

Flexibele oplossingen voor het laagspanningsnet van
morgen

FLEXNET

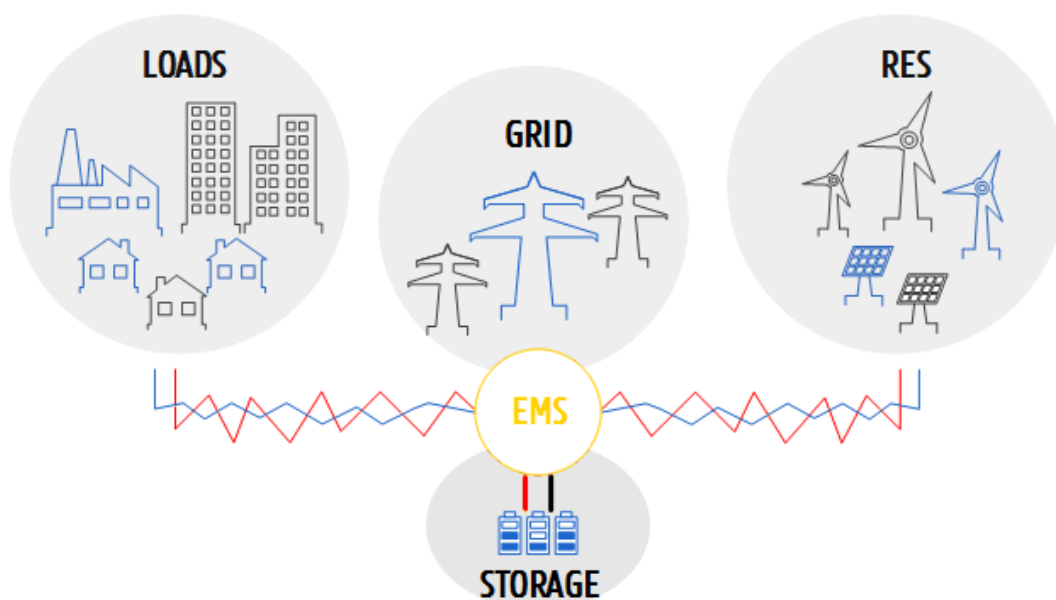
DEEL 2

Ing. Cleenwerck, Rémy
Universiteit Gent
EELab/Lemcko
Remy.Cleenwerck@UGent.be

Ing. De Greve, Gianni
Universiteit Gent
EELab/Lemcko
Gianni.DeGreve@UGent.be

Ing. Delerue, Thijs
Universiteit Gent
EELab/Lemcko
Thijs.Delerue@UGent.be

Prof. dr. ir. Desmet, Jan
Universiteit Gent
EELab/Lemcko
Janj.Desmet@UGent.be



Zowel Universiteit Gent als de gebruikersgroep van de project bezitten de eigendomsrechten op dit document en kunnen er naar hun oordeel intellectuele eigendomsrechten op vestigen. Zij verbinden zich hierbij tot een strikte naleving van de Europese regelgeving op de staatssteun zodat elk van hen bij elke toekenning van gebruiksrechten op de projectresultaten naar bedrijven een vergoeding ontvangt die overeenstemt met de marktprijs voor de betrokken projectresultaten.

In elk geval hebben alle bedrijven in de EU op een gelijke en niet-discriminerende basis en tegen een marktconforme vergoeding toegang tot de economisch valoriseerbare inzichten van dit document. Deze kunnen wel hun reeds betaalde bijdrage evenwel in mindering brengen op de prijs voor de gebruikersrechten.

Dit rapport citeren:

R. Cleenwerck, G. De Greve, T. Delerue and J. Desmet, “Flexibele oplossingen voor het laagspanningsnet van morgen - FLEXNET”, Universiteit Gent - EELab/Lemcko, Kortrijk, 2020.

©2020 Universiteit Gent - Faculteit Ingenieurswetenschappen en Architectuur

Alle rechten voorbehouden. Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt worden door middel van druk, fotokopie, microfilm, elektronisch of op welke andere wijze ook zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de uitgever.

All rights reserved. No part of the publication may be reproduced in any form by print, photoprint, microfilm, electronic or any other means without written permission from the publisher.

Voorwoord

Over het project

Het energielandschap in Vlaanderen werd de afgelopen decennia getekend door de opkomst van decentrale energiebronnen. Het variabel en meer en meer verwacht flexibel verbruik van elektriciteit uit zon en wind zal in de toekomst moeten resulteren in een verhoogd elektriciteitsverbruik uit hernieuwbare bronnen. De zoektocht om on-site een goede balancering tussen belastingen, decentrale bronnen en energiebuffers te bekomen is van essentieel belang voor een optimale energiehuishouding in zowel de private als de industriële sector. De technologische mogelijkheden om uiteindelijk de zelfvoorziening en zelfconsumptie van energie te verhogen (zoals geïntroduceerd in het IWT TETRA-project *Decongestie van het Distributienet door Decentrale Opslag, kortweg 'D³O'* en VLAIO TETRA-project *Oplossingen voor verhoogde zelfconsumptie en voorziening in de KMO - 'KMO'*) zijn voldoende voor handen, maar door verbruik én productie flexibel op elkaar te kunnen afstellen kan de zelfvoorziening nog sterk verhoogd worden: hét uitgangspunt van dit project.

Over de organisatie

Onderzoeksgroep EELab/Lemcko¹ van de Universiteit Gent campus te Kortrijk geleid door Prof. dr. ir. Desmet Jan, bestaat ruim 20 jaar. Hierbij heeft het onderzoeksgroep gedurende die periode ervaring in het domein van Power Quality, decentrale productie en energieopslag opgebouwd. De opgedane expertise bestaat (i) enerzijds uit gerealiseerde Vlaamse, Federale en Europese projecten en (ii) anderzijds gedurende de jarenlange opgebouwde expertise in de dienstverleningsopdrachten op het gebied van elektrische aandrijvingen, netkwaliteit, energie-efficiëntie, toepassingen hernieuwbare energie & opslag, alsook opleidingen en advies in deze domeinen. Daarnaast garandeert de onderzoeksgroep een disseminatie van de opgedane kennis via o.m. projectsyntheses en roadmaps op haar website², naast deze roadmaps kunnen bedrijven gebruik maken van gratis ter beschikking gestelde rekentools³. Tot slot biedt de DERLab⁴ -erkende labo-infrastructuur⁵ van het onderzoeksgroep EELab/Lemcko een ruime meerwaarde voor het opbouwen van deze expertise & kennis door het uitvoeren van praktische experimenten op realistische schaal.

¹<https://www.ugent.be/ea/eemecs/lemcko/>

²<https://www.ugent.be/ea/eemecs/lemcko/nl/onderzoek/roadmaps>

³<https://www.ugent.be/ea/eemecs/lemcko/nl/onderzoek/rekentools>

⁴<https://infrastructure.der-lab.net/>

⁵<https://www.ugent.be/ea/eemecs/lemcko/nl/onderzoek/netemulator.htm>

Dit project is mede mogelijk gemaakt door de ondersteuning en cofinanciering van het Vlaams Agentschap voor Innoveren en Ondernemen - VLAIO en de opgesomde geïnteresseerde partners waarvoor we ze zeer erkentelijk zijn. Daarnaast wensen wij eveneens alle collega's binnen de onderzoeksgroep EELab/Lemcko te bedanken voor hun ondersteuning en kritische blik op het onderzoek, in het bijzonder gaat een woord van dank naar de heren Ing. Hakim Azaioud en ir. Robbert Claeys.



Inhoudsopgave

Voorwoord	i
Lijst van figuren	v
Lijst van tabellen	vii
Lijst van afkortingen	ix
1 Simulaties bij energiedelen	1
1.1 Partim 1 - Evaluatie van individuele t.o.v. community oplossingen	1
1.1.1 Simulatie 1: Individuele vs. gemeenschappelijke voorzieningen	2
1.1.2 Simulatie 2: Capaciteit- en efficiëntiewinst bij gedeelde infrastructuur	8
1.1.3 Simulatie 3: Impact van een uniek profiel op de community	11
1.1.4 Conclusie partim 1	12
1.2 Partim 2 - Simulaties of een werkelijke feeder	13
1.2.1 Opbouw & structuur van OpenDSS	13
1.2.2 Beschrijving van het laagspanningsdistributienet	16
1.2.3 Simulatie 4: Impact van RES op werkelijke feeders	18
1.2.4 Invloed van community storage binnen het distributienet	24
1.2.5 Conclusies partim 2	25
2 Testplatform voor hernieuwbare technologieën	29
2.1 Inleiding	29
2.2 Dimensionering en ontwerp	30
2.2.1 Het laagspanningsmicrogrid	30
2.2.2 Centrale units	31
2.2.3 Decentrale units	34
2.2.4 Controller	37
2.3 Overzicht controlestrategieën	38
2.3.1 Zelfconsumptie & zelfvoorziening	38
2.3.2 Peak shaving	40
2.3.3 Arbitrage	42
2.3.4 Onbalansmarkt	44
2.3.5 UPS	45
2.4 Besluit	45
3 Studiecaser: Aggregatie d.m.v. DC-backbone	49
3.1 Inleiding	49

3.2	Voorstelling van de case	50
3.3	Configuraties	51
3.4	Modellering van de omvormers	53
3.5	Simulaties	54
3.6	Conclusie	59
4	Conclusies	63

Lijst van figuren

1.1	Aansluitingen per feeder (<i>bron: Fluvius</i>)	2
1.2	Aggregatie van vier profielen	3
1.3	Toename zelfvoorziening bij verschillende aggregatieniveaus	3
1.4	Distributie toename zelfvoorziening bij PV	4
1.5	Optimale opslagcapaciteit, zelfvoorziening en zelfconsumptie	5
1.6	Toename zelfvoorziening bij verschillende aggregatieniveaus	5
1.7	Distributie toename zelfvoorziening bij PV en BESS	6
1.8	Distributie toename zelfvoorziening bij solitaire en gemeenschappelijke PV en BESS	7
1.9	Toename zelfvoorziening bij solitaire en gemeenschappelijke PV en BESS	8
1.10	Topologie AC-configuratie	9
1.11	Efficiëntiewinst en capaciteitsreductie bij gedeelde BESS	9
1.12	Efficiëntiewinst en capaciteitsreductie bij gedeelde BESS - detail	10
1.13	Impact van een profiel op de zelfvoorziening	12
1.14	Impact van een profiel op de zelfvoorziening - detail	12
1.15	Circuit model in OpenDSS	14
1.16	Grafisch weergave van het laagspanningsnet in OpenDSS	15
1.17	Grafisch weergave van het laagspanningsnet in Python, via [14]	15
1.18	Voorstelling van het distributienet	17
1.19	Hierarchie van de COM-interface	18
1.20	Invloed van de PV-penetratie in het laagspanningsdistributienetwerk (PCC)	19
1.21	Spanningsprofielen op (PCC)	20
1.22	Invloed van zonne-productie op de spanningsniveaus aan het einde van een feeder	22
1.23	Boxplot van de spanningen per fase voor feeder 2	23
1.24	Laagspanningsfeeder met drie injectiepunten	24
1.25	Scenario met injectie in het begin, midden en eind van de feeder	24
1.26	Invloed van de locatie van de batterij op de congestie	25
1.27	Studie op het einde van een feeder	25
1.28	Verschillende scenario's op het einde van de feeder	26
2.1	Schematische weergave van het testplatform voor hernieuwbare opslagtechnologieën	29
2.2	Schematische weergave van het laagspanningsmicrogrid	30
2.3	Weergave van het hybride opslagsysteem	31
2.4	PV-panelen geïnstalleerd op tracker	33
2.5	Noodstroomaggregaat	34

2.6	Visuele weergave van één decentrale unit	34
2.7	Voorbeeld van een gewenst en werkelijk verbruiksprofiel	35
2.8	Voorbeeld van een gewenst en werkelijk opbrengstprofiel	36
2.9	Integratie van het decentraal opslagsysteem op het laagspanningsmicrogrid	37
2.10	LabVIEW-programma van het testplatform voor hernieuwbare technologieën	38
2.11	Zelfconsumptie in functie van batterijcapaciteit	40
2.12	Peak shaving door middel van batterijopslag [4]	41
2.13	Arbitrage door middel van batterijopslag [6]	44
2.14	Balancing Service Provider, source Elia	45
3.1	Case Energy Community	50
3.2	Klassieke AC-architectuur (boven) en DC-architectuur (onder)	52
3.3	Links: unidirectionele buck-converter; midden: bidirectionele converter; rechts: AFE inverter	53
3.4	Flowchart van het omvormermodel	53
3.5	Verliezen van een boost-converter met een nominaal vermogen van 10 kW	55
3.6	Efficiëntiecurves berekend door het model	55
3.7	Forward-Backward-sweep powerflow	57
3.8	Distributie verliezen bij individuele (AC-grid) en gemeenschappelijke (DC- backbone) PV en opslag	58
3.9	Conversie- en kabelverliezen	58
3.10	Distributie van de zelfvoorziening en zelfconsumptie	59

Lijst van tabellen

1.1	Parameters van de transformatoren	17
1.2	Specificaties van de gebruikte kabels	17
3.1	Netparameters	57

Lijst van afkortingen

BESS Battery Energy Storage System

BMS Battery Management System

BRP Balance Responsible Party

CIM Continuous Intraday Market

DAM Day-Ahead Market

DoD Depth of Discharge

DSO Distribution System Operator

EMS Energy Management Systemment

GVM grootverbruiksmmeetinrichting

KVM kleinverbruiksmmeetinrichting

PCC Point of Common Coupling

RES Renewable Energy Sources

SoC State of Charge

ToU Time of Use

TSO Transmission System Operator

UPS Uninterruptible Power Supply

VUF Voltage Unbalance Factor

Zc zelfconsumptieverhouding

Zv zelfvoorzieningsverhouding

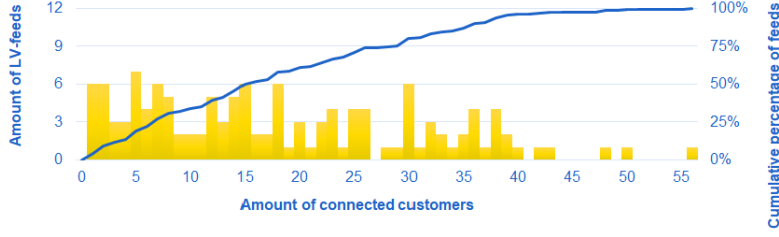
Hoofdstuk 1

Simulaties bij energiedelen

1.1 Partim 1 - Evaluatie van individuele t.o.v. community oplossingen

De simulaties hebben als doel om de voordelen van energiedelen kwalitatief en kwantitatief te verduidelijken. Om dit te verduidelijken worden m.b.v. kengetallen of d.m.v. vuistregels een inschatting gemaakt over energie delen. Alvorens de simulaties te bespreken, worden de randvoorwaarden van de simulaties vastgelegd:

- Verbruiksprofielen: data van de gemeenten Leest en Hombeek werd verkregen via de distributienetbeheerder Fluvius. De dataset werd beperkt tot het jaar 2013 en bevat 1606 lastprofielen met een jaarlijks verbruik tussen 500 kWh en 15.000 kWh [1].
- Aggregatieniveau: uit de dataset worden kunstmatig profielen samengevoegd en als een geheel bekeken op feederniveau. Daarbij werden tot maximaal 30 profielen geaggregeerd. Vanuit de netbeheerder was immers informatie beschikbaar zoals het aantal feeders, hun bijhorende lengte en het aantal aansluitingen per feeder. Hieruit blijkt dat 75% van de feeders maximaal 30 aansluitingen bezit, Figuur 1.1. Uit literatuur blijkt ook dat de grootste impact op communities kan afgeleid worden uit aggregaties tot 15 tot 20 profielen. Nadien treedt een verzadigingseffect op [2].
- PV: bij het gebruik van PV wordt de oriëntatie verondersteld optimaal zuid gericht te zijn. Als dimensioneringscriterium wordt het principe van equivalente productie t.a.v. consumptie toegepast. Het model maakt gebruik van de rendementscurve die wordt opgegeven in de literatuur [3]. Andere oriëntaties die een miniem voordeel opleveren worden in deze simulatie niet onderzocht [4].
- Distributienet: met de karakteristieken van het distributienet, zoals topologie en netverliezen wordt geen rekening gehouden. Er wordt immers gefocust op wat het technische nut is van energiedelen indien transacties vrij zouden kunnen verlopen. Tijdens het projectverloop worden werkelijke distributienetgegevens meegenomen in simulaties.



Figuur 1.1: Aansluitingen per feeder (bron: *Fluvius*)

Uiteindelijk worden drie simulaties besproken:

- Vergelijking tussen individuele en gemeenschappelijke zelfvoorziening t.e.m. 30 aggregaties. Enerzijds wordt onderscheid gemaakt tussen het toepassen van gedeeld gebruik van PV en anderzijds het delen van PV en opslag (BESS).
- Capaciteitsreductie en efficiëntiewinst bij gemeenschappelijk gebruik van opslag afleiden.
- Bepalen van de impact van één profiel op de gemeenschap.

1.1.1 Simulatie 1: Individuele vs. gemeenschappelijke voorzieningen

De uitgelezen parameter om de impact van shared profit in te schatten is de zelfvoorziening. Mits factuurinformatie kan deze technische parameter vertaald worden naar een financiële indicator. Het totaal jaarlijks factuurbedrag zal nl. gereduceerd worden bij een hogere zelfvoorziening. Een PV-installatie met bijvoorbeeld 30% zelfvoorziening reduceert de jaarlijkse energiekosten met 30% t.o.v. de situatie zonder decentrale opwekking. Echter dient ook het prosumententariaf volgens de grootte van de omvormer als kost in mindering gebracht te worden van het uitgespaarde bedrag.

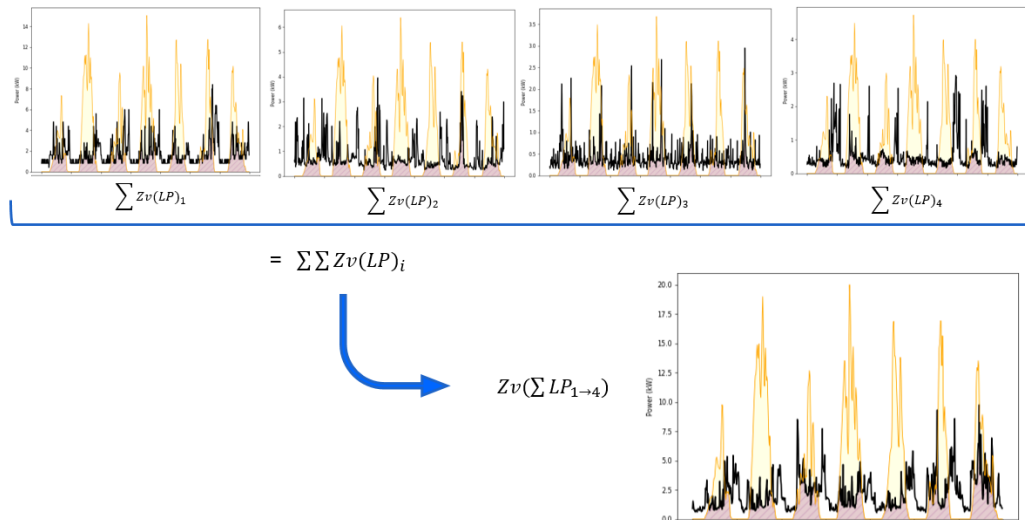
$$Zelfvoorziening = 100 \cdot \frac{\min(\text{eigenproductie}, \text{belasting})}{PV\text{opbrengst}} [\%] \quad (1.1)$$

De simulaties focussen op de verandering van de zelfvoorziening t.g.v. het delen van hernieuwbare energie. De procentuele toename van de zelfvoorziening en dus de winsttoename moet dus telkens gerefereerd worden t.o.v. de situatie waarbij de eindgebruiker de installatie individueel uitbaat.

$$Zv_{toename} = 100 \cdot \frac{Zv_{community} - \sum Zv_{individu}}{\sum Zv_{individu}} [\%] \quad (1.2)$$

Telkens worden profielen willekeurig uit de verbruiksdataset geïsoleerd waarna de toename van zelfvoorziening wordt berekend door de som van de kWh's individuele zelfvoorziening te vergelijken met de kWh's zelfvoorziening van de gesommeerde profielen. Figuur 1.2 illustreert de werkwijze voor vier aggregatieniveau.

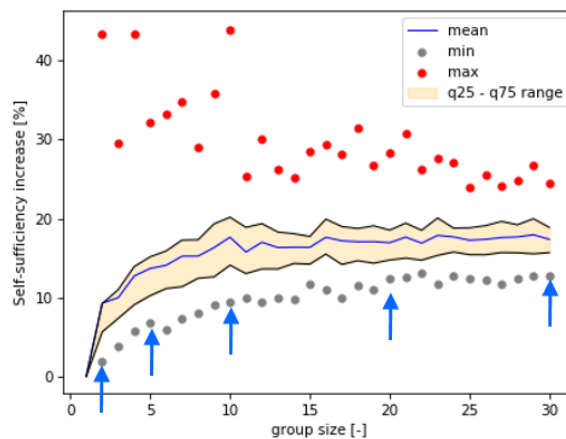
1.1. PARTIM 1 - EVALUATIE VAN INDIVIDUELE T.O.V. COMMUNITY OPLOSSINGEN³



Figuur 1.2: Aggregatie van vier profielen

A) Combinatie van PV en verbruik

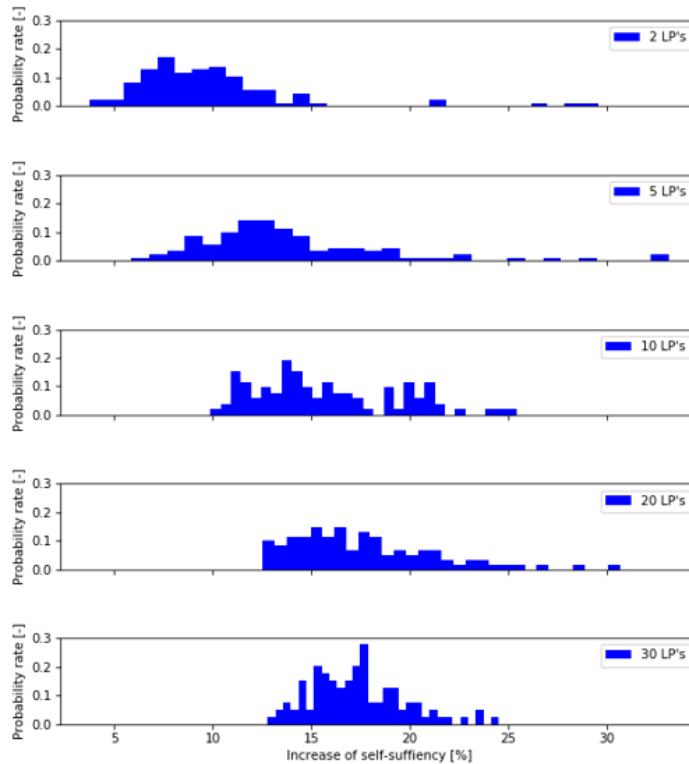
Het ontwikkelen van aggregaties en het berekenen van de zelfvoorziening volgens vergelijking 1.2 wordt tijdens de simulaties honderd keer herhaald. De resultaten vormen vervolgens een distributie waarbij de procentuele toename van zelfvoorziening geen normale verdeling kent. Daarom wordt de distributie gekarakteriseerd door de parameters minimum, q25¹, mediaan, q75² en maximum (Figuur 1.3). Verder worden aggregatieniveaus 2, 5, 10, 20 en 30 in detail weergegeven m.b.v. een distributie (Figuur 1.4).



Figuur 1.3: Toename zelfvoorziening bij verschillende aggregatieniveaus

¹25^e kwartiel: van alle profielen heeft minstens 25% de q25 graad van zelfvoorziening

²75^e kwartiel: van alle profielen heeft minstens 75% de q75 graad van zelfvoorziening



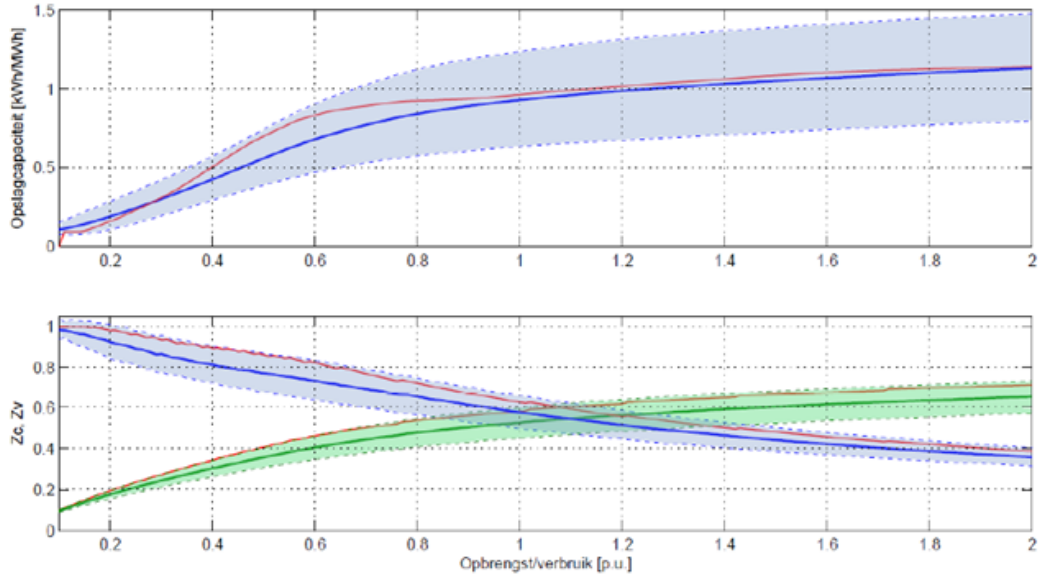
Figuur 1.4: Distributie toename zelfvoorziening bij PV

Er valt af te leiden dat de mediaan toeneemt en de spreiding op het resultaat afneemt naarmate de community groter wordt. Vanaf aggregatie van tien profielen treedt verzadiging op in de stijging van de mediaan en wordt de spreiding min of meer constant. Als conclusie kan dus gesteld worden dat een gemeenschappelijke uitbating de zelfvoorzieningsgraad voor de helft van de simulaties minstens met 15% laat toenemen.

B) Combinatie van PV, verbruik en BESS

In de volgende fase wordt een BESS toegevoegd met een C-rate³ van 1 en gedimensioneerd volgens de ratio 1 kWh opslag per MWh jaarlijks verbruik. Deze ratio werd afgeleid in het TETRA-project 'D³O' als zijnde de optimale dimensionering voor residentiële profielen. Destijds werd de studie ook uitgevoerd met gelijkaardige lastprofielen uit de gemeentes Leest en Hombeek. De blauwe curve in Figuur 1.5 refereert naar de optimale opslagcapaciteit die gemiddeld werd berekend i.f.v. de PV-opbrengst met daarrond een tolerantieband die de standaardafwijking op het resultaat weergeeft. De rode curve toont het resultaat voor het standaard lastprofiel S21 dat wordt gebruikt door de VREG. Bijhorend worden ook de zelfvoorziening en zelfconsumptie weergegeven.

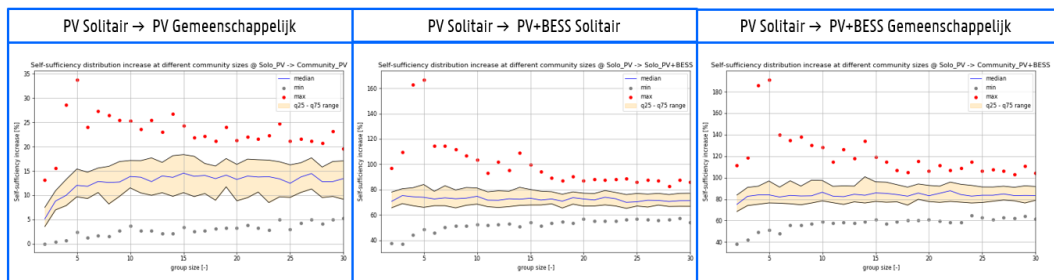
³C-rate: een maat voor de laad- of ontladestroom ten opzichte van de maximale capaciteit. Een C-rate gelijk aan 1C betekent dat de (ont)ladestroom de gehele batterij in 1 uur op- of ontlad.



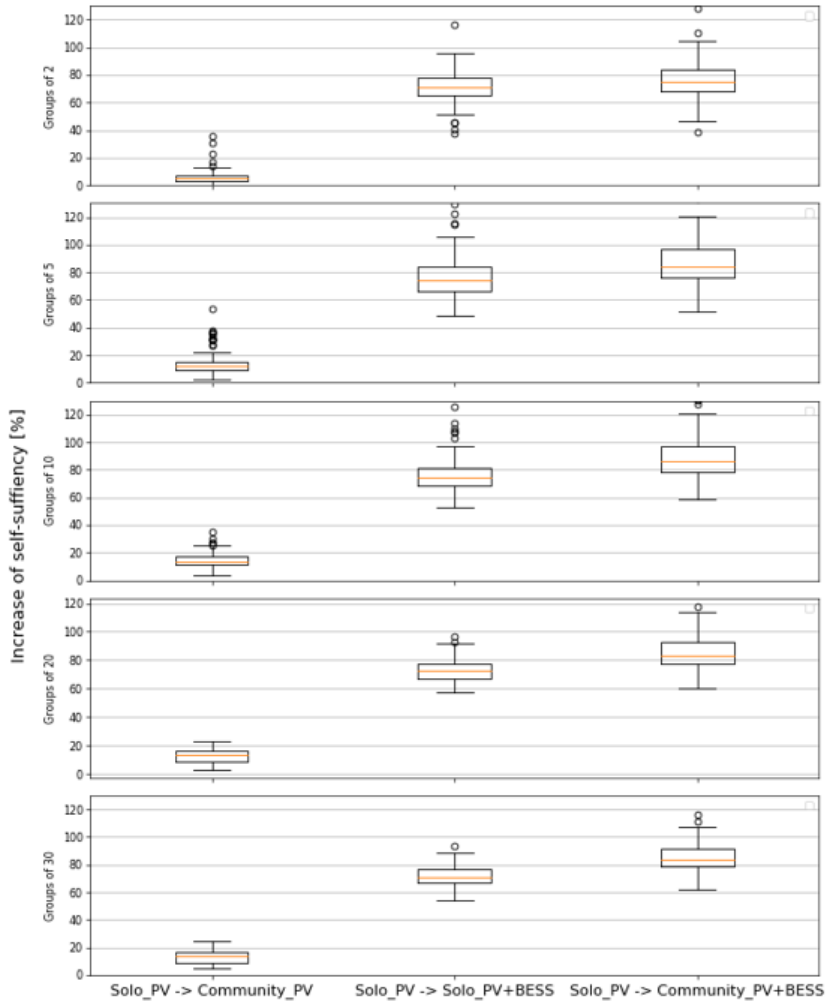
Figuur 1.5: Optimale opslagcapaciteit, zelfvoorziening en zelfconsumptie

Het batterijmodel kent als vertrekbasis het open source model van de package prosumpy, beschikbaar op Github [5]. De code werd uitgebreid met efficiëntiecurves van zowel PV als batterijvormers. Ook het laad- en ontladrendement van het batterijpakket zelf werd toegevoegd [6].

Met de batterij als bijkomende bouwsteen kunnen terug generieke simulaties uitgevoerd worden. De eerste simulatie waarbij individueel gebruik t.o.v. gedeeld gebruik van PV werd vergeleken, wordt als referentie gebruikt. In Figuur 1.6 wordt deze simulatie opgenomen in het linker deel en wordt een mogelijke toename van zelfvoorziening aangenomen tussen 10 en 17%. In het midden wordt de toename van zelfvoorziening berekend met het BESS op verspreide locaties (individueel). De meeste eindgebruikers zijn daarmee in staat hun zelfvoorziening met 70 tot 80% te laten toenemen. Dit betekent dat de zelfvoorziening van 25 tot 30% bij residentiële verbruikers bijna verdubbelt richting 45 tot 50%. In het rechter deel wordt tenslotte de batterij gemeenschappelijk gebruikt, waardoor de zelfvoorziening stagneert tot 80 tot 90% ten opzichte van de default casus solitaire PV-installaties. Tevens worden enkele specifieke aggregaties terug toegelicht in Figuur 1.7.



Figuur 1.6: Toename zelfvoorziening bij verschillende aggregatieniveaus



Figuur 1.7: Distributie toename zelfvoorziening bij PV en BESS

Volgende vergelijkingen bepalen de zelfvoorzieningstoename, Figuur 1.7:

$$Zv_{toename} = 100 \cdot \frac{Zv_{PV,community} - Zv_{PV,solo}}{Zv_{PV,solo}} [\%] \quad (1.3)$$

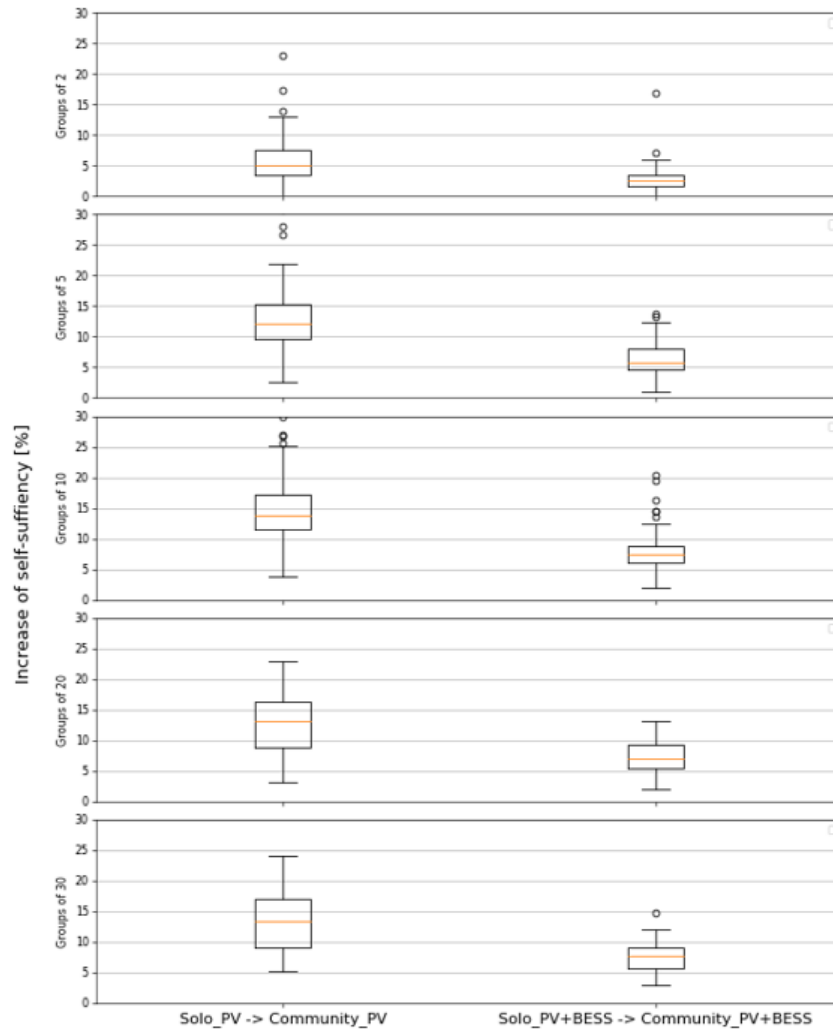
$$Zv_{toename} = 100 \cdot \frac{Zv_{PV,BESS,solo} - Zv_{PV,solo}}{Zv_{PV,solo}} [\%] \quad (1.4)$$

$$Zv_{toename} = 100 \cdot \frac{Zv_{PV,BESS,community} - Zv_{PV,solo}}{Zv_{PV,solo}} [\%] \quad (1.5)$$

Tenslotte wordt de impact van gedeelde infrastructuur nog eens uitvergroot. Daarbij wordt louter de vergelijking gemaakt tussen enerzijds (i) solitaire en gemeenschappelijke PV-installaties en anderzijds (ii) solitaire en gemeenschappelijke PV-installaties en BESS-installaties.

1.1. PARTIM 1 - EVALUATIE VAN INDIVIDUELE T.O.V. COMMUNITY OPLOSSINGEN⁷

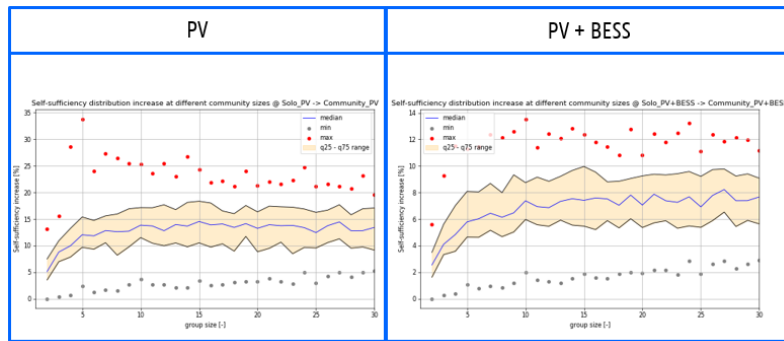
Dit laatste geval maakt het dus mogelijk om specifiek na te gaan wat de voordelen zijn van BESS, zie Figuren 1.8 en 1.9.



Figuur 1.8: Distributie toename zelfvoorziening bij solitaire en gemeenschappelijke PV en BESS

$$Zv_{toename} = 100 \cdot \frac{Zv_{PV,community} - Zv_{PV,solo}}{Zv_{PV,solo}} [\%] \quad (1.6)$$

$$Zv_{toename} = 100 \cdot \frac{Zv_{PV,BESS,community} - Zv_{PV,BESS,solo}}{Zv_{PV,BESS,solo}} [\%] \quad (1.7)$$



Figuur 1.9: Toename zelfvoorziening bij solitaire en gemeenschappelijke PV en BESS

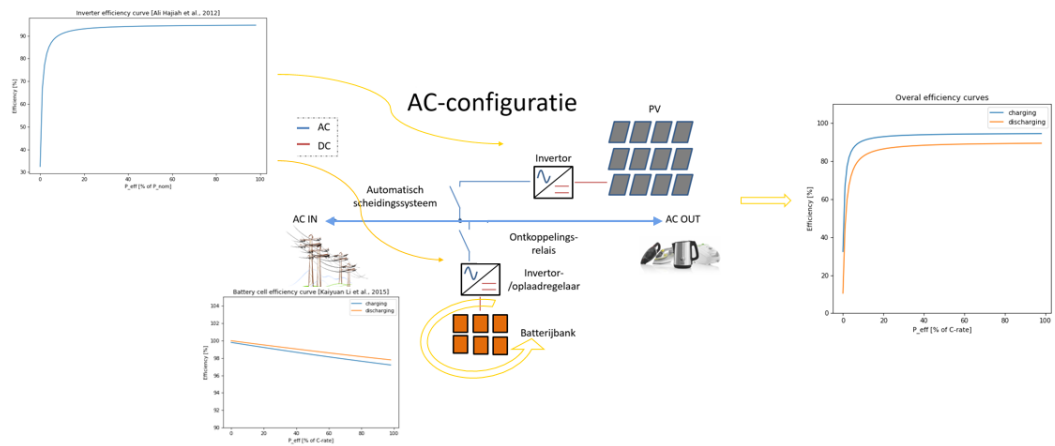
1.1.2 Simulatie 2: Capaciteit- en efficiëntiewinst bij gedeelde infrastructuur

Deze simulatie volgt aanvullend op de resultaten van de eerste simulatie. Er werd aangetoond dat doorgaans een hogere zelfvoorzieningsgraad kan bereikt worden bij gemeenschappelijk gebruik t.o.v. individueel gebruik van een BESS. Dit betekent dus dat hetzelfde resultaat kan bereikt worden met minder opslagcapaciteit. Bovendien zal ook blijken dat de efficiëntie van een centraal beheerd systeem hoger ligt dan van individuele systemen. Een kleinere opslagcapaciteit zal de resterende belasting voeden op een werkingpunt dat namelijk dichter in de buurt komt van haar nominale en dus meest efficiënte werking. Een technische studie toont dit aan met testresultaten [7].

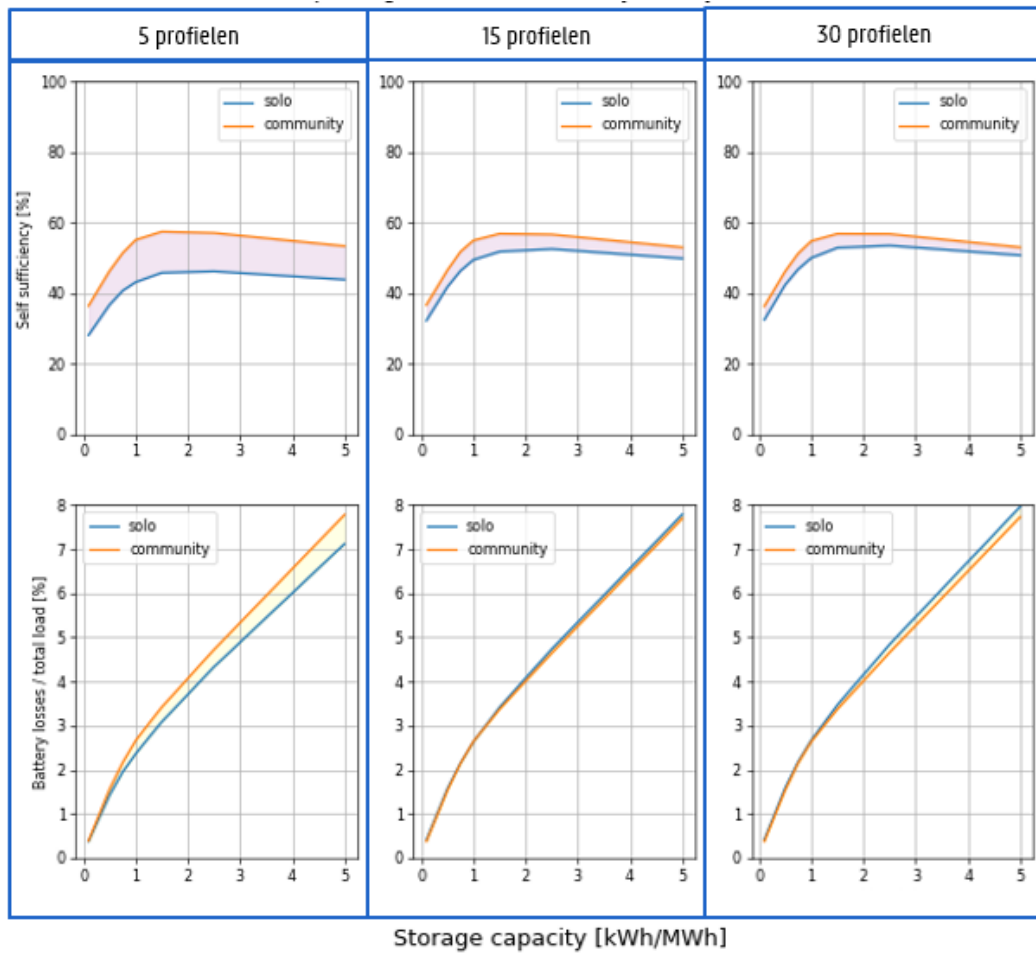
De configuratie van de PV- en BESS-omvormers kan op verschillende wijze uitgevoerd worden. Hier wordt gekozen voor een AC-gekoppeld systeem waarbij zagezegd een bestaande PV-installatie wordt aangevuld met een batterij. Zowel aan de PV-omvormer als aan de BESS-omvormer wordt een rendementskarakteristiek toegekend. Ook het laden en ontladen van de cellen in de batterij verloopt niet verliesvrij en hierop wordt een antwoord geboden door eveneens een efficiëntiecurve toe te kennen in functie van het ontladvermogen. In Figuur 1.10 wordt de configuratie weergegeven, evenals de rendementscurves die werden toegekend aan de bouwstenen.

Voorafgaand aan de simulaties worden nog enkele bijkomende randvoorwaarden vastgelegd. Zoals voorheen wordt de PV-ratio van 1:1 terug toegepast voor dimensionering van de hernieuwbare productie. Als opslagcapaciteit wordt iteratief gevarieerd met 0,1, 0,5, 0,75, 1, 1,5, 2,5 en 5 kWh opslag per MWh verbruik. Concreet wordt in Figuur 1.11 de vergelijking gemaakt tussen solitaire en gemeenschappelijke opslag bij respectievelijk 5, 15 en 30 profielen. Bij deze simulaties wordt niet meer gebruik gemaakt van de procentuele stijging van de zelfvoorziening, maar wordt de zelfvoorziening an sich weergegeven. Zoals voorheen worden dus willekeurige groepen gevormd en dit proces wordt terug 100 keer gesimuleerd. Als resultaat wordt nu enkel de mediaan van de zelfvoorziening bovenaan weergegeven. Deze parameter stijgt lineair tot 1 kWh/MWh, waarna het gekende verzadigingseffect optreedt. Onderaan worden de verliezen t.o.v. het totaal verbruik geplot voor zowel solitaire als gemeenschappelijke installaties. Dit verloop volgt een quasi lineaire trend.

1.1. PARTIM 1 - EVALUATIE VAN INDIVIDUELE T.O.V. COMMUNITY OPLOSSINGEN⁹



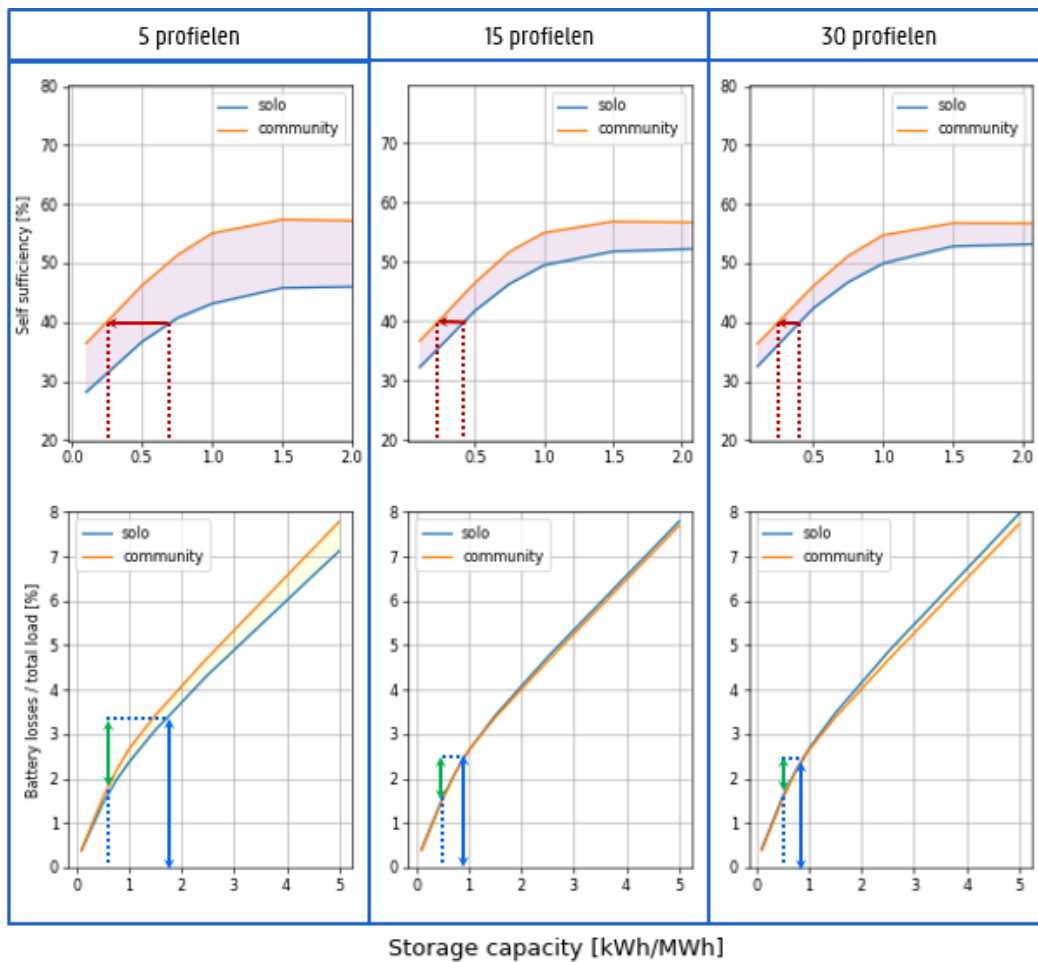
Figuur 1.10: Topologie AC-configuratie



Figuur 1.11: Efficiëntiewinst en capaciteitsreductie bij gedeelde BESS

$$Zv_{toename} = 100 \cdot \frac{Zv_{PV,BESS,community} - Zv_{PV,BESS,solo}}{Zv_{PV,BESS,solo}} [\%] \quad (1.8)$$

Een detail van het lineaire bereik wordt weergegeven in Figuur 1.11. Het is duidelijk te zien dat de solitaire installaties naar rechts verschoven zijn t.o.v. gemeenschappelijke installaties m.b.t. de zelfvoorzieningsgraad. Met een fictieve horizontale snijlijn, in Figuur 1.12 weergegeven in het rood, valt af te leiden hoeveel capaciteit nodig is om hetzelfde resultaat te bereiken. Dit kenmerk uit zich het meest bij kleine communities. Algemeen geldt dat in het lineaire bereik een duidelijke capaciteitsreductie kan afgeleid worden van 50%. Als we de horizontale snijlijn overzetten naar de efficiëntiecurves, in Figuur 1.12 getekend in het blauw, valt af te leiden dat **de bijhorende kleinere capaciteit 25 tot 40% minder verliezen genereert in het lineaire bereik.**



Figuur 1.12: Efficiëntiewinst en capaciteitsreductie bij gedeelde BESS - detail

$$Zv = 100 \cdot \frac{BESS_{consumption} + BESS_{generation}}{totalload} [\%] \quad (1.9)$$

$$verliezen = 100 \cdot \frac{load_{PV} + load_{BESS} - load_{losses}}{totalload} [\%] \quad (1.10)$$

Verder kunnen nog enkele bemerkingen gemaakt worden omtrent de resultaten:

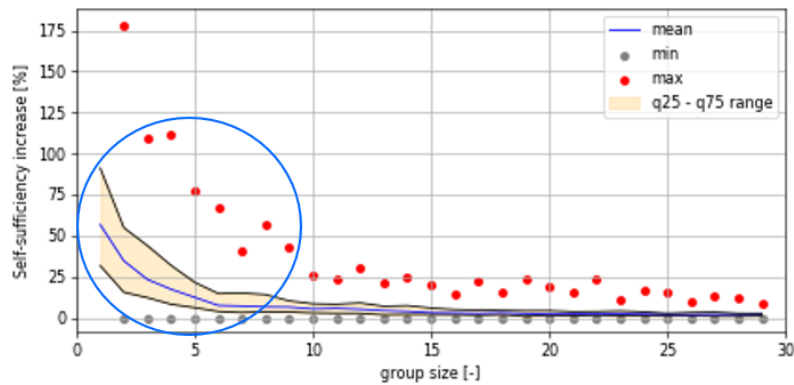
- De simulaties veronderstellen enkel PV-installaties die naar het zuiden zijn georiënteerd. Dit betekent dat in realiteit de zelfvoorziening van gedeelde individuele installaties beter zal scoren, gezien de PV-opbrengst meer gespreid doorheen de dag zal optreden. Ook zal het piekvermogen tijdens de middagperiode gereduceerd worden.
- Centralisatie heeft uiteraard nog bijkomende voordelen zoals een compacte en efficiënte opbouw. Aangezien de veiligheid en controle centraal kan beheerd worden, leidt dit tot een eenvoudiger systeem. Daartegenover staat het feit dat een gelijkmatig verbruik en productie eerder zal optreden bij solitaire installaties, waardoor zij inherent minder netcongestie zullen veroorzaken.
- De resultaten duiden aan waar het technisch gewogen (cfr. mediaan) optimum zich bevindt indien infrastructuur gedeeld wordt. Voorlopig worden echter nog geen distributienettarieven en netverliezen gerekend om de energietransacties uit te voeren. Indien de kost van het netgebruik gekend is, kan met deze vuistregels ingeschat worden vanaf welke situaties gemeenschappelijk gebruik van installaties kan renderen.

1.1.3 Simulatie 3: Impact van een uniek profiel op de community

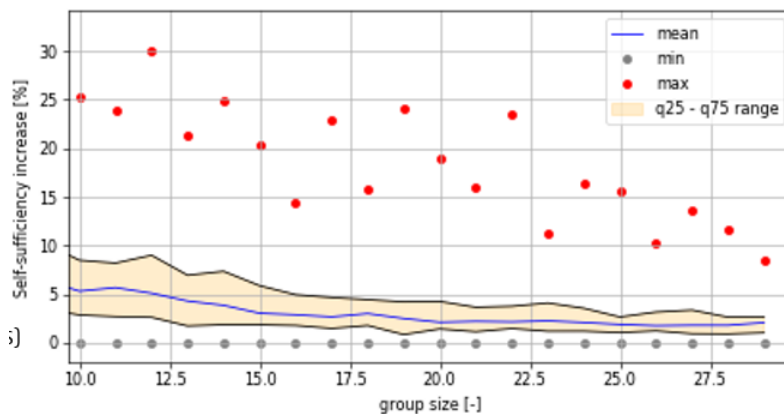
In deze simulatie worden m.b.v. dezelfde dataset aggregaties van verbruikers gemaakt. Voor elke communitygrootte werd telkens een willekeurig profiel toegevoegd. Nadien werd berekend in welke mate het profiel de zelfvoorziening van de bestaande community beïnvloedde. Tijdens deze simulatie werd een BESS niet toegepast. Als dimensioneringscriterium werd 1 MWh PV-productie per MWh verbruik van de initiële cluster gekozen. Het toe te voegen profiel verandert de PV-productie niet. De toename van zelfvoorziening wordt weer op identieke wijze berekend:

$$Zv_{toename} = 100 \cdot \frac{Zv_{ini+1}}{Zv_{ini+1load}} [\%] \quad (1.11)$$

Uit Figuur 1.13 valt af te leiden dat bij het toekennen van een profiel aan een kleine groep de toename van zelfvoorziening een grote spreiding kent. Dit betekent dus dat selectie en een weloverwogen communityvorming de moeite kan lonen. Uiteraard neemt dit fenomeen af naarmate dat de community groter wordt. Hier kan de grens van vijftien profielen terug als vuistregel beschouwd worden waarbij de resultaten significant worden beïnvloed door één profiel.



Figuur 1.13: Impact van een profiel op de zelfvoorziening



Figuur 1.14: Impact van een profiel op de zelfvoorziening - detail

1.1.4 Conclusie partim 1

Als finale samenvatting kunnen volgende vuistregels gesteld worden:

- Shared profit kan gekwantificeerd worden door de toename van de zelfvoorziening te berekenen. Uit simulaties blijkt dat in geval energie zonder transactieverlies wordt gedeeld onder netgebruikers de zelfvoorzieningsgraad een gewogen stijging kent van 10 tot 17% bij PV en van 6 tot 10 % in geval van BESS.
- De impact van de communitygrootte tekent voornamelijk de resultaten tot aggregaties van 15 profielen. Meer profielen clusteren betekent dat het positief effect, nl. de stijgende zelfvoorziening nog steeds merkbaar is, maar minder sterk toeneemt.
- Een capaciteitsreductie van opslag is mogelijk bij gecentraliseerde uitbating. Dezelfde zelfvoorzieningsgraad van solitaire installaties kan volgens de gewogen mediaan ook bereikt worden met 50% minder capaciteit op gecentraliseerd niveau. Daarbij gaat een rendementswinst gepaard van 25 tot 40% uitgespaarde verliezen.

1.2 Partim 2 - Simulaties of een werkelijke feeder

Het tweede luik van dit hoofdstuk heeft als doel netparameters in rekening te brengen en dus de energetische (fysieke) verliezen in kaart te brengen. De voorkeur van simulatiepakket ligt bij een open-source omgeving waardoor twee softwaretools in aanmerking komen, zijnde OpenDSS en GridLab-D. In de literatuur [8, 9], geven verschillende de papers aan welke de sterke en zwakkere punten van de software zijn. Een vergelijkende studie [10] toont eveneens aan hoe de reketijden van beide softwarepakketten nagenoeg niet van elkaar afwijken. De grote meerwaarde van de support community rond OpenDSS heeft de keuze bepaald.

OpenDSS - *Open Distribution System Simulator* - uitgebracht door EPRI, Electric Power Research Institute [11]) staat toe een werkelijk elektriciteitsnet (incl. transformatorparameters, lijnparameters - *d.i. R- en X-waarden, lengtes -, verbruiksprofielen en andere netverbonden specificaties* - te definiëren, zie Opbouw & structuur van OpenDSS.

1.2.1 Opbouw & structuur van OpenDSS

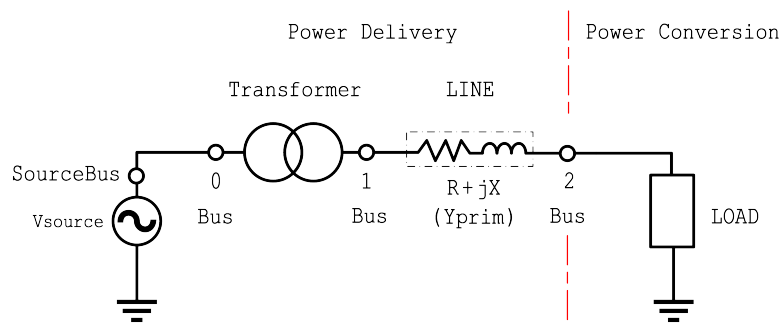
OpenDSS kan op drie manieren ingezet worden, nl. (i) als *stand-alone* programma waarbij de software op eiland draait of (ii) als een *in-process COM* (Component Object Model) server en tot slot (iii) als direct DLL (Dynamic Link Library) voor niet Windows gestuurde CPU. In het eerste geval kunnen de functionaliteiten van OpenDSS worden gebruikt voor het simuleren van distributienetten d.m.v. een tekst gebaseerde interface. Hierin komen o.a. bestanden met een ‘.txt’ en-/of ‘.csv’ extensie aan bod. Bij het tweede (ii), kunnen andere softwarepakketten zoals o.m. MATLAB en Python de OpenDSS-oplossingsmodule (OpenDSSEngine) via de COM-interface aansturen. Laatstgenoemde biedt veel meer flexibiliteit in netwerkanalyses en simulaties met gebruikers-gedefinieerde werkingsstrategieën, wat nodig is om BESS op community niveau te implementeren [12, 13].

Invoerparameters

Dit paragraaf licht de verschillende parameters van het OpenDSS-model toe. Zo maakt het een onderscheid tussen:

- Power Delivery (PD) Elements waaronder ‘Line’ en ‘Transformer’ toe behoren;
- Power Conversion (PC) Elements, dit zijn ‘Loads’, ‘Generators’, alsook ‘Vsource’ en ‘Isource’ elementen;
- Control Elements met vnl. foutanalyse-gerelateerde componenten zoals ‘Fuse’ en ‘Relay’;
- Metering Elements zijn zoals de naam suggereert elementen die e.e.a. monitoren voor achteraf analyses uit te voeren (d.i. ‘Monitor’ & ‘EnergyMeter’);
- General (elements), tot slot behoren de andere noodzakelijke elementen onder deze noemer. Hierin zijn ‘LineCode’, ‘Loadshape’, enz. vervat.

De fundamentele bouwstenen van het circuitmodel zijn ‘Power Delivery’ en ‘Power Conversion’ elementen. Tot slot, zoals in [12] aangegeven behoren de andere elementen tot de ‘Support’ (of ondersteunende) modellen die kunnen worden ingezet om zowel de Power Delivery, als Power Conversion modellen verder te verfijnen. Figuur 1.15 geeft de verdeling van het circuit model weer, weliswaar in een éénfasig equivalent schema.



Figuur 1.15: Circuit model in OpenDSS

Eerst en vooral gezien het een Amerikaanse softwaretool is, moet de frequentie afgesteld zijn met het Europese 50 Hz. Vervolgens dient de voedingsbron of het voorliggend net gedefinieerd te zijn. De Vsource-object is een Thévenin equivalent, waarbij de lijnspanningen in [kV] uitgedrukt zijn en het kortsluitvermogen in [MVA]. Voor een gegeven voorbeeld circuit (Cabine_863), met aan hoogspanningszijde 11 kV en een kortsluitstroom van 3.000 kA driefasig en 5 kA éénfasig, ziet dit er als volgt uit:

```
Clear
Set DefaultBaseFrequency=50
New Circuit.Cabine_863
Edit Vsource.Source basekv=11 pu=1.0 Isc3 = 3000 Isc1= 5
```

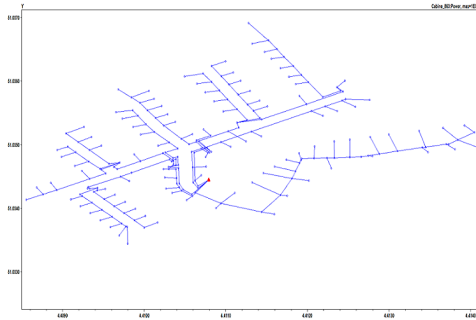
Na het definiëren van het voorliggend net, dient een HS-transformator geschakeld te zijn. Zoals onderstaande code suggereert, moeten de Bus-elementen gekend zijn. Voor ons voorbeeld is de transformator aan HS-zijde aangesloten met het voorliggend net 'SourceBus' terwijl dit aan LS-zijde de eerste Bus van het systeem is (nl. 863_2_01). Andere parameters zijn de transformatorchakeling (Dd0, Dyn11,.. enz.), de spanningsniveaus, het vermogen, de procentuele reactantie en restiviteit en tot slot geeft sub aan of de transformator een substation is (y=yes of n=no). Dit kan via:

```
New Transformer.TR1 Buses=[SourceBus 863_2_01] Conns=[Delta Wye]
~kVs=[10.5 0.4] kVAs=[400 400] XHL=4 %R=0.4 sub=y
```

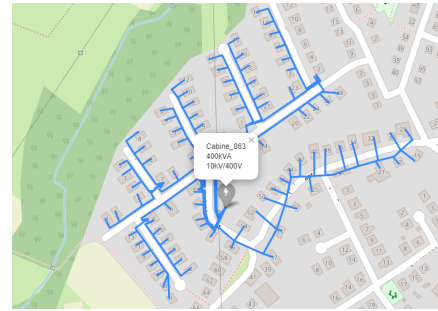
Gezien alle afzonderlijke elementen met elkaar verbonden dienen te zijn, maakt het programma gebruik van bussen en terminals waarop ze individueel, al dan niet gezamenlijk op aangesloten zijn. Vooreerst zijn in het algemeen 'Bus' en 'Node' termen die doorheen elkaar gebruikt worden, terwijl in deze omgeving 'Bus-elementen' over een aantal 'Nodes' [1..N] beschikken. Met andere woorden, verbindt de gebruiker zijn Power Delivery en Power Conversion elementen op Node [1..N] - *afhankelijk of het 1F of 3F is* - van een Bus object.

Finaal dienen PD- en PC-elementen aangesloten te zijn, hiervoor komt de term 'Terminals' in vogue. Deze laatste vertegenwoordigt de aansluitklemmen van een toestel (waarbij terminal 1 overstemt met L1). Voor driefasige toestellen met neutrale geleider dient de vierde terminal expliciet aangesloten te zijn.

Om een volledig distributienetwerk uit te bouwen dienen de coördinaten van een gemeenschap, of district gekend te zijn. De buscoördinaten vormen de ruimtelijke knooppunten van het laagspanningsdistributienet en worden vnl. gebruikt voor het grafische interface (Fig. 1.16). Het gehanteerde coördinatenstelsel *epsg: 4326 [decimal degrees]* of *epsg: 3857 [meters]* heeft hier dus weinig invloed op de resultaten van de berekeningen, gezien de lengte van de lijn-elementen (zie **Line**) gedefinieerd moet zijn. Echter is het wél aangeraden consequent te zijn met het gebruikte coördinatenstelsel, dusdanig bij gebruik ervan in andere programma's zoals Python (Fig. 1.17), er geen mismatch ontstaat bij de resultaten.



Figuur 1.16: Grafisch weergave van het laagspanningsnet in OpenDSS



Figuur 1.17: Grafisch weergave van het laagspanningsnet in Python, via [14]

De buscoördinaten worden in het algemeen opgeroepen d.m.v. de 'Redirect' functie in de Master.dss file (de master-file vormt het brein van het programma, deze verzamelt alle commando's die het programma uitvoert):

```
Redirect BusCoords.csv
```

waarbij de file er als volgt uitziet: 863_2_01, 4.21079048, 51.17444930. Ieder Line-element zal ofwel aan een ander Power Delivery element aangesloten zijn, ofwel aan een Power Conversion element:

```
New Line.201 Phases=3 Bus1=863_2_01.1.2.3.0.Bus2=863_2_02.1.2.3.0
~LineCode=1 Length=0.014 Units=km
```

Uit de code is af te leiden dat de eerste kabel aangesloten is op Bus 863.2.01 met fasegeleiders en neutrale geleider aangesloten; .1.2.3.0 en doorverbonden is met Bus2 op identieke wijze. Parameters van de kabel, - *aantal fasen, resistiviteit, reactantie, enz.* -, zijn opgenomen in LineCode:

```
New LineCode.1 nphases=3 R1=0.206 X1=0.078
~R0=0.206 X0=0.078 C1=0 C0=0 Units=km
```

Voor belastingen of verbruikers ziet dit er als volgt uit:

```
New Load.LOAD1 Phases=1 Bus1=863_2_09.1.0 kV=0.23 kW=1
~PF=0.95 Conn=weye Yearly=Shape_1
```

met de nominale spanning van de belasting in [kV], het actief vermogen in [kW], de vermogensfactor (PF) van de belasting en Conn die aangeeft hoe de belasting aangesloten is (d.i. delta of weye). Omdat dit model gebruik maakt van werkelijke verbruiksprofielen, verwijst Yearly naar een LoadShape-element, die op zijn beurt een '.csv' bestand uitleest waarbij het aantal uitleeswaardes (npts) en het tijdsinterval (minterval) beschreven zijn:

```
New Loadshape.Shape_1 npts=35040 minterval=15
~mult=(file=Consumption\Profile_01.csv) useactual=true
```

Verbinding via de COM server

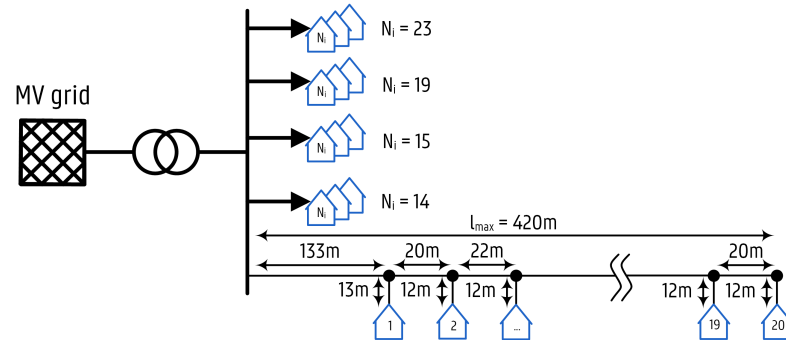
De gedetailleerde syntax voor de koppeling met OpenDSS uit te voeren, is online terug te vinden [15]. Om een simulatie d.m.v. Python uit te voeren, is het noodzakelijk de COM-interface op te roepen via het Python-pakket pywin32. Via de interface kunnen commando's op dezelfde manier naar de 'Solution Engine' gestuurd worden als in de stand-alone module. Met als groot verschil dat Python het mogelijk maakt d.m.v. gebruiker gedefinieerde algoritmes het vraagstuk op te lossen.

```
import win32com.client
dssObj = win32com.client.Dispatch(OpenDSSEngine.DSS)
```

1.2.2 Beschrijving van het laagspanningsdistributienet

Als inputparameters voor de simulaties, is net als in Partim 1 - Evaluatie van individuele t.o.v. community oplossingen gekozen voor een deterministische - aanpak d.m.v. de data (zowel feeder parameters, als verbruiksprofielen van het kalenderjaar 2013) verkregen via de distributienetbeheerder Fluvius voor de gemeenten Leest en Hombeek. Als randvoorwaarde van de verbruiksprofielen is analoog als in Partim 1 - Evaluatie van individuele t.o.v. community oplossingen, gekozen voor de Eurostat classificatie [1] (d.i. een jaarlijks verbruik gelegen tussen de $500 \text{ kWh} \leq x \leq 15.000 \text{ kWh}$).

Echter kunnen wegens privacy-redenen de verbruiksprofielen niet met een ratio [1:1] aan woningen worden toegekend, hierdoor is de aanpak een combinatie van (i) deterministisch, nl. de transformatorgegevens, kabellengtes en -types en (ii) stochastisch aanpak, met name het random toekennen van verbruiksprofielen aan woningen. Het gekozen distributienetwerk binnen Leest en Hombeek profileert zich als een randstedelijk gebied en bestaat uit een laagspanningsdistributiecabine met vijf feeders - *Figuur 1.18* -. Waarbij in totaal 91 eindgebruikers aangesloten zijn op de PCC, punt van gemeenschappelijke koppeling.



Figuur 1.18: Voorstelling van het distributienet

Onderstaande Tabellen 1.1 en 1.2 geven de gebruikte parameters weer voor de simulaties, respectievelijk de transformator en kabel specificaties die de DSO gebruikt. Afhankelijk van het type gebied of regio - *landelijk*, *randstedelijk*, *verstedelijkt* - zullen de gekozen parameters verschillen. Op die manier kan een landelijk (ruraal) gebied voorzien zijn van een 160 kVA transformator, terwijl dit voor randstedelijk of verstedelijkte gebieden eerder 400 kVA transformatoren zijn gezien de hogere bevolkingsdichtheid. Nieuwe laagspanningsnetten bezitten over een 3N400V voeding, echter tonen cijfers [16] aan dat 20% van de Vlaamse laagspanningsnetten nog steeds met een 3x230V driegeleidernet gevoed zijn. Dit gaat voornamelijk om verstedelijkte gebieden, terwijl in de meest landelijke gebieden de omschakeling intussen uitgevoerd is. Het grote voordeel van viergeleidernetten is dat deze minder energieverliezen genereren wegens opwarming van de kabels. Inherent beoefent dit een gevolg op de restcapaciteit die transformatoren op deze driegeleidernetten hebben, doordat het aantal aansluitingen per feeder op zo'n transformator intrinsiek hoger ligt.

Tabel 1.1: Parameters van de transformatoren

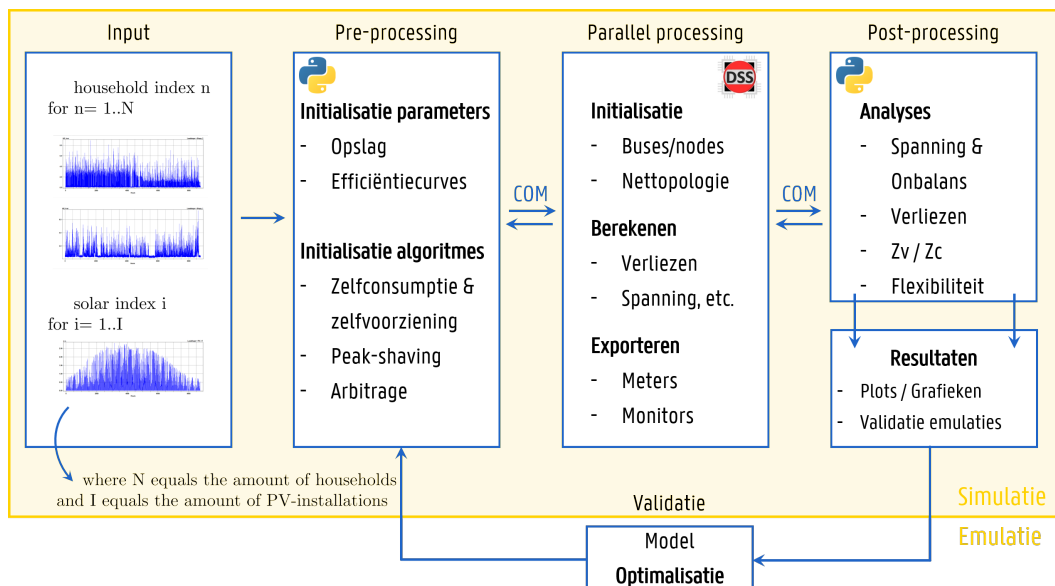
	R-waarde [Ω]	X-waarde [Ω]	Nominale capaciteit [kVA]
160 kVA Transformator 10/0.4 kV	0.0204	0.0675	160
250 kVA Transformator 10/0.4 kV	0.0126	0.0445	250
400 kVA Transformator 10/0.4 kV	0.0074	0.0291	400

Tabel 1.2: Specificaties van de gebruikte kabels

	R-waarde [Ω/km]	X-waarde [Ω/km]	Nominale stroomsterke [A]
EAXVB 4x16mm ² (Cu)	1.150	0.083	120
EAXVB 4x25mm ² (Cu)	0.727	0.083	150
EAXVB 4x120mm ² (Al)	0.269	0.071	280
EAXVB 4x150mm ² (Al)	0.206	0.070	315

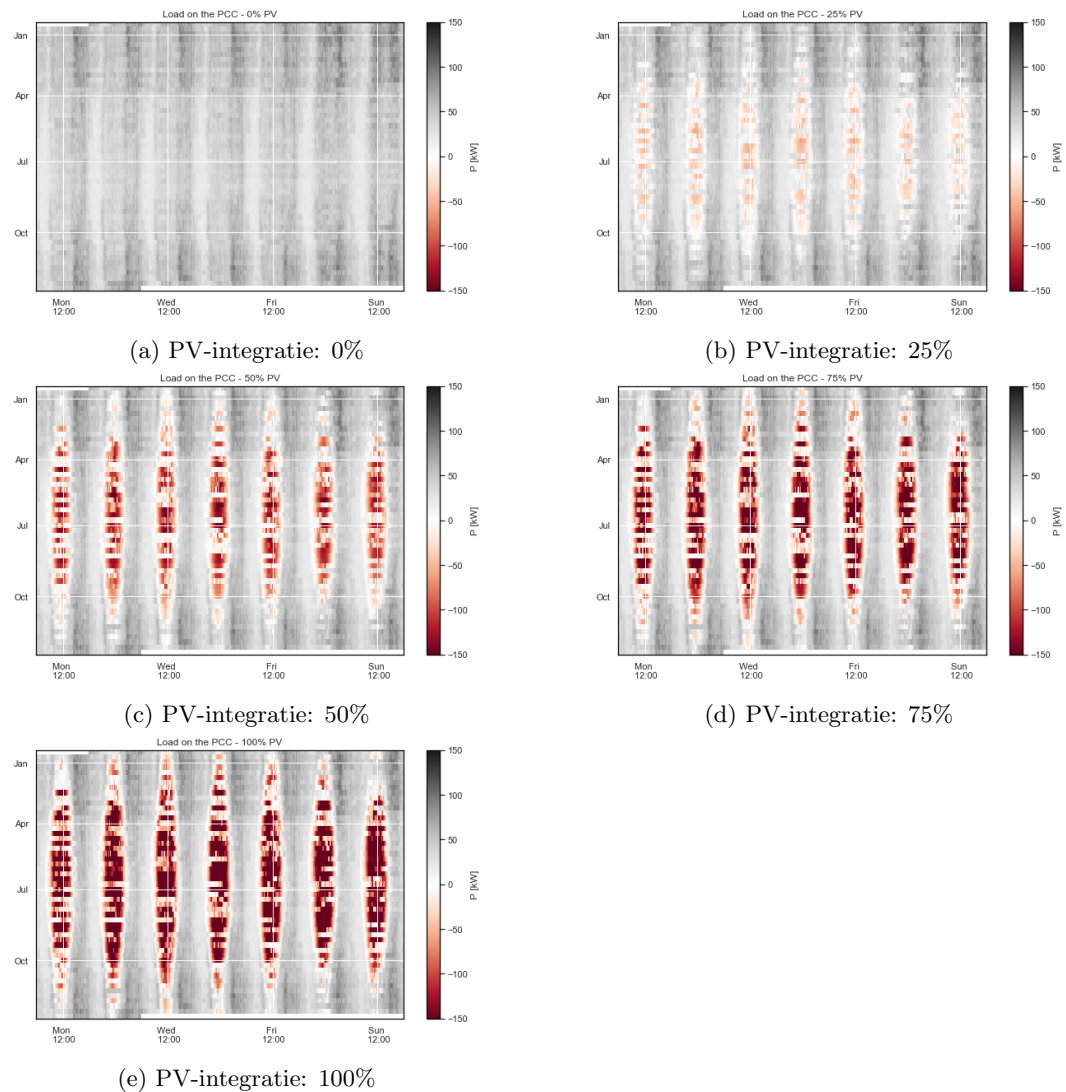
1.2.3 Simulatie 4: Impact van RES op werkelijke feeders

Eerder werd aangegeven dat de simulaties in een COM-omgeving plaatsvinden, gezien de verschillende voordelen die hiermee gekoppeld gaan. Zo staat het toe om iteratief simulaties uit te voeren waarbij een toenemende penetratiegraad aan hernieuwbare energie gesimuleerd wordt. Daarnaast staat het tevens toe de inputparameters eenvoudig te wijzigen door andere waarden aan de variabelen toe te kennen. Onderstaand Figuur 1.19 geeft de werking van de COM-interface visueel weer, deze kan opgesplitst worden in vier bouwstenen. Binnen de eerste bouwsteen is het noodzakelijk het aantal verbruikers aangesloten op de bestudeerde net te definiëren. De volgende bouwstenen (i) Pre-processing, (ii) Parallel processing en (iii) Post-processing vormen het hart van de simulatie. Binnen (i) kan de gebruiker diverse variabelen instellen naar wens, voorbeelden hiervan zijn de efficiëntie-curve(s), de penetratiegraad, de parameters van het opslagsysteem, enz. Naast het instellen van de variabelen, worden in deze fase eveneens de verschillende algoritmes van het programma opgeroepen. Eenmaal de initialisatiefase voorbij, werken (ii) en (iii) simultaan. Zo zullen per tijdstip de resultaten bekomen in (ii) verstuurd worden naar (iii). Op die manier kan er tijdens de Post-processing een analyse plaatsvinden van de geboekte resultaten.



Figuur 1.19: Hierarchie van de COM-interface

Bij de simulaties is het noodzakelijk vooraf de criteria op te sommen, in geval van het implementeren van flexibiliteitstechnieken op het distributienet is het vnl. van belang de PCC aan de KPIs te koppelen. Gezien feeder-oplossingen zo weinig mogelijk invloed mogen beoefenen op het laagspanningsnet, is het van belang eens van dichtbij de gevolgen van RES te bestuderen. Onderstaand Figuur 1.20, geeft voor een gegeven integratiegraad [0%, 25%, 50%, 75%, 100%] - d.i. het aantal woningen voorzien met een zonneproductie - de mate waarin aan transformator zijde geïnjecteerd wordt. Hierbij is verondersteld dat alle (i) PV-installaties op de distributienetgebruikers in het zuiden georiënteerd zijn en (ii) de opbrengst/verbruik ratio 1 op 1 bedraagt.



Figuur 1.20: Invloed van de PV-penetratie in het laagspanningsdistributienetwerk (PCC)
X-as: Uurverloop (Ma 00:00 - Zo 23:59) en Y-as: Weekverloop() Jan (W1) - Dec (W53)*
 (*) Witte ruimtes zijn niet beschikbare data, resp. voor dec. 2012 en jan. 2014

Uit de figuur (1.20) valt af te leiden dat naarmate meer PV-installaties geïntegreerd zijn, dit rechtstreeks invloed heeft op de PCC. Wat ook te verwachten is door de randvoorwaarde dat alle fotonvoltaïsche installaties zuid gericht zijn en dus de gelijktijdigheid produceren. De vraag die zich dan kan stellen, is welke impact zal dit op de spanningsprofielen beoefenen. Standaard moeten distributietransformatoren (MV-LV) van vijf verschillende spannings-trappen voorzien zijn, zodanig dat alle spanningsvariëaties binnen de gespecificeerde grenzen blijven. Zo kan - *naargelang het type net en het aantal distributienetgebruikers* - de DSO de transformator (manueel) instellen op 0%, $\pm 2.5\%$ of $\pm 5\%$ [17]. De spanningsgrenzen onder normale bedrijfsomstandigheden liggen in België volgens de NBN EN-50160 [18] als volgt

vast:

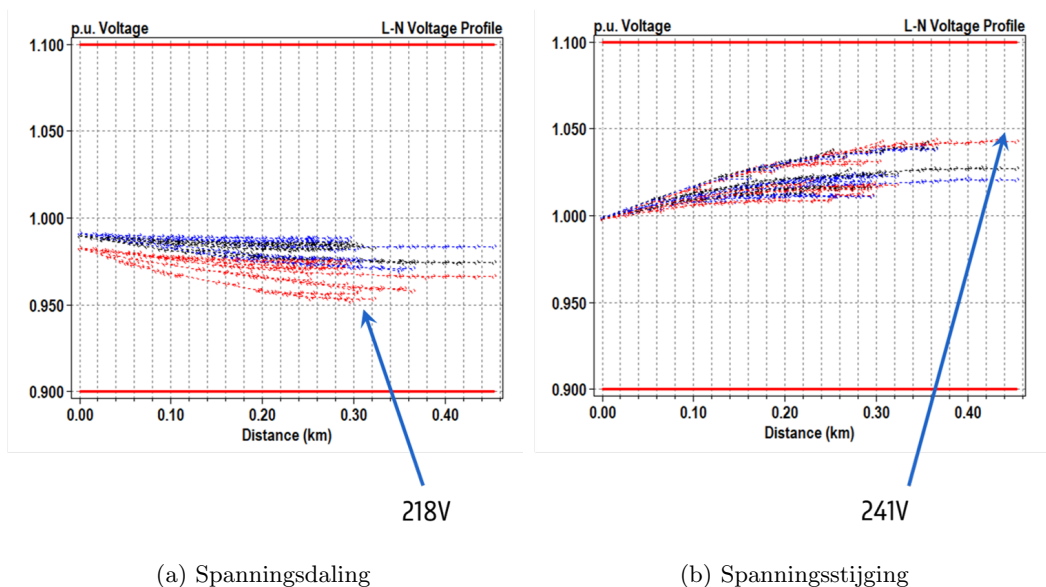
- gedurende elke periode van een week moet 95% van de 10min gemiddelde RMS-waarden van de voedingsspanning binnen het bereik van $U_n \pm 10\%$ liggen en;
- moeten alle 10min gemiddelde RMS-waarden van de voedingsspanning binnen het bereik van $U_n + 10\%$ en -15% liggen.

Naast de onder- en overspanningsgrenzen beschrijft de NBN EN-50160 ('Spanningskarakteristieken in openbare elektriciteitsnetten') andere spanningsgerelateerde fenomenen die op het distributienet plaatsvinden, o.m. onbalans, flicker, dips enzovoort.

Invloed op de spanning

Om de invloed van RES op de spanningsprofielen [19, 20, 21] binnen het laagspanningsnet te bestuderen, roept het COM-interface van Python voor elke kwartierwaarde van het jaarprofiel de spanningsniveaus op iedere node op. In de praktijk kan dit voor ieder tijdstip als volgt gevisualiseerd worden, zie Figuur 1.21, waarbij de x-as de afstand tot het referentiepunt (de transformator of PCC) voorstelt en de y-as de spanning in per unit. Tot slot vormen de verschillende kleuren een ander fasegeleider, respectievelijk zwart, blauw en rood voor L1, L2 en L3.

Figuur 1.21a reflecteert een scenario van afname, dit valt af te leiden uit de dalende spanning naarmate de lengte tot de transformator toeneemt. Dit is heel kenmerkend voor laagspanningsnetten, waar de R op X verhouding groter is dan één en dus een resistief gedrag vertoont. Hoe groter de resistiviteit van de kabels en/of hoe langer de leidingen zijn, hoe meer het fenomeen uitgesproken wordt. In dit geval is een spanningsdaling tot 218 V merkbaar. Het tegenovergestelde komt voor ingeval een laag verbruik in combinatie met een hoge(re) productie wordt vastgesteld, zoals op Figuur 1.21b weergegeven, hierbij loopt de spanning op tot 241 V.



Figuur 1.21: Spanningsprofielen op (PCC)

Ongeacht de eigenschappen van de feeders, blijft de verst gelegen woning per feeder de vergelijkende factor bij uitstrek binnen deze studie. Gezien een volledig jaar d.m.v. spanningsprofielen weergeven onbegonnen werk is, is ervoor gekozen via een alternatieve manier de evolutie van de spanning in de tijd weer te geven. Zoals reeds aangegeven zijn de verst gelegen verbruikers gevoeliger voor spanningsdalingen en -stijgingen (mits hernieuwbare bronnen aanwezig zijn). Hierdoor is gekozen de spanningen op het einde van de feeders in functie van de tijd weer te geven, Figuur 1.22. Voor ieder penetratiegraad 0%..100% geeft een zwarte lijn de evolutie weer, deze lijnen zijn bekomen door de rollende gemiddelde te nemen van de spanning op ieder tijdstip. Hierdoor liggen de werkelijke maximum en minimum waardes respectievelijk hoger en lager dan weergegeven, echter geeft dit een duidelijk beeld van de seizoensgebondenheid. Tot slot geven de rode lijnen de rollende maximum-waardes weer bij een penetratiegraad van 100%, worst-case geval. Opvallend hierbij is plot 1.22c, waarbij de maximum-waardes beduidend hoger komen te staan t.o.v. de andere feeders. De verklaring hiervan is te wijten aan het feit dat ‘Feeder 5’ geen aftakkingen bevat en dus de weerstand van de leidingen zich over de totale lengte sommeert, wat zich op zijn beurt uitdrukt in een grotere gevoeligheid voor spanningsvariaties. Voor de gesimuleerde scenario’s is de limiet waarde van $U_n \pm 10\%$ nooit overschreden.

Een ander merkwaardigheid bij de figuur, is dat de maximum-waardes voor ieder feeder-eind geen groot causaal verband vertoont met de seizoenen. De reden hiervan ligt bij de mismatch tussen de zonne-productie en de verbruikspatronen van de eindgebruikers, alsook doordat ieder PV-installatie in het zuiden geïoriënteerd is. Bijgevolg zal ongeacht de seizoen de spanning stijgen wegens weinig verbruik op momenten waar de zonne-productie het hoogst is. Tot slot dient ook te worden opgemerkt dat de rode lijn op de figuur de rollende maximum waardes vertoont per dag, waardoor momentane waardes lager kunnen zijn.

Invloed op de symmetrie

Gezien binnen het netwerk de verschillende woningen éénfasig aangesloten zijn, moet de onbalans eveneens vergeleken zijn. Onderstaande formule 1.12, afkomstig uit [22] geeft aan hoe de onbalans (Voltage Unbalance Factor - VUF) gerekend kan zijn zonder beroep te doen op symmetrische componenten:

$$VUF = \frac{V_+}{V_-} \quad (1.12)$$

met:

$$V_+ = \sqrt{\frac{A_m^2 + \frac{4A_s^2}{\sqrt{3}}}{2}} \quad V_- = \sqrt{\frac{A_m^2 - \frac{4A_s^2}{\sqrt{3}}}{2}} \quad (1.13)$$

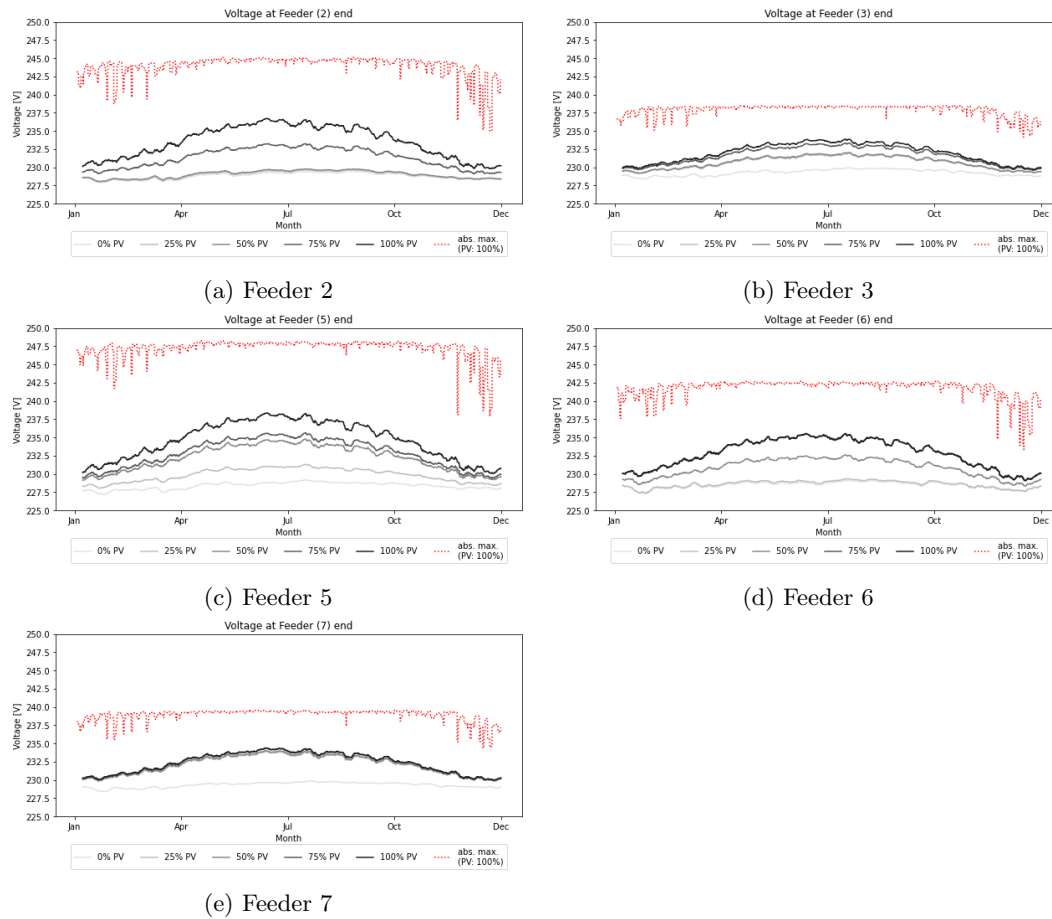
waarbij A_m^2 als volgt bepaald wordt (hierbij vertegenwoordigen V_{AB} , V_{BC} en V_{CA} de lijn-lijn spanningen):

$$A_m^2 = \frac{V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2}{3} \quad (1.14)$$

$$A_s^2 = \sqrt{p(p - V_{AB})(p - V_{BC})(p - V_{CA})} \quad (1.15)$$

$$p = \frac{V_{AB} + V_{BC} + V_{CA}}{2} \quad (1.16)$$

Gegeven voorgaande formules exclusief toegepast kunnen worden op driefasen systemen zonder neutrale geleider, is ook een methode gedemonstreerd om vier-aderige systemen (3N400V) te berekenen. Hierbij zijn V_A , V_B en V_C de fasespanningen. De positieve (V_+) en

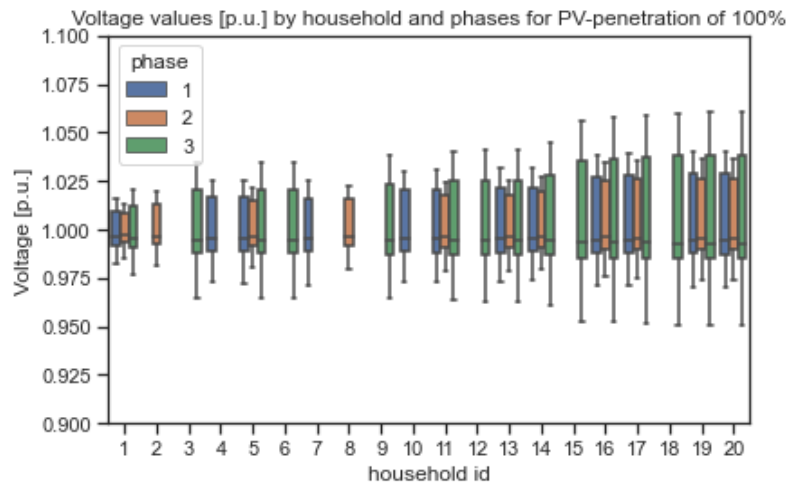


Figuur 1.22: Invloed van zonne-productie op de spanningsniveaus aan het einde van een feeder

negatieve (V_-) spanningssequentie vertalen zich voor een driefasen systeem met nulgeleider naar V_{+Y} en V_{-Y} waarbij de notatie ‘Y’ refereert naar het sterpunt. Deze laatste worden bepaald d.m.v. een factor $1 / \sqrt{3}$ in rekening te brengen. Hieruit kan de homopolaire component van een driefasensysteem met nulgeleider worden achterhaald:

$$V_{0Y} = \sqrt{\frac{V_A^2 + V_B^2 + V_C^2 - V_{+Y} - V_{-Y}}{3}} \quad (1.17)$$

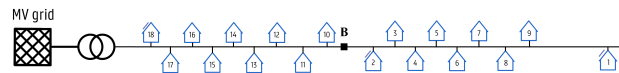
Om na te gaan waar mogelijke problemen rond onbalans kunnen voorkomen, is het noodzakelijk de mate waarin bepaalde fasen belast zijn op ieder node te onderzoeken. Figuur 1.23 duidt de mate aan waarin de spanning fluctueert op ieder huishouden van feeder 2. Woningen links op de x-as bevinden zich dicht bij de PCC, terwijl woningen rechts gemarkeerd op de x-as verder gelegen zijn. De mate waarin de spanningen per fase fluctueren is zoals reeds besproken groter naarmate de afstand tot de transformator toeneemt, mede door de kabelverliezen die zich accumuleren. Wat opvalt is het groot éénfasig verbruik op L3 bij woning 3. Als gevolg hiervan zal dit zich manifesteren bij de andere achterliggende verbruikers aangesloten op diezelfde fase. De grootste onbalans bedraagt $VUF = 1,31\%$ en is opgetreden bij woning 19. In werkelijkheid zou deze waarde hoger kunnen liggen omdat er voor de simulaties, de veronderstelling gemaakt wordt dat driefasige verbruikers symmetrisch verdeeld zijn. Echter tracht de netbeheerder dit probleem op te lossen door de getroffen aansluiting van fase te verwisselen zodanig het probleem verholpen is.



Figuur 1.23: Boxplot van de spanningen per fase voor feeder 2

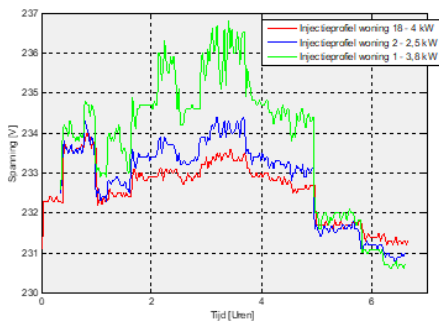
1.2.4 Invloed van community storage binnen het distributienet

In de praktijk bestaan diverse methodes om het hierboven vermelde congestieproblematiek (zie 1.2.3) aan te pakken. Hieronder vallen o.a. (i) Active power management, waarbij demand side management (of kortweg DSM) een belangrijke rol speelt, maar eveneens batterijen. (ii) Reactive power control, deze methodiek komt minder in aanmerking voor laagspanningsnetten gezien het fluctuerend verbruikerspatroon en de volatiele productie uit hernieuwbare. Daarnaast heeft het een lager efficiëntie, waardoor er extra verliezen optreden en is een grote compensatie vereist. Niettemin kan het voor vaste installatie de oplossing zijn. Tot slot (iii) zijn OLTC-transformatoren (of ‘On Load Tap-Changer’ Transformator) een goede oplossing gezien de transformator zijn secundaire spanning zal wijzigen (d.m.v. het aantal wikkelingen aan te passen) in functie van het verbruik en injectie. Echter draagt zo’n investering een grote kost en veroorzaken negatieve gevolgen op de levensduur van de transformator. Bijgevolg wordt gekozen om verder te werken met een batterij. Om de voordelen gebonden aan gemeenschapsbatterijen aan te tonen, wordt gebruik gemaakt van een praktisch voorbeeld [23]. In dit voorbeeld, Figuur 1.24, wordt een laagspanningsfeeder met achttien woningen voorgesteld waarbij drie woningen (huisnummers 18, 2 en 1) voorzien zijn van een PV-installatie van respectievelijk 4 kW, 2.5 kW en 3.8 kW. Dit voorbeeld stelt een situatie voor waarbij zowel vooraan, in het midden, als op het einde van de feeder injectie optreedt.

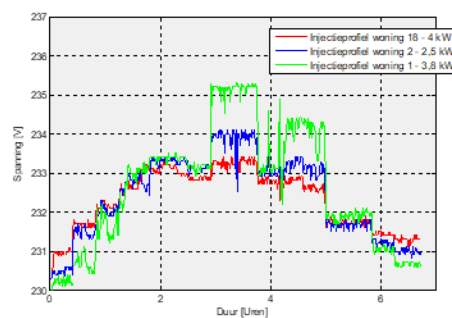


Figuur 1.24: Laagspanningsfeeder met drie injectiepunten

Verder toont Figuur 1.25 het verschil aan tussen situatie (a) waar uitsluitend een PV-installatie voorzien is voor ieder van de drie woningen, plot 1.25a, tegenover situatie (b) waar ieder installatie beschikt over een opslageenheid, plot 1.25b. Een stijging in de spanning kan worden waargenomen in situatie (a) terwijl de batterij in de tweede situatie (b) er net voor zorgt dat de stijging beperkt wordt door het overschot aan energie op te vangen. Eens de batterij volgeladen is, zal het overschot opnieuw worden geïnjecteerd en zal dit zich opnieuw uitdrukken in congestie.



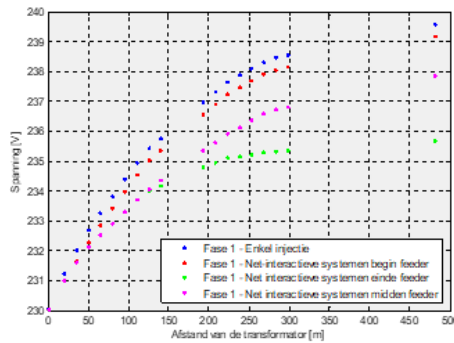
(a) Spanningsevolutie op woningen 1, 2 en 18



(b) Spanningsevolutie met batterijen

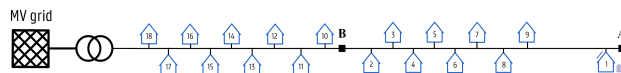
Figuur 1.25: Scenario met injectie in het begin, midden en eind van de feeder

Om het belang van de ligging van de batterij beter aan te kaarten, geeft de tweede emulatie een situatie aan waarbij een batterij op drie verschillende plaatsen wordt geïnstalleerd, nl. in het begin (rood), midden (blauw) en eind (paars) van de feeder. De blauwe curve stelt de situatie zonder batterij voor. Figuur 1.26 toont de mate waarin de batterij een groter invloed beoefent in functie van de ligging. Merk op dat naarmate de batterij zich verder van de PCC bevindt, de invloed op de spanning toeneemt.



Figuur 1.26: Invloed van de locatie van de batterij op de congestie

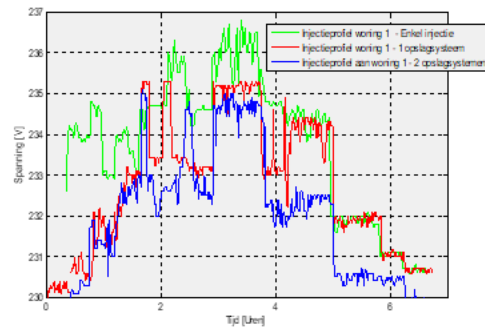
Uitgaande de conclusies uit Figuur 1.26, wordt de invloed van de grootte van de batterij bij woning 1 onderzocht. Veronderstel onderstaand laagspanningsnet (Fig. 1.27), waarbij enkel woning 1 voorzien is van decentrale opwekking. In eerste instantie is het geval zonder opslag (groene lijn op Figuur 1.26) weergegeven. Een duidelijke stijging naarmate de productie toeneemt is hier waar te nemen. Indien vervolgens een batterij - *1 op 1 gedimensioneerd* - wordt aangesloten op het systeem, dan beperkt deze spanningsstijging zich. Echter zal batterij op een bepaald tijdstip volgeladen zijn waardoor dit louter effect zal hebben (rode lijn). Nemen we nu het geval waar de batterij overgedimensioneerd is (blauwe lijn), zal de batterij het effect van de spanningsstijging nog meer verdringen. Echter dient dit in overweging genomen te worden tegenover de kost die hiermee gepaard gaat.



Figuur 1.27: Studie op het einde van een feeder

1.2.5 Conclusies partim 2

Binnen dit project werd een simulatie-tool aangemaakt om laagspanningsdistributienetten te evalueren, waarvan de werking op twee open-source simulatiepakketten (Python en OpenDSS) berust. Indien er weinig belang wordt gehecht aan de integratie van hernieuwbare energiebronnen en hun impact, tonen de simulaties aan dat er in sommige gevallen congestieproblemen kunnen optreden. In het tweede deel is de rol die opslag op zich kan nemen om de congestieproblematiek aan te pakken aangetoond via een praktisch voorbeeld. Hierbij is de locatie een belangrijke parameter om op distributienet-niveau de spanning binnen de grenzen te bewaren. Het dimensioneren dient echter ook op een correcte manier te



Figuur 1.28: Verschillende scenario's op het einde van de feeder

gebeuren om onnodige uitgaves te vermijden. Hierbij dient voorafgaand een studie plaats te vinden die de mogelijke congestie in kaart brengt zodoende de batterij correct kan worden afgestemd. Naast de congestieproblematiek kan de batterij ook worden ingezet om een verhoogde zelfconsumptie te bekomen. Dimensionering hiervan werd aangetoond in 1.1.4.

Bibliografie

- [1] Eurostat, “Energy statistics - electricity prices for domestic and industrial consumers, price components,” 2007.
- [2] J. Schlund, N. Pflugradt, D. Steber, U. W. Muntwyler, and R. German, “Benefits of Virtual Community Energy Storages Compared to Individual Batteries Based on Behaviour Based Synthetic Load Profiles,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2012.
- [3] A. Hajiah, T. Khatib, K. Sopian, and M. Sebzali, “Performance of grid-connected photovoltaic system into two sites in Kuwait,” *Conference on Innovative Smart Grid Technologies*, 2012.
- [4] H. Azaioud, J. Desmet, and L. Vandeveld, “Benefit evaluation of pv orientation for individual residential consumers,” *Energies*, 2020.
- [5] K. Kavvadias, “Prosumpy - Energy prosumer analysis toolkit for python,” 2018.
- [6] K. Li and K. J. Tseng, “Energy Efficiency of Lithium-ion Battery Used as Energy Storage Devices in Micro-grid,” *IECON2015-Yokohama*, 2015.
- [7] A. Piepenbrink, “EU efficiency for home storage systems – a new and simple procedure,” *International Energy Storage Conference (IRES 2016)*, 2016.
- [8] Gao, David Wenzhong and Muljadi, Eduard and Tian, Tian and Miller, Mackay, “Software Comparison for Renewable Energy Deployment in a Distribution Network,” tech. rep., NREL, 2017.
- [9] Jason, Fuller and Stanley, McHann and Wes, Sunderman, “Using open source modeling tools to enhance engineering analysis,” *IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*, 2014.
- [10] Marc, Andre and Moffet and Frederic and Sirois and David, Beauvais, “Review of open source code power grid simulation tools for long-term parametric simulation,” tech. rep., CanmetENERGY, 2011.
- [11] EPRI - Electric Power Research Institute, “Simulation Tool – OpenDSS,” 2018.
- [12] Jason, Sexauer, “New User Primer – The Open Distribution System Simulator,” tech. rep., EPRI, September, 2012.
- [13] Roger, Dugan and Davis, Montenegro, “Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS),” tech. rep., EPRI, April, 2018.

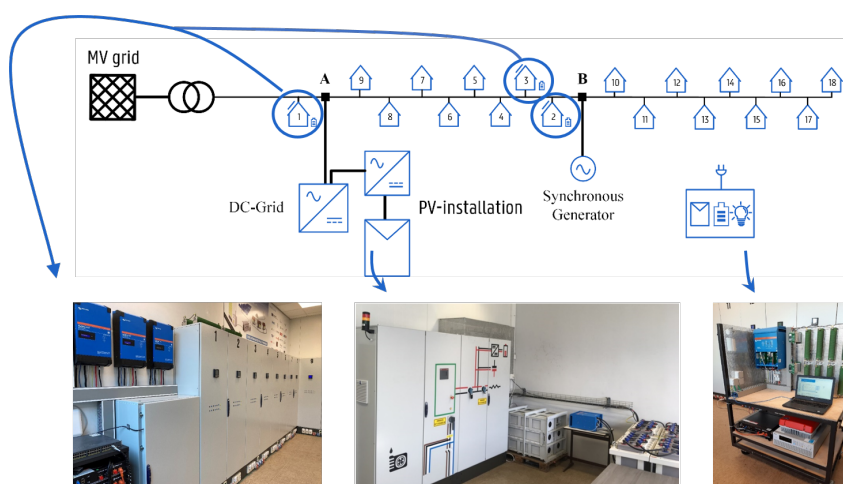
- [14] Rob, Story and Filipe, Fernandes, “folium package - Python Data, Leaflet.js Maps,” 2019.
- [15] Adam, Birchfield, “Python to OpenDSS Interface for Modeling Control Systems,” tech. rep., EPRI, July, 2015.
- [16] Vlaamse Regulator voor Elektriciteit en Gas, “Rapport met betrekking tot de investeringsplannen 2020-2022 van de elektriciteitsnetbeheerders in het Vlaamse Gewest - RAPP-2019-16,” tech. rep., VREG, November, 2019.
- [17] Synergrid, “C2/112 - Technische voorschriften voor aansluiting op het hoogspanningsdistributienet,” tech. rep., Synergrid, November, 2015.
- [18] Bureau voor Normalisatie, “NBN EN 50160 - Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks,” tech. rep., NBN, 2010.
- [19] Reinaldo, Tonkoski and Dave, Turcotte and Tarek, H. M. EL-Fouly, “Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, Issue 3, pp. 518–527, 2012.
- [20] Carlos, Gonzalez and Jurgen, Geuns and Sam, Weckx and Thomas, Wijnhoven and Pieter, Vingerhoets and Tom, De Rybel and Johan, Driesen, “LV Distribution Network Feeders in Belgium and Power Quality Issues due to Increasing PV Penetration Levels,” *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin*, 2012.
- [21] Nikolaos, Efkarpidis and Tom, De Rybel and Johan, Driesen, “Voltage regulation strategies for flemish LV distribution grids utilizing single-phase PV inverters,” *2015 IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Aachen*, 2015.
- [22] Jozef, A. L. Ghijselen and Alex, P. M. Van den Bossche, “Exact voltage unbalance assessment without phase measurements,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 20, Issue 1, pp. 519–520, 2005.
- [23] Jurgen, Van Ryckeghem and Thijs, Delerue and Agknaton, Bottenberg and Johan, Rens and Jan, Desmet, “Decongestion of the distribution grid via optimised location of PV-battery systems,” *24th International Conference Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, vol. /, June, 2017.

Hoofdstuk 2

Testplatform voor hernieuwbare technologieën

2.1 Inleiding

Binnen het TETRA-project omvat het praktische luik onder meer een upgrade van de labo-infrastructuur. De voornaamste doelstelling bestaat erin om verschillende assets van voorgaande projecten te combineren tot één testplatform voor hernieuwbare technologieën. Zo kunnen bevindingen uit theoretische studies gevalideerd worden door emulatietesten op een realistisch vermogen uit te voeren. Het testplatform vormt de ideale omgeving om enkel concrete onderzoeksvragen of casestudies praktisch uit te werken. Daarbovenop kan het testplatform dienst doen als demonstrator. Dit helpt ons in het verspreiden van de resultaten naar het breder publiek. Het testplatform wordt visueel voorgesteld a.d.h.v. Figuur 2.1.



Figuur 2.1: Schematische weergave van het testplatform voor hernieuwbare opslagtechnologieën

In een eerste luik van dit hoofdstuk wordt de hardware van het testplatform besproken. Niet alleen worden de verschillende componenten uitvoerig besproken, maar ook de integratie van alle assets tot één werkend geheel komt aan bod. In een tweede luik worden de verschillende controlestrategieën van een opslagsysteem besproken. Enkele van de besproken algoritmes worden geprogrammeerd in de controller van het testplatform.

2.2 Dimensionering en ontwerp

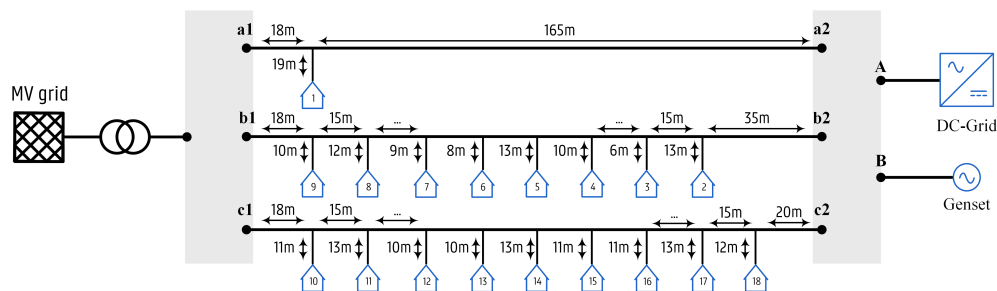
Op Figuur 2.1 kan u duidelijk het laagspanningsmicrogrid onderscheiden waarop verschillende assets zoals een generatorset, opslagsysteem of hernieuwbare productie-eenheid geïntegreerd kunnen worden. De assets worden onderverdeeld in twee groepen: de centrale en decentrale units. De centrale units worden beschouwd als de grotere eenheden die instaan voor productie, verbruik of opslag op wijkniveau. De decentrale units daarentegen zijn de kleinere eenheden die instaan voor verbruik, opbrengst of opslag op residentieel niveau. De hardware van het testplatform kunnen we dus als volgt onderverdelen:

- het laagspanningsmicrogrid;
- de centrale units;
- de decentrale units.

2.2.1 Het laagspanningsmicrogrid

Het eerste onderdeel van het testplatform voor hernieuwbare technologieën is het laagspanningsmicrogrid. Deze kan aangesloten worden op een middenspanningscabine van 400 kVA op een spanning van 3N400V of op een programmeerbare voedingsbron van 240 kVA. Bij deze laatste kan zowel de spanning en frequentie naar keuze ingesteld worden. Hierdoor kan het testplatform onder verschillende testcondities gebruikt worden.

De distributie van de energie verloopt d.m.v. drie afzonderlijke kabelsegmenten a1-a2, b1-b2 en c1-c2. Deze kabelsegmenten (EAXVB 4G150mm² aluminium) worden via een schakelmatrix tot een netstructuur (straalnet of ringnet) naar keuze gekoppeld. Op deze manier is het mogelijk om het laagspanningsmicrogrid in verschillende configuraties uit te baten. Het laagspanningsmicrogrid weerspiegelt een werkelijke woonwijk van 18 individuele woningen die op een realistische afstand aangesloten zijn op het openbaar distributienet. Een schematische weergave van het laagspanningsmicrogrid vindt u terug op Figuur 2.2.



Figuur 2.2: Schematische weergave van het laagspanningsmicrogrid

Naast de configuratievrijheid voor de nettopologie, is ook elke woning afzonderlijk configureerbaar. Zo kan per woning gekozen worden voor een éénfasige of driefasige aansluiting en is de aansluitcapaciteit instelbaar op drie discrete waarden (10mm^2 , 16mm^2 of 25mm^2).

2.2.2 Centrale units

Op het microgrid zijn twee aansluitpunten (A en B) voorzien waar een centrale unit zoals een dieselgenerator, regelbare belasting, PV-installatie of hybride opslagsysteem kan worden op aangesloten. Deze centrale units vormen de groter productie -en opslageenheden van het microgrid. De positie van de aansluitpunten in het microgrid varieert naar gelang de keuze van de nettopologie. De situering van de twee aansluitpunten A en B kan u terugvinden op Figuur 2.2.

Hybride opslagsysteem

Het hybride opslagsysteem is een praktische realisatie uit het vorige TETRA-project: ‘TETRA KMO’ [1]. Het resultaat is een bivalent systeem dat naast batterijen ook supercondensatoren koppelt op een gezamenlijke DC-bus van ongeveer 600 V. Een weergave van de realisatie van het hybride opslagsysteem vindt u terug op Figuur 2.3



Figuur 2.3: Weergave van het hybride opslagsysteem

De netomvormer is het hart van het hybride opslagsysteem, deze verzorgt de koppeling tussen het AC-net en de DC-bus waarop verschillende opslagtechnologieën gekoppeld zijn. Er is gekozen voor een netomvormer (ESI-S) van het merk ABB met een nominaal vermogen van 85 kW. De omvormer is werkzaam bij een DC-bus spanning tussen de 580 en 830 V_{DC}. Aangezien de ESI-S een geladen DC-bus nodig heeft om op te starten, is een voorlader voor de direct aangesloten supercondensatoren cruciaal. Aanvankelijk worden de supercondensatoren op spanning gebracht met de voorlader en kan vervolgens de ESI-S koppelen met de DC-bus. De omvormer is voorzien van verschillende communicatiemogelijkheden. Uitlezing en aansturing van de omvormer is mogelijk via het Modbus TCP/IP protocol.

De korte termijn opslag wordt gerealiseerd door een **supercondensator**. De supercondensator bestaat uit 5 modules van elk 56 cellen in serie geplaatst. Elke module heeft een eigen EMS die het balanceren van de cellen voor haar rekening neemt. Elke cel heeft een nominale spanning van 2.7 V en een capaciteit van 3000 F. Dit betekent dat 280 cellen in serie gezamenlijk een equivalente capaciteit van 10.7 F op 750 V_{DC} voorstellen. Het spanningsbereik kan variëren tussen de 0 en 750 V_{DC}. De totale energie, uitgedrukt in Wh, wordt bepaald met behulp van volgende formule 2.1:

$$E = \frac{C \times (U_{max}^2 - U_{min}^2)}{2 \times 3600} \quad (2.1)$$

met:

- E = de totale energie [Wh]
- C = de capaciteit [F]
- U_{min} = minimale spanning van de condensator [V]
- U_{max} = maximale spanning van de condensator [V]

De supercondensator heeft bij een spanning van 750 V_{DC} een energie-inhoud van 836 Wh. Ondanks de kleine energiedichtheid en een grote zelfontlading onderscheidt een supercondensator zich van andere opslagtechnologieën door een hoge vermogensdichtheid. Deze supercondensator kan continue van 150 A leveren en kortstondig zelf een stroom van 950 A.

De gebruikelijke parameters zoals temperatuur, spanning, stroom en vermogen worden via een CAN 2.0B interface op 125 kbits/sec gemonitord.

De supercondensator is rechtstreeks gekoppeld op de common DC-bus en heeft als functie grote vermogensvariëaties op te vangen. De minimale DC-spanning van de netomvormer en de maximale spanning van de supercondensator zorgen ervoor dat de DC-bus spanning in werkregime kan variëren tussen de 580 en 750 V_{DC}.

De middellange termijn opslag wordt gerealiseerd door een combinatie van twee types batterijen, OPvZ (robuuste loodzuur) en LFP (lithiumijzerfosfaat).

De loodzuur batterij bestaat uit 12 in serie geschakelde cellen van 1600 Ah op 2 V. Dit resulteert in een batterijsysteem van 1600 Ah op 24 Vdc. Deze loodzuur technologie kan betrekkelijk veel cycli aan als de DoD beperkt wordt. De datasheet schrijft voor om de maximale diepteontlading of DoD te beperken tot 20% zodat een levensduur van 5500 cycli mogelijk is. Deze restrictie resulteert in een bruikbare batterijcapaciteit van 7.7 kWh. De loodzuur batterij heeft een lage zelfontlading van 2%/maand bij een omgevingstemperatuur van 25 °C. De batterij wordt via een bidirectionele DC-DC omvormer gekoppeld op de common DC-bus. Het omvormervermogen bedraagt 2.2 kW. Het laad- en ontlaadvermogen is via CAN-communicatie programmeerbaar en wordt begrensd op 2.2 kW.

Ook **lithium-ion batterijen** worden als middellange termijn opslag geïntegreerd. Er zijn zeer veel varianten van de lithium-ion technologie op de markt met elk hun voor- en nadelen. Veiligheid en markt bekendheid zijn twee begrippen die naar voor werden geschoven bij de keuze van de technologie. Voor die reden wordt hier gekozen voor een lithiumijzerfosfaat, of afgekort LFP, batterij. De batterij bestaat uit 23 in serie geschakelde cellen van 200 Ah op 3.2 V. Dit resulteert in een batterijsysteem van 200 Ah op 73.6 V. Deze batterij heeft een levenscyclus van 5000 cycli indien de DoD beperkt wordt tot 80%. Deze beperking resulteert in een bruikbare capaciteit van 11.7 kWh. De batterij mag continue werken aan een C-rate

= 1 en kortstondig aan een C-rate = 2. De lithiumijzerfosfaat batterij heeft een zelfontlading van minder dan 5% maand bij een omgevingstemperatuur van 25 °C. De batterij wordt via een bidirectionele DC-DC omvormer gekoppeld met de common DC-bus. De maximale DC-stroom waarmee de omvormer de batterij kan laden en ontladen is 200 A gedurende 1 min met minstens een tussentijd van 10 min. Een stroom van 120 A mag continue vloeien zonder de omvormer te beschadigen. De omvormer is uitgerust met CAN-communicatie, waarmee de aansturing en uitlezing van de omvormer gebeurt.

Controleerbaar verbruiksprofiel

Om het verbruiksprofiel van een woning of van een aantal geaggregeerde woningen na te bootsen wordt gebruik gemaakt van een regelbare belasting. Een weerstandsbank van 30 kW wordt door middel van een driefasige thyristorbrug (REVO-C) aangestuurd. Door de thyristorbrug aan te sturen, wordt het spanningssignaal aangesneden en wordt het actief vermogen geregeld. Op deze manier is het mogelijk een verbruiksprofiel naar keuze te genereren binnen de vermogensgrens van 0 tot 30 kW.

PV-installatie

Op inkoopelpunt A kan er naast het hybride opslagsysteem ook een werkelijke PV-installatie gekoppeld worden. Deze bestaat uit een combinatie van verschillende technologieën in zowel open opstelling, gesloten opstelling als op een tracker. De verschillende technologieën zijn dunne film, monokristallijn en polykristallijn. Al deze PV-panelen hebben een gezamenlijk geïnstalleerd piekvermogen van 12 kWp. De panelen worden opgesplitst in 10 strings waarbij telkens een PV-omvormer van 1 KVA de connectie met het AC-net maakt. Op Figuur 2.4 worden enkele PV-panelen geïnstalleerd op een tracker voorgesteld.



Figuur 2.4: PV-panelen geïnstalleerd op tracker

Noodstroomaggregaat

Een laatste centrale unit is de noodstroomaggregaat. Deze kan via inkoopelpunt B op het microgrid aangesloten worden. Deze noodstroomaggregaat is een dieselgenerator en werd

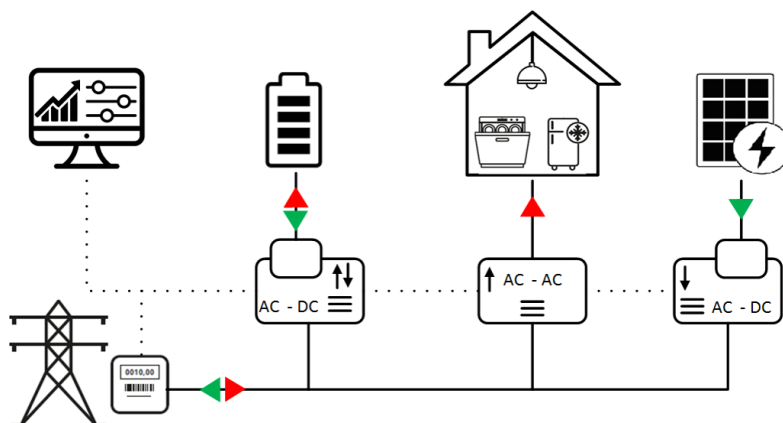
in een vorig project door E. Van Wingen aangeleverd. De viercilinder dieselmotor met een maximum vermogen van 74.5 kW drijft een synchrone generator van 50 kVA aan. Een set-point voor het actief en reactief vermogen wordt via analoge communicatie gecommuniceerd. De noodstroomaggregaat wordt in Figuur 2.5 voorgesteld.



Figuur 2.5: Noodstroomaggregaat

2.2.3 Decentrale units

Naast de centrale units worden ook enkele woningen van het microgrid uitgerust als decentrale units. Deze woningen worden voorzien van een controleerbaar verbruiks- en opbrengstprofiel en een decentraal opslagsysteem. Op deze manier kan een residentiële woning voorzien van een PV-installatie en thuisbatterij met werkelijke energiestromen nagebootst worden. De installatie is voorzien van een controller die de hiervoor opgesomde componenten uitleest en aanstuurt. De decentrale unit wordt visueel voorgesteld a.d.h.v. Figuur 2.6.

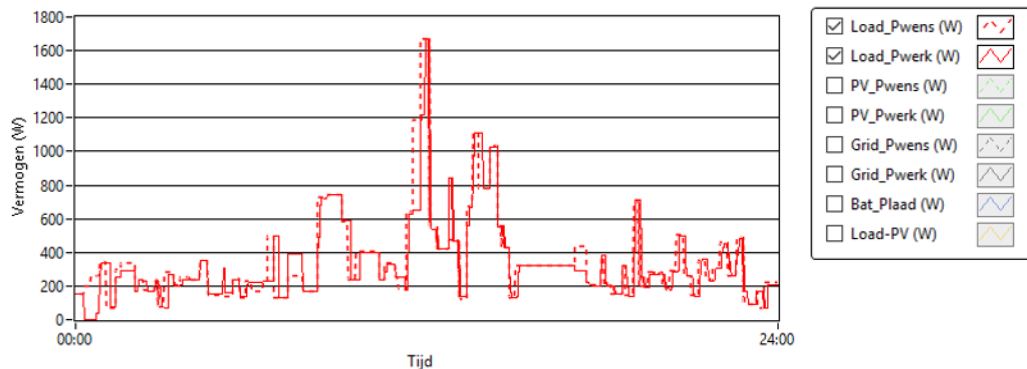


Figuur 2.6: Visuele weergave van één decentrale unit

Controleerbaar verbruiksprofiel

Om een verbruiksprofiel van een woning te emuleren op werkelijke schaal wordt gebruik gemaakt van een weerstandsbank in combinatie met een thyristorbrug. De aansturing van de thyristorbrug zorgt ervoor dat de spanning over de weerstand en dus ook het gedissipeerde vermogen geregeld kan worden. Op deze manier is het mogelijk een verbruiksprofiel naar keuze te genereren binnen de vermogensrange van 0 tot 4 kW.

In Figuur 2.7 wordt een willekeurig verbruiksprofiel van één dag voorgesteld met behulp van een rode stippellijn. Deze wenswaardes wordt vertaald naar setpoints voor de thyristorbrug. Dit setpoint heeft een wijziging in het actief vermogen tot gevolg. Het werkelijk opgemeten verbruiksprofiel wordt door middel van de volle rode lijn gevisualiseerd. Er kan besloten worden dat het werkelijk verbruiksprofiel goed overeenstemt met het gewenste verbruiksprofiel. Dit besluit is geldig zolang er binnen de software- en hardwarematige begrenzings van het systeem gewerkt wordt.

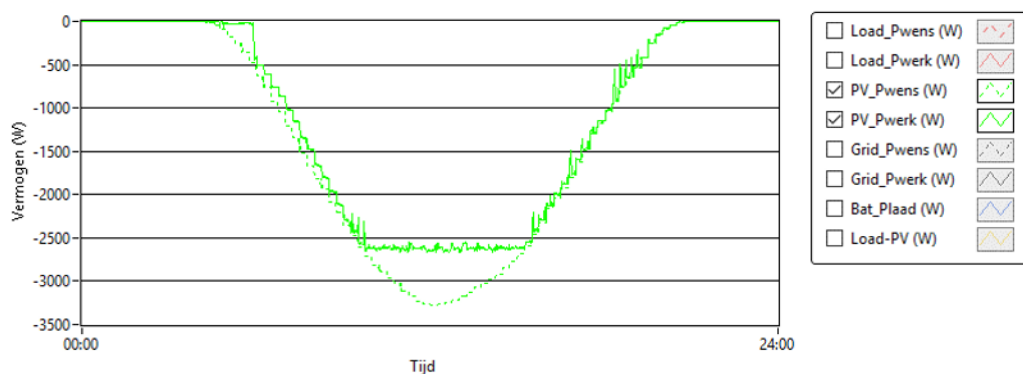


Figuur 2.7: Voorbeeld van een gewenst en werkelijk verbruiksprofiel

Regelbaar opbrengstprofiel

Het opbrengstprofiel van een werkelijke PV-installatie wordt nagebootst a.d.h.v. een DC-bron en een PV-omvormer. De Chroma 62050H-600S DC-bron is vrij programmeerbaar en bootst het opbrengstprofiel van enkele PV-panelen na in een vermogensrange van 0 kW tot 5 kVA. De SMA Sunny boy 2500hf-30 vormt de geprogrammeerde DC-spanning om naar de netspanning en dit in een vermogensrange van 0 tot maximaal 2.5 kVA. Aangezien de DC-bron vrij configureerbaar is kan een opbrengstprofiel onafhankelijk van klimatologische factoren gegenereerd worden.

In Figuur 2.8 wordt een gewenst profiel van de PV-installatie voorgesteld in groene stip-pellijn. De wenswaardes worden vertaald naar setpoints voor de DC-bron. Het werkelijk opgewekte vermogen wordt gemeten en gevisualiseerd a.d.h.v. de volle groene lijn. Uit Figuur 2.8 kan besloten worden dat het werkelijk opbrengstprofiel goed overeenstemt met het gewenste opbrengstprofiel zolang er gewerkt wordt binnen de software- en hardwarematige grenzen van het systeem. Het maximaal vermogen van de PV-installatie wordt begrensd door de omvormer op 2.5 kVA. Deze begrenzing is duidelijk te zien op Figuur 2.8.



Figuur 2.8: Voorbeeld van een gewenst en werkelijk opbrengstprofiel

Decentraal batterijopslagsysteem

Het decentraal batterijopslagsysteem is een combinatie van een batterij en omvormer. **De lithiumijzerfosfaat batterij (LFP)** van het merk Pylontech heeft een nominale capaciteit van 2.4 kWh en werkt op een nominale spanning van 48 V. Om een levensduur van 6000 cycli te garanderen moet de maximale DoD ten allen tijde begrensd worden tot 90 %. De bruikbare capaciteit bedraagt bij een DoD van 90 %, 2.2 kWh. De nominale laad- en ontladestroom is begrensd op 50 A, wat overeenstemt met een C-rate van 1. Gedurende één minuut kan de batterij een maximale laad- of ontladestroom van 100 A, wat overeenstemt met een C-rate van 2. Merk op dat het leveren van hoge vermogenspieken nefast is voor de levensduur van de batterij.

De cellen van de batterij worden continue gemonitord door een batterijmanagementsysteem of BMS. De BMS meet een heel aantal batterijparameters zoals celspanning, celtemperatuur, laad- en ontladestroom. Aan de hand van deze parameters is de BMS in staat real-time het laad- en ontladproces te regelen zodat de veiligheid, kwaliteit en levensduur gewaarborgd zijn. Het is de batterijomvormer die een bepaalde vermogensvraag oplegt, maar de BMS beslist finaal over het laad- en ontladvermogen.

De batterijomvormer verzorgt de koppeling tussen het AC-net en de DC-bus waarop de batterij aangesloten is. Er is gekozen voor een omvormer van het merk Victron. Het nominale vermogen bij 25 °C bedraagt 3000 VA met een maximale laadstroom van 35 A. De omvormer is voorzien van een off-grid functie. Bij een (tijdelijke) netonderbreking wordt de omvormer zeer snel van het openbaar distributienet losgekoppeld en creëert de omvormer zelf een AC-net waarop kritische verbruikers aangesloten zijn. Zolang de batterij voldoende geladen is, worden de kritische verbruikers gevoed. Door de snelle omschakeling van gridwerking naar eilandwerking, kan de omvormer dienst doen als UPS. De omvormer heeft een ingebouwd communicatietoestel en kan zo communiceren met de BMS van de batterij. Het communicatietoestel is ook voorzien van een Modbus TCP/IP interface. Via een externe controller kunnen verschillende parameters van de omvormer en van de aangesloten toestellen zoals de BMS uitgelezen en aangestuurd worden.



Figuur 2.9: Integratie van het decentraal opslagsysteem op het laagspanningsmicrogrid

2.2.4 Controller

Het laatste cruciale component is een controller voor het overkoepelende managementsysteem. Deze controller communiceert met alle toestellen en bepaalt de interactie van elke unit. Bij voorkeur wordt één uniform communicatieprotocol gebruikt, maar in praktijk is dit niet altijd mogelijk. Daarom ging de voorkeur naar een real-time controller die uitbreidbare acquisitiekaarten bezit met het oog op toekomstige uitbreidingen. Uiteindelijk werd voor de Compact Rio gekozen van National Instruments. De compactRIO is een real-time controller op Linux gebaseerd systeem. De CPU is vrij te configureren en wordt uitgebreid met digitale i/o, een spanningsmeetkaart om batterijcellen op te meten, een temperatuurkaart en een CAN-interface. Via de standaard ethernetpoort kan er via het Modbus TCP/IP protocol gecommuniceerd worden met de toestellen die dit communicatieprotocol toelaten.

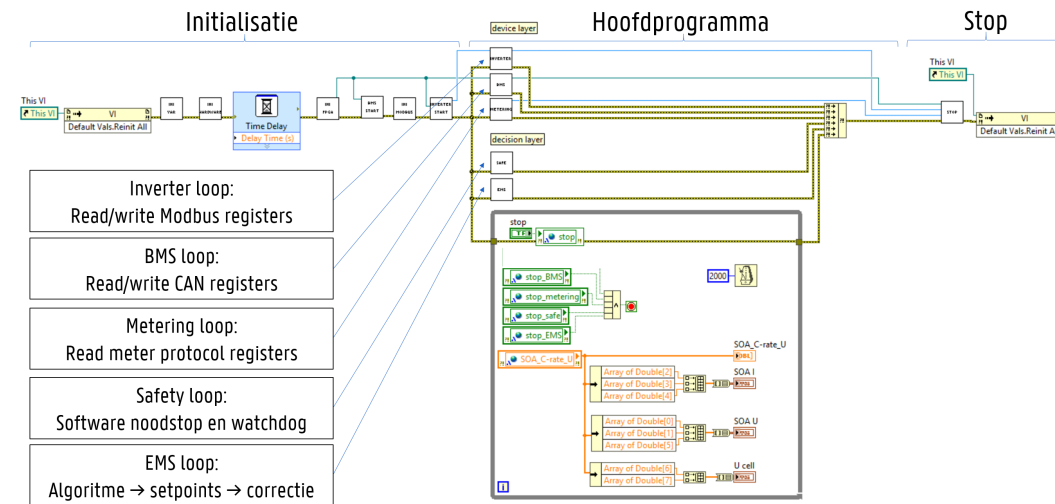
De controller is vrij programmeerbaar in LabVIEW, een grafische omgeving die ondersteund wordt door een grote community. Het ontwerpen van een LabVIEW-programma gebeurt volledig grafisch. Functies worden aangegeven als blokjes en onderling verbonden door lijnen. Processen lopen in LabVIEW van links naar rechts. Dat wil zeggen dat de eerste functie uitgevoerd moet zijn alvorens de volgende functie start. Op deze manier kan een logische structuur opgebouwd worden. Wanneer verschillende processen parallel lopen, zullen die allemaal in hun eigen tempo data afhandelen. Kritische processen, aangeduid door een prioriteitsindex, krijgen voorrang bij uitvoer. Voor de gegevensoverdracht tussen de verschillende processen zijn verschillende methoden voor synchronisatie bedacht, die allemaal hun eigen voor- en nadelen hebben.

Het LabVIEW-programma van het testplatform voor hernieuwbare technologieën wordt voorgesteld in Figuur 2.10. Bij de opstart van het programma wordt een initialisatieproces doorlopen waarbij: de variabelen gedeclareerd en gereset worden, communicatie met de verschillende toestellen opgezet worden en de controle van hardwarematige knoppen (noodstop, start- en stopknop en resetknop) overlopen worden. In het hoofdprogramma worden enkele

parallele processen uitgevoerd. Elk proces zit omsloten door een while-functie waarbij de prioriteit van uitvoering gekozen wordt i.f.v. de veiligheid. De processen van het hoofdprogramma worden uitgevoerd in een gekozen cyclustijd tot deze gewenst (door een stop functie) of ongewenst (door een error) onderbroken worden. Op Figuur 2.10 kan u volgende parallele processen onderscheiden:

- inverter loop = leest en schrijft Modbus registers van de omvormers;
- BMS loop = leest en schrijft berichten op de CAN-bus;
- metering loop = leest de energiemeters uit;
- safety loop = zorgt voor een veilige uitschakeling van de apparatuur bij het overschrijden van één of meer veiligheidsparameters.
- EMS loop = hierin kunnen verschillende controlestrategieën ontwikkeld worden.

De laatste stap in het programma is het stopproces. Hierin worden de variabelen gereset en wordt de communicatie met de apparatuur onderbroken.



Figuur 2.10: LabVIEW-programma van het testplatform voor hernieuwbare technologieën

2.3 Overzicht controlestrategieën

In deze sectie worden de verschillende controlestrategieën van een opslagsysteem besproken. Enkele van de besproken algoritmes worden geprogrammeerd in de controller van het testplatform.

2.3.1 Zelfconsumptie & zelfvoorziening

De eerste en meest voor hand liggende strategie is het opslagsysteem inzetten om de energie uitwisseling met het net te minimaliseren. In de literatuur [2, 3] wordt dit aangeduid

met behulp van de zelfconsumptieverhouding (Z_c) en de zelfvoorzieningsverhouding (Z_v). Ter verduidelijking worden beide begrippen nogmaals toegelicht zodanig er geen verwarring tussen beiden bestaat.

De zelfconsumptieverhouding staat voor het aandeel van de eigen opgewekte energie dat binnen dezelfde installatie ogenblikkelijk verbruikt wordt. Het is de verhouding van het eigenverbruik¹ op de totaal opgewekte decentrale energie. Dat betekent hoe groter de zelfconsumptie, hoe meer decentraal geproduceerde energie er ogenblikkelijk verbruikt wordt en hoe minder energie er geïnjecteerd wordt op het net. De zelfconsumptieverhouding is dus een indicatie voor het economisch rendement van de decentrale productie-eenheid.

$$Z_c = \frac{E_{ev}}{E_p} \quad (2.2)$$

met:

$$\begin{aligned} Z_c &= \text{zelfconsumptieverhouding [\%]} \\ E_{ev} &= \text{eigenverbruik [Wh]} \\ E_p &= \text{totaal opgewekte decentrale energie [Wh]} \end{aligned}$$

De zelfvoorzieningsverhouding staat voor het aandeel van de gevraagde energie die de decentrale productie-eenheid ogenblikkelijk zelf voorziet. Het is de verhouding van de eigenproductie² op de totaal gevraagde energie. Dat betekent hoe groter de zelfvoorziening, hoe meer gevraagde energie er ogenblikkelijk geproduceerd wordt en hoe kleiner de energievraag uit het net. De zelfvoorzieningsverhouding is dus een indicatie voor de netonafhankelijkheid en de energiekosten van de installatie.

$$Z_v = \frac{E_{ep}}{E_c} \quad (2.3)$$

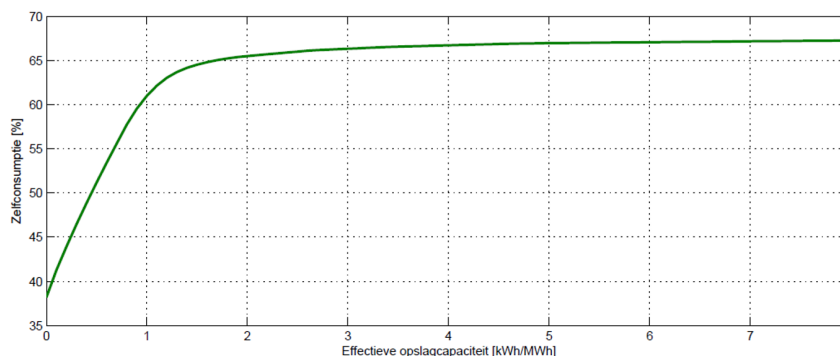
met:

$$\begin{aligned} Z_v &= \text{zelfvoorzieningsverhouding [\%]} \\ E_{ep} &= \text{eigenproductie [Wh]} \\ E_c &= \text{totaal geconsumeerde energie [Wh]} \end{aligned}$$

Het integreren van een opslagsysteem in de installatie zorgt voor een stijging van de zelfconsumptie -en zelfvoorzieningsverhouding. Indien de decentrale productie-eenheid meer energie opwekt dan de installatie ogenblikkelijk verbruikt wordt de batterij opgeladen. De opgeslagen energie wordt vervolgens gebruikt om het verbruik te voeden op een moment van productietekort. Figuur 2.11 toont de zelfconsumptie in functie van stijgende batterijcapaciteit.

¹Eigenverbruik is de zelf geproduceerde energie die ogenblikkelijk zelf verbruikt of opgeslagen wordt.

²Eigenproductie stelt de gevraagde energie voor die ogenblikkelijk zelf geproduceerd of ontladen wordt.



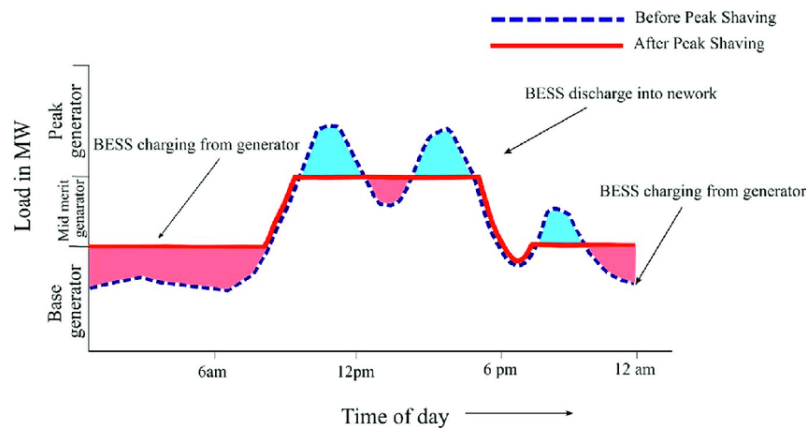
Figuur 2.11: Zelfconsumptie in functie van batterijcapaciteit

Voor een modale huishoudelijke installatie zonder batterijopslag wordt een zelfconsumptie van 38% bereikt, terwijl de integratie van batterijopslag de zelfconsumptie doet stijgen. Echter leidt het overdimensioneren van batterijopslag voor een beperkte meerwaarde in de toename van zelfconsumptie. Hetzelfde kan geconcludeerd worden voor het verloop van de zelfvoorziening i.f.v. de batterijcapaciteit.

Voor prosumenten met een terugdraaiende teller is er financieel geen stimulans om te investeren in een batterij met als doel de (Z_c) en (Z_v) te laten toenemen. Deze klantengroep maakt gebruik van het openbaar elektriciteitsnet als virtuele batterij. Alle decentraal opgewekte energie die ogenblikkelijk niet verbruikt wordt, vloeit richting het net. Is er ogenblikkelijk een tekort, dan wordt het net terug aangesproken. Indien op jaarbasis evenveel uit het net onttrokken wordt als de decentrale productie-eenheid opwekt, dan bedraagt het jaarverbruik netto 0 kWh. Als prosumenter worden de netgerelateerde kosten bepaald i.f.v. het maximaal AC-vermogen van de decentrale bron, het zogenaamde prosumentarief [€/kW]. De digitale meter maakt het mogelijk de energiestromen bidirectioneel en op korte tijdsbasis uit te lezen. Hierdoor kunnen nettarieven in de toekomst bepaald worden op basis van werkelijke afname en injectie. De herziening van de energietarieven creëert een financiële stimulans door het plaatsen van een opslagsysteem.

2.3.2 Peak shaving

Een tweede controlestrategie voor een opslagsysteem is peak shaving. In het verbruiksprofiel komen pieken voor, momenten waarop het verbruik hoger ligt dan de gemiddelde waarde. Met het peak-shaving algoritme worden vermogenspieken vermeden, door de batterij op te laden tijdens momenten van weinig verbruik en te ontladen op momenten van veel verbruik [4]. Het laden en ontladen van het opslagsysteem op het gepaste moment zorgt voor een energieverbruik met een afgevlakt profiel. Figuur 2.12 verduidelijkt het concept van ‘peak shaving’ d.m.v. batterijopslag.



Figuur 2.12: Peak shaving door middel van batterijopslag [4]

Een effectieve vorm van peak shaving kan bijdragen tot een betere benutting van de netinfrastructuur en kan de nood aan bijkomende investeringen beperken. Ook voor eindgebruikers waarbij de elektriciteitsfactuur voor een deel bepaald wordt door de piekafname en/of de aansluitcapaciteit kan peak shaving interessant zijn. We onderscheiden hierin twee groepen:

- **Piekgemeten klanten**³

De capaciteitsterm die vandaag aanwezig is in de tariefstructuur van piekgemeten klanten wordt bepaald op basis van het maximaal kwartiervermogen van de laatste 12 maanden of m.a.w. op basis van de jaarpiek [€/kW/jaar]. Er ligt een nieuwe tariefstructuur op tafel voor piekgemeten klanten, deze zou vanaf 2021 in voege treden. [5] Vanuit het streven naar een efficiënt gebruik van het net, wordt in het nieuwe voorstel het basistarief van de netgebonden kosten een zuivere vermogensterm. Er wordt voorgesteld om dit basistarief op te delen in drie verschillende capaciteitsgerelateerde tariefdragers: (i) het toegangsvermogen, (ii) de maandpiek en (iii) de time-of-use (ToU) piek. Hoe deze tariefstructuur uiteindelijk wordt ingevuld valt nog af te wachten. Het is duidelijk dat de vermogengedreven component meer belangstelling krijgt.

- **Klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting (KVM)**⁴

De huidige tariefcomponenten van klanten met een KVM is overwegend energie-gebaseerd [kWh]. De klassieke terugdraaiende teller maakt het namelijk onmogelijk andere capaciteitsdragers dan het aansluitvermogen te integreren. Prosumënten met een terugdraaiende teller betalen, aanvullend op de [€/kWh]-tarieven, het zogenaamde prosumententarief. Een capaciteitstarief i.f.v. het maximaal AC-vermogen van de decentrale bron uitgedrukt in [€/kW]. Er is in de huidige tariefstructuur dus geen financiële drijfveer om de beschikbare netcapaciteit beter te benutten. De komst van de digitale meter maakt energiemeting gedurende kortere periodes mogelijk. Dit laat in tegenstelling tot de klassieke meter toe andere capaciteitsdragers dan het aansluitvermogen

³Piekgemeten klanten = klanten met een grootverbruiksmeterinrichting (GVM) (= aansluitvermogen groter of gelijk aan 56 kVA) en/of klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen groter dan 10 kVA. Deze klantengroep beschikt standaard over een t elgestuurde meterinrichting, in het vakjargon vaak AMR genoemd, automatic meter reading.

⁴Klanten die beschikken over een KVM (=aansluitvermogen kleiner dan 56 kVA). Deze klantengroep beschikt standaard over een terugdraaiende teller of digitale meter.

te overwegen.

De elektriciteitsfactuur van zowel piekgemeten klanten als klanten met een KVM wordt in de toekomst voor een deel bepaald a.d.h.v. vermogen gebaseerde tariefdragers. Door als eindklant op een juiste manier in te spelen op deze tarifiering kan een besparing op de energiefactuur gerealiseerd worden.

2.3.3 Arbitrage

De toename van hernieuwbare energiebronnen in het elektriciteitsnet zorgt voor extra uitdagingen om vraag en aanbod ten allen tijde op elkaar af te stemmen. Vooral de onvoorspelbaarheid van het energieprofiel van zonnepanelen en windturbines creëert periodes van overaanbod en piekbelastingen wat zich vertaalt in volatiele energiemarkten. Opslag vergroot niet alleen de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet, het kan ook economische voordelen opleveren d.m.v. energie-arbitrage. Het idee van arbitrage is het aankopen en opslaan van elektrische energie i.f.v. variabele energieprijzen. Het aankopen en/of opslaan van energie gebeurt logischerwijs tijdens daluren. De opgeslagen energie heeft het potentieel om te reageren op prijsveranderingen. Door de batterij op het juiste moment aan te spreken worden kosten van elektriciteitsafname tijdens dure periodes vermeden. Indien er zich opportuniteiten voordoen op de energiemarkt kan de opgeslagen energie tegen dure prijzen verhandeld worden [4].

Time-of-Use (ToU)

Arbitrage kan financieel interessant zijn indien een ToU⁵ component opgenomen is in de energiefactuur van de eindklant. Opnieuw onderscheiden we hierin twee groepen: de piekgemeten en de niet-piekgemeten klanten, zie Peak shaving.

- **Piekgemeten klanten** In de huidige tariefstructuur van piekgemeten klanten is een ToU component opgenomen, d.m.v. het dag-nachttarief. In het voorstel van de nieuwe tariefstructuur vervalt deze verbruiksgerelateerde ToU component en wordt een nieuwe tariefdrager geïntroduceerd: ToU piek (kW). Hiermee wordt het maximale actief kwartiervermogen in vooraf vastgelegde ToU periode(n) vastgelegd, per maand. De ToU piek is dus steeds kleiner of gelijk zijn aan de maandpiek. De ToU die de VREG wenst te introduceren is bovendien statisch: ze willen zowel de verschillende ToU periodes (seizoen, werk- vs. weekenddagen, piekuren, enz.) als het van toepassing zijnde ToU tarief (€/kW_{max}/ ToU) op voorhand vastleggen om de voorspelbaarheid van het nettatarief te bewaren.
- **Niet-piekgemeten klanten** De huidige tariefstructuur van niet-piekgemeten klanten bevat een optionele tijdsgebonden prikkel. KVM klanten hebben tot op heden, voor wat de volume-gebaseerde tarieven betreft, de keuze uit een enkelvoudig of tweevoudig (dag/nacht) uurtarief, al dan niet in combinatie met een uitsluitend nachttarief. In het nieuwe voorstel wordt voor ToU klanten met een digitale meter deze ToU component geschrapt. De VREG wenst op termijn de invoering van een capaciteitsgebaseerde ToU prikkel, ToU-piek [kW]. Hiermee wordt het maximale actief kwartiervermogen in een vooraf vastgelegde periode(n) vastgelegd per jaar. De ToU die de VREG wenst

⁵ToU is een type tariefstructuur, gebaseerd op het principe van arbitrage.

te introduceren is bovendien statisch: ze willen zowel de verschillende ToU perioden (seizoen, werk- vs. weekenddagen, piekuren, enz.) als het van toepassing zijnde ToU tarief (€/kW_{max}/ ToU) op voorhand vastleggen om de voorspelbaarheid van het nettatarief te bewaren. Een ToU piek triggert de eindklant om op specifieke momenten zijn individuele piek te verminderen.

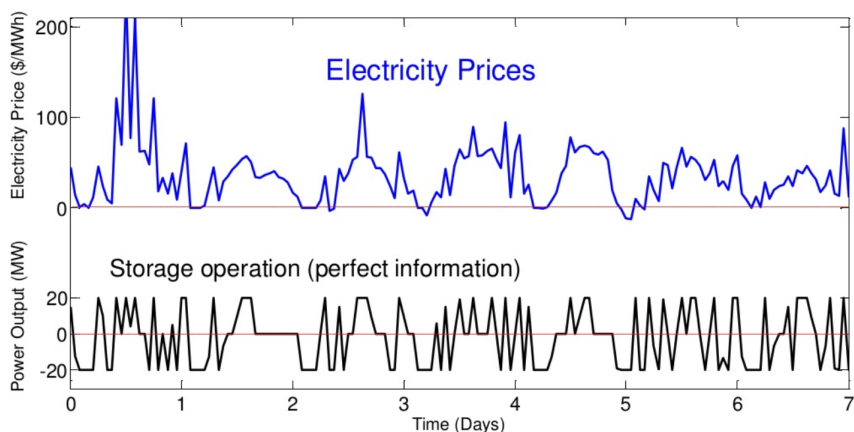
Spotmarkt

Een andere vorm van arbitrage is energie aankopen en verkopen op de spotmarkt. Een fundamenteel doel van de energiemarkt is om de netbalans te bewaren. Dit begint jaren op voorhand met energiecontracten die afgesloten worden tussen leveranciers, consumenten en producenten, dit wordt ook wel de termijnmarkt genoemd. Het verhandelen van energiecontracten loopt door van maanden, weken, dagen tot uren en minuten voor het effectief voorkomen van de afnames en injecties. Op de spotmarkt wordt energie op korte termijn verhandeld, hierin onderscheiden we de:

- Day-Ahead Market (DAM), hier wordt energie tot één dag voor levering verhandeld;
- Continuous Intraday Market (CIM), hier wordt op dezelfde dag van levering verhandeld.

Deze marktvormen worden door leveranciers gebruikt om hun portfolio op punt te stellen zodat op elk uur van de dag de geproduceerde energie overeenstemt met de gevraagde energie van hun klanten. De werking van deze energiemarkten werd reeds uitvoerig besproken in het eerste hoofdstuk.

Met een batterijopslagsysteem kan elektrische energie goedkoop aangekocht en opgeslagen worden om deze vervolgens op een later moment duurder te verkopen. Figuur 2.13 verduidelijkt het principe.



Figuur 2.13: Arbitrage door middel van batterijopslag [6]

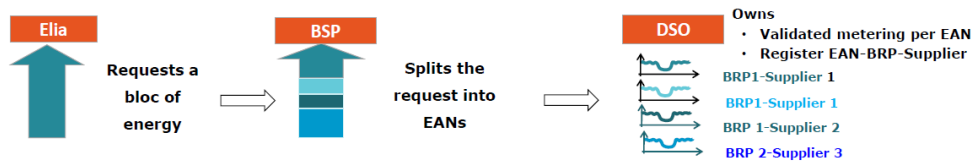
2.3.4 Onbalansmarkt

Tot slot behandelt de onbalansmarkt de onevenwichtigheden in de portefeuille van de intraday markt. Individuele BRPs kunnen te maken krijgen met een real-time onbalans. Door het activeren van systeemdiensten die op voorhand gecontracteerd waren op de reservemarkt, verzekert de TSO (Elia) een evenwicht in het systeem. Op hun beurt resulteren de activiteiten in een toename of afname van zowel vraag als aanbod. Op de reservemarkt koopt de TSO diverse producten aan die verschillende marktspelers aanbieden. De werking van de onbalansmarkt werd reeds uitvoerig besproken in het eerste hoofdstuk.

De onbalansmarkt is een capaciteitsmarkt, dit betekent dat een bepaalde capaciteit gereserveerd wordt. De belofte om een bepaalde capaciteit paraat te hebben wordt contractueel vastgelegd. Een netgebruiker kan deelnemen op twee manieren:

- Als de netgebruiker meer dan 1 MW flexibel vermogen ter beschikking heeft, kan hij deelnemen via een contractuele overeenkomst met Elia of onrechtstreeks via een balance service provider⁶.
- Als de netgebruiker minder dan 1 MW flexibel vermogen ter beschikking heeft, kan hij enkel deelnemen via een balance service provider.

⁶ Een balance service provider zal de flexibiliteit van meerdere distributienetgebruikers groeperen en kan deze activeren op verzoek van Elia



Figuur 2.14: Balancing Service Provider, source Elia

2.3.5 UPS

Voor kritische sectoren is een stabiele en continue voedingsspanning een noodzaak, denk hieraan maar aan ziekenhuizen. Maar ook voor veel bedrijven gaat een tijdelijke netonderbreking gepaard met grote financiële kosten. UPS-systemen zijn in staat ogenblikkelijk en zonder onderbreking netstoringen op te vangen. Ze zorgen voor een stabiele en continue voedingsspanning bij tijdskritische systemen. Bij IPS systemen daarentegen worden korte onderbrekingen ($T < 5$ ms) toegelaten. Batterijsystemen hebben typisch een zeer snelle responstijd waardoor ze dienst kunnen doen als UPS. De batterijcapaciteit bepaalt de tijdsduur die in noodsituaties overbrugt kan worden. Deze is typisch klein maar is voldoende om om een noodaggregaat op te starten in geval van een langdurige netonderbreking.

Dit brengt ons tot de laatste strategie van het opslagsysteem: ten allen tijde een bepaalde hoeveelheid capaciteit reserveren om de lokale betrouwbaarheid van de eindklant te vergroten.

2.4 Besluit

Het testplatform voor hernieuwbare technologieën combineert verschillende assets tot één werkend geheel. De volledige installatie werd met succes operationeel gesteld. In de controller werd het zelfvoorzieningsalgoritme en peak-shaving algoritme uitgewerkt. De theoretische bevindingen uit eerdere hoofdstukken, zoals de voordelen van shared profit en value stacking, werden gevalideerd door emulatietesten op een realistisch vermogen uit te voeren. Het testplatform vormt de ideale omgeving om enkel concrete onderzoeksvragen of casestudies praktisch uit te werken. Daarbovenop doet het testplatform dienst als demonstrator. Dit helpt ons in het verspreiden van de resultaten naar het breder publiek.

Bibliografie

- [1] Remy, cleenwerck and Jurgen, Van Ryckeghem and Thijs, Delerue and Vasileios, Papadopoulos and Jan, Desmet, “praktische gids: ”Oplossingen voor verhoogde zelfconsumptie zelfvoorziening bij KMO’s ,” 2018.
- [2] Jurgen, Van Ryckeghem and Thijs, Delerue and Agkaton, Bottenberg and Johan, Rens and Jan, Desmet, “Decongestion of the distribution grid via optimised location of PV-battery systems,” *24th International Conference Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, vol. /, June, 2017.
- [3] Rasmus , Luthander and Joakim, Widen and Daniel, Nilsson and Jenny, Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80–94, March, 2015.
- [4] Moslem, Uddin and Mohd Fakhizan, Romlie and M.F, Abdullah and Syahirah Abd, Halim and Ab Halim, Abu Bakar and Tan Chia, Kwang, “A review on peak load shaving strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, part 3, pp. 3323–3332, November, 2017.
- [5] Vlaamse Regulator voor Elektriciteit en Gas - VREG, “CONS-2019-01 - Consultatiedocument VREG voorstel tariefstructuur piekgemeten klanten,” 2019.
- [6] Rochester Institute of Technology, “Two difficulties for energy storage,” 2016.
- [7] Vlaamse Regulator voor Elektriciteit en Gas - VREG, “CONS-2019-02 - Consultatiedocument met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributietarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeetinrichting,” 2019.
- [8] Jan, Muller and Matthias, Marz and Ingo, Mauser and Hartmut, Schneck1, “Optimization of Operation and Control Strategies for Battery Energy Storage Systems by Evolutionary Algorithms,” *Application of Evolutionary Computation*, pp. 507–522, November, 2016.
- [9] Christopher, Byrne and Gregor, Verbic, “Feasibility of residential battery storage for energy arbitrage,” September, 2013.

Hoofdstuk 3

Studiecase: Aggregatie d.m.v. DC-backbone

3.1 Inleiding

Het elektriciteitsnet berust al ruim honderd jaar op de fundamenteën van de wisselspanning. De evolutie van de laatste jaren inzake energievoorziening heeft er toe geleid dat meer en meer productie-eenheden geïntegreerd werden die een gelijkspanningsstroom opwekken. Bijgevolg zijn conversies noodzakelijk waarmee de nodige verliezen gepaard gaan. Om die reden worden gelijkspanningsnetten geleidelijk aan ook populairder. Niet alleen kan er op die manier energie bespaard worden bij de energieconversie van decentrale productie-eenheden zoals een PV-installatie maar ook in de omvormers die vervat zitten in huishoudtoestellen, laptops, verlichting, enz... Vandaag zijn er verschillende pilootprojecten lopende of reeds opgeleverd waarbij een gelijkspanningsnet werd ontwikkeld [1].

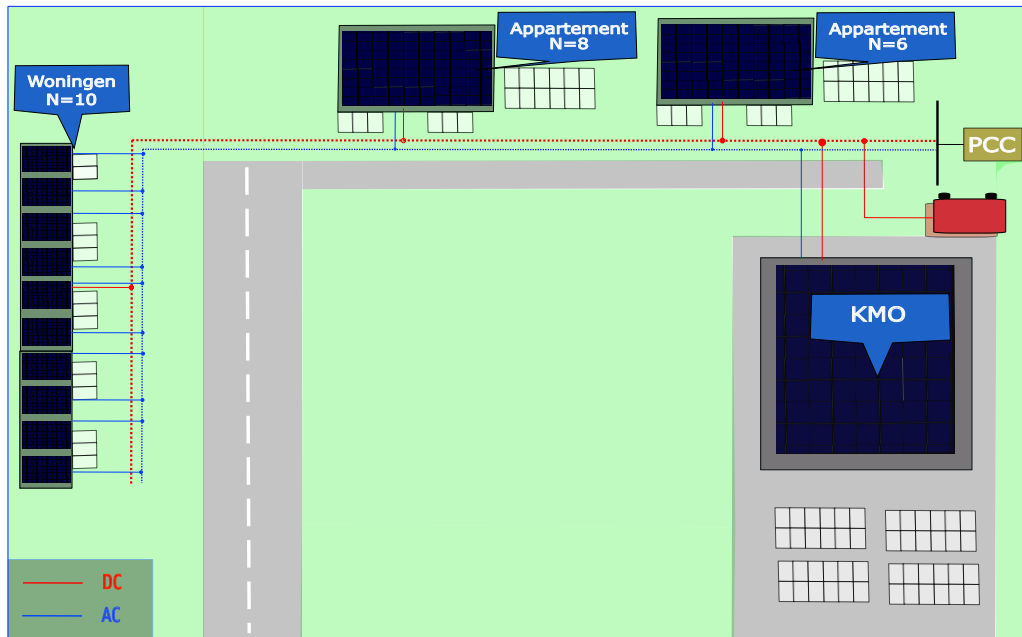
De realiteit is echter dat de omslag van een AC-distributienet naar een DC-distributienet een heel grote uitdaging vormt. Niet alleen dienen alle toestellen aangepast te worden, er is ook nood aan standaarden inzake spanningsniveau, beveiliging, kabels, enzovoort. Een hybride oplossing waarbij de afname gebeurt op het AC-distributienet en de productie en opslag op een DC-backbone heeft vandaag meer potentieel¹ [2].

De doelstelling van een DC-backbone is tweeledig, enerzijds kunnen de conversieverliezen geminimaliseerd worden. Anderzijds kan door de gemeenschappelijke voorziening de zelfvoorzieningsgraad verhoogd worden, zie hiervoor ook hoofdstuk: ‘Simulaties bij energiedelen’. Deze studiecase zal het concept van een DC-backbone uit de doeken doen en het potentieel ervan blootleggen.

¹Er wordt bewust niet gesproken over een DC-net daar dit per definitie zou impliceren dat er zowel netto afgenomen wordt als geproduceerd wordt

3.2 Voorstelling van de case

Als case wordt een fictieve energy community voorgesteld. De community is divers en bestaat uit tien rijwoningen, twee appartementsblokken met elk acht en zes wooneenheden en een KMO, in totaal 25 netgebruikers. De verbruiksprofielen zijn afkomstig van Leest & Hombeek. Voorafgaand aan deze analyse werd een profielanalyse uitgevoerd van de dataset waaruit verschillende type verbruikers gefilterd werden, waaronder o.m. de KMO's. Een illustratie van de community wordt in Figuur 3.1 weergegeven.



Figuur 3.1: Case Energy Community

De doelstelling van de case is om het nut van een DC-backbone in kaart te brengen. Er wordt verondersteld dat bijvoorbeeld een lokale coöperatieve wenst te investeren in PV en opslag en zodoende een energy community wil oprichten. Door zowel verbruik als PV en opslag te aggregeren dient de hoogst mogelijke graad van zelfvoorziening bereikt te worden. Een vergelijking zal hiervoor gemaakt worden met een klassieke AC-architectuur, waarna conclusies zullen genomen worden o.v.v.:

- Conversieverliezen;
- Kabelverliezen;
- Zelfvoorziening- en zelfconsumptiegraad.

Het is voor de hand liggend dat de eerste twee aspecten gerelateerd zijn aan het laatste. De studie wordt als volgt aangepakt:

1. In eerste instantie worden de configuraties die bestudeerd worden weergegeven. Hieruit

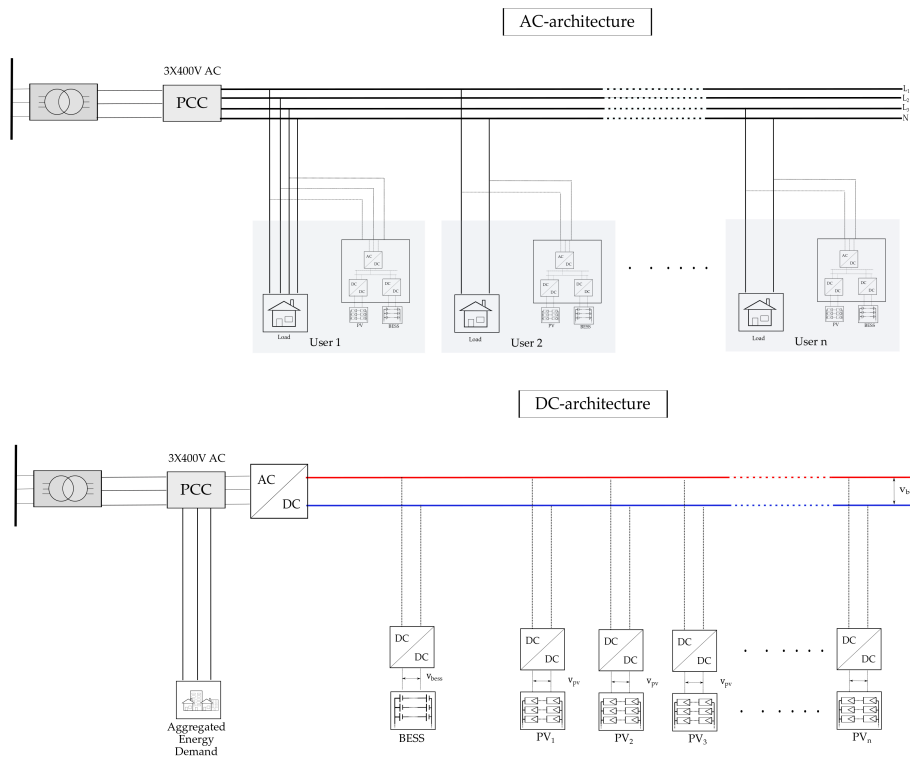
is vast te leggen welke omvormers noodzakelijk zijn voor de omzetting van AC naar DC en vice versa en voor de omzetting van de spanning. Daaropvolgend worden de efficiënties van de omvormers vastgelegd.

2. Uit de dataset van Leest & Hombeek worden zowel de individuele als de geaggregeerde verbruikersprofielen bepaald. Er worden gedurende honderd iteraties telkens 25 profielen geselecteerd. Eén van de profielen komt uit een gefilterde dataset van KMO's. Deze aanpak is analoog aan de aanpak die gehanteerd werd in hoofdstuk: 'Simulaties bij energiedelen'.
3. Vervolgens worden de conversieverliezen en kabelverliezen berekend. Dit zal eveneens per iteratie gebeuren zodat hiervan ook de spreiding bepaald wordt. Tenslotte wordt de zelfconsumptiegraad en zelfvoorzieningsgraad bepaald

3.3 Configuraties

Alvorens dieper in te gaan op de efficiëntie van de omvormers worden eerst de configuraties ervan bestudeerd. Tot deze case behoren twee configuraties voorgesteld in Figuur 3.1:

- AC-architectuur: De netgebruikers voorzien elk individueel in een PV-installatie en opslagsysteem. De DC/DC-convertoren van de PV en de opslagsystemen worden DC-gekoppeld via een gemeenschappelijke DC-bus. Tenslotte zal één gemeenschappelijke DC/AC-inverter zorgen voor de interactie met het net. Dit is de klassieke configuratie zoals deze vandaag bestaat.
- DC-architectuur: De PV-installaties alsook een gemeenschappelijk opslagsysteem worden elk via een DC/DC-converter gekoppeld aan een DC-backbone. Een gemeenschappelijke DC/AC-inverter zal de koppeling maken met de PCC van het AC-distributienet. De PV-installatie en het opslagsysteem voorzien dus in het geaggregeerd verbruik van een community.



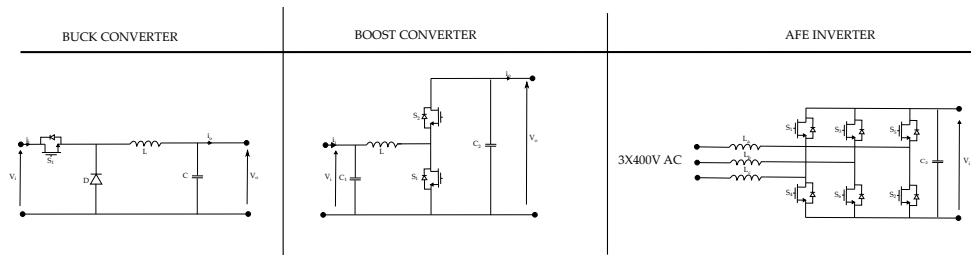
Figuur 3.2: Klassieke AC-architectuur (boven) en DC-architectuur (onder)

In beide configuraties worden volgende type omvormers toegepast:

- DC/DC-converter: Dit zijn schakelende convertoren die aan de hand van pulsbreedtemodule (PWM²) de DC-ingangsspanning omzet naar een lagere spanning, een buck-converter, of naar een hogere spanning, een boost-converter. Een boost-converter wordt hier bijvoorbeeld toegepast om de PV-spanning om te vormen naar de hogere DC-backbonespanning. Voor de batterij-opslag wordt een DC/DC-converter van het bidirectioneel type toegepast dat afhankelijk van de stroomzin ofwel als boost-converter ofwel als buck-converter zal opereren, zie Figuur 3.3.
- DC/AC-converter, oftewel een inverter: Een Active Front End (AFE) wordt hier toegepast die als voordeel heeft dat het bidirectionele vermogenflows toelaat.

Figuur 3.3 geeft de convertoren en de inverter in hun meest elementaire vorm weer.

²Puls Width Modulation



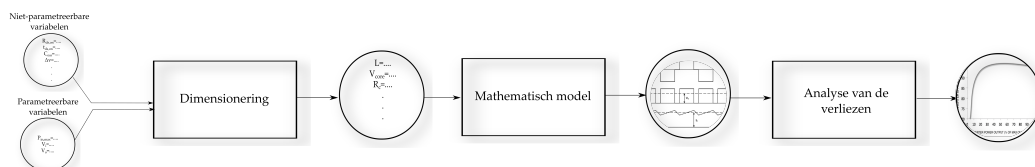
Figuur 3.3: Links: unidirectionele buck-converter; midden: bidirectionele converter; rechts: AFE inverter

3.4 Modelling van de omvormers

Het onderzoeken van de efficiëntie van omvormers is een lastige taak. De fabrikanten stellen maar een beperkte hoeveelheid aan informatie ter beschikking. Bovendien zullen er in deze case omvormers toegepast worden van verschillende vermogenklassen. Daarom werd een mathematisch model ontwikkeld waarmee de efficiëntiecurves kunnen bepaald worden voor elk vermogen, ingangsspanning en uitgangsspanning. Dit is van uitermate belang om een gedegen analyse te kunnen uitvoeren.

Het model kan onderverdeeld worden in drie delen (Figuur 3.4):

1. Dimensioneren van de omvormer: het is vanzelfsprekend dat de dimensionering sterk afhankelijk is van het gewenste nominaal vermogen en de spanningen. Echter de niet-parametereerbare variabelen zoals bijvoorbeeld de maximale stroom- en spanningsrimpel hebben ook een noemenswaardige impact op de dimensionering en werden vastgelegd op basis van de desbetreffende normen of op basis van de literatuur. Als laatste werden een aantal parameters van de schakelementen geïnventariseerd zoals bijvoorbeeld, de inwendige weerstand en de schakeltijd.
2. Modelling van de principiële werking: aan de hand van theoretische formuleringen werd de PWM-sturing gemodelleerd. Aan de hand hiervan kan voor elke component de golfvormen van de spanning en de stroom bepaald worden. Hiermee kan in een volgende stap de verliezen bepaald worden.
3. Analyse van de verliezen: de verliezen worden mathematisch bepaald op basis van componentenparameters en de stroom- en spanningsverlopen. Een onderscheid dient hier gemaakt te worden tussen de jouleverliezen en de niet-jouleverliezen.



Figuur 3.4: Flowchart van het omvormermodel

De analyse van de verliezen omvat de bepaling van volgende conversieverliezen [3]:

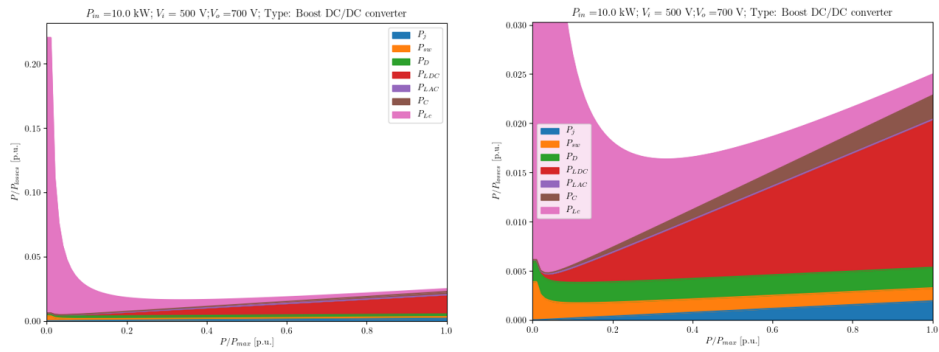
- Schakelverliezen P_{sw} : Doordat de schakelementen niet oneindig snel kunnen schakelen ontstaan tijdens het schakelen verliezen. Deze verliezen zijn afhankelijk van de in- en uitschakeltijd en van de parasitaire capaciteiten. Deze parameters worden door de halfgeleiderfabrikant doorgaans vermeld in de specificaties [4].
- Geleidingsverliezen van de schakelementen P_j : De schakelementen (in Figuur 3.3 is dit een IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor) hebben door hun fysische structuur een inwendige weerstand. Hierdoor ontstaan jouleverliezen tijdens de geleidingsperiode.
- Geleidingsverliezen in de diodes P_D : Hier geldt dezelfde uitleg als bij de geleidingsverliezen van de schakelementen. Echter deze verliezen zijn meestal veel kleiner dan bij de schakelementen.
- Kernverliezen in de spoel P_{L_c} : De kernverliezen in de spoel zijn o.m. afhankelijk van de toename van de magnetische inductie tijdens de schakelperiode en van een aantal materiaalconstanten. De schakelduur heeft bijgevolg een grote impact op deze verliezen [5].
- DC-geleidingsverliezen in de spoel $P_{L_{dc}}$: De gelijkstroomcomponent zorgt voor het ontstaan van DC-geleidingsverliezen.
- AC-geleidingsverliezen in de spoel $P_{L_{ac}}$: Door de hoge schakelfrequenties is de jouleweerstand van een spoel niet meer gelijk te stellen aan de DC-weerstand. Door het skin-effect neemt de weerstand van de spoel toe bij toenemende frequentie.
- Geleidingsverliezen in de condensator P_C : De condensatoren hebben een equivalente serieweerstand waardoor er tijdens de schakelperiode jouleverliezen optreden.

Ter illustratie van de verliezen en om de lezer een idee te geven hoe de verliezen zich verhouden ten opzichte van elkaar worden in Figuur 3.5 de verliezen uitgezet in functie van het vermogen. De in- en uitgangsspanning en het vermogen zijn hier arbitrair gekozen. Het is duidelijk vast te stellen welke hier de jouleverliezen zijn en welke de niet-jouleverliezen. De kernverliezen vormen bij lage vermogens (bijvoorbeeld deellast of lage opbrengst) het grootste aandeel. Bij hogere vermogens (bijvoorbeeld vollast of maximale opbrengst) wegen de jouleverliezen, en dan voornamelijk de geleidingsverliezen van de spoel door.

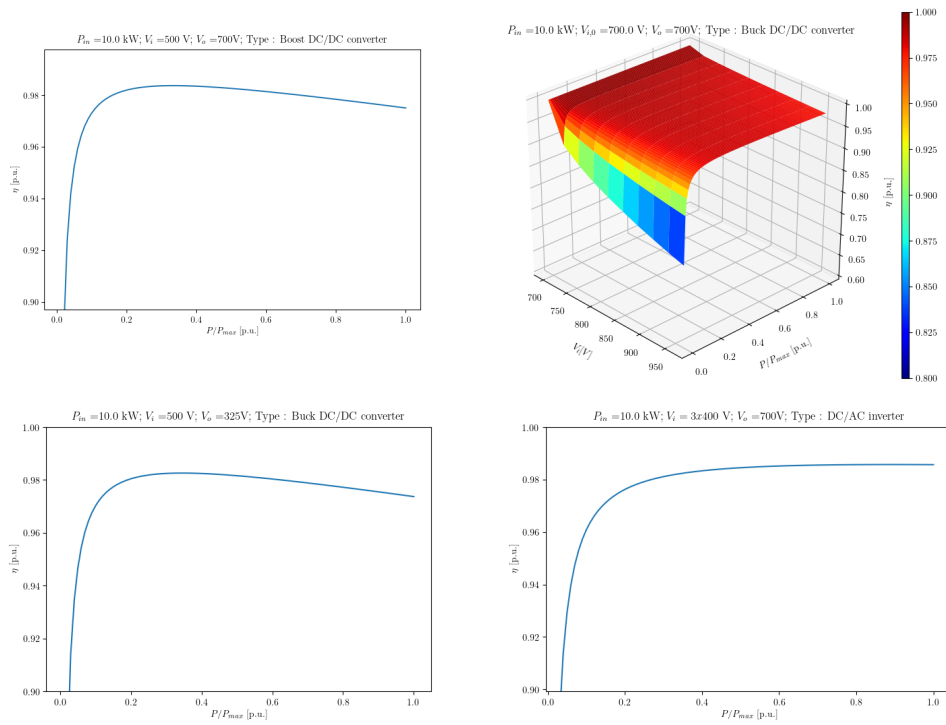
In Figuur 3.6 worden tevens een aantal efficiëntiecurves weergegeven die door het model berekend zijn. Merk op dat de DC/DC-converter van de batterijopslag eveneens spanningsafhankelijk is. Daar de geslotenklemspanning van de batterij niet constant is en functie is van de SoC wordt de efficiëntie eveneens uitgedrukt in functie van de spanning [6]. De spanningsvariatie van de PV-panelen wordt hier verwaarloosd daar deze maar in beperkte mate varieert in functie van de instraling [7].

3.5 Simulaties

Het omvormermodel uit vorige paragraaf zal geïntegreerd worden in het gehele simulatiemodel. Zoals eerder aangehaald zal in een iteratief proces honderd keer 25 profielen geselecteerd worden uit de dataset verbruiksprofielen van Leest & Hombeek. De dataset bevat verbruiksprofielen tussen 500 kWh en 15 000 kWh [8]. Er worden twee situaties bestudeerd:



Figuur 3.5: Verliezen van een boost-converter met een nominaal vermogen van 10 kW



Figuur 3.6: Efficiëntiecurves berekend door het model

- In een eerste situatie zal voor elk individueel verbruiksprofiel een PV-installatie en opslagsysteem gedimensioneerd worden. Dit wordt gedaan op basis van het dimensioneringscriteria afgeleid uit het TETRA-project D³O, nl.: $1kW_{p,pv}/MWh_{verbruik}$ en $1kWh_{bess}/MWh_{verbruik}$. Daarna zullen de omvormers gedimensioneerd worden waaruit de efficiëntie berekend wordt. Vervolgens is de netaansluiting van de PV-installatie van belang, het heeft een impact op de omvormerefficiëntie daar de spanning van de gemeenschappelijke DC-bus bepaald wordt door de AC-ingangsspanning. Verder beïnvloedt dit ook de belasting van het net aangezien er dan op de drie fasen geïnjecteerd wordt. De netbeheerder eist dat voor omvormers groter dan 5kW de facto een driefasige omvormer dient aangesloten te worden [9]. De aansluiting van de verschillende netgebruikers op het driefasig net werd arbitrair bepaald aan de hand van een randomfunctie. Er wordt hier wel aangenomen dat het net van het type 3x400V+N is.
- In een tweede situatie zal gedurende elke iteratie een geaggregeerd verbruiksprofiel samengesteld worden. Hiervan wordt vervolgens op een zelfde manier de PV-installatie en opslag gedimensioneerd maar dan op basis van het geaggregeerd profiel van 25 netgebruikers. De aansluiting van de DC/AC-omvormer is de facto driefasig en gebeurt eveneens op een 3x400V+N-net. De berekende capaciteit aan PV wordt verdeeld over de dakoppervlaktes van de gebouwen en woningen én zal telkens via één enkele DC/DC-converter gekoppeld worden aan de DC-backbone. Het opslagsysteem is een centrale batterij die aangesloten wordt in het begin van de DC-backbone.

In beide scenario's wordt een batterij gesimuleerd met een C-rate van 1.

Tenslotte worden de kabelverliezen bepaald. Hiervoor werd een powerflowberekening uitgevoerd aan de hand van de Forward-Backward sweepmethode [10]. Deze methode is heel effectief en laat toe om met minimale rekenkracht (of tijd) voor elk proces de powerflow op te lossen. Echter, deze methode kan enkel toegepast worden in radiale netstructuren. De powerflowberekening gebeurt als volgt:

$$P_i = P_{l,i} - P_{P,i} \quad (3.1)$$

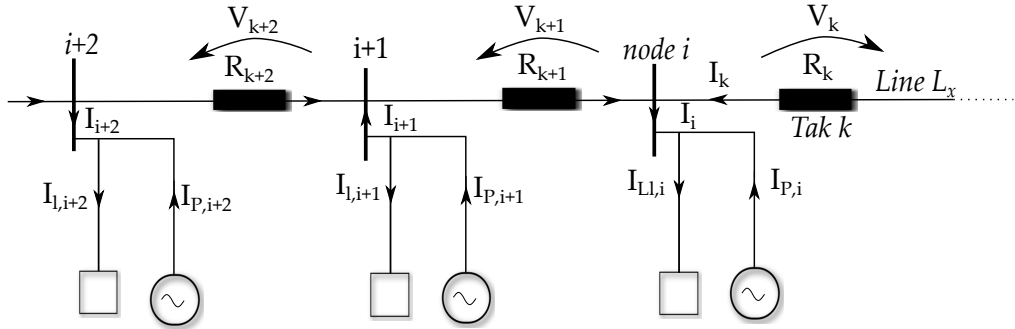
$$x = [Line_0, Line_1, Line_2, Line_N] \quad (3.2)$$

$$P_{x,loss}(k+1) = I_{x,k+1}^2 * R_{k+1} \quad (3.3)$$

$$P_{T,x,loss} = \sum_{k=1}^n P_{loss}(k+1) + I_{k=1}^2 * R_{k=1} \quad (3.4)$$

De Forward-Backward sweep powerflow is een iteratieve methode en wordt gestart vanaf de laatste *tak* en dan steeds voortbouwend op de laatst berekende *node* (Figuur 3.7). In vergelijking 3.1 wordt de netto injectie of verbruik berekend, $P_{l,i}$ stelt het gevraagd vermogen weer en $P_{P,i}$ het geïnjecteerd vermogen. Op basis van deze vermogens wordt tijdens de initiële voorwaartse beweging (forward sweep) de stromen berekend op basis van een fictieve vaste spanning over de volledige kabellengte, zijnde de netspanning. Vervolgens wordt voor iedere node de werkelijke spanning berekend. Als resultaat van deze eerste iteratie wordt een vector verkregen met de stromen en spanningen over het netwerk. In een volgende iteratie zal nu gestart worden van de voorgaand berekende spanning om de stromen te berekenen waarna vervolgens de spanningen berekend worden. Dit proces wordt herhaald totdat de divergentie in spanning kleiner is dan de vooropgestelde maximumafwijking.

De verliezen worden berekend voor iedere lijn afzonderlijk (zie 3.2 en 3.4). x stelt hierbij de fasen voor waarop de netgebruiker is aangesloten.



Figuur 3.7: Forward-Backward-sweep powerflow

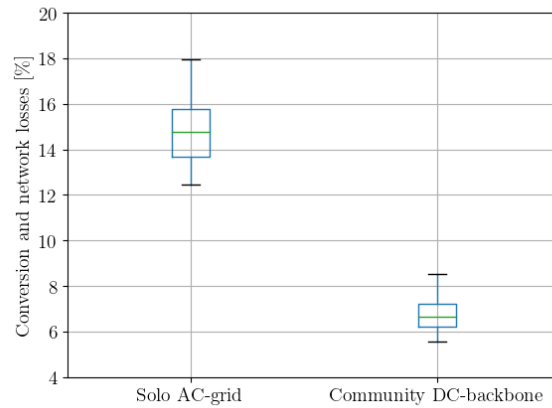
Tabel 3.1 geeft de netparameters weer op basis waarvan de simulaties uitgevoerd worden. Het toegepaste type kabel en sectie is gebaseerd op de kabel die door de netbeheerder standaard wordt aangelegd in laagspanningsnetten. De kabel van de DC-backbone werd via een voorafgaande simulatie berekend op basis van het maximale geïnjecteerd vermogen.

De DC-backbonespanning wordt hier als 700V aangenomen.

Tabel 3.1: Netparameters

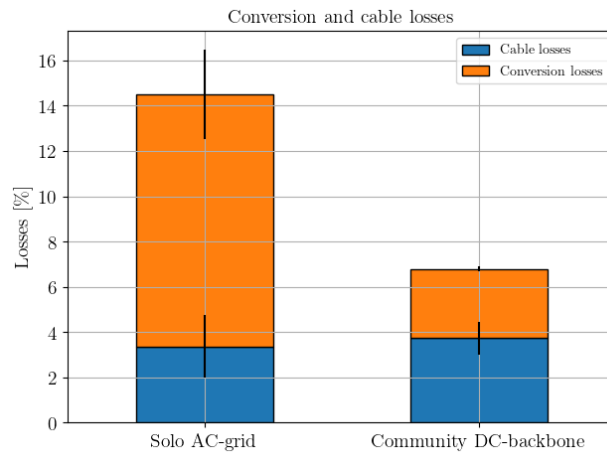
	Klassieke AC-architectuur	DC-backbone
Type kabel	EAXVB	EAXVB
$A_k [mm^2]$	50	50
$r_k [m\Omega/m]$	0.641	0.641
$l_{k,tot} [m]$	400	400
$U_{net} [V]$	$3 \times 400 + N$	-
$U_{bb,dc} [V]$	-	700

Hieronder worden de globale verliezen uitgezet. Wanneer de netgebruikers individueel voorzien in PV en opslag dan zijn de verliezen (mediaan) tot 8 procentpunt hoger dan in het geval PV en opslag geaggregeerd worden in een DC-backbone. De minima en maxima (q25 en q75) van de distributie geven respectievelijk een afname van 6.5 procentpunt en bijna 9 procentpunt weer met uitschieters (q100) tot boven de 12 procentpunt.



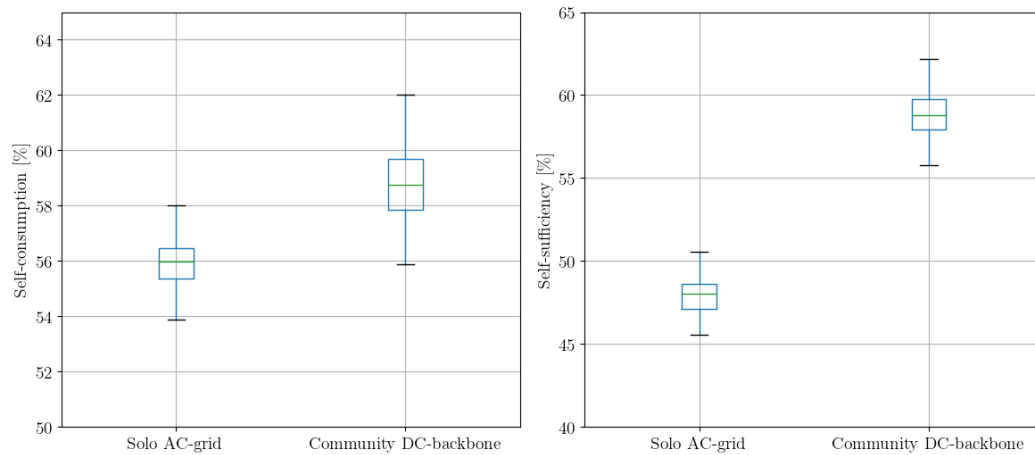
Figuur 3.8: Distributie verliezen bij individuele (AC-grid) en gemeenschappelijke (DC-backbone) PV en opslag

Indien er meer in detail gekeken wordt naar de conversieverliezen en de kabelverliezen, dan is duidelijk te merken dat de conversieverliezen tot drie keer lager zijn bij een DC-backbone. De kabelverliezen nemen echter wel toe bij een DC-backbone. Dit is te wijten aan de toenemende vermogenstromen.



Figuur 3.9: Conversie- en kabelverliezen

De zelfvoorzieningsgraad kent een toename van om en bij de 11 procentpunt, met een maximum en minimum van 12 procentpunt en 9.5 procentpunt. De uitschieters gaan tot welliefst 17 procentpunt. De zelfconsumptiegraad stijgt met ongeveer 3 procentpunt.



Figuur 3.10: Distributie van de zelfvoorziening en zelfconsumptie

3.6 Conclusie

In dit hoofdstuk werd een studiecasse uitgewerkt waarbij via een DC-backbone PV en opslag geaggregeerd wordt om zodoende een energy community te creëren. De DC-backbone laat toe om dit op een energie-efficiënte manier te realiseren waarbij er, zo blijkt, het meest bespaard wordt in conversieverliezen. Deze zijn tot drie keer kleiner dan bij een AC-configuratie. De omvormers werden mathematisch gemodelleerd en de kabelverliezen werden in acht genomen door toepassing van de backward-sweep powerflow methode. Door de toenemende vermogenstromen zijn de kabelverliezen groter bij een DC-backbone dan bij een AC-configuratie. De zelfvoorzieningsgraad stijgt met zo'n 11 procentpunt en de zelfconsumptiegraad met ongeveer 3 procentpunt.

Bibliografie

- [1] DC Systems, “Innovative DC projects,” 2020.
- [2] D. H. Jeroen, *Groot gelijk, de toekomst van gelijksspanning in Nederland*. DC systems, 2014.
- [3] Jing, Guo, *Modeling and design of inverters using novel power loss calculation and dc-link current/voltage ripple estimation methods and bus bar analysis*. mcmastr university, 2017.
- [4] X. Yali, S. Shan, J. Hongwei, S. Patrick, and S. Z. John, “New Physical Insights on Power MOSFET Switching Losses,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 24, Issue 2, pp. 525–532, February, 2009.
- [5] M. Jonas, B. Jurgen, K. Johann Walter, and E. Andreas, “Core Losses Under the DC Bias Condition Based on Steinmetz Parameters,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 27, Issue 2, pp. 953–964, February, 2012.
- [6] W. Caihao, S. Jing, and P. Huei, “A unified open-circuit-voltage model of lithium-ion batteries for state-of-charge estimation and state-of-health monitoring,” *Journal of Power Sources* 258 (2014) 228e237, vol. 258, Issue 2, pp. 228–237, February, 2014.
- [7] Earthscan, *Planning and installing Photovoltaic systems*. Earthscan, 2008.
- [8] Eurostat, “Energy statistics - electricity prices for domestic and industrial consumers, price components,” 2007.
- [9] Eandis, “Reglement betreffende de aansluitingen op het distributienet laagspanning ≤ 1 kv voor afname en injectie van elektrische energie,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, vol. 27, Issue 2, pp. 953–964, February, 2012.
- [10] A. Antonino, D. Luigi, F. Salvatore, I. Mariano Giuseppe, and S. Eleonora Riva, “A backward sweep method for power flow solution in distribution networks,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 32, Issue 4, pp. 271–280, May, 2010.

Hoofdstuk 4

Conclusies

Het project 'Flexnet' had als basisdoelstelling aan te tonen dat energieopslag de onbalans tussen decentrale opbrengst en verbruik kan gecompenseerd worden, gebruikmakend van enerzijds de huidige technologische ontwikkelingen en anderzijds het potentieel van de verdienmodellen die ontstaan door het flexibel inzetten van zowel hernieuwbare energiebronnen als opslagsystemen. We hebben dit onderzocht aan de hand van verschillende deelaspecten, startende van de energiefactuur en de marktwerking, over de mogelijkheden van hernieuwbare energie en opslagsystemen. De aankomende wijzigende energiefacturatie structuur, zal de toename van zowel zelfconsumptie, zelfvoorziening, hogere benutting als flexibele inzet van verbruik en opslag op al deze aspecten een positieve impact kunnen hebben op de totale energiefactuur. Binnen het project zijn we gestart met het in kaart brengen van de hedendaagse ontwikkelingen in de marktstructuur. Door flexibiliteit te integreren in de marktstructuur zijn de mogelijkheden van shared profits door energiedelen bestudeerd en zijn optimalisatietechnieken voor verschillende energievraagstukken ontwikkeld.

Gedurende dit zeer boeiend en uitdagend project zijn verschillende case studies uitgevoerd, waarbij er twee belangrijke besluiten kunnen geformuleerd worden. Door het toepassen van gecombineerde controle strategieën van een batterijopslagsysteem is het mogelijk met een minimum aan opslag een maximale zelfconsumptie en zelfvoorziening te creëren, terwijl het aggregeren van hernieuwbare energiebronnen en opslagsystemen op DC-niveau toelaat om op een energie-efficiënte manier de energie uitwisselingen te optimaliseren naar zowel dimensionering als naar conversie- en netwerkverliezen.

De opbrengst- en verbruiksprofielen voor verschillende types eindverbruikers is bestudeerd om combinaties te kunnen maken van verschillende hernieuwbare bronnen en opslagsystemen met het oog op de aggregatie van verbruikers die mogelijks door gedeelde infrastructuur een hogere optimalisatiegraad kunnen bereiken. Deze inzichten zijn vertaald geworden naar een optimale inschatting hoeveel hernieuwbare energie en opslagcapaciteit de desbetreffende eindgebruikers of onderlinge combinaties van hen kunnen aangewend worden om een zinvolle afweging te maken tussen de verschillende opslag technologieën en hernieuwbare bronnen op individueel en lokaal niveau, met het oog op het organiseren van bijkomende dienstverlening én rekening houdend met technische én technologische randvoorwaarden.

Door te focussen op bijkomende strategieën voor de uitrol van opslag zodat nog meer hernieuwbare bronnen kunnen aangewend worden, is de context geschetst en de primaire doel-

stelling duidelijk aangetoond. Om de toename van verbruik en productie-eenheden in het net van de toekomst te integreren, is een breder gamma van innovatieve technieken noodzakelijk voor de (toekomstige) markspelers. Bovendien brengt een betere afstemming van opbrengst en verbruik met behulp van allerlei energiebuffers, ondernemingen en eindverbruiker een decongestie van het distributienet teweegbrengen, die zowel voor de (geaggregeerde) eindverbruiker als voor de netbeheerder voordelen biedt.

Tot slot dank ik de Vlaamse overheid die dankzij de financiering binnen het VLAIO-TETRA kader dit project heeft mogelijk gemaakt. De opgestelde roadmap en ontwikkelde software tool stelt de eindverbruiker in staat om een gecombineerd systeem met hernieuwbare energie en opslag op een adequate manier uit te baten.

Prof. dr. ir. Jan Desmet Oktober 2020