals bij zelfconsumptie.

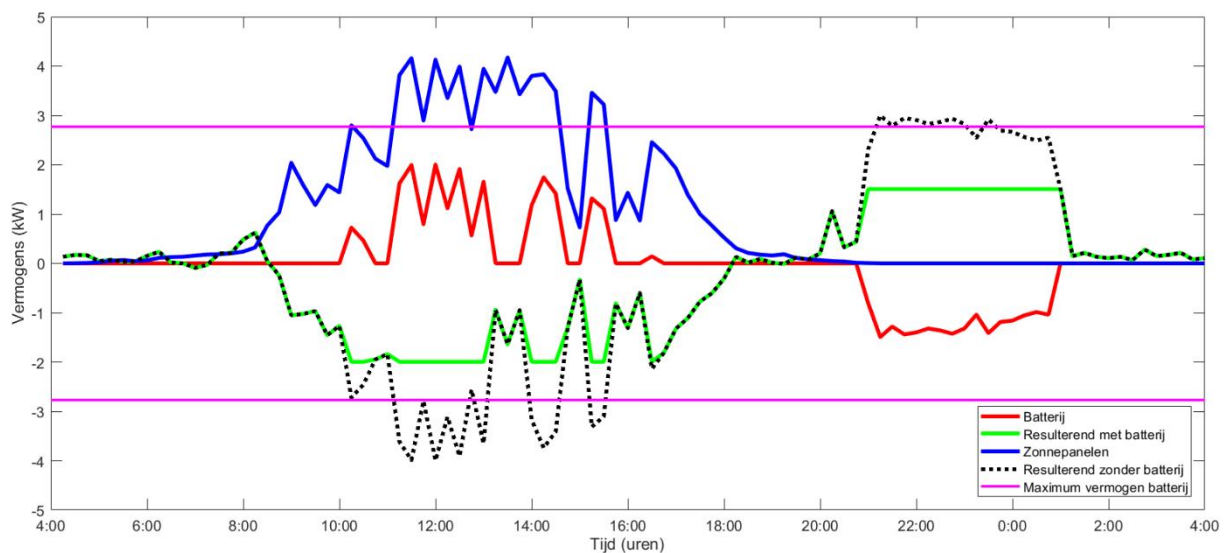
Tot slot toont ook de gemiddelde relatieve belasting van de transformator een dalende trend bij batterijen en deze daling is het grootst bij peak shaving. Ook dit is te verklaren vanuit het controle-algoritme van de batterijen.

5.4 Individueel profiel netgebruiker: zelfconsumptie – peak shaving

Figuur 5-13 en Figuur 5-14 geven enkele kenmerkende grafieken weer van een individuele klant met een PV-installatie van 4,94kWp gedurende de zomerperiode voor respectievelijk het zelfconsumptie-algoritme en het peak-shaving-algoritme. Het onderling vergelijken van beide figuren duidt het verschil tussen beide algoritmes duidelijk aan.



Figuur 5-13 Verloop kenmerkende grafieken individuele netgebruiker bij zelfconsumptie



Figuur 5-14 Verloop kenmerkende grafieken individuele netgebruiker bij peak shaving

Beide figuren starten en eindigen om 4 uur 's morgens en geven dus een volledig dagverloop van een klant weer. Het laten starten van de grafiek om 4u00 is gedaan om eenvoudig beide figuren te vergelijken omdat bij peak shaving het algoritme start om 4 uur 's morgens.

De conventies bij deze figuren:

- Het batterijvermogen is positief (negatief) bij het opladen (ontladen) van de batterij en wordt weergegeven via de rode grafiek.
- Bij productie van zonne-energie is de blauwe grafiek positief en indien er geen zonne-energie geproduceerd wordt, ligt de grafiek op 0kW.
- De zwarte stippellijn geeft het resulterende netprofiel weer van de huishoudelijke belasting, warmtepomp, elektrische wagen en zonnepanelen, maar zonder het gebruik van de batterij. Dit vermogen is positief bij afname en negatief bij injectie in het net.
- De groene grafiek geeft het resulterende netprofiel weer wanneer ook de batterij gebruikt wordt en geeft dus de netimpact weer. Dit vermogen is positief bij afname en negatief bij injectie in het net. Wanneer de groene en de zwarte curve dus niet samenvallen, zal de batterij actief in werking zijn.
- De paars-rozige curve geeft de batterijlimieten weer op basis van het nominale batterijvermogen en de rode curve moet dus tussen deze twee lijnen blijven om de batterij niet te overbelasten tijdens het opladen/ontladen.

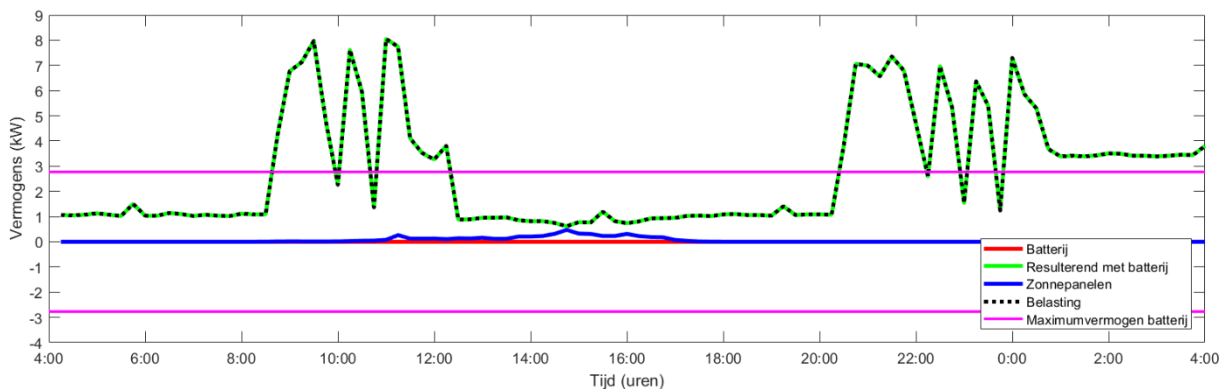
Figuur 5-13 geeft weer dat het zelfconsumptie-algoritme direct in werking zal treden vanaf een netto-injectie (zelfs al om 7u00 is een zeer lichte oplading van de batterij merkbaar). De batterij zal een netto-injectie zoveel als mogelijk proberen te voorkomen door continu op te laden totdat de batterij volledig is opgeladen rond 11u30. Het maximale batterijvermogen wordt in dit geval niet overschreden omdat het afgeleverde vermogen van de zonnepanelen steeds kleiner blijft dan het maximale batterijvermogen (tot 11u30). Vanaf 11u30 is de batterij echter volledig opgeladen en laat de batterij alle geproduceerde energie verder door naar het elektriciteitsnet, terwijl de echte injectiepiek pas vanaf dan begint op te komen. Het gevolg is dus een netto-injectie tijdens de middag waar vanaf dan de grootste vermogensinjectie optreedt en dit bij alle huizen zodat de spanning in de straat snel oploopt en spanningsproblemen ontstaan. Vanaf het moment dat de batterij is opgeladen, vallen de zwarte en groene curve dus terug samen.

Figuur 5-14 geeft voor het peak-shaving-algoritme een totaal ander profiel weer. De batterij laat een kleine netto-injectie toe en zal pas vanaf ongeveer 10u00 actie beginnen te ondernemen. Het controle-algoritme heeft dus bepaald vanaf welke vermogenslimiet de batterij moet beginnen op te laden om na alle geproduceerde energie een volledig opgeladen batterij te hebben. Vanaf het moment dat het in het net geïnjecteerde vermogen deze grens overschrijdt, zal de batterij beginnen opladen. Duikt het geïnjecteerde vermogen terug onder deze limiet, dan stopt de batterij effectief terug met opladen zoals blijkt uit de figuur tussen bijvoorbeeld 13u30 en 14u00. Bij peak shaving laadt de batterij doorheen de dag evenveel energie op als bij zelfconsumptie, maar bij peak shaving wordt het oplaadproces veel beter verspreid doorheen de tijd. Hierdoor wordt een vlakker resulterend netprofiel bekomen en dit heeft een positieve invloed op de netbelasting en spanningskwaliteit.

Naarmate de avond nadert geeft Figuur 5-13 weer hoe het zelfconsumptie-algoritme zich gedraagt als er terug een netto-afname aanwezig is. Vanaf 20u15 is het duidelijk dat de batterij steeds tracht om de netto-afname ook op 0kW te verkrijgen zodat de batterij direct actie zal ondernemen bij een netto-afname. Hierdoor zal de batterij snel ontladen en is tegen 22u30 de batterij volledig leeg. Vanaf dit moment zal deze klant terug volledig op het distributienet moeten terugvallen en zal door deze vermogensafname de netspanning beginnen dalen.

Figuur 5-14 toont opnieuw het verschil met het zelfconsumptie-algoritme. Het algoritme heeft dus de limiet voor een netto-afname vastgelegd vanaf wanneer de batterij zal beginnen ontladen om een zo vlak als mogelijk profiel te bekomen. De batterij zal pas tegen 21u00 beginnen te ontladen zodat het resulterende netprofiel zo vlak als mogelijk wordt gehouden. Het resultaat is dat inderdaad grote afnamepieken vermeden worden en de netspanning ook een stabiel verloop kent doordat de uit het net getrokken stroom kleiner is en een gelijkmatiger verloop vertoont. Ook hier is de hoeveelheid energie die uit de batterij wordt gehaald om te ontladen wel even groot, maar is de verspreiding in de tijd bij peak shaving groter zodat de totale vermogens kleiner zijn en de impact op het net dus verbeterd wordt.

Figuur 5-15 geeft de curven weer voor dezelfde klant rond eind januari en handelt rond het seizoenseffect. Beide algoritmes hebben hierbij dezelfde grafiek omdat de batterij niet wordt aangesproken doorheen de dag om op te laden. Daarom dat slechts één curve vermeld werd. Het verbruik is continu groter dan wat de zonnepanelen in deze periode, omwille van de laagstaande zon en de bewolkte/regenachtige dagen, kunnen opwekken. Doordat de batterij niet kan opladen, is er 's avonds geen energie om afnamevermogens te dekken. De batterij ondersteunt gedurende deze dag het distributienet dus op geen enkele moment. Ook valt de grootte van de afnamevermogens op die het beschikbare batterijvermogen ruimschoots overstijgen. Op andere dagen zijn afnamepieken tot 12kW bij deze klant geen uitzondering.



Figuur 5-15 Verloop kenmerkende grafieken individuele netgebruiker bij beide algoritmes in de winterperiode

Tot slot zijn er nog veel andere mogelijke dagverlopen zoals voldoende/onvoldoende beschikbare zonne-energie om de batterij volledig op te laden, grote/kleine piekvermogens in het injectieprofiel/afnameprofiel, het wel volledig ontladen van de batterij is wel/niet mogelijk zonder een netto-injectie van energie, ... Het elementairste verschil tussen beide algoritmes is dat zelfconsumptie niet naar de toekomst kijkt en direct actie onderneemt, terwijl peak shaving rekening houdt met de toekomst en enkel actie onderneemt boven een bepaalde vermogenslimiet.

6 BESLUIT, TERUGBLIK EN ONDERZOEKSAANBEVELINGEN

6.1 Onderzoeksbesluit

De verwachte groei van hernieuwbare energie zoals zonnepanelen en de stijging van het aantal warmtepompen en elektrische voertuigen zorgen voor een verandering in het belastingspatroon van het distributienet. Deze veranderingen zorgen lokaal voor congestieproblemen die de netbeheerder kan oplossen met netversterkingen en/of door het inzetten van de aanwezige flexibiliteit van de eindklant door middel van vraagsturing of opslag.

Grote investeringen in bijkomende netcapaciteit die slechts zelden nodig is, is voor een netbeheerder niet efficiënt. Thuisbatterijen kunnen mogelijk een interessant alternatief zijn, omdat ze bijkomende flexibiliteit in het net introduceren. Deze thesis ging in op de onderzoeksvraag of batterijopslag het toekomstige distributienet kan ondersteunen en wat hiervoor de randvoorwaarden zijn. Om op deze vraag een gericht antwoord te kunnen bieden, werden simulaties voor verschillende scenario's uitgevoerd. In deze simulaties werden de thuisbatterijen op basis van twee verschillende controle-algoritmes aangestuurd: zelfconsumptie en peak shaving.

De simulaties tonen aan dat de ontstane congestieproblemen kunnen onderverdeeld worden in spanningsproblemen en een overbelaste transformator.

De simulaties op de twee verschillende controle-algoritmes tonen aan dat beide algoritmes het distributienet kunnen ondersteunen en de spanningsproblemen kunnen verminderen. Het peak-shaving-algoritme kan de spanningsproblemen zelfs volledig oplossen en hierdoor een netversterking uitstellen. De verbetering van de spanningskwaliteit is bij het zelfconsumptie-algoritme niet voldoende groot om een netversterking te kunnen uitstellen.

In tegenstelling tot een significante impact op de spanningskwaliteit, zal de transformator, onafhankelijk van het al dan niet plaatsen van thuisbatterijen of het gebruikte controle-algoritme, steeds vervangen moeten worden door een transformator met een groter nominaal vermogen. Ten eerste speelt het seizoenseffect hierin een grote rol. De zonnepanelen produceren in de zomerperiode meestal voldoende energie op dagbasis om de individuele gebruikers met batterijen te voorzien van energie. In een aantal gevallen is deze energieproductie zelfs groter dan het dagverbruik van een gemiddeld gezin in deze periode. In de winter daarentegen wekken de zonnepanelen onvoldoende energie op om de klanten volledig van energie te voorzien. Ten tweede zijn in de winter de afnamepieken groter dan in de zomer waarbij deze afnamepieken de vermogenslimieten van de batterijen ruimschoots overstijgen.

De thuisbatterijen zorgen met andere woorden wel voor een opmerkelijke verbetering van de belasting van de transformator in de zomerperiode, maar niet in de winterperiode. Doordat de afnamepieken in de winter groter zijn dan de injectiepieken in de zomer, zal de transformator vervangen moeten worden omwille van de afnamepieken. Beide algoritmes hebben echter wel een merkbare positieve impact op de injectiemomenten. Vooral het peak-shaving-algoritme zal ervoor zorgen dat grote injectiepieken vermeden worden.

De implementatie van thuisbatterijen met een peak-shaving-algoritme heeft dus een toegevoegde waarde voor de distributienetbeheerder. Echter werkt dit algoritme op de thuisbatterij van een eindklant zodat het belangrijk is om de klant te overtuigen van het feit dat deze implementatie ook voor hem een voordeel inhoudt.

De impact op de zelfconsumptiegraad van de eindklant is hiervoor een mogelijke maatstaf. Het plaatsen van een thuisbatterij met een zelfconsumptie-algoritme verhoogt de zelfconsumptiegraad van de eindklanten in de simulatie van 39,25% naar 65,05%. De implementatie van een peak-shaving-algoritme zorgt voor een zelfconsumptiegraad van 62,90% waardoor de impact op het objectief van de klant (zelfconsumptie) beperkt blijft.

Het peak-shaving-algoritme vormt samengevat dus een win-winsituatie doordat de netbeheerder een netversterking kan uitstellen, de klant zijn zonne-energie beter benut en het verschil met een algoritme dat louter op zelfconsumptie stuurt beperkt blijft.

Tot slot is het ook belangrijk om te vermelden dat de simulaties van het peak-shaving-algoritme uitgaan van een op voorhand perfect gekend profiel van de vermogensuitwisseling met het net op elk tijdstip van de dag. Een perfecte voorspelling van verbruik en productie op basis van historische verbruiksdata en weersvoorspellingen is in de realiteit echter zeer moeilijk te maken. Toekomstige evoluties op vlak van machine learning en artificiële intelligentie bieden opportuniteiten om dit voorspellend vermogen te verbeteren.

6.2 Terugblik

Het opzetten van de verschillende simulaties en vooral de daaropvolgende analyse (postprocessing) bleek een grote uitdaging.

Ten eerste is Digsilent PowerFactory een programma met een steile leercurve. Het is een zeer uitgebreid programma waarin volledige elektriciteitsnetten kunnen berekend worden inclusief kortsluitberekeningen en transiënte fenomenen. Dit betekent dat het leren werken met dit programma, het ontdekken van de mogelijkheden en het correct uitvoeren van een simulatie enige tijd in beslag nam.

Bij de uitvoering van de simulaties en de postprocessing werd ook Matlab gebruikt. Het verwerken van de simulatiebestanden speelt hierbij ook een cruciale rol omdat het verwerken van de grote datahoeveelheden uit Digsilent een uitdaging is.

Het voorbereiden van de simulaties en het verwerken van de resultaten nam met andere woorden een groot gedeelte van de tijd in beslag, maar was een cruciale stap om nadien op een efficiënte en correcte manier de mogelijke scenario's en algoritmes te simuleren.

6.3 Aanbevelingen voor verder onderzoek

De simulaties in dit onderzoek zijn steeds uitgegaan van een eindklant met een welbepaald vermogensprofiel. Dit profiel werd slechts eenmalig vastgelegd op basis van het jaarverbruik en het aansluitingsvermogen van de klant en werd dus als een constant gegeven beschouwd. Echter is de kans dat elke klant zich exact zo zal gedragen als verondersteld werd, zeer klein. Het uitvoeren van Monte-Carlo-simulaties kan helpen om hierin een algemener beeld van het gesimuleerde netwerk te bekomen. Als daarnaast niet slechts één wijk maar verschillende types van wijken zoals landelijke/stedelijke gebieden, oudere/nieuwere netten, ... gesimuleerd worden, kan een algemener besluit voor het volledige Fluvius-distributienet gevormd worden. Het opschalen van de simulaties zal hierbij dus een andere aanpak vergen waarbij onder andere de simulatieruns verder geautomatiseerd moeten worden.

Daarnaast gaat het peak-shaving-algoritme uit van toekomstig perfect gekende vermogensprofielen. Echter is een perfecte voorspelling in de realiteit zeer moeilijk te maken omdat zowel productie als afname wel geschat kunnen worden, maar nog niet exact op voorhand gekend zijn. Verder onderzoek naar correctere voorspellingen is een noodzaak om de juiste werking van dit algoritme te garanderen. Het algoritme moet allereerst inzicht kunnen krijgen in de toekomstige energieproductie vanuit de zonnepanelen en dit op een regelmatige tijdsbasis van bijvoorbeeld elk kwartier van de volgende dag. Vervolgens moet het algoritme ook inzicht verwerven in de verwachte toekomstige afnamepieken van deze klant. Nieuwe technologische ontwikkelingen zoals machine learning en artificiële intelligentie kunnen hierin oplossingen en verdere inzichten bieden.

REFERENTIES

- (2018). Opgehaald van Fluvius: <https://www.fluvius.be/nl>
- (2019, 09 18). Opgehaald van Call me power: <https://callmepower.be/nl/energie/gids/duurzaamheid/thuisbatterij>
- Adriaensen, T. (2015). *Visualiseren van Power Quality fenomenen*.
- Blok, H. (2017). Opgehaald van Duurzaam nieuws: <https://www.duurzaamnieuws.nl/zin-en-onzin-van-de-huis-accu/>
- BU-210b: How does the Flow Battery Work*. (2018, 5 31). Opgehaald van Battery University: https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_210b_flow_battery
- BU-410: Charging at High and Low Temperatures*. (2017, 9 15). Opgehaald van Battery University: https://batteryuniversity.com/learn/article/charging_at_high_and_low_temperatures
- Chemie van de batterij*. (2018). Opgehaald van Breaking science: <http://www.breakingscience.be/nl/topics/detail/chemie-van-de-batterij>
- Colthorpe, A. (2018, 8 28). Germany reaches 100K home battery storage installations. *Energy Storage News*.
- Daikin. (2018). *Warmtepompen*. Opgehaald van Daikin: https://www.daikin.be/nl_be/warmtepompen.html
- DCision, I. . (2015). *Eindverslag GRINT*. Zwolle: D-Cision B.V.
- de Groot, R., Karaliolios, P., Slootweg, H., de Jong, E., & van Overbeeke, F. (2013). *Smart Storage: Embedding Local Storage in the Distribution Grid*. Frankrijk: IEEE.
- Dexters, A. (2012, 12 14). Slimme netten in de praktijk... - Infrac. Heusden-Zolder, Limburg, België: Dubo Limburg.
- D'Hondt, L. (2018, 6 27). Hier komt grootste batterijpark van 't land. *HLN*.
- Digsilent. (2018). *PowerFactory Applications*. Opgehaald van Digsilent: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- DNV GL - Energy. (2014). *Integration of Renewable Energy in Europe - Final report*.
- DOE/EPRI Electricity Storage Handbook*. (2013). Opgehaald van U.S. Department of Energy: https://www.sandia.gov/ess-ssl/lab_pubs/doeepri-electricity-storage-handbook/
- EASE. (2016). *Energy Storage Technology Descriptions*. Brussel: EASE.
- EASE. (2018). *Energy Storage Technologies*. Opgehaald van EASE: <http://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>
- EASE. (2018). *Segmentation of energy storage applications*. Opgehaald van EASE: <http://ease-storage.eu/energy-storage/applications/>
- Eindpresentatie GRINT. (2011, 11 7). Hasselt, Limburg, België: Infrac.

- (2018). *Eindrapport geaggregeerde opslag: voor en/of achter de meter?* Jouw Energie moment.
- Eine Batterie für alle Fälle: WEMAG-Speicher zeigt Schwarzstartfähigkeit.* (2016, 1 27). Opgehaald van WEMAG: <https://www.wemag.com/aktuelles-presse/blog/wemag-speicher-zeigt-schwarzstartfaehigkeit>
- Elia. (2016). *Studie over de nood aan 'Adequacy' en aan flexibliteit in het Belgische elektriciteitssysteem.* Brussel: Elia.
- Elia. (2017). *Electricity scenarios for Belgium towards 2050.* Brussel: Elia.
- Energids. (2018). *Wat is een slimme meter?* Opgehaald van Energids: <https://www.energids.be/nl/vraag-antwoord/wat-is-een-slimme-meter/126/>
- Energieopslag.* (2018). Opgehaald van Akkerbouwbedrijf De Jong - Odoorn: <http://www.dejongodoorn.nl/energieopslag/>
- Energiesparen. (2018). *Digitale meter.* Opgehaald van Energiesparen: <https://www.energiesparen.be/digitale-meter>
- Energiesparen. (2018, 7 24). *Vlaams energieplan voor meer efficiëntie en groene energie.* Opgehaald van Energiesparen: <https://www.energiesparen.be/vlaams-energieplan-voor-meer-effici%C3%ABntie-en-groene-energie>
- ENEXIS. (2018). Gigantische batterij voor energiebuffering.
- ENEXIS. (2018). Smart Storage.
- Eurobat. (2016). *Battery energy storage in the EU - Barriers, opportunities, services and benefits.* Brussel: Eurobat.
- Features PowerFactory.* (2018). Opgehaald van Digsilent: <https://www.digsilent.de/en/features.html>
- Förderung von Stromspeichern.* (2018). Opgehaald van Solarwatt: <https://www.solarwatt.de/stromspeicher/foerderung>
- FÖRDERUNG VON STROMSPEICHERN.* (2018). Opgehaald van Solarwatt: <https://www.solarwatt.de/stromspeicher/foerderung>
- Graaddagen.* (2018). Opgehaald van Gas.be: <https://www.aardgas.be/nl/graaddagen>
- HLN. (2017, 9 21). Al 1 op de 9 gezinnen heeft zonnepanelen. *Het laatste nieuws.*
- Infrax. (2018). *Voorstel masterproef Maarten Evens .* Hasselt: Infrax.
- Intellisol. (2019, maart 25). *Veelgestelde vragen over de digitale meter.* Opgehaald van Intellisol: <https://intellisol.be/veelgestelde-vragen-over-de-digitale-meter/>
- IRENA. (2017). *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030.* Abu Dhabi: IRENA.
- Kloth, P. (2018). *Die Photovoltaik-Anlage - Kosten, Größe und Speicher.* Opgehaald van Energieheld: <https://www.energieheld.de/solaranlage/photovoltaik>
- Lemmens, J., & Van Roey, K. (2015, 2 9). Dynamische Netsimulaties met DIGSILENT PowerFactory. Infrax.
- Linear. (2014). *Demand Response for Families.* Genk: Energyville.

- Linear. (2018). *Beloningsmodellen*. Opgehaald van Linear Smartgrid: <http://www.linear-smartgrid.be/beloningsmodellen>
- Livos. (2015, 8 6). *Hoeveel elektriciteit verbruikt een warmtepomp nu werkelijk?* Opgehaald van Livios: <https://www.vreg.be/nl/evolutie-energieverbruik#2>
- LRM. (2018, 5 14). *Grootschalig Europees batterijproject biedt duurzaam alternatief voor stabilisering van elektriciteitsnetwerk*. Opgehaald van LRM: <https://www.lrm.be/nieuws/grootschalig-europees-batterijproject>
- Markiewicz, H., & Klajn, A. (2004). *Power Quality Application Guide - Voltage disturbances - Standard EN 50160*. Wroclaw: Wroclaw University of Technology.
- Ofgem. (2018). *Electricity system flexibility*. Opgehaald van Ofgem: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/retail-market/market-review-and-reform/smarter-markets-programme/electricity-system-flexibility>
- Parlement, V. (2018). *Nota van de Vlaamse Regering - Ontwerp Vlaams Energieplan 2021-2030*. Brussel: Vlaams Parlement.
- Phase, P. t. (2011). Netten voor distributie van elektriciteit.
- Rathi, A. (2018, 8 29). 100,000 homes in Germany now have battery-storage systems connected to the grid. *Quartz*.
- Ruien Energy Storage NV Press Release. (2018, 6 25).
- Schouwenaar, S. (2013, 10 8). EOS DEMOS Project Smart Storage - een flexibel net met decentrale opslag. Nederland: ENEXIS B.V.
- Snoekx, K. (2019, 07 13). *Al bijna 5.000 digitale meters geïnstalleerd*. Opgehaald van HBVL: https://www.hbvl.be/cnt/dmf20190712_04507759/al-bijna-5-000-digitale-meters-geinstalleerd
- Solarquotes. (2018). *Solar Battery Storage Comparison Table*. Solarquotes.
- Synergrid. (2018). *Graaddagen*. Opgehaald van Synergrid: http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601&language_code=NED
- van Lieshout, M. (2017, 6 19). V-storage neemt opslagsysteem officieel in gebruik. *Installatieprofs*.
- Vandelannoote, L. (2017, 9 7). Het warmteplan, komt daar eindelijk actie van?
- Vanheukelom, B., Pauwels, L., & Laenen, W. (2019, 2 26). *Belgische wetenschappers kraken de code voor betaalbare groene waterstof*. Opgehaald van VRT NWS: <https://www.vrt.be/vrtnws/nl/2019/02/24/belgische-wetenschappers-kraken-de-code-voor-betaalbare-groene-w/>
- Veldman, E. (2012, 1 12). Electricity Storage in Smart Grids. Delft, Nederland: ENEXIS.
- Verbruiksprofielen*. (2018). Opgehaald van VREG: <https://www.vreg.be/nl/verbruiksprofielen>
- Verheggen, L., & Decoster, L. (2016, 11 15). Flexibiliteit. Febeliec.
- Vito. (2018). *Steunpunt energie: nota potentieel 2030 - warmtepompen*. Mol: Vito.
- Vlaanderen. (2018). *De digitale energiemeter*. Opgehaald van Vlaanderen: <https://www.vlaanderen.be/nl/bouwen-wonen-en-energie/elektriciteit-aardgas-en-verwarming/de-digitale-energiemeter>

- Vlaanderen. (2018). *E-peil*. Opgehaald van Vlaanderen: <https://www.vlaanderen.be/nl/bouwen-wonen-en-energie/bouwen-en-verbouwen/e-peil>
- Vlaanderen. (2018). *Grote installaties zonnepanelen*. Opgehaald van Vlaanderen: <https://www.vlaanderen.be/nl/bouwen-wonen-en-energie/elektriciteit-aardgas-en-verwarming/grote-installaties-zonnepanelen>
- VREG. (2015). *Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot de investeringsplannen 2016-2018 van de elektriciteitsnetbeheerders in het Vlaamse Gewest*. Brussel: VREG.
- VREG. (2016). *Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS-elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit*. Brussel: VREG.
- VREG. (2017). *Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot databeheer en energie-overdracht bij flexibiliteit en de regelgeving inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden*. Brussel: VREG.
- VREG. (2017). *Beleidsplatform*. VREG.
- VREG. (2018). *Evolutie energieverbruik*. Opgehaald van VREG: <https://www.vreg.be/nl/evolutie-energieverbruik#2>
- VREG. (2019, 1 24). *Wie doet wat op de energiemarkt?*
- Wegatech. (2018). *So finden Sie die optimale Größe Ihres Stromspeichers*. Opgehaald van Wegatech: <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/stromspeicher/speicherrechner-dimensionierung/>
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2014). *Economics of residential PV battery systems in the self-consumption age*. HTW Berlin.
- Weniger, J., Quaschnig, V., & Tjaden, T. (2013, 1). *Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen*. Opgehaald van Volker-quaschnig: <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php>
- Zweites WEMAG-Batteriespeicherwerk geht in Schwerin ans Netz*. (2017, 7 14). Opgehaald van WEMAG: <https://www.wemag.com/aktuelles-presse/zweites-wemag-batteriespeicherwerk-geht-schwerin-ans-netz>

FACULTEIT INDUSTRIËLE INGENIEURSWETENSCHAPPEN
CAMPUS GEEL
Kleinhoefstraat 4
2440 GEEL, België
tel. + 32 14 72 13 00
iiw.geel@kuleuven.be
www.iw.kuleuven.be

