

Onder controle houden van de aansluitcapaciteit door flexibel toepassen van RES, opslag en vraagsturing

FLEXICAP

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

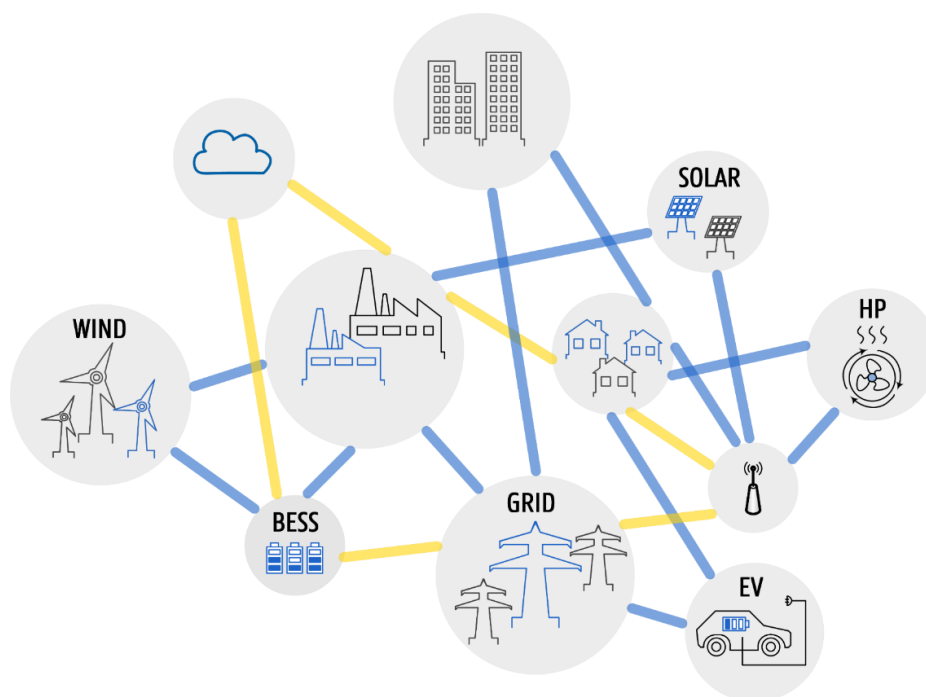
Dr. ir. Roncancio A. Paula
Howest
Energiemanagement
Paula.Acuna.Roncancio@Howest.be

Ing. Vanhove, Toon
Universiteit Gent
EELab/Lemcko
Toon.vanhove@UGent.be

Ing. Bauwens, Arne
Howest
Energiemanagement
Arne.Bauwens@Howest.be

Ing. Van Ryckeghem Jurgen
Howest
Energiemanagement
Jurgen.Van.Ryckeghem@Howest.be

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



Zowel Universiteit Gent als de begeleidingsgroep van het 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:

T. Vanhove, G. De Greve, A. P. Roncancio, A. Bauwens, J. Van Ryckeghem and J. Desmet, "Onder controle houden van de aansluitcapaciteit door flexibel toepassen van RES, opslag en vraagsturing - FLEXICAP", Universiteit Gent - EELab/Lemcko, Howest, Kortrijk, 2022.

©2022 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, micro film, 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, micro film, electronic or any other means without written permission from the publisher

Voorwoord

Deze praktische gids of 'roadmap' werd geschreven binnen het kader van het TETRA project "Onder controle houden van de aansluitcapaciteit door flexibel toepassen van RES, opslag en vraagsturing" – FLEXICAP. Deze roadmap vormt een leidraad en bondige samenvatting van dit project en dient om op een begrijpbare manier de kennis over te dragen naar studie bureaus, installateurs,...

De aanleiding voor dit project is de wijziging van de tariefstructuur voor de nettarieven voor zowel laagspanningsklanten als niet-laagspanningsklanten in de vorm van het capaciteitstarief. Mogelijk gemaakt door de uitrol van de digitale meter, zullen deze klantengroepen nu voor het eerst of voor een groter deel worden getarifeerd op basis van hun afnamepieken i.p.v. enkel het totaalverbruik. Dit opent nieuwe mogelijkheden voor het benutten van flexibiliteit. Deze flexibiliteit kreeg tijdens de loop van het project nog een extra waarde. Door de afschaffing van de terugdraaiende teller en de energiecrisis werd het belangrijker dan ooit om de eigen opgewekte energie ook daadwerkelijk zelf te verbruiken. Dimensioneringen en flexibele sturingen werden ontwikkeld om deze flexibiliteit optimaal te genereren en in te zetten.

Naast het capaciteitstarief, werd in dit project dus de energietransitie in zijn totaliteit bekeken. Dit zowel voor de residentiële sector als voor de kmo's. De energietransitie werd bekeken vanuit de 4 grote groepen apparaten die de kern vormen van deze transitie: de decentrale productie (PV-installaties), opslagsystemen (de thuisbatterij), elektrische voertuigen en warmtepompen. De impact van elk van deze apparaten (verder 'assets') op het verbruiksprofiel werd onderzocht en geanalyseerd om aanbevelingen te doen naar dimensionering en flexibele sturingen toe. Hiervoor werden voornamelijk eigen simulatiemodellen gebruikt, aangevuld met enkele praktische casestudies. Deze simulatiemodellen werden finaal openbaar gemaakt via de online webapplicatie www.flexicap.be. Via deze tool kan iedereen voor zijn specifieke situatie toekomstige aankopen simuleren en dimensioneren.



Inhoudsopgave

1	Werkpakket 1 - Studie van verbruiksprofielen.....	1
1.1	Inleiding.....	1
1.2	Residentieel.....	1
1.2.1	Gebruikte data.....	1
1.3	Kmo's.....	5
2	Werkpakket 2 – Flexibiliteitspotentieel	7
2.1	Inleiding.....	7
2.2	Residentieel.....	8
2.2.1	Aanwezige profiel.....	8
2.2.2	Elektrische voertuigen.....	10
2.2.3	Warmtepompen	17
2.3	Kmo's.....	25
2.3.1	Flexibiliteit van het aanwezige profiel.....	25
2.3.2	Elektrische voertuigen.....	26
3	Werkpakket 3 - Optimalisatie van PV- en opslagsystemen.....	32
3.1	Optimale PV-installatie - residentieel	33
3.1.1	Verbruikers met een elektrisch voertuig.....	37
3.1.2	Verbruikers met een warmtepomp.....	38
3.1.3	Economische aspecten	39
3.2	Optimale PV-installatie - kmo	45
3.3	Batterijen - residentieel.....	48
3.3.1	Batterijen om de zelfvoorziening te verhogen.....	49
3.3.2	Batterijen voor piekreductie	52
3.3.3	Batterijen met een combinatie tussen zelfvoorziening en peak shaving strategieën ..	53
3.4	Batterijen - Kmo	54
4	Werkpakket 4 - Impact wijziging tariefstructuur.....	56
4.1	Laagspanningsklanten	56
4.2	Niet-laagspanningsklanten.....	58
5	Werkpakket 5 - Casestudies	62
5.1	Casestudie controlestrategieën van een thuisbatterij.....	62
5.2	Casestudie laadpark	67
5.2.1	Opgemeten data.....	68
5.2.2	Invloed meer laadpalen en meer laadsessies.....	70

5.2.3	Slim sturen.....	71
5.2.4	Conclusies.....	72
5.3	<i>Casestudie – Demonstratoren: EMS marktstudie</i>	72
5.3.1	Ariston Nuos Wifi 200 warmtepompboiler	73
5.3.2	SMA Batterij opstelling.....	74
5.3.3	MY-PV	75
5.3.4	GPControl	75
5.3.5	<i>General lucht-lucht warmtepomp</i>	76
5.3.6	Kaysun I-I warmtepomp	77
5.3.7	Laadpark	77
5.4	Casestudie Mitsubishi	78
5.5	Successtory – Batterijsturing Ysebaert.....	83
6	Werkpakket 6 - Simulatietool.....	84
7	Bibliografie.....	85

Lijst van figuren

Figuur 1: Verdeling totaal verbruik dataset.....	1
Figuur 2: (links) gemiddelde maandpiek i.f.v. totaal verbruik, (rechts) piekverhouding i.f.v. totaal verbruik voor de residentiële dataset.....	2
Figuur 3: Voorstelling van de vier clusters waarin de residentiële dataset kan worden onderverdeeld.	4
Figuur 4: (links) gemiddelde maandpiek i.f.v. totaal verbruik, (rechts) piekverhouding i.f.v. totaal verbruik voor de kmo-dataset.	5
Figuur 5: Voorstelling van de vier clusters waarin de kmo-dataset kan worden onderverdeeld.	6
Figuur 6: Laadduurcurves van de residentiële dataset.....	8
Figuur 7: Verdeling van de te verplaatsen hoeveelheid energie in functie van de gewenste piekreductie voor de residentiële dataset.....	9
Figuur 8: Verdeling van de toename van de gemiddelde maandpiek voor (links) een snellader en (rechts) een traaglader. .	11
Figuur 9: Gemiddelde toename van de gemiddelde maandpiek i.f.v. de aankomsttijd voor 3 verschillende laadpaalvermogens	12
Figuur 10: Gemiddelde totale laadtijd bij slim laden i.f.v. de maximaal toegestane stijging van de gemiddelde maandpiek.	13
Figuur 11: Gemiddelde zelfconsumptie i.f.v. aankomsttijd bij dom laden.	14
Figuur 12: Gemiddelde zelfconsumptie i.f.v. de genormaliseerde hoeveelheid zonnepanelen (dom laden)	15
Figuur 13: Gemiddelde zelfconsumptie i.f.v. de genormaliseerde hoeveelheid zonnepanelen (slim laden).	16
Figuur 14: (boven) warmtevraagprofiel waaruit (onder) het warmtepompprofiel wordt afgeleid.....	18
Figuur 15: COP van een lucht-water warmtepomp doorheen het jaar. Afkomstig uit de When2heat dataset [9].	19
Figuur 16: Behaalde zelfvoorziening voor de drie cases (zonder ander verbruik) i.f.v. de genormaliseerde hoeveelheid productie bij domme werking.	22
Figuur 17: Verdeling van het verbruik van een warmtepomp en de productie van een PV-installatie.....	23
Figuur 18: Behaalde zelfvoorziening voor de drie cases (zonder ander verbruik) i.f.v. de genormaliseerde hoeveelheid productie bij zowel domme als slimme sturing.....	24
Figuur 19: Toename van de zelfvoorziening i.f.v. de toegestane fluctuatie (comfortparameter) voor verschillende dimensioneringen van de PV-installatie.	24
Figuur 20: Laadduurcurve van de kmo dataset.	25
Figuur 21: Verdeling van het aantal kwartieren waarin (boven) en de hoeveelheid energie die (onder) moet worden verschoven i.f.v. de reductie van de gemiddelde maandpiek die een kmo probeert na te streven. Enkel toegepast op de bedrijven die een jaarpiek boven 100 kW hebben.	26
Figuur 22: Stochastische variabelen beschouwd in het simuleren van een laadpark.	28
Figuur 23: Voorbeeld van de verdeling van de hoeveelheid wagens die zich aanbieden op 1 dag bij een laadpark met 10 laadpalen.....	29
Figuur 24: Voorbeeld van de output van een simulatie.	30
Figuur 25: De ratio van de jaar- en maandpiek t.o.v. het geïnstalleerd vermogen. Elk laadpark werd 10 maal gesimuleerd, het gemiddelde wordt getoond.	30
Figuur 26: Verdeling van de stijging van de jaarpiek door de introductie van een laadpark bij slim en dom laden. Let op, x-as stijgt op het einde niet lineair.	31
Figuur 27: De zelfconsumptie van elk bijkomend paneel i.f.v. de grootte van de PV-installatie. De geteste verbruiker heeft een jaarverbruik van 4000 kWh.....	32
Figuur 28: De zelfvoorziening i.f.v. de genormaliseerde grootte van de PV-installatie voor elk profiel in de residentiële dataset. Panelen werden georiënteerd naar het zuiden met een hellingshoek van 35°.....	34
Figuur 29: Het gemiddelde zwaartepunt (tijdstip waarop de helft van de energie van die dag werd opgewekt) i.f.v. de helling en oriëntatie van een PV-installatie in België.....	34
Figuur 30: Procentuele opbrengst van de installatie t.o.v. de ideaal georiënteerde installatie i.f.v. de helling en de oriëntatie van de PV-installatie.....	35
Figuur 31: De behaalde gemiddelde zelfvoorziening i.f.v. de helling en de oriëntatie van de PV-installatie.....	36
Figuur 32: Productieprofiel van een (boven) zuidelijk georiënteerde installatie en (onder) westelijk georiënteerde installatie.	36
Figuur 33: Herhaling van figuur die de zelfconsumptie afbeeldt i.f.v. het aankomstuur voor drie verschillende laadpaalvermogens.	37
Figuur 34: Eigenverbruik bij slim en dom laden voor (links) een ac-snellader en (rechts) een traaglader (3.7 kW).	38
Figuur 35: Eigenverbruik bij warmtepompen zonder en met slimme sturing voor de 3 verschillende cases.	39
Figuur 36: Evolutie van de energieprijis/kWh van januari 2021 t.e.m. december 2022 voor residentiële afnemers [12].	41

Figuur 37: Evolutie van de injectievergoeding/kWh van januari 2021 t.e.m. december 2022 voor residentiële afnemers [12].	42
Figuur 38: Optimale dimensionering van een PV-installatie i.f.v. de afnameprijs en injectievergoeding. Er wordt geoptimaliseerd naar maximale winst na 20 jaar.	43
Figuur 39: Maximale dimensionering van een PV-installatie die zich moet terugverdienen op 7 jaar i.f.v. de afnameprijs en injectievergoeding.	44
Figuur 40: De zelfvoorziening i.f.v. de genormaliseerde grootte van de PV-installatie voor elk profiel in de kmo dataset. Panelen werden georiënteerd naar het zuiden met een hellingshoek van 35°.	46
Figuur 41: Voorstelling van de oost-west oriëntatie. De figuur is niet op schaal.	47
Figuur 42: Spreiding van de zelfvoorziening die optreedt bij alle bedrijven in de kmo dataset wanneer het dak vol wordt gelegd met zuidelijk en oost-west georiënteerde PV-panelen;	47
Figuur 43: Mediaan zelfvoorziening i.f.v. de genormaliseerde installatiegrootte.	48
Figuur 44: Zelfvoorziening i.f.v. geïnstalleerd PV-vermogen met verschillende dimensioneringen van batterijen.	49
Figuur 45.	50
Figuur 46: Optimale dimensioneringsfactor van de batterij i.f.v. de aankoopprijs van batterijsystemen en de verschilprijs tussen afname- en injectie. De heat maps geven het gemiddelde van de dataset weer. De PV-installatie werd steeds 1 op 1 gedimensioneerd beschouwd.	51
Figuur 47: Spreiding van de behaalde reductie van de gemiddelde maandpiek i.f.v. de batterijcapaciteit voor de residentiële dataset.	52
Figuur 48: Spreiding van de reductie van de factuur bij 1 op 1 gedimensioneerde batterijsystemen voor twee verschillende controlestrategieën. De PV-installatie werd gedimensioneerd volgens de 1 op 1 dimensionering.	53
Figuur 49: Spreiding van de absolute reductie van de gemiddelde maandpiek bij verschillende batterijgroottes voor de kmo sector. Let op: de x-as verloopt niet lineair.	55
Figuur 50: Hoe wijzigt de netfactuur voor de verschillende residentiële groepen met een digitale meter? [17]	57
Figuur 51: Hoe wijzigt de netfactuur voor de verschillende residentiële groepen met een klassieke meter? [17]	58
Figuur 52: Stijging van de netfactuur in functie van het verbruik en de jaarpiek. Voor (links) hoogspanningsklanten, (midden) middenspanningsklanten en (rechts) trans ls klanten. Aangeduid in het zwart zijn de profielen uit de dataset.	60
Figuur 53: Verdeling van de verandering van de netfactuur voor (links) middenspanningsklanten en (rechts) trans ls klanten uit de dataset.	61
Figuur 54: Voorbeeld van de combinatiesturing voor 5 dagen in april.	63
Figuur 55: Foto van de opstelling	63
Figuur 56: Verdeling van de voorgekomen vermogens (onder) en de bijhorende efficiëntie.	66
Figuur 57: Verbruiks- en productieprofiel gedurende de metingen.	68
Figuur 58: Verdeling van de aankomsttijd (links) en de hoeveelheid geladen energie (rechts).	68
Figuur 59: Verdeling van het aantal voertuigen dat zich op 1 dag aanbiedt bij het laadpark.	69
Figuur 60: Vergelijking tussen de werkelijke laadduurcurve en de curve afgeleid uit het simulatiemodel.	69
Figuur 61: Verdeling van het aantal voertuigen dat zich zou aanbieden moest het laadpark 3 maal zoveel worden gebruikt.	70
Figuur 62: Vergelijking tussen de maandpieken die nu optreden en de maandpieken die zullen optreden in scenario 1 en 2 (volgens het simulatiemodel).	71
Figuur 63: Vergelijking tussen de maandpieken die kunnen optreden wanneer er slim wordt gestuurd.	72
Figuur 64: Ariston warmtepompboiler opgenomen vermogen bij verschillende modi.	74
Figuur 65: GPControl.	76
Figuur 66: Laadpark vermogensregeling.	77
Figuur 67: (Herhaling) Theoretisch model zonneproductie en verbruik warmtepomp.	79
Figuur 68: Werkelijke zonneproductie en verbruik warmtepomp.	79
Figuur 69: Opbrengst en verbruik profiel van residentiële woning in oktober.	80
Figuur 70: Overeenkomstig EAN profiel.	80
Figuur 71: Switch on recommendation setpunten.	81
Figuur 72: Switch on command setpunten.	81
Figuur 73: SGR regeling warmtepomp.	82
Figuur 74: Zelfconsumptie i.f.v. al dan niet slim sturen via SGR.	82

Lijst van tabellen

Tabel 1: Stijging van de gemiddelde maandpiek (samenvatting)	12
Tabel 2: Samenvatting van de drie geteste cases.	21
Tabel 3: Gemiddelde Wp-prijs voor PV-installaties (all-in) voor verschillende groottes. De prijzen zijn gebaseerd op 100 offertes van 2021	40
Tabel 4: Winst na 25 jaar en terugverdientijd bij een installatie van 10kW voor verschillende terugleververgoedingen en afnameprijzen.	45
Tabel 5: Marktaandelen van de 10 Vlaamse dnb's [16].	56
Tabel 6: Vergelijking nettarieven 2022 en 2023 voor residentiële klanten.	57
Tabel 7: Gewogen gemiddelde van de oude nettarieven voor de niet-laagspanningsklanten [19].	59
Tabel 8: Gewogen gemiddelde van de nieuwe nettarieven voor de niet-laagspanningsklanten.	60
Tabel 9: Vereenvoudigde vergelijking tussen de oude en nieuwe nettarieven voor de middenspannings- en trans ls klantengroepen, uitgaande van de veronderstelling dat de bedrijven in 2022 steeds van het maximumtarief op de transmissienettarieven gebruikmaakten.....	61
Tabel 10: Energetische resultaten van de 3 experimenten.	64
Tabel 11: Gebruikte financiële randvoorwaarden om tot het financieel rapport te komen.	65
Tabel 12: Financieel rapport van de experimenten.....	65
Tabel 13: Warmtepompboiler SGR modi.....	73

1 Werkpakket 1 - Studie van verbruiksprofielen

1.1 Inleiding

Een belangrijke basis om te komen tot inzichten over de impact van tariefstructuren en nieuwe technologieën, evenals het inschatten van elektrisch potentieel voor flexibiliteit, is een goede kennis van de elektriciteitsvraag. Deze vraag wordt echter niet enkel gegeven door de totale benodigde energie, maar vooral door het tijdsafhankelijk elektrisch lastprofiel. Het oogmerk van dit werkpakket is dan ook het analyseren van werkelijke verbruiksprofielen met een 15 minuten tijdsresolutie, waarbij er speciale aandacht gegeven wordt aan het detecteren van haalbare en bruikbare determinanten voor flexibiliteit van eindverbruikers.

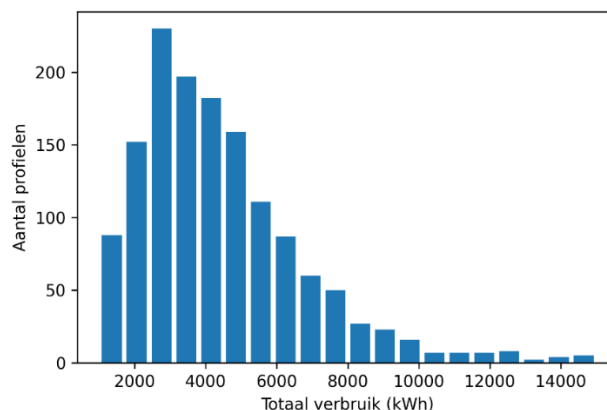
Hoewel dit werkpakket voornamelijk een data-analyse omvat, is er toch een beduidend valoriserend karakter. Het vertalen van deze kennis zal ertoe leiden dat de eindverbruiker inzicht krijgt in zijn of haar verbruik, wat zich in volgende werkpakketten zal vertalen naar inzicht in het potentieel voor flexibiliteit, evenals de selectie van gepaste hernieuwbare energiebron en/of opslag i.f.v. de tariefstructuur. Op die manier vormt dit werkpakket een belangrijke schakel in de overgang van individueel naar een algemene trends en frequent optredende verbruikspatronen, wat finaal bruikbaar is voor het verdere projectverloop en disseminatie.

1.2 Residentieel

1.2.1 Gebruikte data

Het startpunt van deze analyse is een residentiële dataset van 1422 verbruikers. De dataset omvat telkens 1 jaar aan kwartierverbruiken opgemeten door de netbeheerder in het jaar 2013. Werken met data van 2013 heeft het grote voordeel dat de profielen nog niet gevormd werden door de aanwezigheid van elektrische voertuigen, warmtepompen en thuisbatterijen. De profielen waar reeds zonnepanelen aanwezig waren, werden bovendien niet beschouwd. Deze 1422 profielen vormen dus basisprofielen die kunnen worden uitgebreid met de nieuwe assets in de volgende werkpakketten.

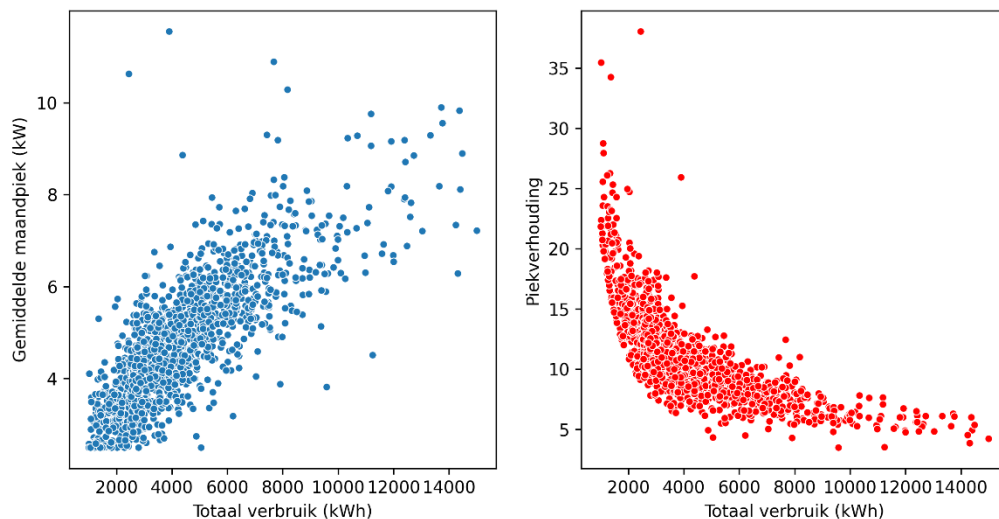
Elk profiel bevat 35040 kwartieren aan verbruik, oftewel 35040 datapunten. Het vergelijken van profielen wordt pas interessant wanneer we deze hoeveelheid datapunten kunnen reduceren. De meest voor de hand liggende reductie is het totale jaarverbruik nemen om de profielen voor te stellen. Hierdoor kan elk profiel worden voorgesteld door slechts 1 datapunt, wat vergelijken natuurlijk erg makkelijk maakt.



Figuur 1: Verdeling totaal verbruik dataset.

Op Figuur 1 is te zien hoe de totaalverbruiken van de residentiële dataset zijn verdeeld. De mediaan van de totaalverbruiken bedraagt 3970 kWh. In het verleden was dit getal voldoende om een profiel volledig mee voor te stellen. Op basis van enkel de totaal afgenomen energie werd immers de totale energiefactuur opgemaakt. Met de invoer van het capaciteitstarief, komt er voor de laagspanningsklanten een ander belangrijk cijfer: de gemiddelde maandpiek (zie werkpakket 4 voor meer uitleg over het capaciteitstarief en de gemiddelde maandpiek). Niet enkel het totale verbruik, maar ook het maandelijks hoogst gemeten gemiddelde kwartiervermogen zal vanaf 1 januari 2023 worden gebruikt om de netkosten te bepalen.

Interessanter dan de verdeling van deze gemiddelde maandpieken an sich, is hoe deze zich verhouden tot hun respectievelijke totaalverbruiken. Links op Figuur 2 worden de gemiddelde maandpieken t.o.v. de totaalverbruiken weergegeven. Er is een logische opwaartse trend: hogere totaalverbruiken resulteren vaker in hogere pieken. Er is echter nog steeds een grote spreiding: twee verbruikers met eenzelfde totaalverbruik, kunnen ver uit elkaar gelegen gemiddelde maandpieken hebben. Rechts op de figuur wordt de piekverhouding t.o.v. het totaalverbruik weergegeven. De piekverhouding is de maximaal voorkomende piek gedeeld door het gemiddelde verbruik over het hele jaar heen.



Figuur 2: (links) gemiddelde maandpiek i.f.v. totaal verbruik, (rechts) piekverhouding i.f.v. totaal verbruik voor de residentiële dataset.

Opvallend is dat grotere verbruikers steeds kleinere piekverhoudingen hebben. De pieken die aanwezig zijn zullen dus veel minder uitgesproken zijn t.o.v. de rest van het profiel. De piekverhouding is een belangrijke parameter. Zoals duidelijk wordt in werkpakket 3, is het een toonaangevende maatstaf om te bepalen of piekreducerende maatregelen zullen lonen of niet. Ook is deze verhouding de factor die zal vastleggen of een verbruiker zijn netkosten zal zien stijgen of dalen in het nieuwe capaciteitstarief, hier wordt verder op in gegaan in werkpakket 4.

Het totaalverbruik, de gemiddelde maandpiek en de bijhorende piekverhouding zijn voldoende om van elk profiel op eenvoudige wijze te bepalen wat hun energiefactuur zal bedragen, en hoe deze is gewijzigd door de jaren heen. Behalve verder iets te zeggen over het piekreducerend potentieel, zijn deze getallen echter weinig voorspellend voor het resultaat wanneer andere assets zullen worden toegevoegd. Met name het potentieel om zonnepanelen te installeren en het zelfverbruik daarbij te optimaliseren, valt niet te voorspellen aan de hand van deze getallen. Verder zal de impact van de aankoop van een elektrisch voertuig of warmtepomp ook eerder sterk afhankelijk zijn van *wanneer* het

aanwezige verbruik reeds plaatsvindt, in plaats van het totale verbruik. Het is duidelijk dat puur energetische gegevens moeten worden aangevuld met temporale kenmerken.

De verbruiksafhankelijkheid van de tijd kan op verschillende niveaus bekeken worden. Meest noemenswaardig zijn:

- Seizoensniveau: verbruik doorheen de seizoenen is doorgaans niet constant. Veel profielen zien een verbruikstoename in de winter door warmtepompen en elektrische bijverwarming en doordat doorgaans een grotere tijd binnenshuis wordt doorgebracht. Toenames van verbruik in de lente en de zomer komen ook voor, dit is dan meestal te wijten aan airco's en verwarmde zwembaden.
- Weekniveau: bij de meeste profielen valt er een sterk verschil in verbruik tijdens de weekdays en de weekenddagen te merken. Deze verschillen bevinden zich zowel op het gebied van totaal verbruik als wanneer in de dag het verbruik zich bevindt. Sommige profielen vertonen bovendien nog meer patronen waarbij er bijvoorbeeld steeds op maandag een groter verbruik te merken valt. Dit is eerder uitzonderlijk.
- Dagniveau: Het verbruik varieert zich sterk doorheen de dag, toch zijn er bij elk profiel duidelijke patronen te herkennen. Het ene profiel heeft vooral overdag een verbruik, terwijl anderen een duidelijke avondpiek hebben.

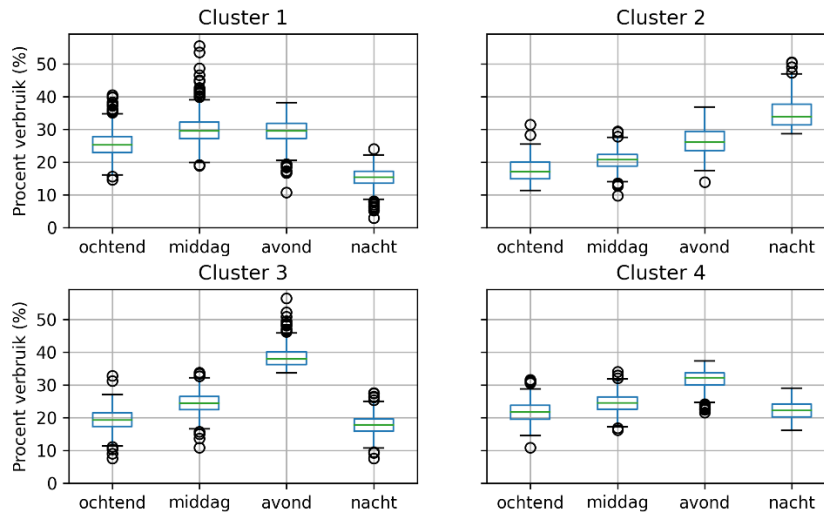
Hoewel de variatie op week- en seizoensniveau duidelijk ook een impact zullen hebben op de analyses in de rest van het project, is het de variatie op dagniveau die binnen dit project de grootste interesse geniet. De voornaamste reden hiertoe is dat op dit niveau veruit de meeste variatie voorkomt. Verder is het ook vooral het moment van het verbruik dat een invloed zal hebben op het capaciteitstarief en uitbreiding met eventuele nieuwe assets.

Alle mogelijke variatie tonen die kan optreden in het gemiddelde dagprofiel van de verschillende profielen, is uiteraard niet haalbaar op dezelfde wijze als dat bij het jaarverbruik of het piekvermogen is. Een dagprofiel bestaat immers uit 96 kwartieren, waardoor een 96-dimensionale voorstelling nodig zou zijn om elk profiel voor te kunnen stellen als een punt. In plaats daarvan wordt de totale dataset onderverdeeld in vier representatieve profielen die elk een deel van de dataset het best kunnen voorstellen. De techniek die gebruikt wordt om de data op te splitsen in vier gelijkaardige groepen is (Kmeans) clusteren [1].

Clusteren van een 96-dimensionale voorstelling is mogelijk, maar zal resulteren in een groot aantal benodigde groepen om de variabiliteit binnen elke cluster klein genoeg te houden. Daarom wordt in een eerste stap een deel van het detail in het profiel weggewerkt. In plaats van elk kwartier apart te bekijken, wordt al het verbruik binnen een bepaald tijdsvenster samen opgeteld. De tijdsvensters (het eind-uur behoort telkens niet tot het tijdsvenster) waarmee wordt gewerkt, zijn:

- Ochtend (6u tot 11u)
- Middag (11u tot 17u)
- Avond (17u tot 22u)
- Nacht (22u tot 6u)

Om de dataset onder te verdelen in vier groepen, wordt gekeken hoeveel procent van hun verbruik zich in ieder tijdsvenster bevindt. De resulterende groepen en hoeveel profielen ze voorstellen, worden in de figuur hieronder afgebeeld.



Figuur 3: Voorstelling van de vier clusters waarin de residentiële dataset kan worden onderverdeeld.

De vier clusters zijn duidelijk zeer verschillend. Hieronder een korte bespreking:

- Cluster 1 (342 profielen): In deze cluster bevinden zich de profielen met een uitgesproken groot verbruik doorheen de dag, terwijl ze het kleinste verbruik hebben doorheen de nacht. Zowel kleine bedrijfjes als gepensioneerden bevinden zich voornamelijk in deze cluster. De verbruikers die zich tot deze cluster bevinden, zullen een PV-installatie efficiënter kunnen gebruiken dan verbruikers in de andere clusters. Verder zal een elektrisch voertuig 's avonds opladen resulteren in een beperktere piektoename.
- Cluster 2 (131 profielen): Deze cluster heeft een zeer hoog nachtverbruik, bij sommige profielen zelfs 50 procent van het totaalverbruik. Bijna alle profielen in deze cluster zijn verbruikers die gebruik maken van accumulatieverwarming om de ruimtes te verwarmen. Deze cluster wordt maar beperkt besproken in dit project, aangezien stap 1 voor deze verbruikers steeds zal zijn om van de dure accumulatieverwarming af te stappen, voordat aan andere optimalisaties wordt gedacht.
- Cluster 3 (547 profielen): Deze cluster bevat de meeste verbruikers en stelt dan ook de groep verbruikers voor die overdag zelden thuis zijn. Hun verbruik bevindt zich dan ook bijna volledig in de avond. De profielen in deze cluster hebben doorgaans de grootste pieken.
- Cluster 4 (402 profielen): Deze grote cluster is zeer gelijkend aan cluster 3, met het verschil dat een deel van het avondverbruik verplaatst wordt naar de nacht. Het gaat dan ook meestal over gelijkaardige verbruikers aan de verbruikers in cluster 3, met het verschil dat hier wordt gekozen om het verbruik van enkele grootverbruikers te verplaatsen naar de nacht. Dit is wellicht om te genieten van het voordeligere nachttarief.

Bovenstaande analyses vormen de basis van de kennis van verbruiksprofielen. Hoewel elk profiel uniek is, lijken sommige profielen duidelijk harder op elkaar dan op andere profielen. Door deze gelijkenissen, zullen resultaten die gelden voor een profiel binnen een cluster, ook kunnen opgaan voor een ander profiel binnen dezelfde cluster. Het is echter belangrijk om te realiseren dat een clustering op tijdsbasis enkel gelijkaardige eigenschappen zal vertonen op deze tijdsparameters. Om de toepasbaarheid van de clusters zo breed mogelijk te maken, moeten dan ook zo veel mogelijk parameters worden meegenomen in de clustering. Dit heeft dan weer als nadeel dat er een te groot aantal clusters moet worden gebruikt om al deze verscheidenheid te vervatten. Nuttige uitspraken

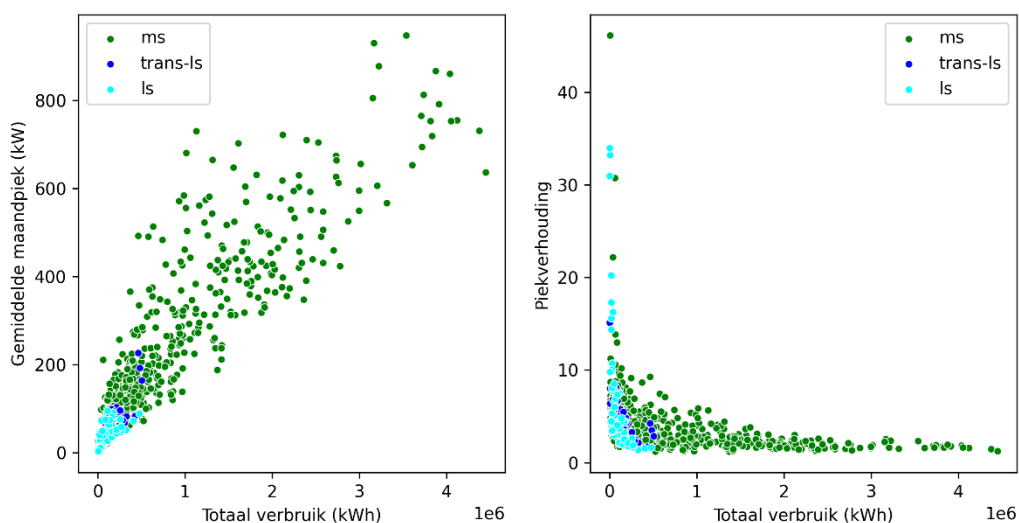
doen over een groot aantal clusters, wordt dan weer onmogelijk. Het is dan bovendien niet langer mogelijk om eenduidig uit te drukken wat voor soort verbruikers zich in een cluster bevinden, wat de begrijpbaarheid niet ten goede komt.

Eén toepassing waarbij het aantal clusters en hun begrijpbaarheid niet van belang is, is de web tool die werd ontwikkeld voor dit project (www.flexicap.be). De toepassing van clusters in deze tool is dan ook om representatieve lastprofielen aan te leveren voor toolgebruikers zonder eigen data. Op basis van 3 vragen, worden de belangrijkste eigenschappen achterhaald: het jaarverbruik, de gepiektheid van het profiel en hoeveel van het verbruik zich overdag bevindt. Op basis van deze 3 eigenschappen werd de residentiële dataset geclusterd in 20 clusters. Door de 3 parameters te bevragen, kan dus worden nagegaan welke van de 20 clusters het meest gelijkaardig is aan de gebruiker.

1.3 Kmo's

De verbruiksdata van bedrijven wordt al veel langer onderzocht, zowel in Vlaanderen als internationaal. Dit is logisch: er is historisch gezien veel meer data verzameld van deze groep. Bedrijven worden immers al veel vaker afgerekend op basis van piekvermogen, moeten meer rekening houden met hun aansluitvermogen en nemen soms deel aan flexibiliteitsmarkten of kopen hun energie aan met dynamische prijzen. Het clusteren van bedrijven in de context van flexibiliteit, is bovendien ook logischer. In dit soort clusteringen ligt kennis van de aanwezige verbruikers en productieprocessen dan ook meestal aan de basis. Voor het clusteren van bedrijven wordt dan ook verwezen naar een eerder onderzoek dat door onze vakgroep werd uitgevoerd: TETRA KMO [2].

Binnen dit project worden de residentiële sector en de bedrijvensector parallel onderzocht. De residentiële dataset werd reeds uit de doeken gedaan hierboven. De dataset die zal worden gebruikt voor bedrijven kan worden opgesplitst in 3 groepen: de groep aangesloten op laagspanning (76 profielen), de groep rechtstreeks aangesloten op een laagspanningscabine, de groep 'trans-ls' (50 profielen) en de groep op middenspanning die een aansluiting lager dan 2MVA hebben (562 profielen). De groep op middenspanning is dus duidelijk het grootst in deze dataset, dit zal invloed hebben op de resultaten.

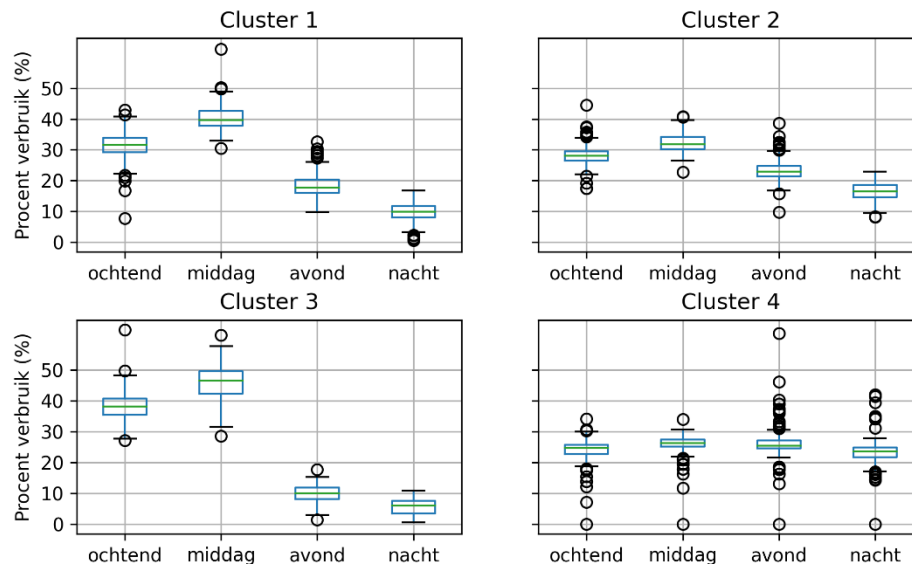


Figuur 4: (links) gemiddelde maandpiek i.f.v. totaal verbruik, (rechts) piekverhouding i.f.v. totaal verbruik voor de kmo-dataset.

Net als bij de residentiële sector, wordt een verband gevonden tussen het totaalverbruik en de optredende gemiddelde maandpiek. Bovendien wordt ook de dalende trend van de piekverhouding

waargenomen: grotere verbruikers hebben wel grotere pieken, maar deze zijn minder uitgesproken t.o.v. het profiel. Een duidelijk verschil: de piekverhoudingen liggen veel lager. De grootste residentiële verbruikers hebben nog steeds piekverhoudingen tussen de 5 en 10. Bij de bedrijvensector daalt dit tot tussen de 2 en 5. Dit heeft een grote impact op de nettarieven die zullen moeten worden betaald.

Het temporaal onderzoek van de residentiële sector wordt hier ook uitgevoerd voor de bedrijvensector.



Figuur 5: Voorstelling van de vier clusters waarin de kmo-dataset kan worden onderverdeeld.

Het is duidelijk dat de typische verbruiksprofielen in de professionele sector er helemaal anders uitzien dan de residentiële sector. De typische avondpiek wordt niet langer waargenomen, in plaats daarvan is het verbruik duidelijk gepiekt rond de ochtend tot middag. Dit is logisch, voor kantoren en handelspanden zijn dit de openingsuren. Cluster 2 en 4 zijn veel vlakker. Het betreffen dan ook profielen met constantere processen, zoals gekend uit de procesindustrie. Voor al deze clusters zal een PV-installatie duidelijk efficiënter kunnen worden benut dan in de residentiële sector, dit wordt in de volgende werkpakketten bekeken.

2 Werkpakket 2 – Flexibiliteitspotentieel

2.1 Inleiding

Vele toestellen en productieprocessen bevatten enige vorm van flexibiliteit: hun verbruik kan in de tijd worden verplaatst naar gunstigere momenten. Hun flexibiliteit kan dan worden aangeboord om 1 van volgende dingen gedaan te krijgen:

- Het spreiden van verbruik om piekverbruik tegen te gaan. Binnen het capaciteitstarief [3] zal dit worden beloond in lagere netkosten.
- Het verplaatsen van het verbruik naar momenten van overproductie van een eigen productie-eenheid (in de praktijk vaak zonnepanelen). Door de afschaffing van de terugdraaiende teller zal dit resulteren in lagere energiekosten, heffingen en netkosten. Gebruikers zonder een eigen productie-eenheid kunnen ook deelnemen aan een energiedelen initiatief [4], en zo op gelijkaardige wijze voordeel halen uit het verplaatsen van het verbruik naar momenten van overproductie bij hun gekoppelde gebruiker. Hiermee worden enkel de energiekosten gereduceerd, de netkosten en heffingen blijven aanwezig.
- Gebruikers die worden getarifeerd met een dynamisch energietarief (hun tarief voor de energiekost wijzigt ieder uur afhankelijk van de markt), kunnen hun verbruik verplaatsen naar uren waarop de energieprijs het laagst staat. Voorlopig zijn de netkosten niet langer afhankelijk van het moment waarop verbruik plaatsvindt (vroeger dag-nachttarief), waardoor dit enkel zal resulteren in een lagere energiekost.

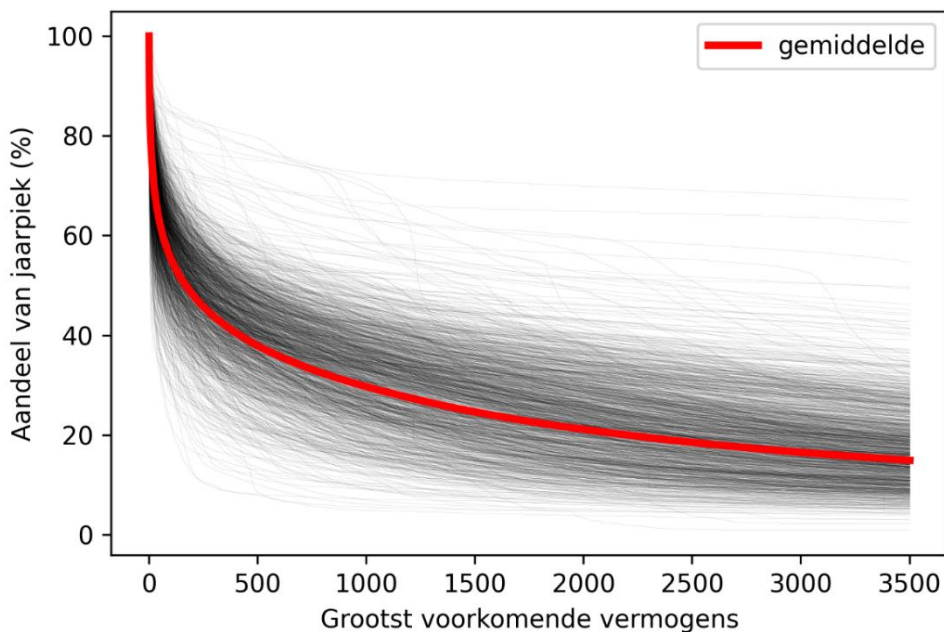
Hoewel bij de meeste verbruikers dus nu al de mogelijkheid bestaat om verbruik te verplaatsen in de tijd, zal in dit werkpakket hoofdzakelijk worden ingegaan op de flexibiliteit van de ‘nieuwe’ verbruikers: het elektrisch voertuig en de warmtepomp. Deze toestellen bevatten, zeker in een residentiële context veruit het meeste flexibiliteit, zonder dat er erg grote comfortverliezen moeten worden geleden om deze flexibiliteit aan te boren. Daarnaast zijn de profielen van de verbruikers waarop deze analyses worden uitgevoerd wel gekend, maar is het niet altijd duidelijk uit welke toestellen deze verbruiksprofielen nu bestaan. De impact van het verschuiven van bijvoorbeeld het gebruik van de wasmachine, kan dus niet met grote zekerheid bepaald worden voor elke gebruiker in onze dataset. De profielen van de nieuwe verbruikers daarentegen worden zelf toegevoegd aan de bestaande profielen, waardoor de impact van flexibele sturingen exact gekend kan zijn.

2.2 Residentieel

2.2.1 Aanwezige profiel

Zoals beschreven in de inleiding van dit werkpakket, is het niet mogelijk om voldoende accuraat te onderscheiden welke apparaten er waar worden ingeschakeld in de reeds gekende profielen. Het is dan ook niet haalbaar om voor ieder apparaat te bepalen welke flexibiliteit het kan bieden binnen deze profielen. Wél kan naar het profiel in zijn geheel worden gekeken om te analyseren welk effect het verschuiven van het verbruik teweeg zou kunnen brengen. Voor energie gerelateerde initiatieven (zelfvoorziening verhogen, dynamische energietarieven), heeft zo'n analyse weinig zin: als je 1 procent van je verbruik kan verplaatsen naar zonnigere uren, heb je een 1 procent toename van je zelfvoorziening. Voor piekreducerende maatregelen, kan dit echter wel een waardevolle analyse zijn.

Residentieel verbruik wordt gekenmerkt door relatief hoge pieken. Dit kan eenvoudig worden geanalyseerd aan de hand van een laadduurcurve. De laadduurcurve van een verbruiksprofiel is niets dan alle voorkomende vermogens in het profiel geordend van groot naar klein. Hieronder afgebeeld is de gemiddelde laadduurcurve van alle profielen in de dataset samen, ingezoomd op de grootste tien procent vermogens. De individuele laadduurcurves waaruit deze bestaat, zijn ook te zien.

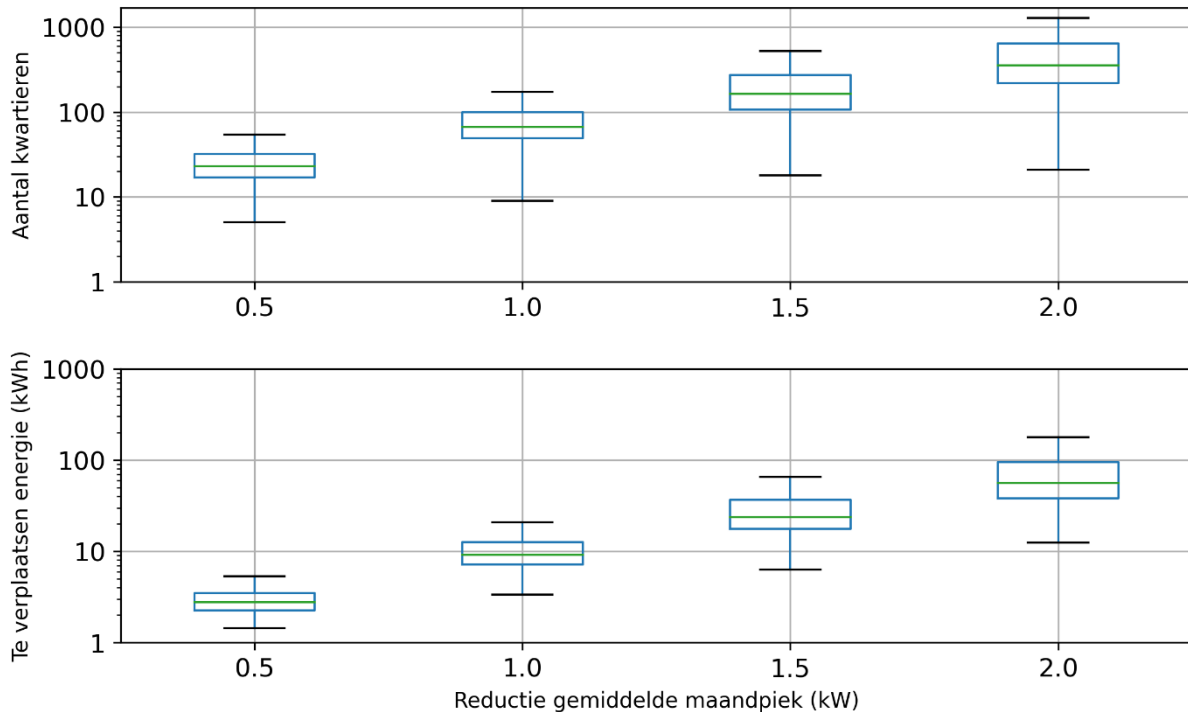


Figuur 6: Laadduurcurves van de residentiële dataset.

Het valt op hoe zeldzaam de grootste vermogens zijn bij de residentiële gebruikers. De 250 kwartieren met de hoogste afname, kunnen worden gezien als de piekmomenten. Door enkel in deze 250 kwartieren in te grijpen, kan gemiddeld gezien de jaarpiek gereduceerd worden met meer dan 50 procent. Dit wijst in de richting van een groot potentieel om in deze klantengroep te werken met piekreducerende maatregelen zoals het uitstellen van het verbruik van een toestel, of het toepassen van slimme sturingen.

Om dit concreter te maken in het licht van het capaciteitstarief, werd dit potentieel omgezet naar werkelijke cijfers die laten zien wat er nodig zou zijn om een bepaalde reductie van de gemiddelde maandpiek teweeg te brengen. Hiervoor werden twee dingen bekeken:

- Het aantal kwartieren waarin een gebruiker zijn verbruik moet verplaatsen om een bepaalde reductie in zijn gemiddelde maandpiek te zien.
- De hoeveelheid energie die op deze manier verplaatst zou moeten worden in de tijd.



Figuur 7: Verdeling van de te verplaatsen hoeveelheid energie in functie van de gewenste piekreductie voor de residentiële dataset.

De resultaten zijn opmerkelijk. De bespreking volgt per reductieniveau:

- Voor het reduceren van de gemiddelde maandpiek met 0.5 kW, moet de mediaan zo'n 23 kwartieren op jaarbasis zijn gedrag licht wijzigen. Oftewel: 2 maal in de maand de bewuste keuze maken om een verbruik te verschuiven, is gemiddeld gezien voldoende om een betekenisvolle reductie teweeg te brengen. Gerekend met een prijs voor de gemiddelde maandpiek van €43, is dit een besparing van bijna 1 euro per gedragswijziging. Opvallend is ook dat het hier slechts gaat over het op jaarbasis verplaatsen van 2.7 kWh aan verbruik.
- Het reduceren van de gemiddelde maandpiek met 1 kW, gaat voor de mediaan gepaard met zo'n 67 interacties. Dit kan ruwweg vertaald worden naar een gedragswijziging op weekniveau: iedere week een bewuste beslissing maken om een verbruik te verplaatsen. Elke gedragswijziging levert zo ongeveer €0.65 op. Op zich niet veel, maar wél in vergelijking met de 9 kWh die hiervoor in totaal slechts zou moeten verplaatst worden. Per kWh is dit dan een besparing van €4.9.
- Het reduceren van de gemiddelde maandpiek met 1.5 kW, gaat voor de mediaan gepaard met zo'n 163 interacties. Dit komt overeen met het kwartierpiekvermogen van een afwasmachine. De simpele gedragswijziging van de afwasmachine enkel nog uitgesteld te starten en 's nachts te laten werken, zou bij veel verbruikers dus dergelijke reductie kunnen teweeg brengen.
- Het reduceren van de gemiddelde maandpiek met 2 kW vereist zo'n 355 interacties. Het is het vermelden waard dat deze reductie voor bepaalde profielen veel evidentier is dan voor anderen, met name voor deze die nu nog erg hoge pieken hebben. Voor vele profielen zou

deze reductie bovendien hun gemiddelde maandpiek onder de 2.5 kW doen belanden, waar geen verdere netkostreductie tegenover staat. Verder is het duidelijk dat het hier vaak niet langer gaat over kwartierpieken, maar over langer durende pieken. De 355 kwartieren waarin deze gedragswijziging zal moeten plaatsvinden, komen daarom ook eerder overeen met een gedragswijziging om de twee dagen, die dan langer aanhoudt dan een kwartier. Deze gedragswijziging moet zich dan wel de volledige maand voltrekken om de reductie in netkosten waar te nemen. Reducties van deze orde zullen dan ook eerder zijn weggelegd voor verbruikers met een slimme sturing en/of batterij. In totaal gaat het hier over het verplaatsen van zo'n 55 kWh, oftewel 1 procent van het totaalverbruik.

Het is duidelijk dat piekreducerende gedragswijzigingen niet erg groot moeten zijn om toch al noemenswaardige resultaten waar te nemen. Enkel maar een bewustzijn om sommige verbruikers kort uit te stellen tijdens absolute piekmomenten, kunnen makkelijk een reductie van 1 kW teweeg brengen. Reducties groter dan 1.5 kW zullen in de praktijk daarentegen enkel plaatsvinden daar waar totaal nieuwe gewoontes worden ingevoerd of waar slimme sturingen worden toegepast. Het is het vermelden waard dat voor huishoudens met PV-installaties zo'n gedragswijziging dubbel kan worden uitbetaald: door in te zetten op een deel van het verbruik overdag te laten plaatsvinden, kan zowel de avondpiek worden afgezwakt als de zelfconsumptie worden verhoogd.

2.2.2 Elektrische voertuigen

Hoewel er duidelijk al flexibiliteit aanwezig is in elk huishouden, verbleekt deze meestal bij het aankopen van een elektrisch voertuig. Niet alleen zal deze nieuwe aankoop in de meeste gevallen onmiddellijk de nieuwe gemiddelde maandpiek bepalen, maar is ook het slim aansturen ervan vanzelfsprekender en minder gedragsverstoring. Naast dit hoge vermogen, is ook de hoeveelheid energieafname die hierdoor wordt toegevoegd vaak enorm. Een elektrisch voertuig dat 15000 km (rond het gemiddelde, zie [5]) per jaar aflegt en volledig thuis wordt opgeladen, verhoogt de consumptie met gemiddeld (afhankelijk van verbruik/km) zo'n 3333 kWh (laad-efficiëntie van 90%). Dit verbruik verplaatsen naar uren van zonneproductie zal waar mogelijk dan ook erg belangrijk worden.

De analyse start met het uitbreiden van de residentiële profielen met het profiel van het laadgedrag van een elektrische wagen. Dit profiel is op zijn beurt afhankelijk van enkele belangrijke parameters:

- De hoeveelheid te laden energie
- Het aankomstuur
- Het vermogen van de laadpaal

Om deze analyse hierna verder uit te breiden met ook slimmere sturingen, moet bovendien rekening gehouden worden met:

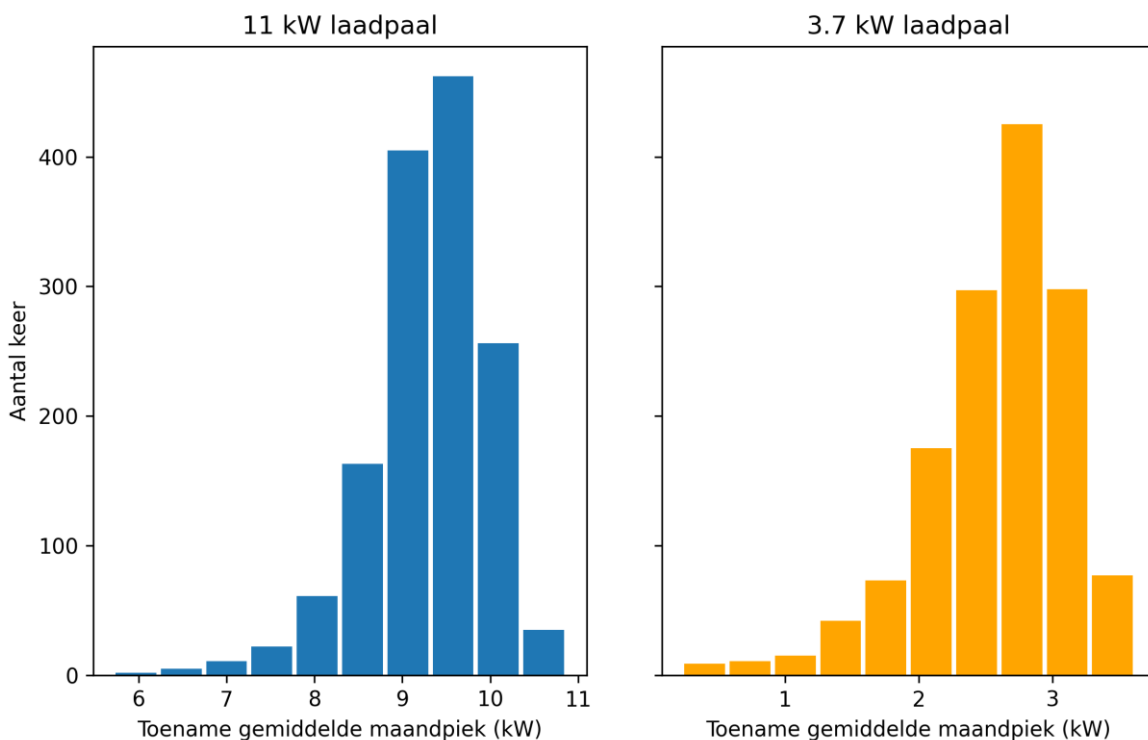
- Het aanwezige consumptie- en productieprofiel
- Het vereiste comfortniveau
- Het vertrekuren of de totale connectietijd

Het is duidelijk dat er nog geen database bestaat die profielen kan aanleveren die variëren op alle bovenstaande parameters. Het absolute vertrekpunt is dan ook het ontwerpen van een robuust simulatiemodel dat op basis van bovenstaande parameters realistische profielen kan aanleveren. In het model dat binnen het project werd ontwikkeld, worden er grote hoeveelheden losstaande laadsessies achter elkaar geplakt, om zo een vol jaar aan data te krijgen.

Belangrijk is dat daarbij een stochastische aanpak wordt gehanteerd. Elke dag wordt er een andere hoeveelheid energie geladen, en komt het voertuig toe op een ander uur. De verdeling van het aankomstuur wordt gezien als een verdeling die normaal verdeeld is rond een bepaald uur, met een variantie van een half uur. De totale hoeveelheid te laden energie, volgt dan weer uit de database van ELaad [6]. Dit is een database die bestaat uit honderdduizenden laadsessies in Nederland, waaruit een en ander over het gedrag kan worden afgeleid. Het is duidelijk dat deze aanpak een stap in de goede richting is: door het stochastische gedrag te gebruiken, worden er veel realistischere resultaten bekomen. Het valt wel te bemerken dat in een simulatiemodel voor 1 individuele wagen dit soort data altijd ontoereikend zal zijn om het echte gedrag perfect na te bootsen.

2.2.2.1 Impact gemiddelde maandpiek

Bij het introduceren van een nieuwe gebruiker zal de gemiddelde maandpiek in bijna alle gevallen stijgen. Zo is dat zeker bij de installatie van een laadpaal. Ten eerste is het vermogen van de paal al snel groter dan de reeds aanwezige maandpiek. Daarnaast duurt het onttrekken van dit vermogen vaak lang, waardoor het samenvallen met aanwezige maandpieken niet uit te sluiten valt. Om dit verder te onderzoeken, werden laadpalen gesimuleerd bij alle gebruikers uit de database. Er werd gerekend met een gemiddeld rijgedrag: 15.000 km per jaar, 20 kWh/100 km waarbij de wagen volledig thuis wordt opgeladen. Rekening houdende met een laadefficiëntie van 90%, resulteert dit in een bijkomend verbruik van 3333 kWh. In een eerste test werd dit gedaan voor laadpalen waarop gemiddeld om 18 uur de wagen wordt aangesloten.

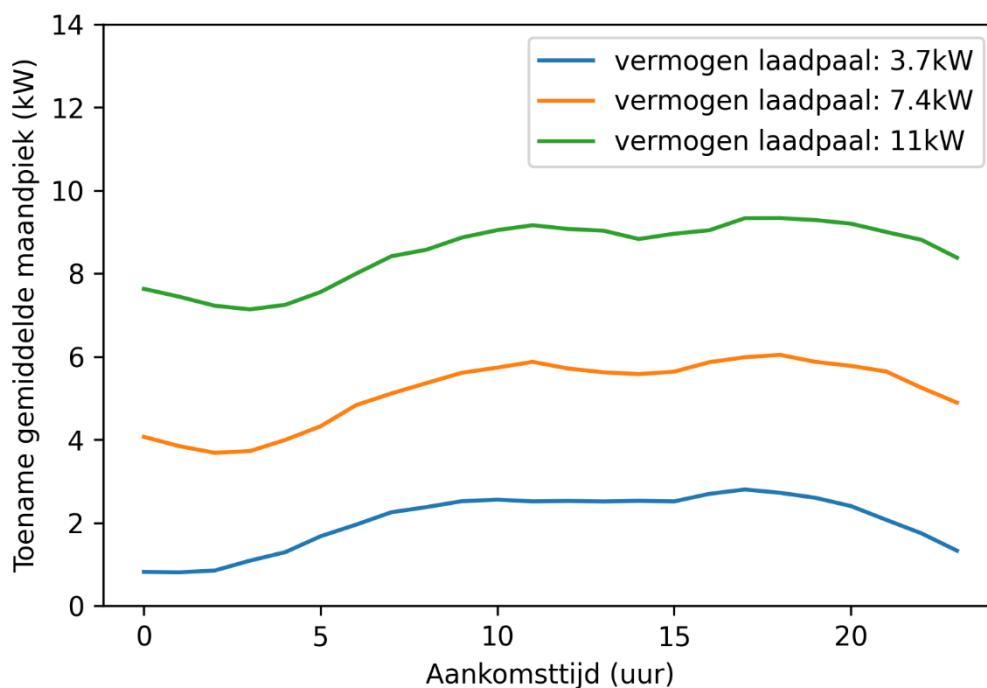


Figuur 8: Verdeling van de toename van de gemiddelde maandpiek voor (links) een snellader en (rechts) een traaglader.

Zoals te zien in bovenstaande figuur, resulteert dit zowel voor een snel- als een traaglader in het stijgen van de gemiddelde maandpiek. Opvallend is wel dat de stijging zelden of nooit gelijk is aan het laadvermogen zelf. Het laden van de elektrische wagen valt dus niet erg vaak exact samen met de reeds aanwezige maandpiek. Bij de traaglader is de toename van de gemiddelde maandpiek wel vaker dichtbij de 3.7kW zelf. Dit is logisch: de wagen laadt bij deze laadpaal veel langer op, waardoor het

samenvallen met huidige pieken vaker plaatsvindt. Het komt daarentegen ook bij veel profielen voor dat deze lader helemaal niet voor een sterke stijging zorgt: net door het lage vermogen, kan de piek van deze lader soms compleet ‘verstopt’ worden in het aanwezige profiel, doordat de aanwezige maandpiek hoger is dan het vermogen van de laadpaal.

Een interessante extensie van deze analyse is om te kijken of de toename van de gemiddelde maandpiek afhankelijk is van het gebruikelijke uur waarop connectie wordt gemaakt. Hiervoor werd bovenstaande analyse verder uitgebreid met de 7.4 kW lader, en werd op elk mogelijk aankomstuur tussen de 0 en 24 uur het model aangesproken. Onderstaande figuur is het resultaat daarvan.



Figuur 9: Gemiddelde toename van de gemiddelde maandpiek i.f.v. de aankomsttijd voor 3 verschillende laadpaalvermogens

Het aankomstuur heeft een logische impact op de toename van de gemiddelde maandpiek: aankomsturen rond de tijd waarop zeer laag verbruik aanwezig is (de vroege ochtend), zullen bij dit dom laden resulteren in minder hoge maandpiektoenames.

Concluderend geldt onderstaande tabel. De 11 kW lader zorgt gemiddeld gezien dus niet voor de logische 11 kW toename van de gemiddelde maandpiek, maar eerder voor een 9 kW toename.

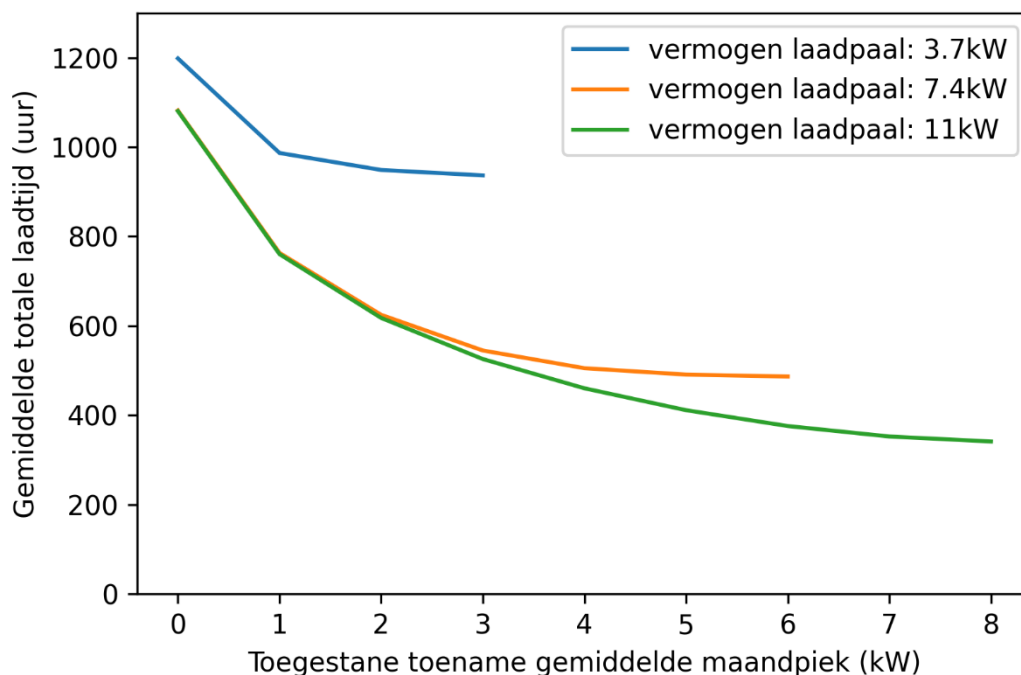
Tabel 1: Stijging van de gemiddelde maandpiek (samenvatting)

	Ochtend (6 uur)	Middag (12 uur)	Avond (18 uur)
3.7 kW	2.4	2.5	2.7
7.4 kW	5.4	5.7	6.0
11 kW	8.6	9.1	9.3

Een logische stap bij de aanschaf van een lader voor een elektrisch wagen, is het toevoegen van intelligentie bij het laden om het toenemen van de gemiddelde maandpiek enigszins te verhinderen. Het slim laden zal altijd in zekere mate een inperking van het laadcomfort inhouden. Het laden van de wagen gebeurt namelijk veelal niet meer onmiddellijk wanneer de wagen wordt opgeladen, waardoor

de reikwijdte van de wagen een langere tijd beperkt blijft. In alle geteste algoritmes, wordt er echter steeds voor gezorgd dat de wagen terug vol zit bij het geplande vertrek. Dit geplande vertrek is constant gehouden op 14 uur na het inpluggen van de wagen voor residentiële gebruikers. Dit komt overeen met een gebruiker die om 18 uur zijn wagen inpluigt en terug vertrekt om 8 uur 's ochtends. Hoewel deze totale connectietijd duidelijk ook een invloed heeft op de resultaten, werd deze hier niet expliciet getest om het aantal vrijheidsgraden beperkt te houden.

De geteste parameter in het geval van piekbeperking is de totale laadtijd en hoe deze toeneemt door meer piekbeperkend te werken. Onderstaande figuur toont deze totale laadtijd (gedefinieerd als de totale tijd tussen het starten van alle laadsessies en het vol zitten van de batterij) voor verschillende laadvermogens bij verschillende gradaties van piektoename beperking.



Figuur 10: Gemiddelde totale laadtijd bij slim laden i.f.v. de maximaal toegestane stijging van de gemiddelde maandpiek.

Helemaal links bevindt zich dus de totale laadtijd noodzakelijk als er totaal geen toename van de gemiddelde maandpiek is toegestaan. Dit is dus het meest piekbeperkend dat er te werk gegaan kan worden, zonder aan de rest van het verbruik te sleutelen. Helemaal rechts bevindt zich dan het minimum aan piekbeperkende effort, waarbij een toename van de gemiddelde maandpiek van 8 kW wordt toegelaten voor de 11 kW lader. De laders met een kleiner vermogen werden enkel gesimuleerd voor toenames van de gemiddelde maandpiek die deze laders ook effectief teweeg kunnen brengen.

Een belangrijke bemerking is dat voor de grootste piekbeperkende maatregelen het duidelijk een nadeel is om een kleiner vermogen ter beschikking te hebben. Dit is enigszins contra-intuïtief, maar makkelijk te verklaren: tijdens momenten van laag verbruik, kunnen de snellere 7.4 en 11 kW lader een hoger vermogen leveren. De aanwezige maandpiek verhoogt hierdoor niet, terwijl de gemiddelde totale laadtijd wel naar beneden gaat. Het voordeel van de 11 kW lader is miniem t.o.v. de 7.4 kW lader wanneer men piekbeperkend te werk gaat. Dit is logisch: er zijn in de residentiële gebruikersgroep maar erg weinig verbruikers met een piek die nu al boven de 7.4 kW komt. Het is namelijk enkel daar dat de 11 kW lader zijn voordeel nog kan halen.

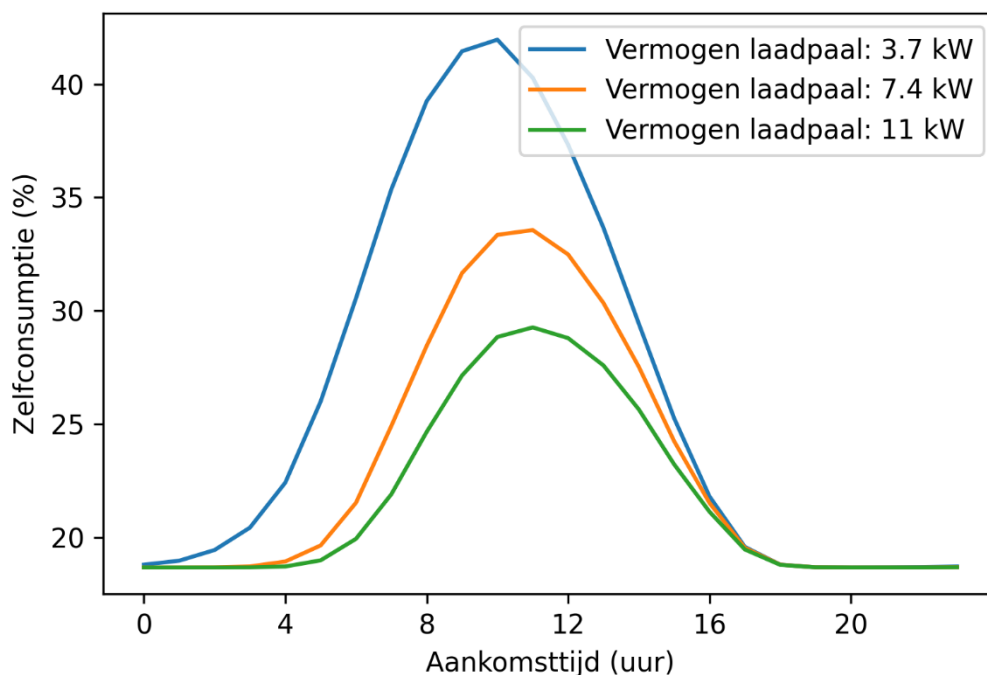
Het is verder duidelijk dat slim laden al snel veel voordeel kan opbrengen. Het te zwaar beperken van de toegestane gemiddelde maandpiek zal echter voor een enorme toename van de laadtijd zorgen.

Toch kan zonder een te zwaar comfortverlies een 7.4 kW of 11 kW lader zijn piekimpact beperkt worden tot 1 of 2 kW per maand. Het kiezen voor deze laatste lader heeft dan natuurlijk weinig zin.

2.2.2.2 Impact zelfvoorziening en zelfconsumptie

Zoals reeds aangegeven, kan het thuisladen van een elektrische wagen een gigantische toename van het jaarverbruik met zich meebrengen. Dit bijkomstig verbruik zal de elektriciteitsrekening dan ook gevoelig kunnen doen toenemen. Een logische stap om dit enigszins te beperken, is dan ook de aanschaf of uitbreiding van een PV-installatie. Het laden met de eigen, goedkopere energie zal zo de zelfvoorziening en zelfconsumptie kunnen opkrikken. De vraag wordt dan hoeveel van de te laden energie kan uit deze bron kan worden geput. De drie parameters die daarop de grootste impact zullen hebben, zijn: de aanwezige PV-installatie, het laadvermogen van de laadpaal en de laadperiode gedurende de dag. Deze 3 parameters worden in dit hoofdstuk onderzocht en later uitgebreid met een slimme laadstrategie.

Hoewel de PV-installatie in dit werkpakket dus zal worden gevarieerd, is het hier geenszins de bedoeling om de optimale grootte en oriëntatie van deze installatie te achterhalen. Dit wordt namelijk behandeld in het derde werkpakket van dit project. In eerste instantie wordt de PV-installatie in deze analyse genomen op een 1 op 1 dimensionering (hierbij is het totale verbruik gedurende het jaar gelijk aan de totale opbrengst). Hierna wordt dit gevarieerd.



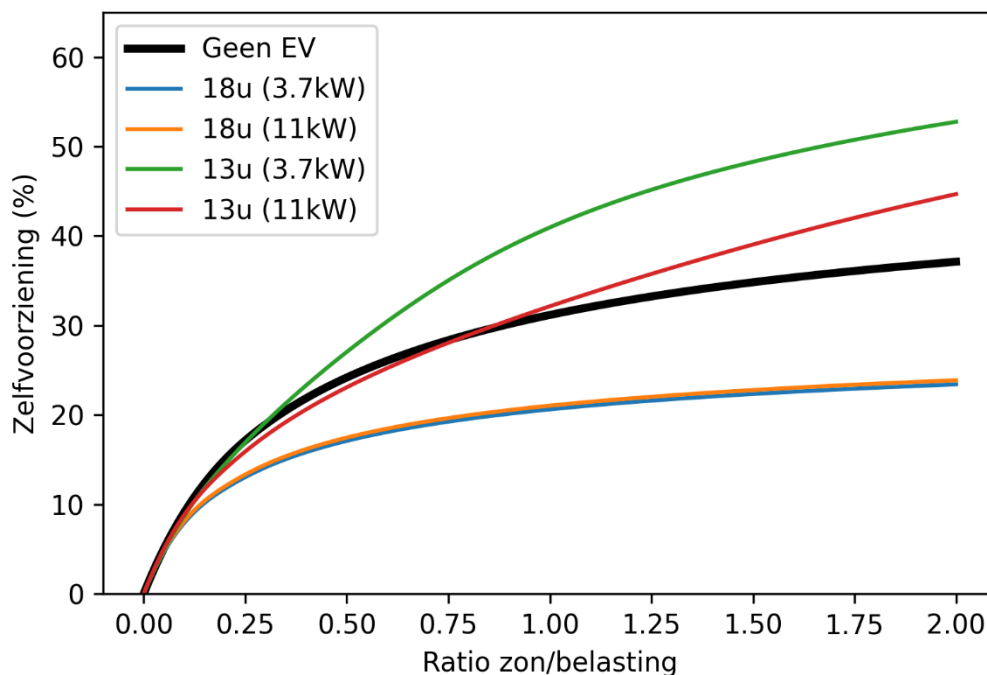
Figuur 11: Gemiddelde zelfconsumptie i.f.v. aankomsttijd bij dom laden.

De gemiddelde zelfconsumptie die kan worden bekomen door het dom laden van een elektrisch voertuig met verschillende laadsnelheden en waarbij bovendien het aankomstuur wordt gevarieerd, wordt afgebeeld op bovenstaande figuur. De analyse levert twee opmerkelijke resultaten weer. Ten eerste heeft het traagladen duidelijk de voorkeur. Afhankelijk van het aankomstuur, kan dit voordeel tot wel 10 procentpunt oplopen. Dit is logisch: de PV-installatie wekt zelden of nooit zeer hoge vermogens op. Door snel te laden, zal de wagen dus onafhankelijk van het aankomstuur vooral laden vanuit het net. Verder zien we dat hoe trager men laadt, hoe vroeger de wagen moet worden

aangesloten om optimale zelfvoorziening te bekomen. Voor de traaglader ligt dit optimum al om 9 uur 's ochtends.

Een tweede, misschien nog belangrijker punt is dat het aansluiten van het elektrisch voertuig na 16 uur, bijna geen positief effect meer zal hebben op de zelfconsumptie. Dit is jammer: veruit de meest voorkomende woon-werk relatie zorgt ervoor dat het net in deze zone is dat de wagen het vaakst wordt ingeplugd [6]. Het bepalen van de optimale PV-installatie zal in deze gevallen dus onafhankelijk van de wagen moeten gebeuren. Bovenstaande simulaties werden uitgevoerd met een zuidelijk gerichte oriëntatie. Een vaak gemaakte gedachtegang is dat een westelijk georiënteerde installatie het beter zal doen, deze wekt namelijk op een later moment van de dag zijn maximum hoeveelheid energie op. Hoewel dit waar is, zal dit niet echter zelden voor een verhoogd eigenverbruik zorgen. In werkpakket 3 wordt er verder op in gegaan waarom dit het geval is.

De hoeveelheid geïnstalleerde zonnepanelen werd in bovenstaande analyse constant gehouden. Door dit te variëren, kunnen bijkomende conclusies worden gemaakt. Om deze extra dimensie te kunnen analyseren, werden het aankomstuur en het laadvermogen minder gevarieerd en opgesplitst in vier cases.



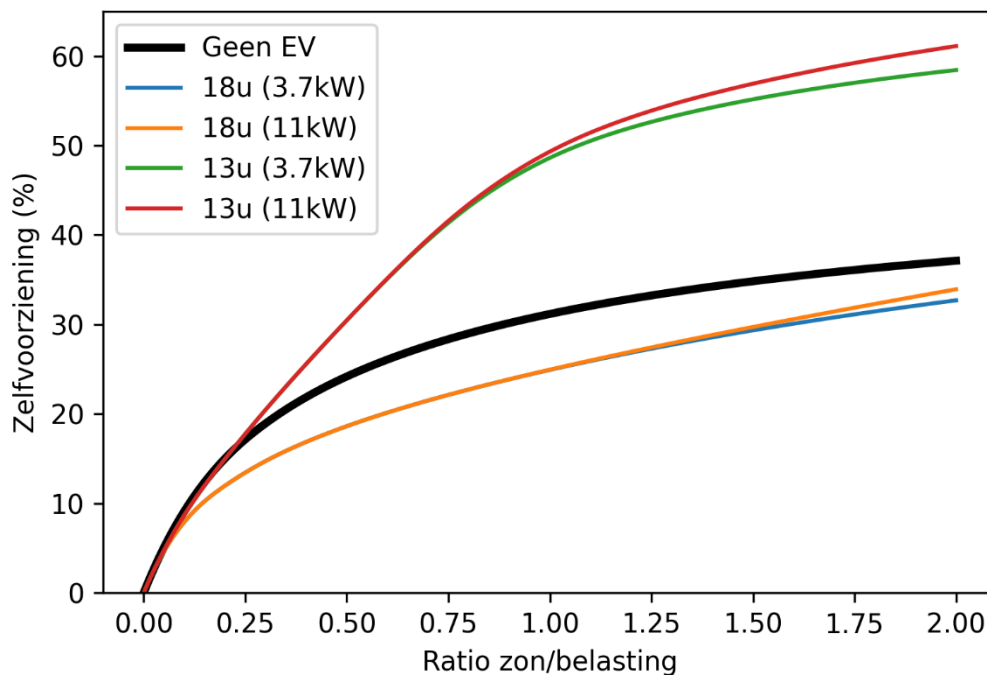
Figuur 12: Gemiddelde zelfconsumptie i.f.v. de genormaliseerde hoeveelheid zonnepanelen (dom laden)

Op de x-as van bovenstaande figuur wordt de ratio van zon/belasting oftewel de dimensioneringsfactor gevarieerd. Hoe verder naar rechts op de grafiek, hoe groter de aanwezige PV-installatie wordt genomen. De grootte van de installatie is steeds afhankelijk van het onderliggende profiel. De belangrijkste conclusie is dat enkel wanneer er doorheen de middag wordt geladen met een traaglader, het plaatsen van bijkomende panelen zin heeft. Bij grote overdimensionering is er voor de snellader ook nog een kleine winst te bekennen.

2.2.2.3 Slim laden voor het verhogen van de zelfvoorziening

Het is duidelijk dat een elektrisch voertuig niet onmiddellijk moet worden aanzien als een verbruiker die met grotendeels met zonne-energie kan worden gekoppeld. Dit is op zijn minst de conclusie voor het dom laden. Het elektrisch voertuig heeft daarentegen wel een erg grote flexibiliteit. Met behulp van een slimme laadpaal, kan deze flexibiliteit ook worden aangeboord om de zelfvoorziening te gaan

verhogen. De slimheid van dergelijke laadpaal kan ver gaan: er worden dan voorspellingen gemaakt van toekomstige productie, om te kunnen achterhalen of het tijdelijk uitstellen van het laden kan leiden tot verhoogd zelfverbruik. Een minder geavanceerde, maar daarom niet minder effectieve techniek is simpelweg enkel laden wanneer er overproductie is, en op het einde van de laadsessie snel alles bij te laden wat ontbreekt. Het is deze laatste techniek die in onderstaande analyse werd toegepast. Er werd gekozen voor dit algoritme omdat het een simpelere techniek is. Hierdoor kunnen veel snellere berekeningen worden gedaan. Daarnaast zal een simpel algoritme sneller gelijken op de marktstandaarden dan eigen, complexe algoritmes.



Figuur 13: Gemiddelde zelfconsumptie i.f.v. de genormaliseerde hoeveelheid zonnepanelen (slim laden).

Bovenstaande figuur werd hetzelfde opgebouwd als vorige figuur, met het verschil dat de laadpalen hier slim worden aangestuurd met het oogmerk verhogen van de zelfvoorziening. Alle laadpalen doen het nu aanzienlijk beter dan de dom aangestuurde laadpalen. Ook is er een shift: de snelladers doen het nu iets beter dan de traagladers. Enkele uren per jaar, halen zij voordeel uit het hogere vermogen en kunnen ze n t iets meer zonne-energie capteren, al is het verschil klein bij deze residentiële installaties. Een teleurstellend resultaat: de laders waarbij de wagen laat aankomt, doen het nog steeds niet goed. Er is simpelweg te weinig zonne-energie tussen 18 uur en 8 uur 's ochtends om de wagen te laden.

Algemeen kan gezegd worden dat het elektrisch voertuig in een residentiële context absoluut een match kan zijn met de zonne-energie die daar lokaal wordt opgewekt. Het overdag aanwezig zijn van het elektrisch voertuig is hiervoor dan wel een must. Wanneer dit gecombineerd wordt met een basis slimme sturing, kan de wagen tot ongeveer 50 % van zijn energie uit de zon halen. Wanneer een aansluiting overdag niet mogelijk is, kan er getracht worden om zo veel mogelijk energie te laden in het weekend aangezien de wagen dan doorgaans wel vaker overdag is ingepluigd. Deze analyse werd hier niet specifiek gemaakt, hoofdzakelijk omdat er te veel variabelen zijn.

2.2.3 Warmtepompen

Warmtepompen zullen ongetwijfeld een centrale rol spelen in de energietransitie. De implementatiegraad van warmtepompen is echter voorlopig nog bijzonder laag (in 2019 werd maar een derde van de residentiële nieuwbouw met een warmtepomp uitgevoerd) [7]. Door de Vlaamse renovatie- en nieuwbouwverplichtingen, zou dit echter in de komende jaren erg snel kunnen stijgen. Vanaf 2025 zijn er dan ook geen aardgasaansluitingen meer mogelijk voor nieuwbouwprojecten en worden er een minimum energielabel van D opgelegd aan alle bestaande woningen [8]. In veel van deze gevallen zal er dus voor een warmtepomp worden gekozen. Daarnaast gelden er premies.

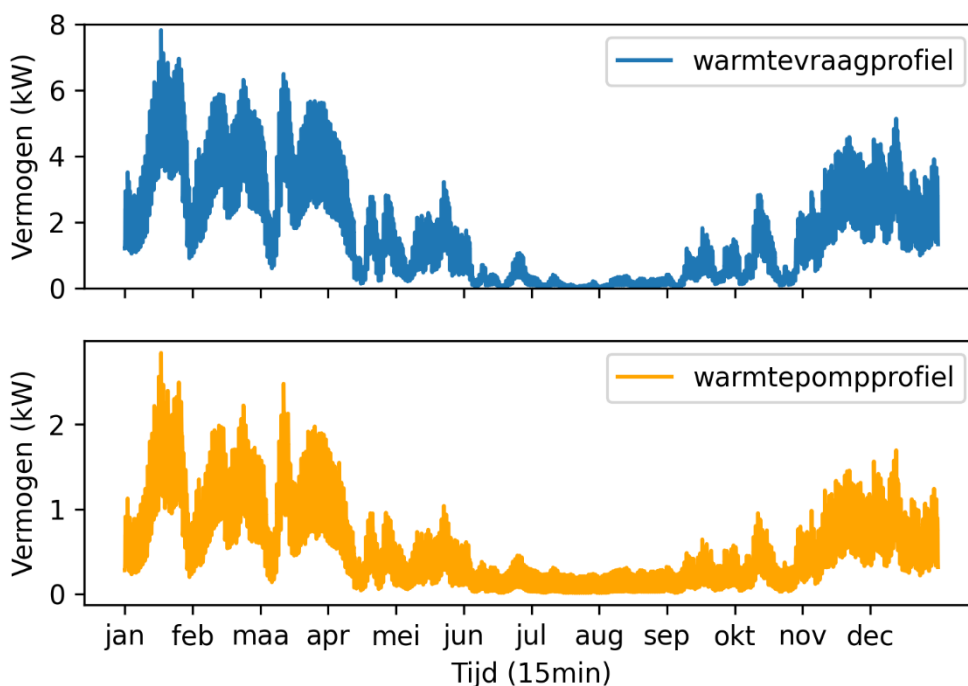
Binnen volgend hoofdstuk wordt de mogelijke impact op het residentiële elektriciteitsprofiel bekeken alsook de flexibiliteit die deze grootverbruiker kan aanleveren. Hiervoor wordt een gelijkaardige aanpak gehanteerd als bij het elektrisch voertuig: de bestaande profielen worden uitgebreid met een warmtepompprofiel dat voortkomt uit eigen simulatiesoftware.

2.2.3.1 Simulatie warmtepompprofiel

Het warmtepompprofiel van een residentiële gebruiker is afhankelijk van een breed scala aan parameters. Het is opnieuw evident dat er geen gebruiksklare database bestaat die kwartierprofielen kan aanleveren die rekening houdt met al deze parameters. Daarom werd eigen software ontwikkeld die profielen kan aanleveren op basis van enkele inputparameters. Deze parameters zijn de volgende:

- Huidig gasverbruik in kWh
- Het maximum elektrisch vermogen van de warmtepomp
- Het type warmtepomp (buiten- en binnen-medium en afgiftetemperatuur)
- Het aantal bewoners (om nood aan sanitair warmwater te berekenen indien van toepassing)

Deze parameters worden in verdere analyses aangevuld met het huidige afname- en injectieprofiel en een comfortparameter om ook een impactanalyse van slimme sturingen mogelijk te maken. Naast deze inputparameters, is het natuurlijk onontbeerlijk om te starten met een profiel van warmtevraag doorheen het jaar met bijhorende SCOPs. De dataset When2heat van het Open Power System Data project biedt exact dat, specifiek voor België [9]. In deze dataset op uurbasis, bevindt zich een genormaliseerd warmtevraagprofiel voor de residentiële sector, waarbij bij iedere tijdstap ook de COP wordt gegeven voor iedere technologie. Door deze data op hoge resolutie correct toe te passen en te herschalen naar andere jaarverbruiken, kunnen dus elektrische warmtepompprofielen met uur-resolutie worden bekomen. De kwartierdata volgt hieruit door de uurdata uit te smeren over telkens 4 kwartieren. Het maximumvermogen wordt hierna in rekening gebracht: wanneer de warmtepomp op vol vermogen moet werken, wordt de achterstallige warmtevraag later ingehaald door de warmtepomp langer te laten werken. Een voorbeeld van een warmtevraag profiel (voor een totaalverbruik van 16000 kWh) wordt bovenaan weergegeven in onderstaande figuur. Onderaan wordt het bijhorende lucht-water warmtepompprofiel weergegeven.



Figuur 14: (boven) warmtevraagprofiel waaruit (onder) het warmtepompprofiel wordt afgeleid.

De sterktes en zwaktes van de gebruikte modelleringstechniek worden duidelijk. Door met een variërende COP doorheen het jaar te werken, worden zeer accurate berekeningen bekomen voor het totaalverbruik en hoe dit doorheen de seizoenen zal variëren. De warmtevraag is immers gebaseerd op historische gemiddelde buitentemperaturen doorheen de dag en de seizoenen. Dit profiel vormt na herschaling daarom een goede benaderingswaarde voor hoe woningen hun temperatuur kwijtraken en de basis voor volgens welk profiel deze woningen deze temperatuur terug zouden kunnen bij verwarmen. Het is echter duidelijk dat niemand werkelijk volgens exact dit profiel zijn woning verwarmt. Om te beginnen worden doorheen de dag andere binnentemperaturen verwacht: 's nachts en wanneer er geen bewoners thuis zijn, wordt de thermostaat lager gezet. Hierdoor moet in een werkelijke situatie de verwarming 's ochtends en bij het thuiskomen vaak een achterstand van warmtevraag inhalen. Hoewel het warmtevraagprofiel gecombineerd met de COP van de bijhorende warmtepomp dus een goed idee kan geven over het dag- en jaarverbruik en temperatuurgrediënten, is het niet volledig geschikt om uitspraken te doen over het werkelijk optredende profiel en de bijhorende (maximale) vermogens. Deze zijn immers afhankelijk van het toestel en de gebruikte programma's van de thermostaat.

2.2.3.2 Impact op de gemiddelde maandpiek

De impact op de gemiddelde maandpiek van een warmtepomp kan, zoals hierboven beschreven, beter niet worden afgeleid uit de gegenereerde profielen. In werkelijkheid is het correcter om ervanuit te gaan dat in de wintermaanden de warmtepomp erg vaak zijn maximum elektrisch vermogen zal bereiken, bijvoorbeeld wanneer de thermostaat plots een graad of twee hoger springt dan de huidige binnentemperatuur. Afhankelijk of de warmtepomp ook voor sanitair warm water wordt gebruikt, kan dit vermogen ook in andere maanden optreden. Door de langdurige werking van de warmtepomp is er bovendien een grote kans dat het piekvermogen van de warmtepomp samenvalt met verbruikspieken van andere huishoudtoestellen. Residentiële warmtepompen hebben een elektrisch vermogen van 1 kW tot een 5 kW. De maandpiek van maanden waarin de warmtepomp intensief

gebruikt wordt, zullen dan ook stijgen met een waarde dicht in de buurt van deze vermogens, zeker wanneer er geen slimme sturing wordt toegepast. Toch is het capaciteitstarief een zegen voor de warmtepomp, aangezien de piek die het toestel trekt erg klein is t.o.v. zijn totale verbruik. Warmtepompen zullen dus zeker meer rendabel worden na de invoer van het capaciteitstarief, zie werkpakket 4.

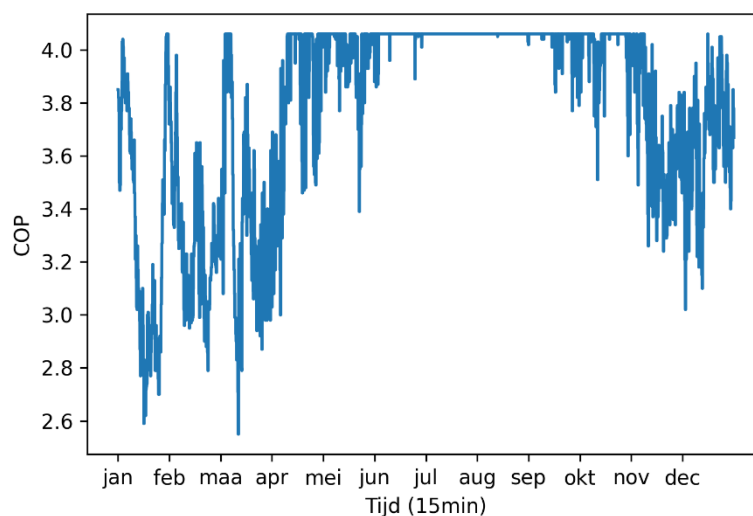
Door gebrek aan accurate gegevens en de grote spreiding van de verschillende bestaande warmtepompen, wordt de stijging van de gemiddelde maandpiek of de mogelijkheid om deze te verlagen met een slimme sturing niet verder onderzocht in dit werkpakket. Een vuistregel als:

$$\text{stijging gmp} = \frac{\text{aantal maanden verwarmen}}{12} * P_{\text{elektrisch}} * \text{gelijktijdigheid aanwezige piek}$$

Geeft een goede inschatting. Voor een warmtepomp met een elektrisch vermogen van 3 kW en een gelijktijdigheid van 80 % (analoog elektrisch voertuig), kan dus een stijging van de gemiddelde maandpiek van 1.2 kW worden genomen (6 maanden verwarmen). Wanneer de warmtepomp bovendien ingezet wordt voor het aanmaken van sanitair warm water, zal dit vermogen eerder maandelijks optreden waardoor een stijging van 2.4 kW realistisch is.

2.2.3.3 Impact op het totaalverbruik de zelfconsumptie

De aankoop van een warmtepomp betekent in de meeste gevallen een verplaatsing van een aardgasverbruik naar een elektrisch verbruik. Aangezien het aardgasverbruik van een woning al snel een substantieel verbruik vormt, is dat niet anders wanneer er wordt gekozen voor een warmtepomp. De warmtepomp haalt echter het grootste deel van zijn warmte uit de omgeving, waardoor het totale elektrisch verbruik vele malen lager ligt dan het totale aardgasverbruik in kWh. Het aandeel warmte dat uit de omgeving kan worden gehaald, is afhankelijk van de COP, welke op zijn beurt afhankelijk is van de buitentemperatuur, de afgiftetemperatuur en de gebruikte technologie. Vaak wordt de COP van een warmtepompstelsel als 1 getal weergegeven, bijvoorbeeld een COP van 3. De COP varieert echter het hele jaar door op basis van de buitentemperatuur, waardoor deze ene waarde een vertekend beeld kan geven. De COP voor een lucht-water warmtepomp (met vloerverwarming) is weergegeven in onderstaande figuur.



Figuur 15: COP van een lucht-water warmtepomp doorheen het jaar. Afkomstig uit de When2heat dataset [9].

In de zomermaanden behaalt de warmtepomp dus makkelijk een COP van net iets meer dan 4. Om in de zomermaanden 1 kWh aan warmte te genereren, volstaat dus een elektrisch verbruik van 0.25 kWh. In de koudere maanden zakt deze COP echter gevoelig, naar een minimum van 2.55. Het is echter net in deze periodes dat de warmtepomp het meeste van zijn energie moet leveren. Om dan uiteindelijk naar een gemiddeld COP te komen voor deze warmtepomp, moet dus niet zomaar de gemiddelde COP worden genomen. Er wordt gewerkt met een gewogen gemiddelde die het verhoogde verbruik in de wintermaanden reflecteert. Voor deze warmtepomp komt dat neer op een gemiddelde COP van 3.43. Deze COP, die de gewogen gemiddelde COP van een warmtepomp over een hele jaar aanduidt, wordt de SCOP (seasonal coefficient of performance) genoemd.

De COP van een warmtepomp verhogen kan op 3 manieren:

- Hogere inlaat-temperatuur: in de praktijk komt dit neer op het gebruiken van een andere technologie. Zo zal een bodem-warmtepomp een veel constantere (en hogere in de winter) temperatuur kunnen onttrekken aan het milieu.
- Lagere afgiftetemperatuur: In de praktijk komt dit neer op het toepassen van vloerverwarming of convectoren in plaats van klassieke radiatoren. Natuurlijk moet de afgiftetemperatuur hoog genoeg zijn om de ruimte en/of het sanitair warm water voldoende op te warmen.
- Verbeteren van de efficiëntie van de warmtepomp. Door zo veel mogelijk van het verbruik van de compressor nuttig te gebruiken (het verhogen van de druk), zal de COP hoger liggen dan wanneer een groot deel van de compressor zijn verbruik gaat naar verliezen als wrijving. Recentere toestellen zijn vaak veel efficiënter (door toepassing van invertercompressoren bijvoorbeeld) dan de warmtepompen van enkele jaren geleden [10].

Een hogere COP is dus gewenst voor de business-case van een warmtepomp. De warmtepomp verbruikt minder energie en zal dus een lagere gebruikskost hebben doorheen het jaar. Dit kan de terugverdientijd van de installatie ten goede komen. Echter, de verhoogde COP kan met een prijskaartje komen. Zo zijn warmtepompen die gebruikmaken van bodemwarmte veel duurder dan de warmtepompen met een lucht-buitenunit. Door de steeds beter geïsoleerde woningen en efficiëntere compressoren, zorgt dit ervoor dat een warmtepomp met een bodemunit zijn verhoogde aankoopkost eigenlijk tegenwoordig niet langer kan verantwoorden met zijn COP-stijging van 0.5 tot 1 punt. Dit heeft er toe geleid dat in dit werkpakket in hoofdzaak de lucht-lucht en de lucht-water warmtepompen zullen worden bekeken, vermits dit de relevante modellen zijn naar de toekomst toe. In de simulatietool op www.flexicap.be kan echter elke soort warmtepomp worden gesimuleerd, om zo ook op meer niche vragen te kunnen antwoorden.

Het verbruik van een warmtepomp is niet enkel afhankelijk van het type warmtepomp, maar vooral van de grootte en isolatiegraad van de woning. Aangezien het verbruik lineair stijgt naarmate de isolatiegraad daalt of de te verwarmen oppervlakte stijgt, is het niet interessant om de oefening te maken voor ieder combinatie van beide. In plaats daarvan worden enkele interessante cases opgesteld die voor de grootste groep verbruikers relevant is.

Cases:

- **Het gasverbruik van de woning zou 17000 kWh bedragen en dit wordt volledig vervangen door een lucht-water warmtepomp:** dit komt overeen met het gemiddelde gasverbruik in Vlaanderen van een gezin in een gewone woning. Het verwarmen van sanitair warm water zit hierbij en wordt geraamd op 2650 kWh (4 personen) [11]. Er zijn zeker woningen met een groter verbruik dan dit, maar over het algemeen wordt hier dan aangeraden om eerst beter te isoleren of om slechts een deel van het verbruik te compenseren met een warmtepomp, bijvoorbeeld door een lucht-lucht warmtepomp of een hybride warmtepomp.
- **Het gasverbruik van de woning zou 8000 kWh bedragen en dit wordt vervangen door een lucht-water warmtepomp:** dit komt overeen met het verbruik van een zeer goed geïsoleerde woning of een kleinere, matig geïsoleerde woning zoals een appartement. Het verwarmen van sanitair warm water zit hierbij en wordt geraamd op 2570 kWh (4 personen).
- **Er wordt een lucht-lucht warmtepomp gebruikt die 8000 kWh gasverbruik compenseert:** De case wordt met opzet zo geformuleerd: een lucht-lucht warmtepomp kan eigenlijk nooit het volledige warmteverbruik aanleveren. Ten eerste is er het sanitair warm water dat nog steeds op een klassieke wijze moet worden opgewarmd, hetzij met gas of met een elektrische boiler, hoewel ook aparte (dure) warmtepompboilers bestaan. Daarnaast zal wanneer deze warmtepomp wordt toegepast in een volledige woning, het moeilijk zijn om iedere ruimte op een aangename temperatuur te krijgen. Dit is te wijten aan enerzijds het beperkte vermogen en anderzijds aan het aantal binnen-units dat altijd eerder beperkt zal zijn. Desalniettemin is het een interessante case: een lucht-lucht warmtepomp kan erg makkelijk worden toegepast in iedere woning, zonder een volledige aanpassing van het verwarmingssysteem. Men kan dan het bestaande cv-systeem behouden en gebruiken als bijverwarming tijdens de koudste dagen en in ruimtes zonder binnen-unit. De isolatiegraad die verwacht wordt bij een lucht-water warmtepomp is daardoor niet van toepassing op de lucht-lucht warmtepomp. Daarnaast is het veruit de goedkoopste techniek en kan ze ook gebruikt worden om de ruimtes te koelen in de zomer (impact van airco wordt niet verder besproken in dit project).

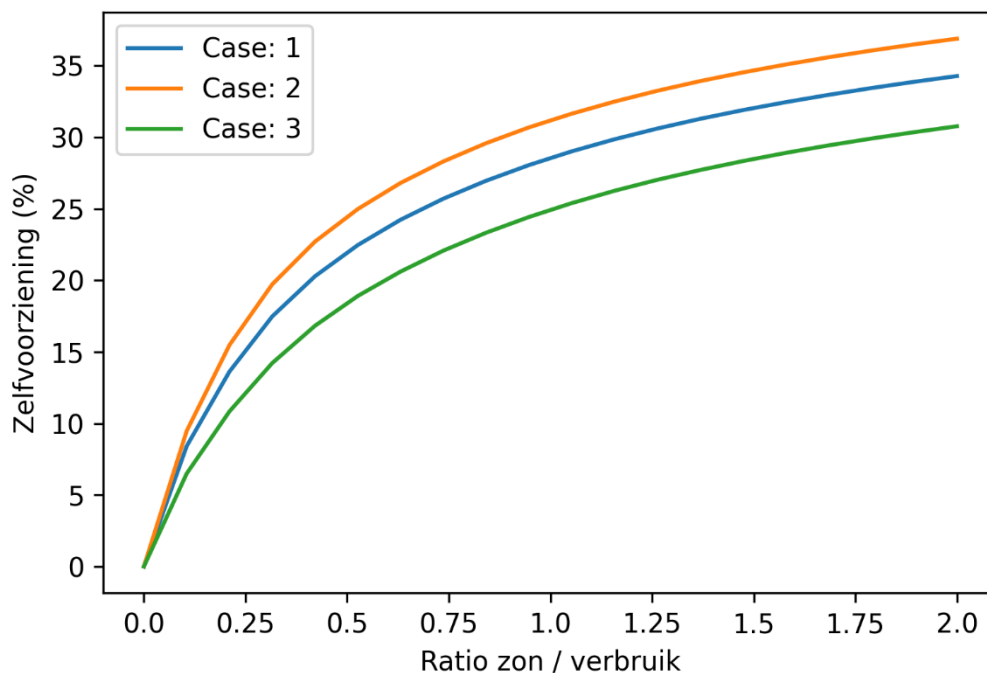
Tabel 2: Samenvatting van de drie geteste cases.

	Case 1 (17000 kWh)	Case 2 (8000 kWh)	Case 3 (8000 kWh)
Totaal verbruik (kWh)	5188	2566	2681
SCOP	3.28	3.12	2.98

In de tabel hierboven wordt het totaalverbruik en de SCOP van iedere case opgesomd. Het elektrisch verbruik is uiteraard het hoogst in case 1, hoewel daar ook de beste SCOP geldt. De SCOP van case 2 ligt iets lager, vermits in deze case het aandeel sanitair warm water een groter percentage vormt van het totaalverbruik. Dit is ietwat contra-intuïtief vermits sanitair warm water in alle seizoenen ongeveer evenveel moet worden aangemaakt, waardoor de gemiddelde buitentemperatuur tijdens de werking gevoelig hoger ligt dan voor het verwarmen van ruimtes. Dit compenseert echter niet voor het feit dat sanitair warm water tot veel hogere temperaturen moet worden verwarmd. Deze hogere temperatuur is erg nefast voor de bereikte COP. Dit is ook de reden dat de SCOP van case 3 niet veel lager ligt dan die van case 2: hier wordt immers geen sanitair warm water aangemaakt.

Het staat vast dat warmtepompen goed zijn voor het milieu. Het verbruik dat naar de productie van warmte gaat, ligt wel 3 tot 5 keer lager dan bij conventionele verwarmingsopties. Het is wel zo dat de gasprijs voor 1 kWh veel lager ligt dan de prijs voor 1 kWh elektriciteit. Zo lag de prijs voor elektriciteit

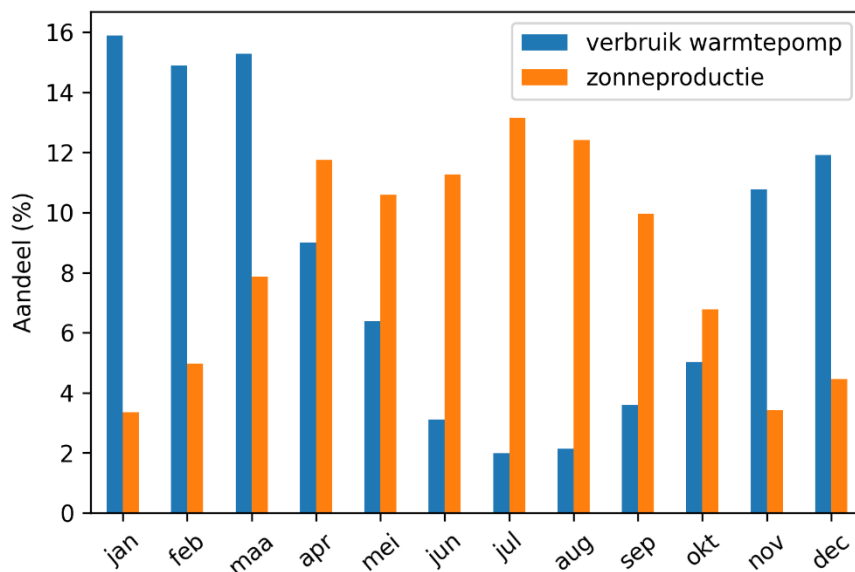
lange tijd 4 tot 5 keer hoger dan die voor gas [12]. Dit is natuurlijk erg schadelijk voor de business case van warmtepompen. Het lijkt er echter op dat deze verhouding aan het dalen is. Bovendien heeft de warmtepomp ook nog het enorme voordeel dat het verbruik kan worden gecompenseerd met de productie van eigen zonne-energie. Door de afschaffing van de terugdraaiende teller, moet deze compensatie wel in real-time gebeuren. Eigenverbruik vormt dus een erg belangrijke component van de terugverdiensijd van een warmtepomp. Dit wordt in volgende analyse besproken.



Figuur 16: Behaalde zelfvoorziening voor de drie cases (zonder ander verbruik) i.f.v. de genormaliseerde hoeveelheid productie bij domme werking.

In bovenstaande figuur werd de mogelijkheid tot zelfvoorziening van iedere case bekeken, wanneer de warmtepomp werkt zonder intelligentie. Hiervoor werd de warmtepomp geïsoleerd en als enige verbruiker genomen. Bij deze optredende profielen werden dan verschillende groottes van zonnepanelen geplaatst. De resultaten spreken voor zich: case 3 heeft veel minder potentieel om zelfvoorzienend te zijn dan case 1 en 2. Case 2 heeft dan weer meer potentieel dan case 1. De belangrijkste factor: sanitair warm water. Hoewel het opwarmen van sanitair warm water met een veel slechtere COP gepaard gaat, gebeurt dit doorheen alle seizoenen en vaker overdag. Het opwarmen van sanitair warm water heeft dus een betere link met zonneproduktie dan het opwarmen van de ruimtes. Dit kan de slechtere COP dus compenseren.

Een tweede belangrijke les is dat warmtepompen een aanvaardbare zelfvoorziening kunnen bereiken, zelfs zonder sturing. De zelfvoorziening is vergelijkbaar met die van het huishoudelijk verbruik. Dit is enigszins verrassend. Vaak wordt foutievelijk verondersteld dat warmtepompen enkel in de winter verbruiken, net wanneer er erg weinig zonneproduktie plaatsvindt. Onderstaande figuur toont echter aan dat er toch een match te bekennen valt in de productie van zonne-energie en het verbruik van de warmtepomp. Vooral in de tussenseizoenen (late herfst, vroege lente) is deze erg sterk.

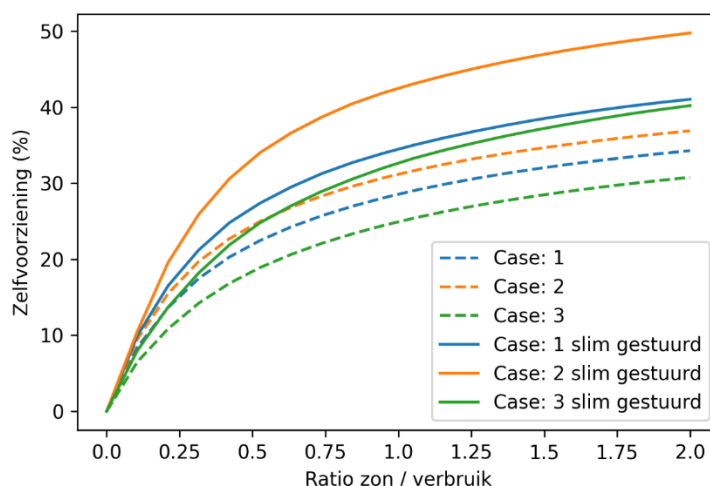


Figuur 17: Verdeling van het verbruik van een warmtepomp en de productie van een PV-installatie.

Nu het basisgedrag van de verschillende warmtepompen werd geschetst, rest nog de vraag hoe het zit met de flexibiliteit van deze toestellen. Zoals eerder aangegeven, zal de flexibiliteit van een warmtepomp vooral zitten in het verplaatsen van het verbruik naar uren van hogere zonne-productie, vermits ze zich minder lenen tot piekbeperkende maatregelen. Het verbruik van een warmtepomp verplaatsen kan op 2 manieren:

- De warmtepomp beschikt over een warmwater vat. Warmtepompboilers hebben natuurlijk steeds de mogelijkheid om het warm water al te verwarmen alvorens het gebruikt zal worden, bijvoorbeeld tijdens de zonne-uren. Ook bij warmtepompen met een buffervat, wat eigenlijk dient om warmtepompen met een on-off regeling regelmatig te kunnen laten werken, kan men de flexibiliteit van dit buffervat trachten te capteren [13].
- Er wordt gebruik gemaakt van de thermische inertie van de woonruimtes. Door de binnenruimtes overdag bijvoorbeeld verder te verwarmen dan strikt noodzakelijk, hoeft er 's avonds minder worden verwarmd om de gewenste temperatuur te bekomen. Ook op een kleinere tijdschaal kan deze techniek effect hebben: wanneer het kortstondig bewolkt is, of wanneer er reeds een ander groot verbruik optreedt, kan de warmtepomp zijn verbruik enkele kwartieren uitstellen. Deze techniek vereist uiteraard een voldoende hoge isolatiegraad, maar zal altijd een impact hebben op het comfort.

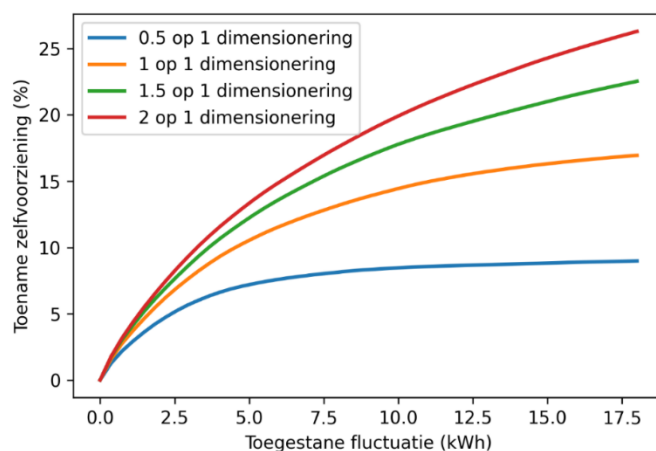
De exacte werking die wordt gehanteerd om het verbruik te verplaatsen, kan dus sterk verschillen. Om makkelijk vergelijkingen te maken tussen verschillende situaties, wordt in volgende analyse een comfortparameter ingevoerd: de comfortparameter heeft weer hoeveel kWh (thermisch) de woning (of het sanitair warm water) warmer mag zijn dan het gewenste energieniveau. Er wordt gewerkt met kWh i.p.v. °C gezien dit makkelijk alle soorten woningen en thermostaatinstellingen met elkaar laat vergelijken. Een fluctuering van enkele kWh's betekent erg weinig voor het comfortniveau van een woning, als men weet dat het totale dagverbruik van een woning op een winterdag al snel meer is dan 100 kWh. De slimme sturing komt dan tot stand door wanneer er productie op overschot is, de ruimtes en het sanitair warm water extra te verwarmen.



Figuur 18: Behaalde zelfvoorziening voor de drie cases (zonder ander verbruik) i.f.v. de genormaliseerde hoeveelheid productie bij zowel domme als slimme sturing.

Bij wijze van continuïteit werd vorige figuur herhaald, maar nu werd een thermische fluctuering 3 kWh voorsprong toegelaten. Deze relatief kleine comfortwijziging brengen duidelijk een enorm verschil teweeg. Stijging van de zelfvoorziening tussen de 5% (kleine zonne-installaties) tot meer dan 15 procent zijn mogelijk. Aan het feit dat case 2 het erg goed doet, valt af te leiden dat vooral sanitair warm water voorverwarmen een groot effect heeft, hoewel ook case 3 zonder sanitair warm water zich goed leent tot slim sturen. Het is echter niet altijd realistisch om zoveel sanitair warm water voor te verwarmen.

In bovenstaande analyses werd enkel toegestaan om de ruimtes en het sanitair warm water meer te verwarmen dan strikt noodzakelijk. Veel winst en beperkt comfortverlies kan echter worden bereikt door ook (beperkt) het achterlopen op de vraag toe te laten. Bij sanitair warm water is dit natuurlijk niet wenselijk, wachten om te douchen omdat de warmtepomp pas over een uur zal aanspringen is een te groot verlies aan comfort. Dit soort sturingen zal daarom enkel van toepassing zijn op het aandeel dat dient voor de ruimtes te verwarmen. De invloed van hoeveel kWh de sturing mag voor- en achter staan wordt in de figuur hieronder weergegeven voor case 3.



Figuur 19: Toename van de zelfvoorziening i.f.v. de toegestane fluctuatie (comfortparameter) voor verschillende dimensioneringen van de PV-installatie.

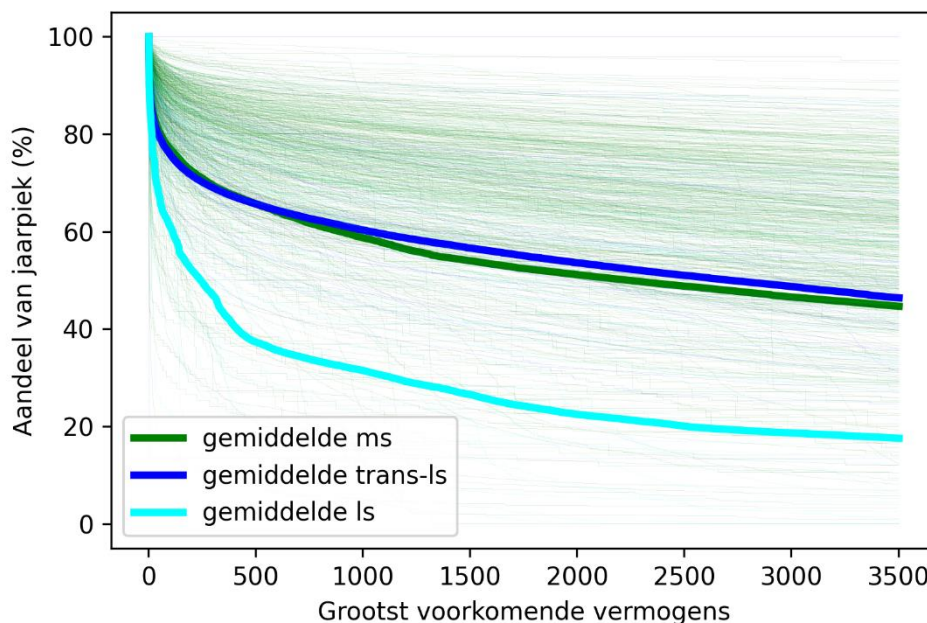
De toegestane fluctuatie wordt in de x-as weergegeven en kan worden gezien als de som van de toegestane voor- achterstand. Een toegestane fluctuatie van 5 kWh kan dan bijvoorbeeld betekenen dat er tot 2.5 kWh te veel warmte mag worden geproduceerd, en 2.5 kWh te weinig warmte mag worden geproduceerd alvorens het toestel alsnog moet aanspringen. De oefening werd gemaakt voor verschillende groottes van zonne-installaties. Afhankelijk van hoeveel zonnepanelen er aanwezig zijn, heeft het maar beperkt nut om de comfortparameters verder op te drijven. Zo zal bij een onderdimensionering maar voordeel zijn tot een comfortparameter van 5 kWh, waarna het voordeel sterk afneemt. Bij een voldoende grote zonne-installatie kan de stijging van de zelfvoorziening werkelijk spectaculair zijn. Het is duidelijk dat dit soort sturingen aan de basis zullen liggen van de duurzame integratie van warmtepompen. In de toekomst kan dit ook worden uitgebreid met de functionaliteit om te reageren op prijsprikkels zoals bij het energiedelen of dynamische tarieven.

2.3 Kmo's

Zoals steeds in dit project, worden de relevante analyses uit de residentiële sector herhaald en aangepast om toepasbaar te zijn op bedrijven.

2.3.1 Flexibiliteit van het aanwezige profiel

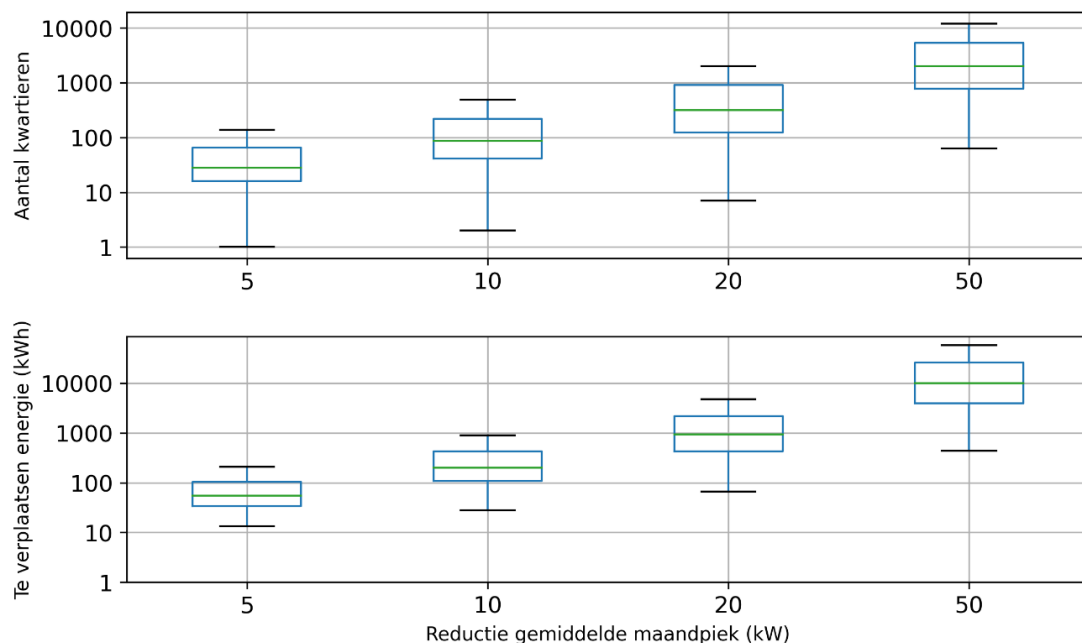
In de bedrijfssector is vaak reeds veel flexibiliteit aanwezig. Koel- en verwarmingsprocessen, het aanmaken van perslucht en andere niet-kritieke processen kunnen doorgaans worden verschoven in de tijd, zonder de productiviteit van het bedrijf daarbij te schaden. In deze analyses wordt echter niet ingegaan op welke processen specifiek moeten worden verplaatst. In plaats daarvan wordt bekeken hoeveel energie er moet worden verplaatst en op hoeveel kwartieren dit dient te gedijen om een piekreductie te bekomen.



Figuur 20: Laadduurcurve van de kmo dataset.

De ldc's van de bedrijvensector zijn erg verscheiden. Er zijn zeer vlakke profielen te bespeuren, waarbij de grootste 3500 verbruiken allemaal erg hoog zijn. Er zijn ook meer gepiekte profielen te bekennen, maar er kan worden gesteld dat deze specifiek enkel te detecteren zijn bij de bedrijven op laagspanning. Piekreducerende maatregelen voor deze bedrijven zullen dus met veel minder effort

een betekenisvolle reductie van de piek bekomen. Hoewel procentueel voor de vlakste profielen dus weinig valt te doen aan de piek, is het toch interessant om te bekijken wat dit betekent voor de absolute waarden.



Figuur 21: Verdeling van het aantal kwartieren waarin (boven) en de hoeveelheid energie die (onder) moet worden verschoven i.f.v. de reductie van de gemiddelde maandpiek die een kmo probeert na te streven. Enkel toegepast op de bedrijven die een jaarpiek boven 100 kW hebben.

De resultaten tonen aan dat piekreductie wel mogelijk is, maar dat voor noemenswaardige reducties al snel grote initiatieven nodig zijn. De onderzochte profielen in deze analyse (435) hebben allemaal een jaarpiek van boven de 100 kW. Het is belangrijk om ook te benadrukken dat er zeker bedrijven zijn waarbij efficiënt reducties kunnen worden bekomen (te zien aan de snorren van de boxplots). Toch is het duidelijk dat de aanwezige flexibiliteit van de bedrijven vaak niet erg geschikt is om aan piekreductie te doen.

2.3.2 Elektrische voertuigen

Bedrijven zijn wellicht de belangrijkste drijfveer achter de overschakeling van klassieke verbrandingsmotoren naar elektrische voertuigen. Ze worden dan ook verplicht om over de volgende jaren razendsnel hun bedrijfsvloot te elektrificeren en hiervoor ook laadinfrastructuur te voorzien. In deze sector zullen elektrische voertuigen bovendien veel meer gebruik kunnen maken van hun flexibiliteit:

- De meeste bedrijfsactiviteit bevindt zich overdag, waardoor voertuigen die op het werk aangesloten worden eenvoudiger kunnen geladen worden met zonne-energie.
- Doordat bedrijven reeds hoge vermogens afnemen, kan het laden van de elektrische wagens makkelijker op piekbehoudende wijze gebeuren.
- Door meerdere laders te coördineren, kunnen optimalere strategieën worden ontwikkeld.

Het onderwerp elektrische voertuigen bij bedrijven is echter wel ingewikkelder dan in de residentiële sector. Niet alleen wordt de hoeveelheid laadpalen en elektrische voertuigen nu een bijkomende parameter, ook de gedragingen van de groep wordt van groot belang. Als iedereen steeds op hetzelfde uur zijn wagen aansluit (een kantoor dat van iedereen verwacht op hetzelfde uur aanwezig te zijn), zal het piekverbruik veel sterker toenemen dan wanneer wagens doorheen de hele dag toekomen en

inpluggen (een winkelcentrum, laadpark). Daarnaast is het aanwezige profiel van deze sector ook meer verscheiden en daardoor belangrijker: 10 laadpalen bij een groot bedrijf zullen maar een kleine impact hebben. Dezelfde laadpalen bij een klein kantoor kunnen daarentegen het hele profiel domineren. Binnen dit project is er geen tijd om al deze invloeden uitgebreid te onderzoeken. Het volgende tetraproject dat door deze onderzoeksgroep wordt uitgevoerd, genaamd ev-cabinet, focust zich volledig op de laadparken van de toekomst. Hierin zullen onder andere al deze invloeden worden achterhaald. Toch werd binnen dit project al een basismodel ontwikkeld om laadparken te simuleren. Hierna volgen enkele analyses gemaakt met dit model.

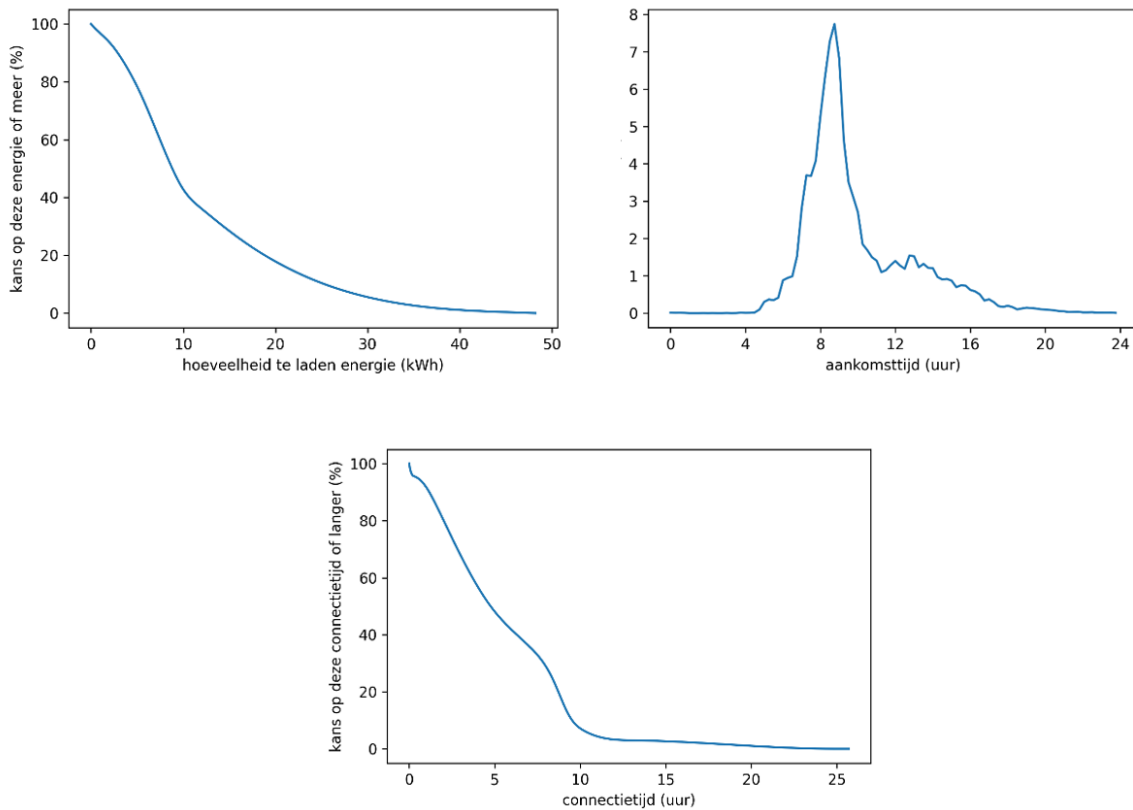
Model laadparken

Het model dat binnen dit project werd ontwikkeld, is in staat om aan de hand van een heel resem aan inputs, elektrische profielen van laadparken na te bootsen. Een validatie van dit model werd uitgevoerd in het werkpakket casestudies. De inputs nodig voor het model zijn de volgende:

- Stochastische inputs:
 - Verdeling aankomsttijden
 - Verdeling te laden energie
 - Verdeling connectietijden
 - Verdeling aantal voertuigen per dag
 - Verbruiksprofiel zonder voertuigen
- Andere inputs:
 - Aantal laadpalen
 - Laadpaal vermogen
 - Gedrag bij volgeladen
 - ...

De belangrijkste inputs zijn de stochastische variabelen. Het betreft kansverdelingen die aangeven hoe groot de kans is dat iets zich voordoet. Net zoals in de residentiële sector, wordt zo bijvoorbeeld bij elke aansluiting een andere hoeveelheid energie geladen. Anders dan bij de residentiële sector, wordt nu ook gevarieerd in hoeveel wagens er op een gegeven dag toekomen. Het lijkt er voorlopig immers op dat ev-eigenaars niet elke keer het voertuig inpluggen. Het is onduidelijk of dit in de toekomst zal veranderen naar een constanter gedrag.

Drie van deze verdelingen worden verkregen via de openbare dataset van ELaad.nl. Deze dataset bestaat uit 10000 laadsessies waarvan de belangrijkste data wordt bijgehouden. De drie verdelingen worden hieronder afgebeeld.



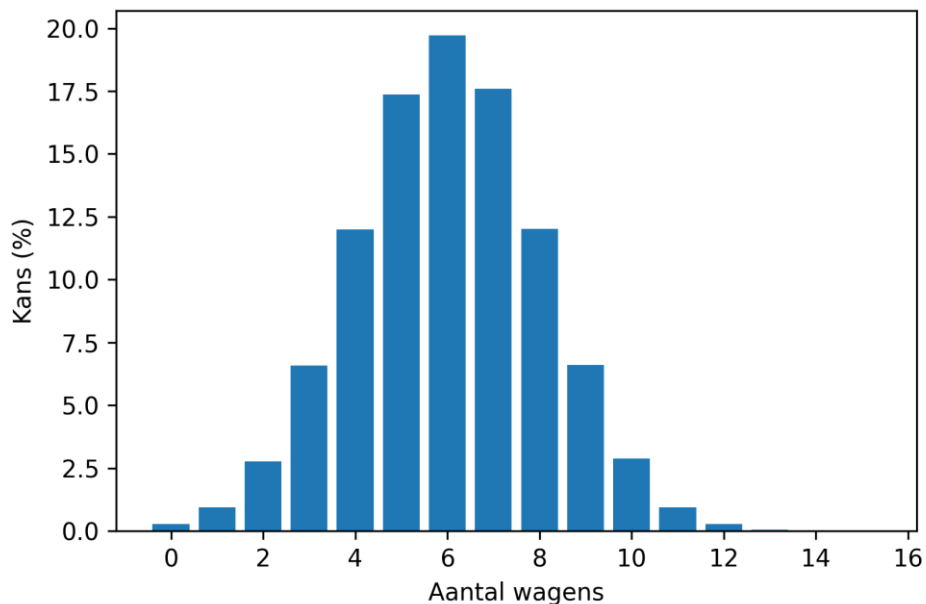
Figuur 22: Stochastische variabelen beschouwd in het simuleren van een laadpark.

De verdeling van het aantal voertuigen dat zich op 1 dag aanbiedt, is voorlopig nog veel minder goed gekend. Deze is dan ook afhankelijk van de dimensionering van het laadpark zelf: men kan ervoor kiezen om minder laadpalen te nemen dan de maximumvraag die verwacht wordt gedurende een jaar. Ze is bovendien afhankelijk van de variabiliteit van het profiel zelf. De soort verdeling die kan worden verwacht bij dergelijke gedragingen is daarentegen wel gekend: de normaalverdeling. Variabelen zijn immers steeds normaal verdeeld wanneer ze afhankelijk zijn van een groot genoeg aantal aan willekeurige toevalligheden of andere normaal verdeelde toevalligheden. Inderdaad, het aantal voertuigen dat zich op een gegeven dag aanbiedt, is afhankelijk van: de hoeveelheid afwezigen, bedrijfsbezoeken, vergaderingen, weersomstandigheden,... allemaal bij benadering willekeurig of normaal verdeeld.

Bedrijven die een laadpark dimensioneren, houden best rekening met deze verdeling. Als men weet dat er gemiddeld 10 voertuigen komen laden, zal het laadpark zeker moeten bestaan uit meer dan 10 laadpalen. Het is echter ook een slechte investering om te kijken naar het grootst aantal voertuigen dat zich kan aanbieden op 1 dag: het laadpark zal sterk onderbenut worden gedurende de grootste tijd van het jaar, en de jaar- en maandpiek zullen hierdoor toenemen (zie casestudie laadparken, werkpakket 5). In het verdere verloop van deze analyse, kan steeds worden gekozen hoeveel laadpalen werden geïnstalleerd. Het is echter gissen naar hoe deze hoeveelheid laadpalen zich verhoudt tot de verdeling van het aantal voertuigen dat zich zal aanbieden. Om hier toch aan tegemoet te komen, worden enkele veronderstellingen gemaakt:

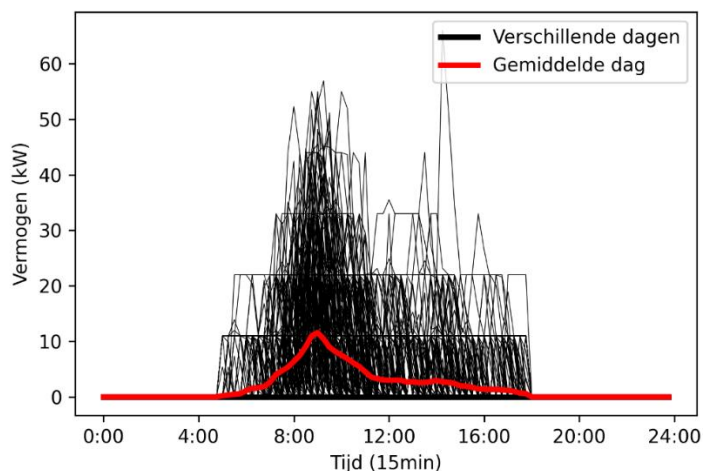
- Er wordt verondersteld dat de standaardafwijking van het aantal voertuigen dat zich aanbiedt op 1 dag, een vijfde bedraagt van het aantal laadpalen. Zoals reeds aangehaald is er geen onderzoek om deze veronderstelling te staven. Bij bepaalde bedrijven zal deze veronderstelling ongeveer kloppen, andere bedrijven zullen meer of minder variatie ondervinden.
- Er wordt bovendien verondersteld dat het bedrijf zijn aantal laadpalen bepaald heeft op basis van het gemiddelde aantal voertuigen dat zich op 1 dag aanbiedt, vermeerderd met 2 standaardafwijkingen. Op deze manier heeft ze voldoende laadpalen in ongeveer 97.5% van de gevallen. Dit betreft een intelligente dimensionering, al zullen er veel bedrijven zijn die hiervan afwijken.

De veronderstellingen worden verduidelijkt met een voorbeeld waarin een bedrijf 10 laadpalen heeft gekozen. In de figuur hieronder is de normaalverdeling te bekennen. De standaardafwijking is 2: (een vijfde van 10) en het gemiddeld aantal wagens dat zich aanbiedt op een dag is 6 (twee standaard afwijkingen minder dan het aantal laadpalen).



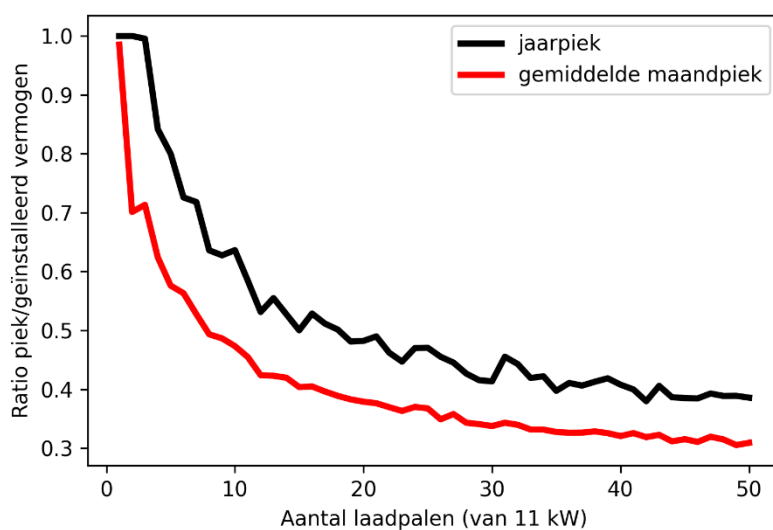
Figuur 23: Voorbeeld van de verdeling van de hoeveelheid wagens die zich aanbieden op 1 dag bij een laadpark met 10 laadpalen.

Deze simulaties hebben dus steeds als output het volledige jaar aan laaddata van het geaggregeerde laadpark. In de figuur hieronder een voorbeeld van de gemiddelde laaddag die hierbij kan optreden samen met de individuele, stochastische dagen.



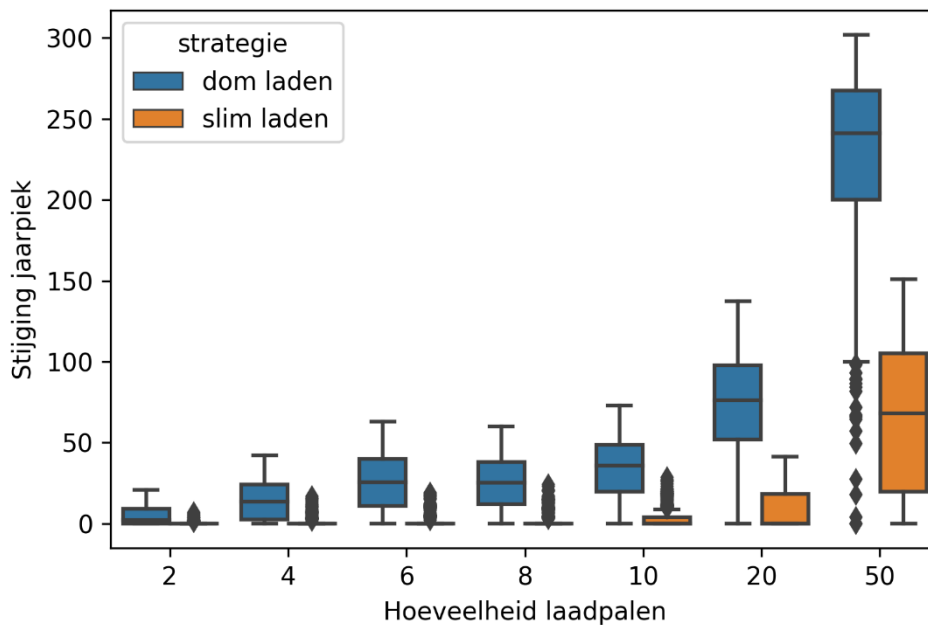
Figuur 24: Voorbeeld van de output van een simulatie.

De hoeveelheid energie die een laadpark over een jaar heen zal afnemen is niet ingewikkeld om te bepalen. Bij een stijging van het aantal laadpalen (en daarmee het aantal wagens dat zich zal aanbieden volgens de simulaties), stijgt het jaarverbruik lineair. Een interessantere vraag is hoe de piekvermogens toenemen bij grotere laadparken. Zoals te zien in onderstaande figuur, zal bij een klein aantal laadpalen de jaarpiek ongeveer gelijk zijn aan het geïnstalleerd vermogen. Bij groter wordende laadparken, stijgen de pieken wel, maar neemt de verhouding van de piek met het geïnstalleerde vermogen wel sterk af. Zo zal de jaarpiek bij een laadpark van 20 ac-snelladers (11 kW), maar ongeveer 110 kW bepalen t.o.v. de 220 kW aan geïnstalleerd vermogen. Deze reductie neemt af bij grotere laadparken en stagneert vanaf zo'n 40 laadpalen, waarna ongeveer nog 40% van het geïnstalleerd vermogen kan worden verwacht. Deze resultaten zijn indicatief en afhankelijk van de veronderstellingen en verdelingen die werden gebruikt in het model. Wanneer elke dag alle werknemers om klokslag 8 uur hun wagen inpluggen, zal deze afvlakking uiteraard niet te bespeuren zijn.



Figuur 25: De ratio van de jaar- en maandpiek t.o.v. het geïnstalleerd vermogen. Elk laadpark werd 10 maal gesimuleerd, het gemiddelde wordt getoond.

Bovenstaande simulaties gaan uit van een stand-alone laadpark waarbij niet slim gestuurd wordt. In vele situaties zal het laadpark echter worden aangesloten op een reeds gebruikte feeder waarop ander verbruik aanwezig is. In dit geval zal het laadpark dus zorgen voor een stijging van de pieken van dit bestaande profiel. De pieken moeten in dat geval niet simpelweg worden opgeteld, er is namelijk maar een erg kleine kans dat de grootste piek van het laadpark samenvalt met de hoogste reeds aanwezige piek. In de figuur hieronder worden deze simulaties gesimuleerd voor de kmo dataset. De simulatie werd ook herhaald met een slimme sturing. Deze slimme sturing werkt met een comfortbehoudende strategie: elke wagen die inpluigt moet ook zijn gevraagde hoeveelheid energie krijgen voordat het 17 uur is (in deze simulatie wordt verondersteld dat de wagen nooit vroegtijdig vertrekt).



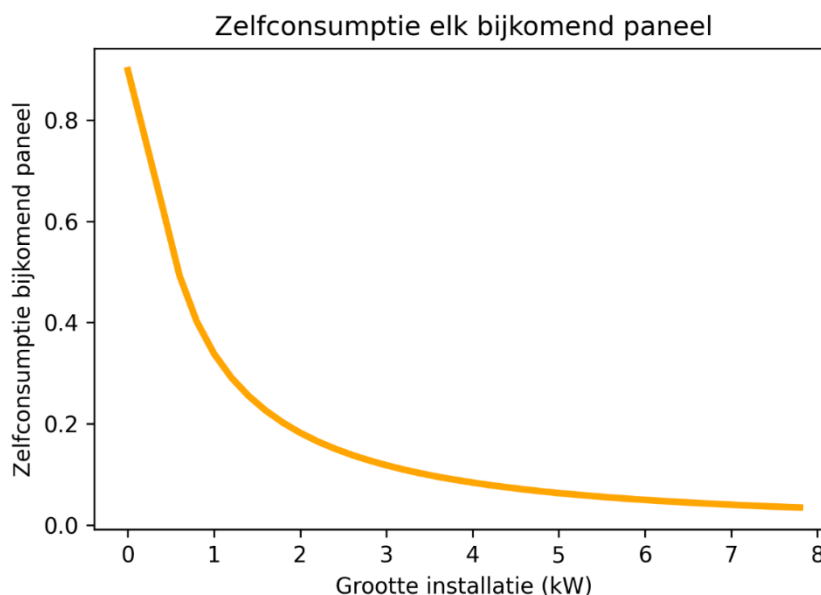
Figuur 26: Verdeling van de stijging van de jaarpiek door de introductie van een laadpark bij slim en dom laden. Let op, x-as stijgt op het einde niet lineair.

De domme strategie zorgt steeds voor een stijging van de jaarpiek, al ligt deze stijging weer fors lager dan de piek die het laadpark op zichzelf veroorzaakt. 10 laadpalen zullen zo voor het gemiddelde bedrijf maar voor een stijging van de jaarpiek zorgen van ongeveer 40 kW (maandpiek niet gesimuleerd). De slimme sturing doet het nog veel beter, voor een klein aantal laadpalen lukt het bijna altijd om het verbruik 'te verstoppen' in het reeds aanwezige verbruik. Hele grote laadparken zullen toch nog steeds voor een stijging van de jaarpiek zorgen, al blijft deze beperkt. De uitkomst van deze simulatie is niet vreemd: de EV's zijn vaak voor 8 uur lang aangesloten, waardoor er erg veel flexibiliteit ontstaat. Bij veelvuldig gebruikte laadparken waarbij bijvoorbeeld 's middags nieuwe wagens worden ingeplugd, zal dit niet mogelijk zijn zonder te schaden aan het comfort.

3 Werkpakket 3 - Optimalisatie van PV- en opslagsystemen

Ongetwijfeld het centrale element van de energietransitie zijn de PV-installaties. Het is deze lokale bron van energie die slimme sturingen mogelijk en noodzakelijk maken. Traditioneel werd er in Vlaanderen al veel geïnvesteerd in zonnepanelen door particulieren. Door de groenestroomcertificaten en de gunstige salderingsregeling die hier gold, was de terugverdientijd van zo'n investering dan ook redelijk kort. De optimale installatie bepalen kon ook eenduidig worden bepaald: een zuidelijkgerichte installatie met een hoek van 37° en een ideaal aantal panelen dat net produceerde wat er werd verbruikt. Na de afschaffing van de terugdraaiende teller in 2021, liggen de kaarten voor de PV-installatie anders. Injecteren wordt niet meer met hetzelfde tarief vergoed als afnemen, waardoor het belangrijk wordt om de opgewekte energie ook instantaan zelf te verbruiken (of op te slaan). Het is met andere woorden de bereikte zelfconsumptie die in belang aanwint.

In januari 2021 kreeg men dan ook gemiddeld 3 cent per geïnjecteerde kWh energie, terwijl de gemiddelde afnameprijs toen nog 25 cent bedroeg (bron VREG dashboard). Het injecteren van overtollige energie was toen zo oninteressant dat het duidelijk werd dat de oude 1 op 1 dimensionering met zijn 30% zelfconsumptie niet langer de voorkeur genoot en dat veel kleinere installaties de norm zouden worden. De reden hiervoor is makkelijk af te leiden uit onderstaande figuur, die werd gebaseerd op een verbruiker met 4000 kWh jaarlijks verbruik. Elk bijkomend paneel dat wordt geplaatst, verliest sterk aan zelfconsumptie. Zo zal de energie van een paneel na het vijfde (ongeveer 2 kW), nog slechts voor 17 procent zelf worden geconsumeerd. De rest van de opgewekte energie zal worden geïnjecteerd.



Figuur 27: De zelfconsumptie van elk bijkomend paneel i.f.v. de grootte van de PV-installatie. De geteste verbruiker heeft een jaarverbruik van 4000 kWh.

Grotere installaties dan een 0.5 op 1 dimensionering zouden dan ook zeker moeten inzetten op het verhogen van het eigenverbruik, bijvoorbeeld door het slim sturen zoals beschreven in werkpakket 2 of door het aankopen van een opslagsysteem. Zo kan een correct opslagsysteem de zelfconsumptie bij een 1 op 1 dimensionering van gemiddeld 30 procent naar een gemiddelde 55 procent opkrikken.

Recente ontwikkelingen nuanceren bovenstaande uitspraken. Sinds de afschaffing van de terugdraaiende teller, hoofdzakelijk door de energiecrisis, is de injectievergoeding gevoelig gestegen. Aangezien leveranciers geen vaste contracten meer aanbieden, is een eenduidige prijs plakken op afname- of injectievergoedingen niet meer mogelijk. Een bekende energieleverancier heeft op het tijdstip van schrijven echter volgende regeling voor een enkelvoudige teller:

- Afnameprijs = $4.1 + 1.1 * \text{index}$
- Injectieprijs = $0.05 + 0.87 * \text{index}$

Hier moeten nog de nettarieven, heffingen en ODV's worden bijgeteld. Het kWh aandeel in de nettarieven zal echter erg afzakken vanaf het in voege treden van het capaciteitsstarief. Deze ontwikkelingen samen zorgen ervoor dat injectievergoeding voor op zijn minst het komende jaar veel dichterbij de afnamevergoeding zal liggen dan bijvoorbeeld in januari 2021. Het is duidelijk dat de impact van een wijzigende terugleververgoeding, naast de energiegetische grootheden, zal moeten worden meegenomen in het bepalen van een optimale PV- of batterij-installatie.

In dit werkpakket wordt bepaald welke nieuwe dimensioneringstechnieken noodzakelijk zijn in het wijzigende energielandschap. Deze oefening wordt zowel voor PV-installaties als batterij-installaties als een combinatie van de twee gemaakt.

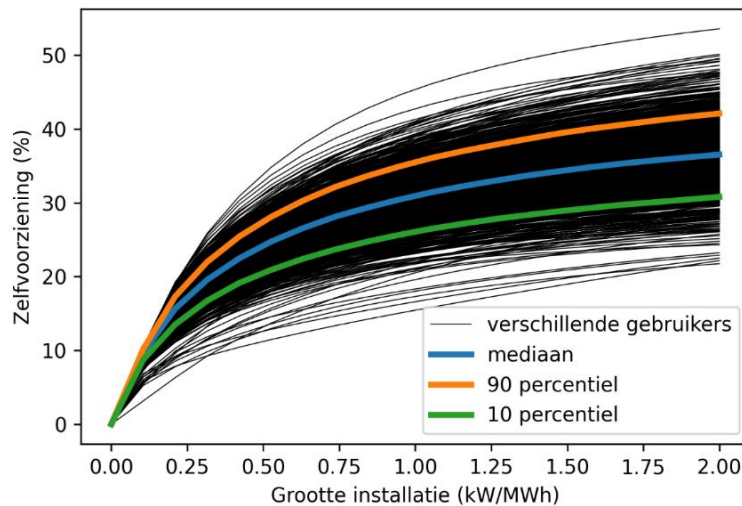
3.1 Optimale PV-installatie - residentieel

Ondanks dat het de economische grootheden zoals winst en terugverdientijd zijn die de gemiddelde Vlaming zullen overtuigen van een bepaalde grootte van installatie, is het onontbeerlijk om te starten met het analyseren van de energetische grootheden gelinkt aan het installeren van een PV-installatie. De afname- en injectieprijs kunnen en zullen namelijk nog wijzigen in de (nabije) toekomst, waardoor dimensioneringen puur op basis van deze prijzen altijd tot fouten zullen leiden. Een ding is echter zeker: energie die men zelf kan verbruiken zal altijd interessante besparingen en winsten opleveren.

In een eerste analyse wordt voor de ongewijzigde profielen uit de residentiële dataset bekeken hoe zelfvoorziening toeneemt bij toenemende groottes van zonne-installaties. Door het vergroten van het aantal zonnepanelen, zal de zelfvoorziening steeds stijgen (tot het moment dat er enkel nog consumptie overschiet die niet plaatsvindt tijdens zonne-uren, gemiddeld 46%). Het stijgen van deze zelfvoorziening gebeurt echter steeds trager bij het toevoegen van meer zonnepanelen, waardoor gesproken wordt over een saturatiecurve. De 'optimale' PV-installatie bepalen aan de hand van deze curve gaat niet, vermits er geen maximum wordt bereikt. Wel zijn er wiskundige methodes die kunnen aantonen vanaf welke grootte de saturatie begint op te treden. Één van deze methodes is de *kneedle* techniek, zo genoemd omdat ze knieën en ellbogen kan detecteren in een functieverloop. Het is deze techniek die in dit project steeds wordt aangewend om de optimale grootte te bepalen. In essentie bakent dit punt eigenlijk de maximaal aan te raden grootte af: alle installatie kleiner dan deze grootte zullen in principe meer zelfconsumptie hebben per paneel (zie opnieuw bovenstaande figuur) en dus 'efficiënter' zijn. Het is toch logisch om dit punt te nemen als de optimale installatiegrootte om bijvoorbeeld te genieten van goedkopere aankooprijzen per paneel, en om grotere omzetten te halen over de hele levensduur. In zekere zin bevat deze energetische analyse dus ook een economische component.

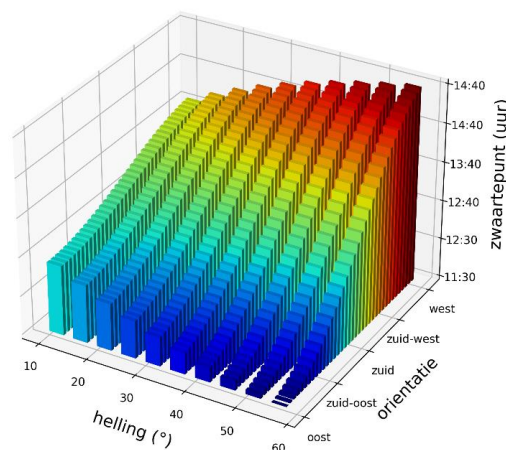
Er zijn enkele belangrijke conclusies te trekken. Zo is het duidelijk dat de zelfvoorziening profielafhankelijk is, zelfs bij dezelfde dimensioneringsfactor. De optimale dimensionering zal dat dus ook zijn. De spreiding is voor de meeste profielen echter relatief beperkt, te merken aan het feit dat het 10- en 90-percentiel dicht bij elkaar liggen. Het is ook duidelijk dat de initiële sterke stijging van de

zelfvoorziening, al snel afzwakt bij grotere dimensioneringen. Er vindt een knik plaats rond een dimensionering van **0.5 tot 0.7 op 1**. Voor de gemiddelde verbruiker met 4000 kWh verbruik, is dit dus een installatie die 2000 tot 2800 kWh opwekt (5 tot 7 moderne panelen naar het zuiden gericht). Installaties die groter worden genomen dan deze dimensioneringen zullen dus maar weinig extra zelfvoorziening opleveren. Energetisch gezien, tenminste zonder opslag of het toepassen van vraagsturing, hebben deze grotere installaties dus weinig zin.



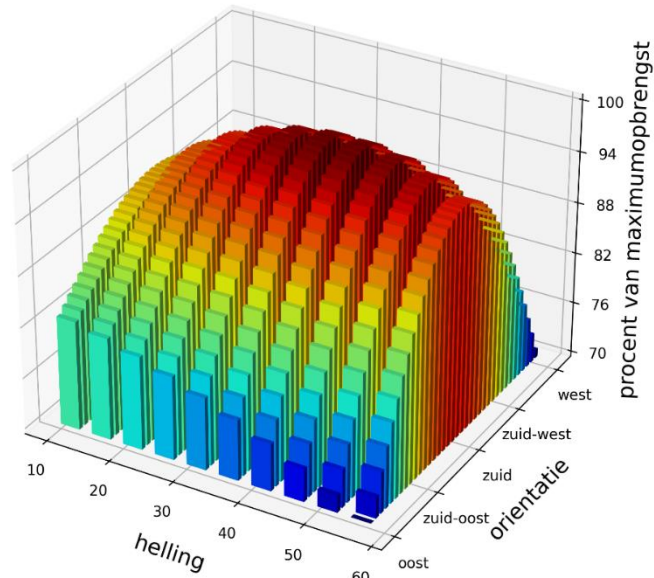
Figuur 28: De zelfvoorziening i.f.v. de genormaliseerde grootte van de PV-installatie voor elk profiel in de residentiële dataset. Panelen werden georiënteerd naar het zuiden met een hellingshoek van 35°.

Bovenstaande analyse geldt voor de klassieke zuidelijke oriëntatie van de zonnepanelen. Deze oriëntatie was steeds de meest logische aangezien deze op jaarniveau de grootste opbrengst teweeg brengt. De oriëntatie kan nu echter opnieuw in vraag worden gesteld: door de richting en hoek van de panelen te wijzigen, kan de periode in de dag waarop het meeste zonne-energie wordt opgewekt worden gewijzigd. Zo zal een westelijk georiënteerde installatie later op de dag zijn energie leveren, wat een interessantere match met het verbruik kan opleveren.



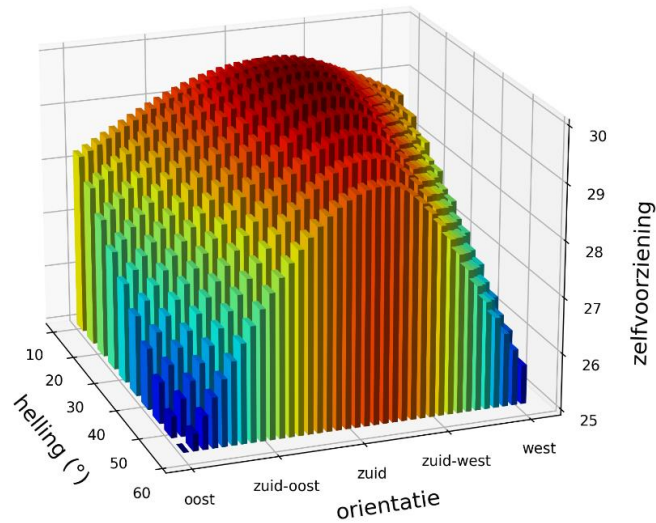
Figuur 29: Het gemiddelde zwaartepunt (tijdstip waarop de helft van de energie van die dag werd opgewekt) i.f.v. de helling en oriëntatie van een PV-installatie in België.

In bovenstaande figuur wordt het zwaartepunt van de PV-opbrengst getoond voor verschillende oriëntaties en hellingshoeken. Met het zwaartepunt wordt het uur van de dag bedoeld waarop de gemiddeld gezien de helft van de energie voor die dag is opgewekt. Inderdaad, bij de zuidelijke oriëntatie ligt het zwaartepunt eerder vroeg (rond 12u45). Een westelijke oriëntatie met een sterke hellingshoek, kan dit zwaartepunt verschuiven tot 14u43, wat een betere match met het verbruiksprofiel betekent. De keerzijde van de medaille is echter dat de totale opbrengst daalt wanneer er van de ideale zuidelijke installatie wordt afgeweken, zie onderstaande figuur. Te bemerken valt dat zelfs de meest westelijk, verticaalgerichte zonnepanelen nog steeds 70 procent opwekken van de optimaal georiënteerde panelen.



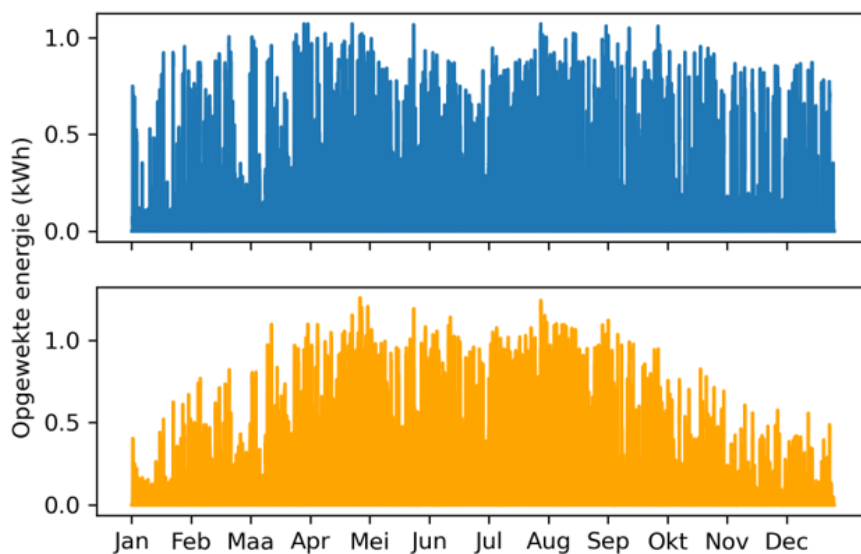
Figuur 30: Procentuele opbrengst van de installatie t.o.v. de ideaal georiënteerde installatie i.f.v. de helling en de oriëntatie van de PV-installatie.

De opbrengst verplaatsen naar een later uur zorgt dus voor een vermindering van opbrengst, maar lijkt dus ook een betere match met het verbruik op te leveren. Een logische hypothese is dan ook dat de optimale oriëntatie zich ergens tussen de zuidelijke en de westelijke oriëntatie bevindt. Deze oefening werd gemaakt voor een 1 op 1 gedimensioneerde installatie voor alle residentiële profielen uit de dataset. De zelfvoorziening werd in elk van deze gevallen bepaald, de gemiddelden worden weergegeven in onderstaande figuur. De resultaten zijn enigszins verrassend: de optimale oriëntatie verschuift amper naar het westen (optimum is zuidzuidwest met een helling van 30°). Enkel bovenstaande analyses kunnen niet verklaren waarom de verschuiving zo beperkt is, er ontbreekt nog een parameter.



Figuur 31: De behaalde gemiddelde zelfvoorziening i.f.v. de helling en de oriëntatie van de PV-installatie.

De ontbrekende parameter bevindt zich dan ook niet op dagniveau, maar op seizoensniveau. Zoals te zien op onderstaande figuur, levert de zuidelijke oriëntatie een meer geleidelijke productie doorheen het hele jaar. De westelijke oriëntatie levert een grotere portie van zijn energie op in de zomer. Dit overschot aan productie in de zomer raakt dan niet zelf geconsumeerd, terwijl er in de winter een groter tekort aan productie ontstaat. De vaak in vraag gestelde zuidelijke oriëntatie blijft dus ook na de afschaffing van de terugdraaiende teller de meest optimale, al kan een kleine verschuiving naar zuidzuidwest nog nét iets beter zijn.



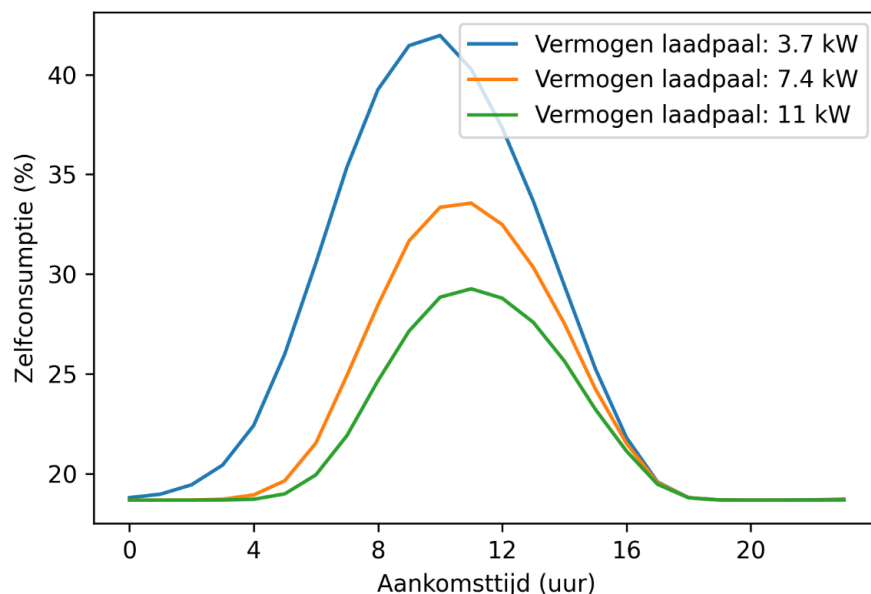
Figuur 32: Productieprofiel van een (boven) zuidelijk georiënteerde installatie en (onder) westelijk georiënteerde installatie.

Samengevat is wanneer enkel naar zelfconsumptie en zelfvoorziening wordt gekeken, een dimensionering van 0.5 tot 0.7 op 1 de meest logische, afhankelijk van het aandeel van het verbruik overdag. Deze installatie wordt dan best naar het zuidzuidwesten gericht met een hellingsgraad van 30°.

Bovenstaande bevindingen gelden voor verbruiksprofielen zonder de aanwezigheid van grote, stuurbare verbruikers zoals warmtepompen en elektrische voertuigen. Potentiële verbruikers die graag een PV-installatie zouden installeren, zijn echter vaak ook geïnteresseerd of verplicht om ook deze verbruikers aan te schaffen in de nabije toekomst.

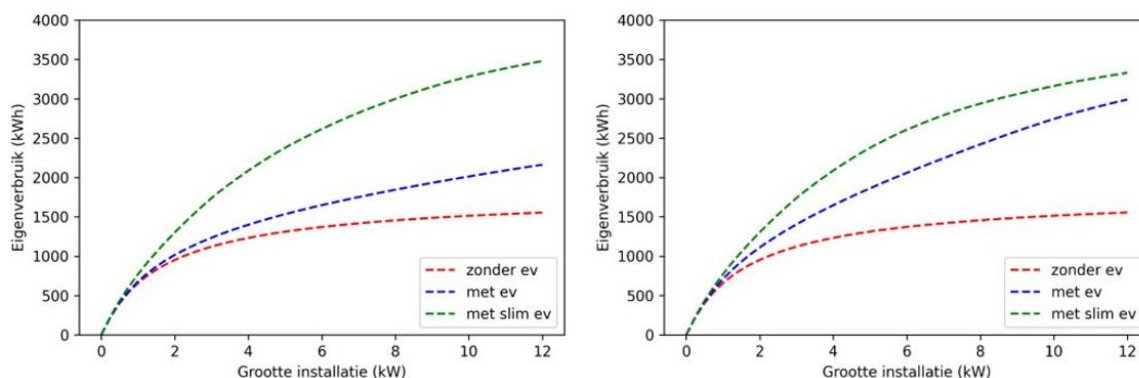
3.1.1 Verbruikers met een elektrisch voertuig

De vraag: “hoeveel PV-panelen moeten worden aangeschaft als men weet dat er over een aantal jaar ook een elektrisch voertuig zal opladen”, dringt zich steeds vaker op. Vaak wordt daarbij verondersteld dat de installatie daardoor veel groter moet worden, en dat dezelfde dimensioneringstechnieken van toepassing zijn op een elektrisch voertuig als op de rest van het elektrisch verbruik. Een herhaling van de analyse uit werkpakket 2 kan ook hier helpen deze vragen te beantwoorden.



Figuur 33: Herhaling van figuur die de zelfconsumptie afbeeldt i.f.v het aankomstuur voor drie verschillende laadpaalvermogens.

Zoals te zien in bovenstaande figuur, kan een elektrisch voertuig de zelfconsumptie (en daarmee het potentieel om PV-panelen te installeren) serieus verhogen. Het gebruikelijke aankomstuur is daarbij van groot belang. Een aankomstuur na 16 uur, heeft slechts nog een verwaarloosbare impact op de zelfconsumptie. De aankoop van een elektrisch voertuig zal in die situatie dan ook geen impact hebben op de ideale PV-installatie. Dit alles is natuurlijk een oversimplificatie, echte verbruikers wijken vaak af van hun gebruikelijke aankomstuur, zoals in het weekend. Toch geeft het een goede indicatie: tenzij er in het grootste aandeel van de tijd volledig overdag kan worden opgeladen, moet er niet veel rekening worden gehouden met het elektrisch voertuig.



Figuur 34: Eigenverbruik bij slim en dom laden voor (links) een ac-snellader en (rechts) een traaglader (3.7 kW).

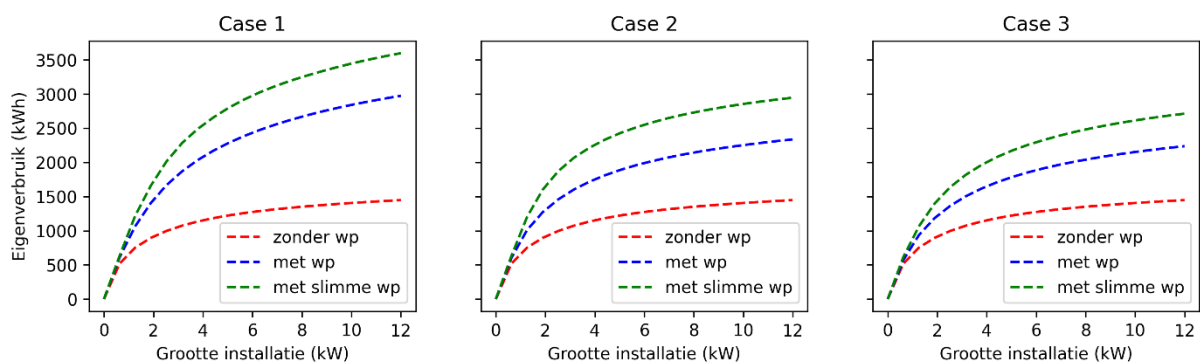
Wanneer wel overdag wordt opgeladen, kan de redenering snel veranderen. In bovenstaand voorbeeld werd een verbruiker met 4000 kWh verbruik uitgebreid met verschillende cases van laden. In alle cases wordt er een elektrisch voertuig met een verbruik van 3330 kWh toegevoegd aan het profiel. Er valt te bemerken dat het dan zeer belangrijk is dat het opladen slim gebeurt. Een 11 kW lader die overdag 'dom' laadt (de blauwe lijn links op de figuur), heeft opnieuw slechts een geringe impact op het eigenverbruik. In dat geval wijkt de ideale dimensionering dus niet noemenswaardig af van de ideale dimensionering zonder het elektrisch voertuig (2.5 kW aan zonnepanelen, zuidzuidwest gericht). Bij een traaglader (rechts op de figuur) kan zelfs zonder enige intelligentie de laadpaal het eigenverbruik erg opkrikken. Bijkomende panelen zullen dan zelfs tot een 2 op 1 dimensionering steeds zorgen voor een noemenswaardige toename van het eigenverbruik. Er is dan ook geen sterk buigpunt te detecteren in deze onderzochte dimensioneringsrange.

Slimme laadpalen doen het nog veel beter. Het verschil tussen een traag- en snellader wordt weggewerkt en de snellader doet het zelfs iets beter. Met veel minder panelen dan in de onintelligente variant, kan hetzelfde bereikt worden. Het eigenverbruik toont dan ook veel vroeger een buigpunt, bij 6 tot 8 kW. Wiskundig gezien ligt het optimaal aantal panelen voor een slimme traaglader dan ook lager dan bij een domme laadpaal, al zegt dat enkel iets over hoe het eigenverbruik stijgt, niet over de absolute waarde.

3.1.2 Verbruikers met een warmtepomp

De keuze voor een warmtepomp verhoogt het elektrisch verbruik aanzienlijk (vaak meer dan een verdubbeling van een normale residentiële verbruiker). Opnieuw kan hier de vraag gesteld worden hoeveel extra zonnepanelen kunnen worden geïnstalleerd om dit verbruik zo veel mogelijk te compenseren, zonder enorm veel te injecteren. In werkpakket 2 werd duidelijk dat het slim sturen van een warmtepomp het eigenverbruik sterk kan verhogen, zeker wanneer er ook sanitair warm water moet worden geproduceerd. De vraag "hoeveel extra zonnepanelen moeten worden geïnstalleerd", werd daarin nog niet expliciet bekeken. Net als bij het elektrisch voertuig, wordt deze vraag beantwoord aan de hand van een standaard verbruiker met een verbruik van 4000 kWh, vermeerderd met het verbruik van een bijkomende warmtepomp.

Er worden 3 cases geanalyseerd, waarbij zowel een slimme als een domme sturing worden gehanteerd.



Figuur 35: Eigenverbruik bij warmtepompen zonder en met slimme sturing voor de 3 verschillende cases.

Zoals te zien in bovenstaande figuur, verhoogt de warmtepomp in alle scenario's het eigenverbruik aanzienlijk. Bij de keuze van de grootte van de zonnepaneelinstallatie moet dus zeker rekening worden gehouden met een nabije aankoop van een warmtepomp. Case 1 kent veruit de hoogste stijging van het eigenverbruik. Dit is logisch, vermits het verbruik van de warmtepomp hier ook veel groter is dan in case 2 en 3. Hier is een PV-installatie van 6 tot 8 kW (afhankelijk of er slim wordt gestuurd) zeker aan te raden. De kleinere warmtepompen in case 2 en 3 vertellen een gelijkaardig verhaal, al moeten hier minder extra panelen worden geïnstalleerd.

Wie een warmtepomp zal installeren, rekent per MWh warmtepompverbruik ongeveer 0.7 kW zonnepanelen extra. Wanneer de warmtepomp ook slim wordt aangestuurd, kan dit worden opgetrokken tot 1 kW zonnepanelen per MWh. Dit is natuurlijk een simplificatie: de resultaten zijn afhankelijk van het onderliggend verbruik, de dakoriëntatie, het aandeel sanitair verbruik en welke comfortparameters worden gehanteerd voor een slimme sturing. Op www.flexicap.be kan de optimale PV installatie worden bepaald voor een veel breder scala aan inputparameters.

3.1.3 Economische aspecten

Bovenstaande analyses vormen de basis voor het dimensioneren van een PV-installatie. Er werd in deze analyses gekeken naar het behaalde eigenverbruik, zelfvoorziening of zelfconsumptie. Er werd al eerder gehint naar het feit dat dit niet het hele verhaal vormt bij de keuze van de optimale PV-installatie. Economische aspecten als terugverdientijd en totale winst over een investeringshorizon (typisch de levensduur van de installatie), zijn veeleer de doorslaggevende factoren voor de gemiddelde investeerder. De basis voor dit soort analyses leek bij de afschaffing van de terugdraaiende teller enkel maar te bestaan uit de investeringskost en de verwachte prijs voor energie. Echter leert het recente verleden ons dat de injectievergoeding niet langer te verwaarlozen is, en misschien zelfs dé bepalende factor is bij een economische dimensionering. Deze 3 prijsaspecten (de investeringskost, de afnameprijs en de injectieprijs) worden eerst afzonderlijk besproken alvorens over te gaan tot een sensitiviteitsanalyse.

Investeringskost

De prijs van zonnepanelen bestaat uit 4 aspecten:

- De panelen en het montage materiaal. Deze prijs is redelijk lineair: wanneer er dubbel zoveel panelen worden geïnstalleerd, zal ongeveer dubbel zoveel moeten worden geïnvesteerd. Er zit wel een groot verschil tussen merken en types van panelen. Het montage materiaal, en de bijhorende prijs, zijn bovendien afhankelijk van het type dak.

- De PV-omvormer. De prijs van de omvormer stijgt ook lineair met toenemend vermogen, maar deze prijsrechte gaat niet door 0: er moet een minimumgrootte worden gekocht, en per kW is deze ook meestal de duurste. Per extra kW moet er niet zo veel meer worden betaald. Een 5kWp omvormer is dan ook minder dan dubbel zo duur als een 1.5 kW omvormer.
- De installatie- en keuringskost. Deze kosten zijn meestal samengesteld uit een vaste kost (keuring en elektriciteitswerken) vermeerderd met de kosten voor de werkuren (montage zonnepanelen). De werkuren worden vaak pro rato van het aantal panelen geraamd. Deze kost is dus ook te modeleren als een rechte die niet door 0 gaat.
- De premie. Vanaf 1 januari 2023 is de premie in Vlaanderen 150 €/kW zonnepanelen voor de eerste 4 kW en dan nog 75 €/kW voor installaties tussen de 4 en 6 kW. Maximaal is dat dan 750 euro. Deze premie is al lager dan in 2022 en zal verder worden uit gefaseerd in de komende jaren. Bovendien zijn er voorwaarden.

Samengevat is de prijs van zonnepanelen voor residentiële klanten redelijk lineair. Toch ligt de prijs per Wp voor grotere installaties lager, door de vaste componenten in enkele prijsonderdelen. Grotere installaties hebben dus een prijsvoordeel. De website zonnepanelenenergie.be verzamelt ieder jaar offertes die ze publiceren. Onderstaande tabel is het resultaat van de offertes uit 2022. Deze prijs houdt wellicht nog onvoldoende rekening met de recente inflatie. De installaties van 2023 zullen dus naar alle waarschijnlijkheid duurder zijn dan deze in 2022.

Tabel 3: Gemiddelde Wp-prijs voor PV-installaties (all-in) voor verschillende groottes. De prijzen zijn gebaseerd op 100 offertes van 2021

Vermogen (kWp)	Gemiddelde prijs (€/Wp)
2 kWp	1,4 €/Wp
3 kWp	1,37 €/Wp
4 kWp	1,24€/Wp
5 kWp	1,20 €/Wp
6 kWp	1,20 €/Wp
7 kWp	1,19 €/Wp
8 kWp	1,17 €/Wp

Het meeste prijsvoordeel lijkt behaald te zijn vanaf een installatie van 4 kWp. Dit zijn gemiddelde prijzen en goedkopere alternatieven zijn steeds te vinden. Door te kiezen voor goedkopere panelen en omvormer (minder opbrengst per m², minder efficiënt, minder esthetisch, minder garantie,...) of door verschillende offertes aan te vragen, kan worden bespaard.

Afnameprijs (€/kWh)

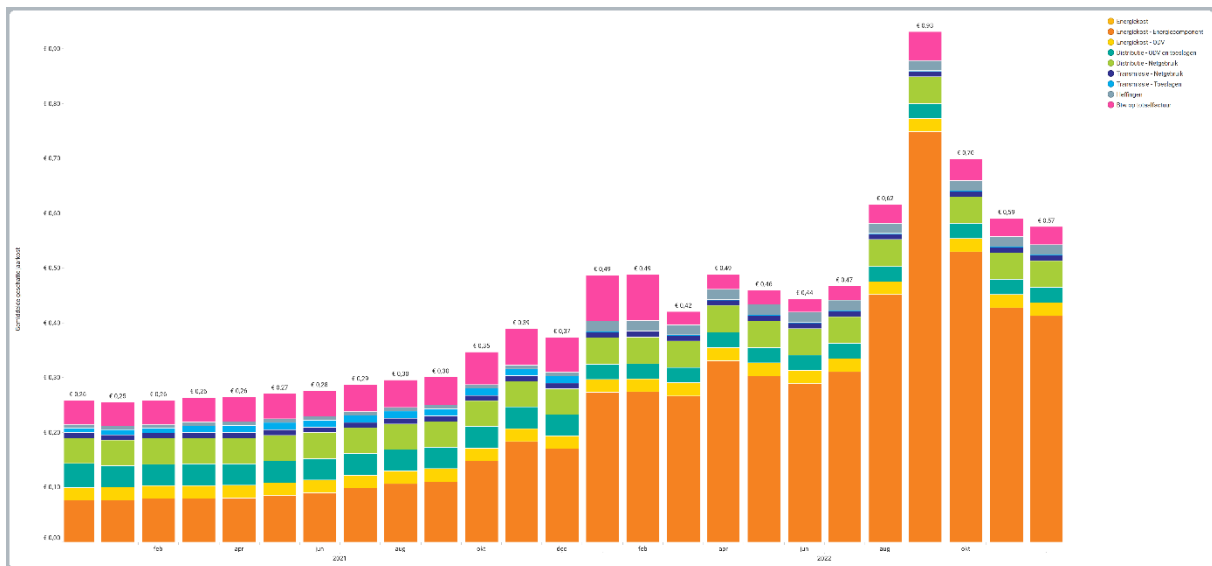
Wie zonnepanelen koopt, doet dat in eerste instantie om minder energie te moeten afnemen van het net, en daardoor een minder hoge elektriciteitsfactuur te krijgen voorgeschoteld. De totale kost voor het afnemen van elektriciteit (de afnameprijs), bestaat uit verschillende componenten:

- De energiekost zelf. Deze prijs is marktafhankelijk en kan vast, variabel of zelfs dynamisch (elk uur een andere prijs) zijn. Het is deze component van de energiefactuur die de prijsstijgingen heeft veroorzaakt tijdens de energiecrisis. De prijs bestaat typisch uit een kleine vaste component (aansluitingskost) en een prijs per kWh.
- De netkosten. Deze component dient voornamelijk om de distributie- en transmissienetbeheerders te vergoeden voor de investerings- en onderhoudskosten aan het elektriciteitsnet. Het is deze component van de energiefactuur die wordt gewijzigd bij het in voege treden van het capaciteitstarief. Doordat deze kosten nu grotendeels op basis van de

gemiddelde maandpiek worden berekend, verkleint de kWh kost aanzienlijk (al wordt het nachtvoordeel afgeschaft). De dagprijs per kWh daalt zo met 5 cent (zonder btw). PV-panelen hebben een zeer beperkte invloed op de gemiddelde maandpiek, waardoor kan worden gesteld dat deze verandering schadelijk is voor de businesscase van PV-installaties. De prijs bestaat voor eigenaars van een digitale meter in totaal uit een kleine vaste kost (meetkosten), een kWh-kost en een kost voor de gemiddelde maandpiek.

- Heffingen en ODV's: Er zijn enkele federale heffingen van toepassing op de energiefactuur. Daarnaast bestaan er de openbare dienstverplichtingen oftewel ODV's. Dit zijn prijscomponenten die dienen om de energieleverancier en distributienetbeheerder te vergoeden voor enkele taken (die hen worden opgelegd) van openbaar belang. Denk daarbij aan straatverlichting en groene initiatieven. Deze prijzen zijn volledig volume gedreven.
- BTW op de totaalfactuur (uitgezonderd op de federale heffingen). Deze bedroeg 21% tot maart 2022, wanneer ze tijdelijk verlaagd werd naar 6% om de impact van de energiecrisis te verzachten. Voorlopig geldt nog steeds de goedkopere 6%.

Samengevat bestaat de energiefactuur vooral uit volume gedreven (kWh) componenten. Door minder energie af te nemen van het net, zal de factuur dus dalen. Buiten door over te schakelen op zuinigere toestellen, kan deze reductie plaatsvinden door de productie van eigen (zonne-) energie. Hoe hoger de afnameprijs van energie, hoe meer waarde zonnepanelen kunnen genereren voor de eigenaar. De energiecrisis is dus in zeker zin een positieve zaak voor de businesscase van zonnepanelen (al is de totale factuur van zonnepaneeleigenaars met een digitale meter meestal ook gestegen). Het verlagen van de kWh-component op de netkosten is dat niet: het compenseren van de eigen afname wordt daardoor minder waard. Aangezien de gemiddelde maandpiek maar beperkt afneemt bij de introductie van een PV-installatie, zal een prosumant zijn energiefactuur zien stijgen (zie werkpakket 4).



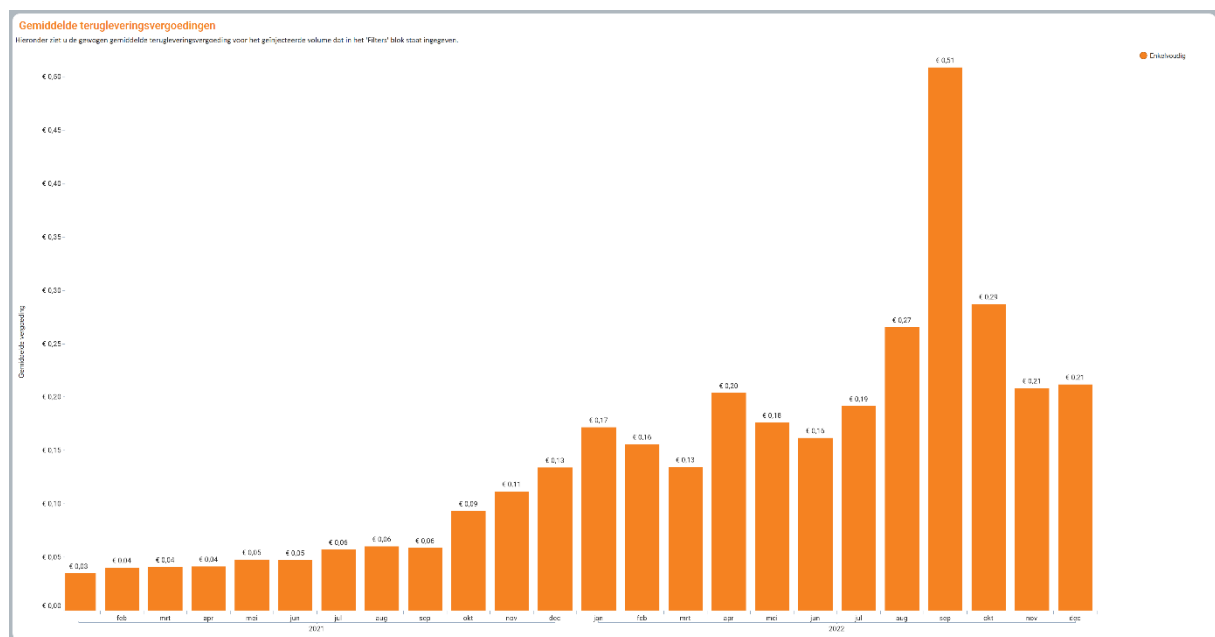
Figuur 36: Evolutie van de energieprijis/kWh van januari 2021 t.e.m. december 2022 voor residentiële afnemers [12].

VREG analyseert de elektriciteitsstarieven per maand. Op bovenstaande afbeelding wordt de prijsevolutie van de afgelopen 2 jaar weergegeven. De totale prijs die in januari 2021 nog op 26 c€/kWh stond, piekte in november op 93 c€/kWh. Sindsdien is de prijs wel weer gedaald tot 57 c€/kWh, wat nog steeds meer dan een verdubbeling is ten opzichte van januari 2021. De prijsevolutie is bijna compleet te wijten aan de energiecomponent, al verschoven ook de btw en de toeslagen op transmissie. Het is onduidelijk hoe deze prijs de komende jaren zal evolueren.

Niet enkel de energiecomponent van de afname prijs is onderhevig aan onzekerheid. De tariefstructuur voor de andere componenten van de energiefactuur is recent veranderd en zal dat wellicht in de nabije toekomst nog doen. Zo zouden de netkosten kunnen stijgen om de versnelde investeringsgraad in het distributienet te kunnen bekostigen, of kunnen er nieuwe prijssignalen worden ingebouwd, bijvoorbeeld in de vorm van een time of use component.

Injectieprijs (€/kWh)

Voor de afschaffing van de terugdraaiende teller, draaide de teller van een PV-eigenaar gewoon terug bij het injecteren. Afgezonderd van het prosumementarief, betekende dit in essentie dat de injectieprijs toen gelijk was aan de afnameprijs. Nu zal een zonnepaneel-eigenaar met een digitale meter echter een aparte injectieprijs krijgen. Deze wordt bepaald en uitbetaald door de energieleverancier waar de prosumant bij is aangesloten. Terwijl de injectieprijs vroeger dus gelijk was aan de totale afnameprijs, zal deze nu ten hoogste gelijk zijn aan de energiecomponent. Vermits de energieleverancier ook winst trachten te maken, zal deze typisch lager liggen dan de energiecomponent die wordt betaald bij deze leverancier. Ook de injectieprijs wordt door de VREG gemonitord en is terug te vinden in onderstaande figuur.



Figuur 37: Evolutie van de injectievergoeding/kWh van januari 2021 t.e.m. december 2022 voor residentiële afnemers [12].

De injectievergoeding stond in januari 2021 slechts op 3 c€/kWh. Tegenover de afnameprijs die toen gold, was dit dus bijna verwaarloosbaar klein. De injectievergoeding is echter bijna steeds gerelateerd aan de energiecomponent, waardoor deze mee evolueerde over de voorbije periode, om eind 2022 gemiddeld op 21 c€/kWh te landen. Het staat buiten kijf dat dergelijke vergoedingen (21 cent/kWh), moesten ze gelden over de levensduur van de installatie, de ideale grootte van een PV-installatie onbeperkt maakt. Het is echter maar de vraag of de injectievergoeding hoog zal blijven. De prijs is immers 2 maal onzeker: als de energieprijs terug fors daalt, zal de injectievergoeding mee kelderen. Bovendien bestaat de kans dat naarmate de penetratie van zonne-energie toeneemt, energieleveranciers minder willen geven voor zonne-energie en dat de verhouding tussen injectievergoeding en energiecomponent op de afnamefactuur daalt.

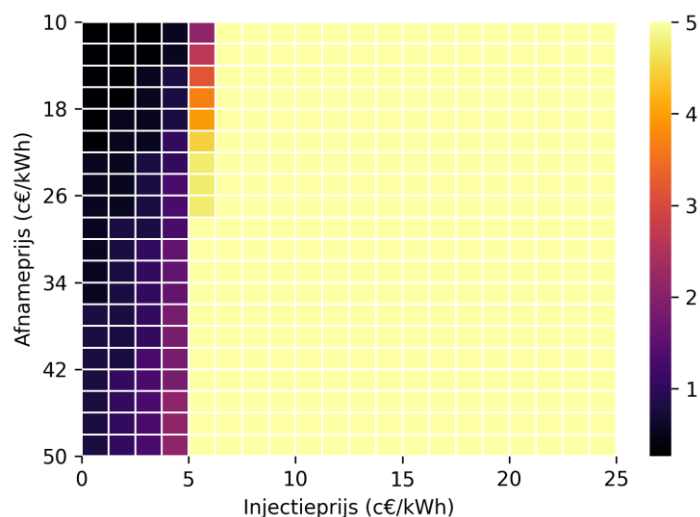
Een zonzijde voor de prijszekerheid op de injectievergoeding is de nieuwe regelgeving rond energiedelen. Deze stelt particulieren in staat om de geïnjecteerde energie te verkopen aan een derde partij (voorlopig een vriend of familie, maar commerciële uitbreiding lijkt mogelijk). De prijs voor de portie energie die verkocht kan worden aan de derde partij, kan hoger liggen dan de injectieprijs die de energieleverancier aanbiedt. Als de energiecomponent bijvoorbeeld 20 cent bedraagt en de injectiecomponent 10 cent, dan kan er een win-win prijs worden afgesproken van 15 cent voor het energiedelen. Voorlopig wordt zeer weinig gebruik gemaakt van deze regeling, maar de populariteit zou kunnen toenemen bij een onevenredig dalen van de injectieprijs.

Sensitiviteitsanalyse

Hoewel het voor een investeerder relatief eenvoudig zal zijn om te achterhalen wat de investeringskost in een PV-installatie zal zijn, lijkt het voorlopig onmogelijk om te weten wat de investering zal opbrengen. Het is dan ook niet zinvol om in dit project met vaste prijzen te werken, maar veeleer om de sensitiviteit van de prijzen te bekijken op de terugverdientijd en behaalde winsten.

In een eerste analyse wordt bekeken welke installatiegrootte optimaal is bij verschillende afname- en injectieprijsen. Er wordt geoptimaliseerd naar totaal behaalde winst over de investeringshorizon van 20 jaar. Er wordt steeds uitgegaan van een optimaal georiënteerde installatie (zuidzuidwest met 30° hellingshoek). De investeringsprijzen van hierboven worden gebruikt en lineair benaderd met volgende functie:

$$\text{Investeringskost} = 687 + 1084 * \text{grootte (in Wp)}$$



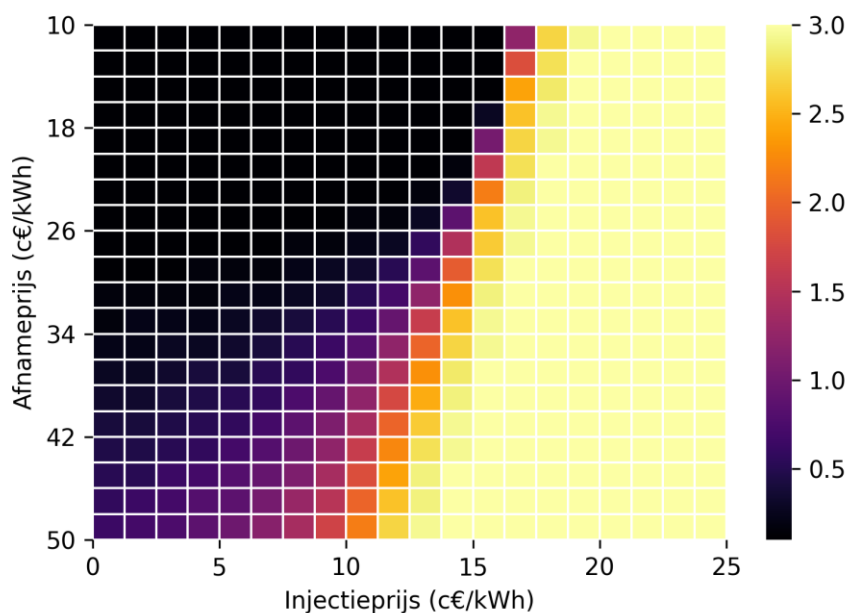
Figuur 38: Optimale dimensionering van een PV-installatie i.f.v. de afnameprijs en injectievergoeding. Er wordt geoptimaliseerd naar maximale winst na 20 jaar.

Bovenstaande figuur geeft de gemiddelde optimale dimensioneringsfactor weer voor alle profielen in de residentiële dataset, bij verschillende prijzen. Bij extreem lage injectievergoedingen, is het optimum sterk afhankelijk van de afnameprijs, en worden zowel zeer kleine tot iets grotere dimensioneringen aangeraden. Vanaf een injectievergoeding van 6c€/kWh, verandert het beeld drastisch. De maximaal

geteste dimensionering wordt steeds aangeraden (een 5 op 1 dimensionering). Dit is ergens logisch, een simpele rekensom schept duidelijkheid: 1 kWp zonnepanelen zal over zijn levensduur van 20 jaar ruwweg 20 MWh aan energie opleveren. Bij een injectievergoeding van 6 cent, levert deze installatie dus minstens €1200 op (meer kan indien een portie zelf wordt verbruikt). De installatiekost (vanaf een bepaalde grootte) is ook ongeveer 1200 €/kWp. Een injectievergoeding van 6 cent is dus het break-even punt waarop een installatie zich gegarandeerd terugverdiend. Door een grotere installatie te nemen zal de winst na 20 jaar dus ook groter zijn.

Een investeringshorizon van 20 jaar is natuurlijk best lang (al is het lager dan de levensduur van zonnepanelen), maar bijvoorbeeld wanneer de winst na 10 jaar wordt gemaximaliseerd, vinden we opnieuw een relatief lage injectieprijs als break-even punt namelijk 12 cent. In de praktijk zal een investering worden beperkt door het maximale dakoppervlakte of de 10 kW grens die in Vlaanderen wordt aangehouden voor residentiële PV-installaties. Het lijkt erop dat bij relatief lage injectievergoedingen, het investeren tot dit maximum ook de maximale winstsituatie zal opleveren voor de gemiddelde verbruiker.

Winstmaximalisatie vertelt natuurlijk niet het hele verhaal van een investering. Vaak wordt er ook gekeken of er een relatief korte terugverdientijd valt te behalen. De analyse kan dan ook worden herhaald, maar dan waarbij gekeken wordt wat de grootste investering is die een terugverdientijd onder een bepaald maximum scoort. Er werd een **maximale terugverdientijd genomen van 7 jaar**. De maximaal geteste grootte bedraagt hier de 3 op 1 verhouding, om wat meer kleurvariatie te kunnen capteren.



Figuur 39: Maximale dimensionering van een PV-installatie die zich moet terugverdienen op 7 jaar i.f.v. de afnameprijs en injectievergoeding.

Voor een veel grotere range aan prijzen, wordt nu een kleinere installatie aangeraden. Bovendien is de afnameprijs nu ook wat belangrijker in de bepaling van het optimum. Het is onmogelijk om te weten hoe de prijzen de komende jaren zullen wijzigen, dus als men snel winst verwacht, kan het toch nog aan te raden zijn om voor een kleinere installatie te kiezen.

De grote conclusie van dit sensitiviteitsonderzoek is dat het vooral de injectievergoeding is die bepaalt welke grootte van installatie ideaal is. Dit is logisch: een prosumant zal bijna altijd meer injecteren dan hij van zijn eigen verbruik kan compenseren. De injectieprijs zelf is dan ook cruciaal zeker wanneer voor grotere installaties wordt gekozen. Dit betekent niet dat de prosumant zo veel mogelijk moet injecteren. Het zal steeds lonen om de eigen geproduceerde energie zelf te verbruiken. De invloed van vraagsturing op de economisch optimale dimensionering wordt niet verder bekeken, vermits het vooral de injectievergoeding is die de optimale grootte zal bepalen. De behaalde winst an sich, zal natuurlijk sterk afhankelijk zijn van de behaalde zelfconsumptie.

In deze analyses werd een overzicht gegeven van beste dimensioneringen bij verschillende optimalisatie parameters. Hoewel algemene conclusies kunnen gemaakt worden bij deze representaties, kan er toch ook veel geleerd worden door te spelen met verschillende inputparameters. Daarom werd binnen dit project nog een tweede mini-tooltje ontwikkeld dat dient om te spelen met de inputparameters zoals de energieprijzen, investeringshorizon, zelfvoorziening van het profiel,... Batterijen kunnen ook worden gesimuleerd. Volg [hier](#) de link naar deze tool (de tool moet even laden bij opstart).

Hieronder volgt een getalvoorbeeld dat uitgaat van deze 10 kW dimensionering, waarbij de winst en terugverdientijd worden berekend bij verschillende prijzen. De installatie wordt geplaatst bij een verbruiker met een verbruik van 4000 kWh.

Tabel 4: Winst na 25 jaar en terugverdientijd bij een installatie van 10kW voor verschillende terugleververgoedingen en afnameprijzen.

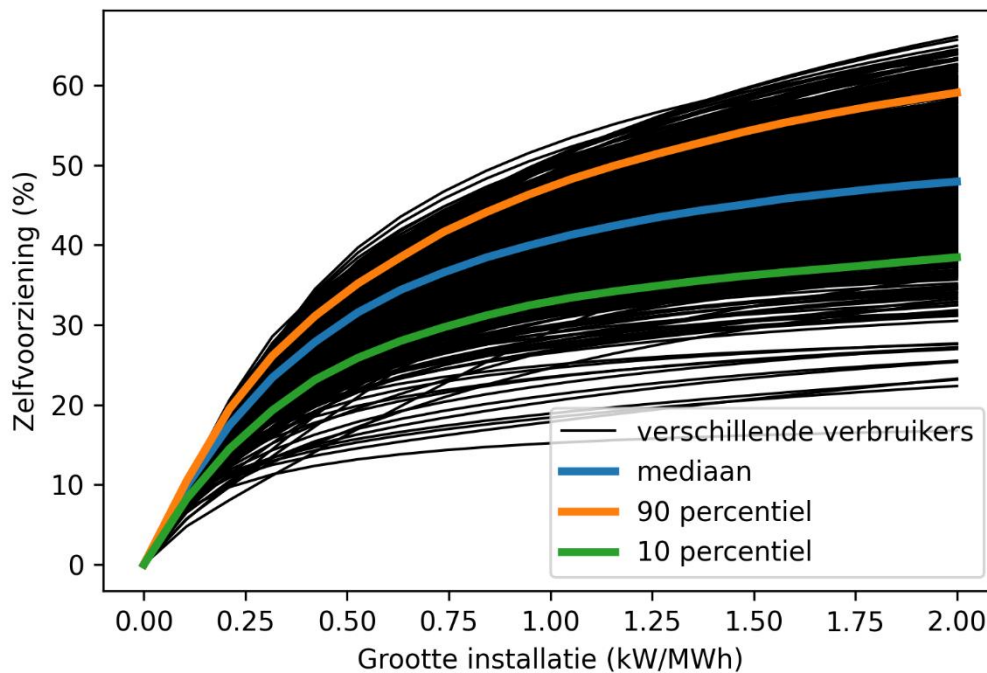
	Afnameprijs: 35 cent (all-in)			
Injectievergoeding	3 cent	6 cent	10 cent	20 cent
Winst na 25 jaar	€8870	€15130	€23470	€44330
Terugverdientijd	14.3	11.0	8.4	5.28
	Afnameprijs: 20 cent (all-in)			
Injectieprijs	3 cent	6 cent	10 cent	20 cent
Winst na 25 jaar	€2630	€8920	€17260	€38100
Terugverdientijd	20.4	14.3	10.2	5.9

Het is duidelijk dat forse winsten (of factuur-reducties) kunnen worden behaald door te investeren in een PV-installatie. Deze winsten zullen vooral hoog zijn wanneer de energieprijzen hoog blijven. Hoewel de zonne-installatie het dan financieel goed zal doen, zal de zonnepaneel eigenaar zijn factuur wellicht nog steeds zien stijgen, of dit op zijn minst voelen door de hogere prijs van goederen. Een (matig gedimensioneerde) PV-installatie is zo vooral een interessante manier om zich te af te dekken tegen dit energie risico en kan zo een interessant onderdeel zijn van ieders investeringsportfolio.

3.2 Optimale PV-installatie - kmo

PV-installaties gedragen zich natuurlijk hetzelfde op het dak van een kmo als bij een residentiële klant. Toch zijn er enkele interessante distincties tussen bedrijven en particulieren waarmee rekening gehouden moet worden bij het dimensioneren van een PV-installatie. Een eerste groot verschil is dat het verbruik van bedrijven zich eerder overdag bevindt. Dit heeft het interessante gevolg dat het eigenverbruik van bedrijven gevoelig hoger zal liggen. Op onderstaande figuur wordt de

zelfvoorziening weergegeven die kan worden behaald voor alle bedrijven in de dataset bij stijgende installatiegrootte.



Figuur 40: De zelfvoorziening i.f.v. de genormaliseerde grootte van de PV-installatie voor elk profiel in de kmo dataset. Panelen werden georiënteerd naar het zuiden met een hellingshoek van 35°.

Het verschil met de residentiële sector is groot: waar een particulier gemiddeld gezien een zelfvoorziening van 30% kan verwachten bij een 1 op 1 dimensionering, is dat voor bedrijven gemiddeld 40%. Energetisch gezien zal een optimale installatie voor bedrijven dan ook groter zijn. Voor de mediaan ligt het buigpunt rond een dimensionering van 0.75 op 1, maar zelfs daarna stijgt de zelfvoorziening nog goed. De oriëntatie die hier werd gebruikt is dezelfde optimale oriëntatie die werd gebruikt voor de residentiële klanten: zuidelijk met een helling van 35°. Hoewel deze oriëntatie voor kleine bedrijven soms tot de mogelijkheden zal behoren, hebben bedrijven over het algemeen een groter verbruik/m² dakoppervlakte. Veel bedrijven zullen zo nooit in staat zijn om de 0.75 op 1 dimensionering na te streven. Vermits ze zich dus in het lineair stijgende gebied bevinden, zal het voor een bedrijf vooral zaak zijn om de opbrengst te maximaliseren op zijn dak. Voor platte daken betekent dit rekening houden met de beschaduwing van 1 rij zonnepanelen op de volgende. Zuidelijk georiënteerde zonnepanelen met een hoek van 35° zullen namelijk een lange schaduw achter zich produceren gedurende een groot deel van de dag. De volgende rij zonnepanelen moet daardoor flink achteruit worden geschoven. De bepaling van de optimale afstand is niet eenduidig, er zijn veel factoren en het optimum is afhankelijk van wat men probeert gedaan te krijgen. Echter, voor een goede werking zou dit voor deze oriëntatie in landscape opstellen betekenen dat de volgende rij panelen meer dan 1.5m verder moet staan, waardoor veel dakoppervlakte verloren gaat. Op een (te klein) plat dak worden daarom steeds veel kleinere hellingshoeken gebruikt (tussen de 10 en 15 graden).

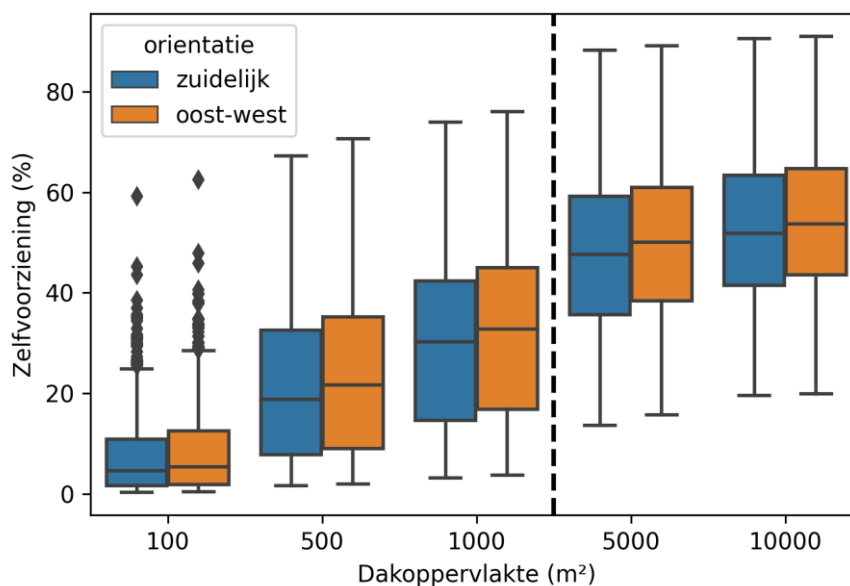
Zelfs bij deze kleine hellingshoeken moet vaak nog meer dan 50 cm tussen rijen worden gelaten om beschaduwing tegen te gaan. Er is echter ook de mogelijkheid om ook deze afstand weg te werken: de oost-west oriëntatie. Bij dit systeem worden de helft van de panelen naar het oosten gericht onder

een kleine hellingshoek (bijvoorbeeld 15°) en de andere helft naar het westen. Ze worden dan rug aan rug geplaatst zoals te zien in onderstaande afbeelding. Ook nu wordt vaak nog een kleine afstand gelaten, maar deze heeft als hoofddoel om onderhoudswerken te kunnen blijven uitvoeren. Op deze manier kan ongeveer 33% meer zonnepanelen worden geplaatst op dezelfde dakoppervlakte.



Figuur 41: Voorstelling van de oost-west oriëntatie. De figuur is niet op schaal.

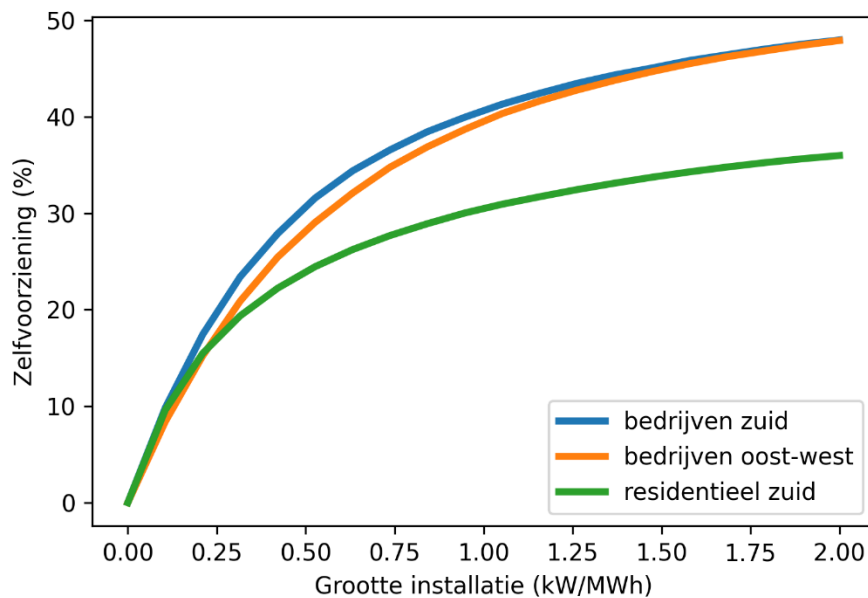
In onderstaande figuur wordt getoond wat de verdeling van de zelfvoorziening is voor alle bedrijven in de kmo dataset voor zowel de zuidelijke oriëntatie met een 15° helling als voor de oost-west oriëntatie voor verschillende dakoppervlakten. Steeds doet de oost-west oriëntatie het beter. Bedrijven met een beperkte dakoppervlakte hebben dus baat bij deze opstelling, indien ze hun zelfvoorziening of de winst/m² dakoppervlakte proberen te maximaliseren.



Figuur 42: Spreiding van de zelfvoorziening die optreedt bij alle bedrijven in de kmo dataset wanneer het dak vol wordt gelegd met zuidelijk en oost-west georiënteerde PV-panelen;

Zoals te zien op onderstaande figuur (waar overigens ook nog eens wordt vergeleken met de mediaan van de residentiële sector), zal de zelfvoorziening per zonnepaneel voor deze oriëntatie echter wel net iets lager liggen. Dit is vooral te wijten aan het feit dat de opbrengst van elk paneel lager ligt dan bij de optimale oriëntatie. Een tweede nadeel is dat de productie zich voor een groter deel in de zomer bevindt, in vergelijking met de zuidelijke oriëntatie (zie optimale PV-installatie residentiële sector). Dit wordt echter gedeeltelijk gecompenseerd doordat er een bredere opbrengst is: de installatie geeft zijn energie doorheen een breder deel van de dag af, wat de zelfconsumptie ten goede komt. Pas bij erg grote installaties wordt het voordeel van de bredere dagopbrengst groot genoeg om de 2 nadelen tegen te gaan. De hoeveelheid injectie zal wel nog steeds ongeveer 20% lager liggen dan bij de

zuidelijke oriëntatie (door de lagere totaalopbrengst), wat opnieuw nefast is voor de businesscase. De terugverdientijd van dezelfde hoeveelheid panelen in een zuidelijke oriëntatie zal dus steeds lager liggen, maar men krijgt zo wel minder panelen op het dak, waardoor de maximale winst in sommige gevallen hoger zal liggen bij een oost-west oriëntatie.



Figuur 43: Mediaan zelfvoorziening i.f.v. de genormaliseerde installatiegrootte.

Samengevat hebben bedrijven een grote incentive om te investeren in zonnepanelen. Door hun werking die zich in grotere mate overdag bevindt, zal het eigenverbruik zelfs veel hoger liggen dan bij de residentiële sector waardoor grotere installaties de voorkeur genieten. Bedrijven hebben echter vaak beperkte dakoppervlakte, waardoor de oost-west oriëntatie duidelijk interessant wordt.

De economische optimalisatie werd niet gemaakt voor de bedrijven apart. Dezelfde ideeën gelden als bij de residentiële sector. Door de beperkte dakoppervlakte, zijn overdimensioneringen zelden van toepassing voor bedrijven. De grootst mogelijke installatie zal dan ook vaak de ideale installatie zijn. Via de tool die werd ontwikkeld voor dit project, kunnen ook bedrijven nagaan of er andere optimalisaties mogelijk zijn voor hun situatie, en kan worden berekend wat de terugverdientijd is van dergelijke installatie (indien een accurate inschatting van de energieprijzen kan worden gedaan).

3.3 Batterijen - residentieel

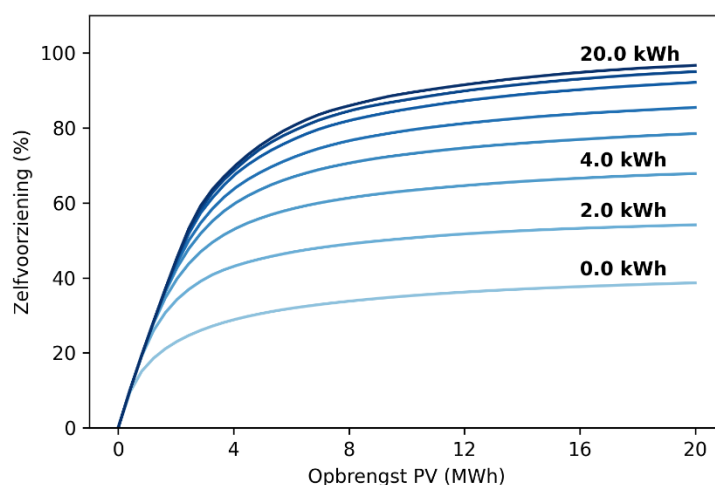
Een laatste asset die ten tonelen treedt bij de energietransitie, is de (thuis)batterij. Een batterij kan immers een grote boost geven aan de zelfvoorziening en zelfconsumptie. Bovendien kan door de introductie van het capaciteitstarief, een batterij nu ook een tweede inkomstenstroom leveren door verbruikspieken af te vlakken en zo de netkosten te verminderen. Een derde mogelijke inkomstenstroom voor batterijen kan worden bekomen door een dynamisch contract aan te gaan. Bij deze strategie laadt de batterij op uit het net wanneer de energie erg goedkoop (soms zelfs negatief) staat. Deze ToU strategieën werden bij het begin van het project als out of scope beschouwd, en zullen dan ook niet verder worden besproken.

Batterijtechnologie heeft het afgelopen decennium enorme vooruitgang gemaakt. Waar vroeger vooral de loodzuurbatterij werd ingezet wanneer er een voldoende batterijcapaciteit nodig was, zijn dat nu bijna altijd li-ion batterijen (meer specifiek de Lithium-ijzerfosfaat batterijen, LiFePO₄). Zelfs binnen deze groep zijn er nog verschillen tussen verschillende batterijen. Deze verschillen op chemisch vlak zijn van ondergeschikt belang voor dit onderzoek. De batterijparameters die hierdoor wijzigen, zijn dat niet. Hieronder de belangrijkste batterijparameters waarin dit project rekening mee wordt gehouden:

- De batterijcapaciteit zelf. Deze parameter zal in komende analyses worden gevarieerd om optimale dimensioneringen te vinden.
- Op- en ontladsnelheid. Het vermogen waarmee een batterij kan op- en ontladen is van cruciaal belang. Een batterij die maar met 200W kan ontladen zal bijvoorbeeld heel weinig kunnen betekenen in een peak shaving algoritme. Typisch worden deze snelheden uitgedrukt relatief aan de batterijcapaciteit zelf in de vorm van de c-rate. Een c-rate van 1 betekent bijvoorbeeld dat de batterij op 1 uur kan opladen (oftewel dat het vermogen in W gelijk is aan de capaciteit in Wh). De oplaadsnelheid van een batterij kan verschillen van de ontladsnelheid. In deze analyse worden deze echter gelijk aan elkaar genomen op een c-rate van 1. Dit is een veelvoorkomende waarde voor moderne thuisbatterijen.
- De efficiëntie. Zowel bij het opladen als bij het ontladen van de batterij, moet rekening gehouden worden met energieverliezen. Deze energieverliezen doen zich voor in de batterij zelf, maar zijn eigenlijk nog groter in de batterijomvormer. De efficiëntie voor zowel laden als ontladen wordt in totaal (verliezen batterij en omvormer samen) op 90% genomen.
- De ontladingsdiepte (maximale DoD). Om de levensduur van de batterij te beschermen, worden deze nooit helemaal ontladen. Typisch gezien is hierdoor maar 80 tot 90 procent van de batterijcapaciteit ter beschikking van het controlealgoritme. In deze analyses wordt dit op 85 geraamd.

3.3.1 Batterijen om de zelfvoorziening te verhogen

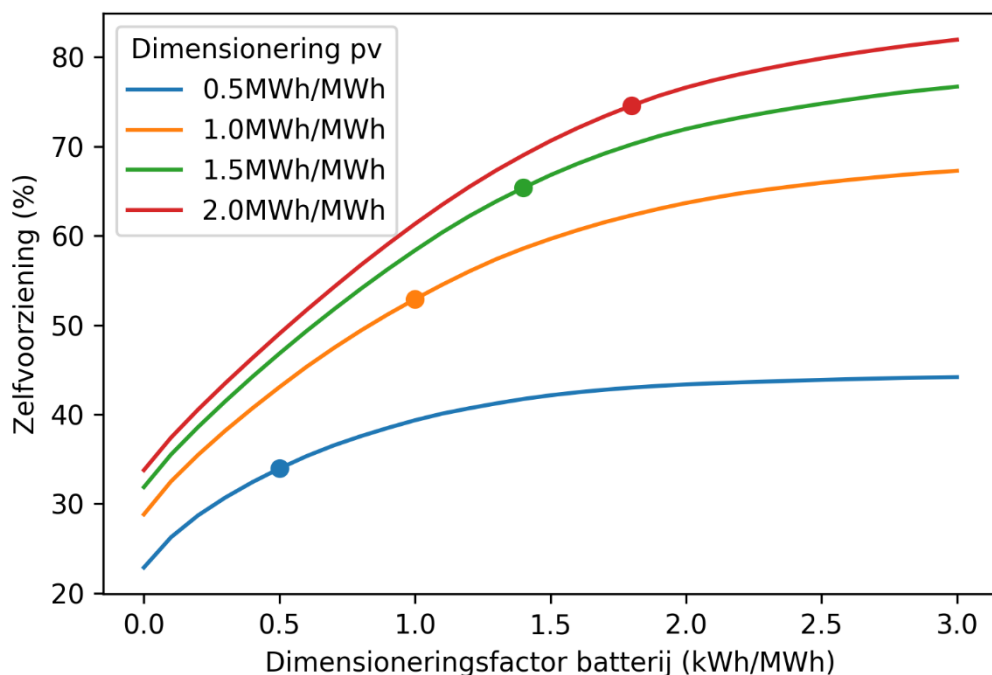
Tot nu toe worden batterijen in een residentiële context vooral ingezet voor het verhogen van de zelfvoorziening. De eerste analyses zullen dan ook betrekking hebben op batterijen die met dit soort algoritmes worden aangestuurd. Dit heeft natuurlijk enkel maar zin wanneer er ook reeds (over)productie aanwezig is bij het profiel. De dimensionering van deze productie-eenheid zelf zal ook een grote invloed hebben op de optimale dimensionering van de batterij.



Figuur 44: Zelfvoorziening i.f.v. geïnstalleerd PV-vermogen met verschillende dimensioneringen van batterijen.

Bovenstaande figuur geeft voor een bepaalde verbruiker met een verbruik van 4000 kWh weer welke zelfvoorzieningen te bereiken zijn bij verschillende groottes PV-installaties en verschillende groottes batterijen. Bijvoorbeeld bij een opbrengst van 4 MWh, wordt zonder batterij (lijn 0.0 kWh) een zelfvoorziening bereikt van 29%. Door een bovendien een batterij aan te kopen van 4 kWh, stijgt de zelfvoorziening naar 53%. Een verdubbeling van de batterijgrootte naar 8 kWh, kan dit verhogen tot 64%. Merk de afnemende meeropbrengsten op: de zelfvoorziening stijgt nog wel, maar veel minder fel bij toenemende batterij- en PV-groottes. Interessant om te vermelden: de hoogst geteste investering op de figuur (20MWh opbrengst, batterij van 20 kWh), levert een zelfvoorziening van 96.6% op, nog steeds geen 100% dus. Hoewel het behalen van 100% zelfvoorziening op deze manier theoretisch mogelijk is, zal de investering voor de batterij veel te groot worden. De batterij moet volledige donkere weken overbruggen om dit te kunnen halen. Indien men koste wat kost 'off grid' wil gaan, is het intelligenter om ook een kleine generator aan te schaffen of te werken met een fuel cel die de laatste beetjes kan aanvullen.

Bovenstaande figuur geeft een interessant beeld, maar leert ons meer over het dimensioneren van PV in de aanwezigheid van batterijen, dan andersom. Hetzelfde type figuur wordt herhaald, maar dan met de batterijcapaciteit als x-as. Op de figuur worden verschillende dimensioneringen PV getest. Met het 'kneedle-algoritme' [14], wordt net als bij het onderdeel dimensioneren PV, de ideale capaciteit bepaald en aangeduid met een bolletje.



Figuur 45.

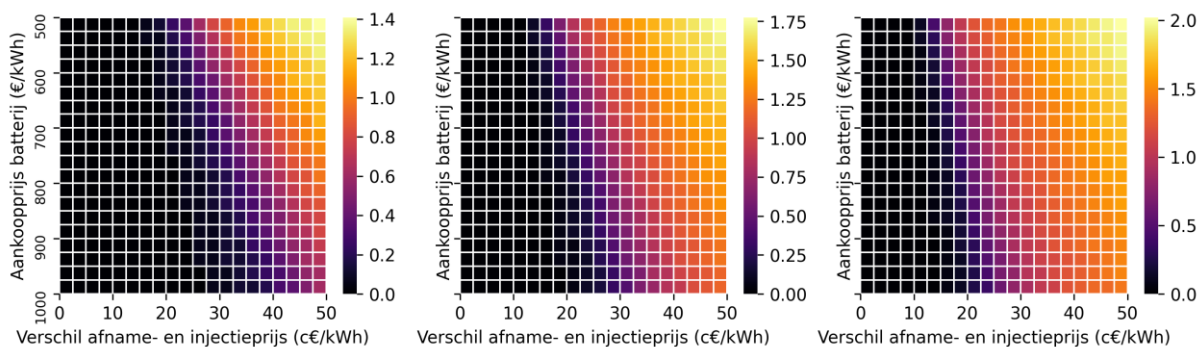
Op de figuur is duidelijk te zien dat voor alle PV-dimensioneringen, de zelfvoorziening eerst redelijk lineair stijgt, alvorens af te zwakken bij grotere batterij-dimensioneringen. Bovendien valt af te leiden dat het lineaire stuk langer aanhoudt naarmate er meer (over)productie is. Dit is logisch: een grotere batterij bij een grotere PV-installatie. De uiteindes van de lineaire stukken volgen (op zijn minst voor de geteste PV-dimensioneringen) een patroon: steeds bij ongeveer $1 \text{ kWh}_{\text{batterij}} / 1 \text{ MWh}_{\text{opbrengst}}$, wordt er

overgegaan op het saturatiegebied. Dit vormt dan ook een goede vuistregel wanneer de ideale capaciteit moet worden bepaald wanneer de grootte van de PV-installatie is gekend.

Energetisch gezien, kan de 1 op 1 regel voor het dimensioneren van batterijen dus worden gevolgd. Het economische optimum kan hier echter sterk van afwijken. Net zoals bij de economische dimensionering van een PV-installatie, wordt dit economisch optimum sterk beïnvloed door 3 prijsparementen:

- De installatiekost van het batterijsysteem (typisch tussen de 500 en 1000€/kWh)
- De afnameprijs
- De injectieprijs

Bij het verhogen van de zelfvoorziening, zal er ook minder worden geïnjecteerd in het net. Er valt dus een deel van de terugleververgoeding weg wanneer een batterijsysteem wordt toegevoegd aan het systeem. Elke kWh extra eigenverbruik die de batterij kan leveren, levert dus een meerwaarde gelijk aan de afnameprijs verminderd met de injectievergoeding. Bovendien moeten alle verliezen ook nog eens worden 'afgerekend' aan de injectievergoeding. Wanneer de injectievergoeding hoog ligt (zoals nu het geval is), is dat dus nefast voor het businessmodel van de batterij. De prijzen van batterijsystemen verschillen te sterk van merk tot merk, van tijd tot tijd en van grootte tot grootte om eenduidige uitspraken over te maken. In onderstaande analyse wordt dit daarom meegenomen als 1 van de parameters.



Figuur 46: Optimale dimensioneringsfactor van de batterij i.f.v. de aankooprijs van batterijsystemen en de verschilprijs tussen afname- en injectie. De heat maps geven het gemiddelde van de dataset weer. De PV-installatie werd steeds 1 op 1 gedimensioneerd beschouwd.

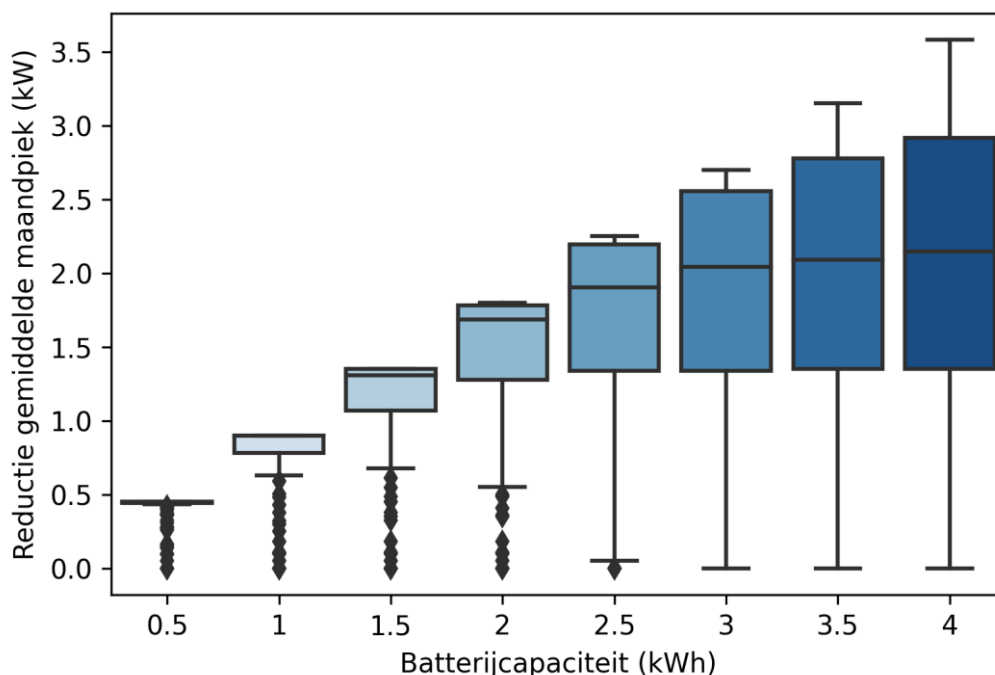
Net als bij de economische dimensionering van zonnepanelen, wordt gebruikgemaakt van een heat map die in kleur de gemiddelde optimale dimensioneringsfactor geeft voor verschillende prijspunten. De optimalisatieparameter is de winst over de levensduur van de batterij. Elke heat map stelt een andere levensduur van de batterij voor, van 10 jaar links tot 20 jaar rechts. Batterijen die maar een verwachte levensduur hebben van 10 jaar, hebben een groot verschil nodig tussen de afname- en injectieprijs om valabel te zijn, terwijl een batterij die het tot 20 jaar uithoudt, ook bij kleinere prijsverschillen uiteindelijk winst zal maken. De kleur van elk punt geeft de dimensioneringsfactor weer van de economisch optimale batterij. Een factor van 1 betekent dat een batterij van 1 kWh/MWh opbrengst moet worden geïnstalleerd. Bijvoorbeeld een batterij van 4 kWh bij een PV-installatie die op jaarbasis 4 MWh opbrengt. In heel veel van de (meer realistische) prijspunten wordt alleszins geen batterij of een zeer kleine aangeraden. Hoewel batterijen dus duidelijk erg goed zijn in het verhogen van de zelfvoorziening, houdt dit niet per se in dat ze zichzelf ook kunnen terugverdienen, laat staan lucratief kunnen zijn. Zoals eerder aangegeven, zijn er redenen om te

geloven dat op zijn minst voor het komend aantal jaren, de injectieprijs eerder dicht bij de afnameprijs zal liggen (capaciteitstarief en energiedelen).

3.3.2 Batterijen voor piekreductie

Het capaciteitstarief brengt ook nieuwe mogelijkheden voor de thuisbatterij. Wie niet in de mogelijkheid is om zijn verbruikspieken beter te spreiden, kan de thuisbatterij ook aansturen om zijn pieken te onderdrukken en zo op de netkosten uit te sparen. Deze strategieën worden bestempeld met de Engelse term *peak shaving*. Kortdurende pieken (een kwartier bijvoorbeeld) kunnen erg efficiënt worden onderdrukt door de batterij. Een batterij kopen zonder over zonnepanelen te beschikken, kan dus een positief effect hebben op de elektriciteitsfactuur.

In de praktijk krijgt het controle-algoritme van de batterij een thresholdwaarde die aangeeft wanneer de batterij moet beginnen ontladen om pieken op te vangen, en terug mag opladen (uit het net indien geen PV aanwezig is). Het bepalen van een gepaste thresholdwaarde is niet simpel: een te lage threshold instellen zal ervoor zorgen dat de batterij te snel compleet ontleedt en dat een deel van de piek niet geschoren raakt. Een te hoge waarde zal er dan weer voor zorgen dat de batterij onderbenut blijft, en dat er minder geschoren raakt dan eigenlijk mogelijk was met de batterijsetup. In de gebruikte modellen voor onderstaande analyses wordt de optimale threshold bepaald via iteratieve aanpak: het model wordt getest met verschillende thresholds, en behoudt de beste.



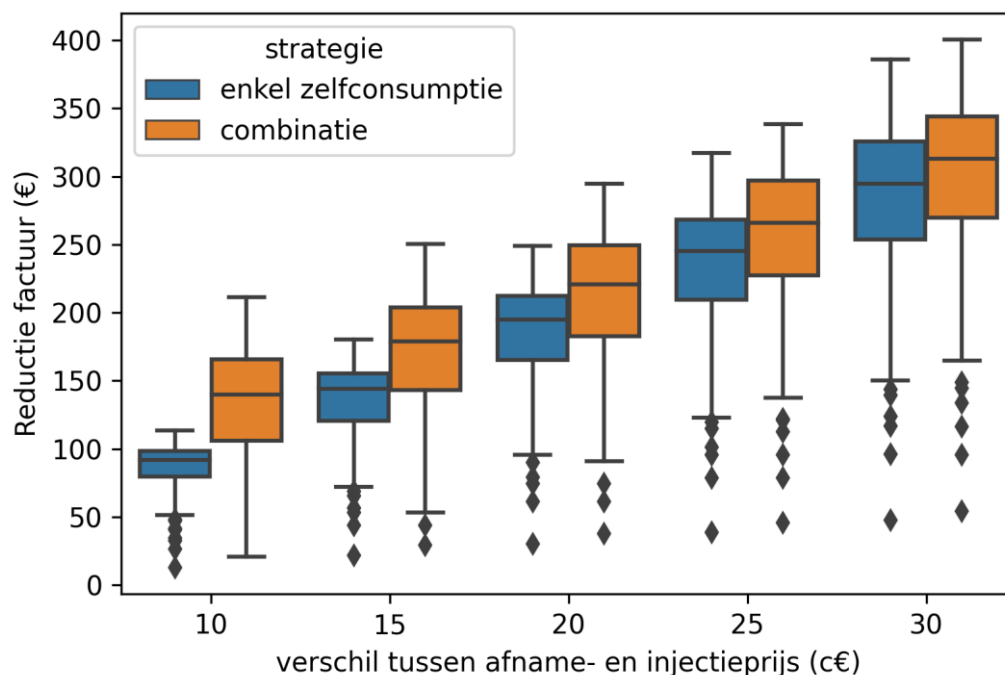
Figuur 47: Spreiding van de behaalde reductie van de gemiddelde maandpiek i.f.v. de batterijcapaciteit voor de residentiële dataset.

Piekreductie is duidelijk een erg haalbare taak voor batterijen. Bij stijgende batterijgroottes worden steeds grotere pieken geschoren. De haalbare winst per kWh batterijcapaciteit daalt echter. Dit heeft twee oorzaken: ten eerste zijn de 'toppen' van de pieken makkelijker te scheren: ze duren typisch maar

een kwartier, waardoor met weinig capaciteit een grote vermogenreductie mogelijk is. Hoe meer van de piek reeds geschoren is, hoe breder de resterende pieken worden. De tweede reden is een tarifaire: scheren onder de minimumpiekwaarde van 2.5 kW wordt niet beloond (ook niet in individuele maanden), waardoor de peak shaving batterijen een winstplafond ondervinden. Dit verklaart ook de toenemende spreiding op de piekreductie bij grotere batterijen.

3.3.3 Batterijen met een combinatie tussen zelfvoorziening en peak shaving strategieën

Een batterij aankopen en ze enkel maar gebruiken voor piekonderdrukking, is wellicht alsnog een verlieslatende strategie in de meeste gevallen. Daarom wordt peak shaving voor residentiële klanten doorgaans aangeraden als bijkomende functie bovenop de zelfvoorzieningsfunctie. Pieken komen echter sporadisch en onvoorspelbaar voor. Zonder de juiste aanpak, zal de batterij dan alsnog vaak leeg zijn wanneer een piek zich voordoet. De meest voor de hand liggende techniek om dit te voorkomen, is een vast percentage te reserveren voor peak shaving: dit deel van de batterij mag enkel ontladen wanneer een piek zich voordoet. Dit is niet de aller efficiëntste techniek: met geavanceerde voorspellingstechnieken kan in principe een dynamische capaciteit worden gealloceerd per strategie, die wijzigt op basis van de kans op pieken in bepaalde tijdsperiodes. Dit komt in de praktijk echter nog maar zelden voor, waardoor er in deze analyse gewerkt wordt met de vaste allocatie. Er wordt wel per profiel eerst bepaald wat de beste verdeling is voor elke strategie. Het zal dan steeds zo zijn dat batterijen die een deel van hun capaciteit alloceren aan peak shaving meer winst zullen maken, maar de behaalde zelfvoorziening zal dan wel steeds lager liggen.



Figuur 48: Spreiding van de reductie van de factuur bij 1 op 1 gedimensioneerde batterijsystemen voor twee verschillende controlestrategieën. De PV-installatie werd gedimensioneerd volgens de 1 op 1 dimensionering.

De resultaten zijn belovend voor batterijen met combinatiestrategie. De batterijen met de combinatiestrategie doen het altijd beter of exact even goed als de batterijen met enkel zelfvoorziening. Dit is een logisch gevolg van het algoritme: wanneer peak shaving minder waard is, wordt door het algoritme er geen capaciteit aan toegeschreven. De meerwaarde van de gecombineerde strategieën is afhankelijk van de onderlinge waarde van de strategieën: wanneer het

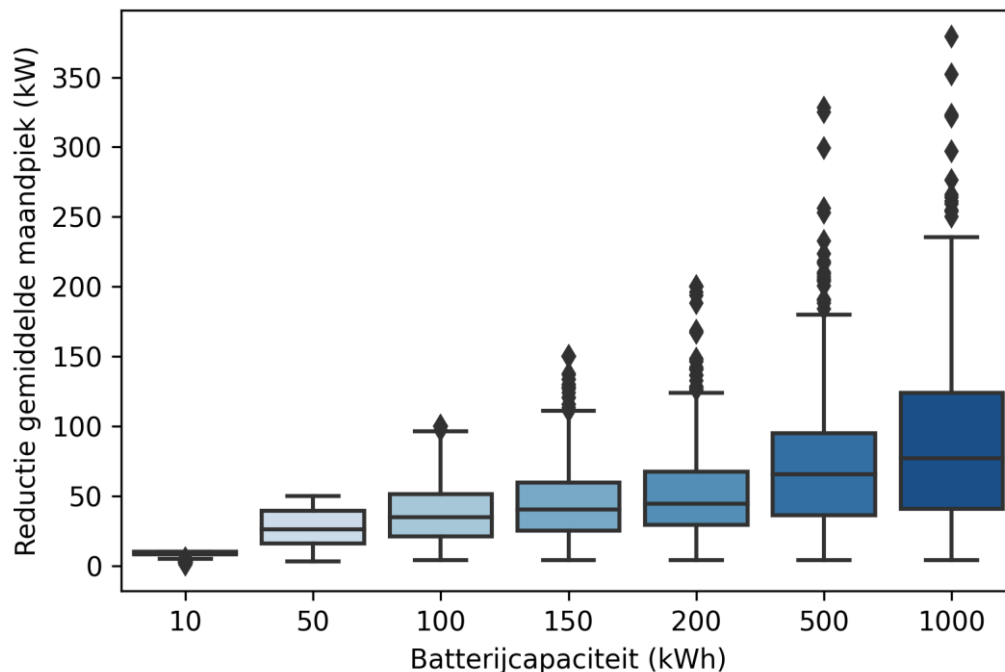
verschil tussen de afname- en injectievergoeding groot is, is het vaak interessanter om alsnog alle capaciteit aan de zelfvoorzieningsstrategie toe te wijzen. De relatieve meerwaarde van het toevoegen van peak shaving is dan ook hoger bij lage verschilprijzen. Zeker in deze gevallen is het dus interessant om te kijken naar een EMS dat ook deze strategieën ondersteunt. De terugverdientijd van de batterij zal dan ook lager liggen. Toch lijkt het erop dat ook nu de factuurreducties vooral de moeite zijn bij de grote prijsverschillen tussen afname en injectie.

Concluderend is het duidelijk dat zelfs redelijk kleine batterijen erg veel flexibiliteit kunnen bieden en zowel kunnen worden ingezet om met succes de zelfvoorziening te verhogen en/of de gemiddelde maandpiek te reduceren. Economisch gezien bestaat zeker de mogelijkheid dat een batterijsysteem zich binnen de levensduur zal kunnen terugverdienen. Er zijn echter ook veel prijsscenario's die ervoor zouden zorgen dat batterijen niet economisch zullen zijn. Batterijen zijn nog steeds (te) duur, waardoor investeringen in batterijen erg risicovol zijn. Het vergroten van de PV-installatie en het slim sturen van verbruikers zijn dan waarschijnlijk ook de veiligere en rendabelere opties.

3.4 Batterijen - Kmo

Als dezelfde controlestrategieën bekeken worden bij bedrijven als bij de residentiële sector, dan kan kort worden gebleven over de aantrekkelijkheid van een batterij-installatie. Het verhogen van de zelfvoorziening zal volgens dezelfde principe verlopen als bij de particulieren, maar vaak met minder succes. Zoals aangehaald bij de dimensionering van PV-systemen, zal er vaak relatief minder productie aanwezig zijn, en in het bijzonder minder overschot aan productie doordat bedrijven reeds een groter deel van hun productie zelf kunnen verbruiken. Overdimensioneringen van PV-systemen komen dan ook veel minder voor, wat de rendabiliteit van een batterijsysteem dat wordt ingezet op zelfvoorziening ondermijnt. Wegens de verdere gelijkenissen met de residentiële sector en de beperkte rendabiliteit, werd deze strategie hier dan ook niet verder bekeken.

Ook peak shaving zal bij de meeste bedrijven minder interessant zijn. Bedrijven hebben immers een veel constanter verbruik: de pieken die optreden steken minder uit boven de rest van het profiel. Hierdoor is een grotere batterijcapaciteit nodig om dezelfde piek te scheren als in de residentiële sector. In de figuur hieronder is te zien welke piek kan worden geschoren met verschillende batterijcapaciteiten. Bedrijven zullen zelden in staat zijn om interessante reducties te bekomen door aan peak shaving te doen, en waar dit wel interessant is, heeft de batterij door voorgenoemde redenen minder opportuniteiten om bijkomende dienst te leveren om de zelfvoorziening te verhogen.



Figuur 49: Spreiding van de absolute reductie van de gemiddelde maandpiek bij verschillende batterijgroottes voor de kmo sector. Let op: de x-as verloopt niet lineair.

De strategieën toepassen van de residentiële sector, leidt dus steeds tot minder effectieve batterijutilisatie, waar die voor de thuisbatterij vaak al niet optimaal was. Dit wil echter niet zeggen dat batterijen geen interessante asset kunnen vormen voor een bedrijf. Een bedrijf kan om andere redenen kiezen voor opslagsystemen:

- Wanneer er een te kleine netcapaciteit voorhanden is om de gewenste activiteiten uit te voeren. In het bijzonder bij tijdelijke installaties zoals bij bouwerven, waar in het verleden steeds werd gekozen voor eigen dieselgeneratoren. Door lawaai- en luchtvervuiling, willen de gemeentes en de sector echter van deze techniek af. Ook andere bedrijven die erg hoge, kortstondige pieken veroorzaken, kunnen van opslagtechnieken gebruikmaken. De terugverdientijd van dergelijke installaties berekenen is onmogelijk: vaak is het de enige optie om de gewenste werking te bekomen.
- Erg grote opslagsystemen kunnen ook worden ingezet om flexibiliteitsdiensten te verlenen aan het net. De vergoedingen die voor dit soort diensten worden geleverd, liggen vaak vele malen hoger dan de elektriciteitsprijs [15]. Op het juiste moment afnemen van en injecteren in het net, kunnen zo erg lucratief zijn. Door de complexiteit en volatiliteit van dit soort winststrategieën, werden deze technieken niet beschouwd in dit project.
- Bedrijven die wel erg grote productie-overschotten hebben (bijvoorbeeld door windproductie), kunnen natuurlijk er alsnog voor kiezen om opslagsystemen aan te schaffen om hun zelfvoorziening te verhogen. Toch zal het hier ook zelden gaan over winstgevendende cases (laag verschil tussen injectievergoeding en afnameprijs).

4 Werkpakket 4 - Impact wijziging tariefstructuur

In de werkpakket 2 en 3 werd in hoofdzaak ingegaan op energetische grootheden van verschillende verbruikersgroepen en nieuwe assets. Daarbij was er ook aandacht voor welke impact wijzigingen in de installatiegrootte en aansturingstechnieken hebben op de jaarfactuur. De situaties die werden vergeleken, werden steeds allemaal bekeken binnen het nieuwe capaciteitstarief. Hoewel dat natuurlijk weergeeft hoe men de factuur zal kunnen beïnvloeden, is het ook zeer interessant om eens te kijken wat het verschil is met de oude tariefstructuur. In dit werkpakket worden dan ook steeds dezelfde profielen vergeleken, waarbij de netkosten voor én na de tariefwijziging worden berekend. Zo wordt duidelijk welke verbruikersgroepen een goedkopere, en welke een duurdere netfactuur zullen hebben na het in voege treden van het capaciteitstarief.

4.1 Laagspanningsklanten

De netkosten voor de residentiële gebruikers wijzigen het meest drastisch [16]. Deze groep werd tot op heden dan ook nog in geen enkele vorm afgerekend op basis van vermogen. Het is de uitrol van de digitale meter die dit mogelijk maakt. Hoewel de digitale meter razendsnel geïmplementeerd wordt, zullen er de komende jaren nog veel residentiële verbruikers over een klassieke meter beschikken. Deze meter is natuurlijk niet in staat om het verbruik ook op vermogen niveau op te meten. Toch wijzigt ook voor deze groep de tariefstructuur. De impact voor deze groep wordt dan ook bekeken.

Er zijn enkele moeilijkheden die het niet makkelijk maken om rechtstreeks vergelijkingen te trekken. Een eerste moeilijkheid is te wijten aan het feit dat elke distributienetbeheerder andere tarieven hanteert (hoewel steeds dezelfde methodologie wordt gevolgd). Om de resultaten toch behapbaar te maken, wordt er gewerkt met een tarief dat voortkomt uit een gewogen gemiddelde tussen alle distributienetbeheerders. De marktaandelen van elk van de 10 DNB's worden hieronder weergegeven.

Tabel 5: Marktaandelen van de 10 Vlaamse dnb's [17].

	Marktaandeel
Imewo	18,2
Fluvius Antwerpen	16,8
Iverlek	15,6
Gaselwest	12,8
Fluvius Limburg	12,6
Intergem	9,1
Iveka	6,5
Fluvius West	4,0
PBE	2,7
Sibelgas	1,8

Een tweede moeilijkheid is dat de tariefstructuur op vele manieren tegelijk wijzigt. Zo komt er niet enkel een capaciteitstarief, maar verdwijnt ook het onderscheid tussen het dag- en nachttarief. Verder verdwijnen er ook componenten, of worden ze ondergebracht onder een nieuwe geaggregeerde naam en worden de transmissienettarieven meer vervlochten met de distributienettarieven. Al bij al wordt de elektriciteitsfactuur hierdoor een pak overzichtelijker, maar het maakt het onmogelijk om componenten rechtstreeks met andere componenten te vergelijken. In plaats daarvan worden alle componenten eerst opgeteld alvorens te vergelijken.

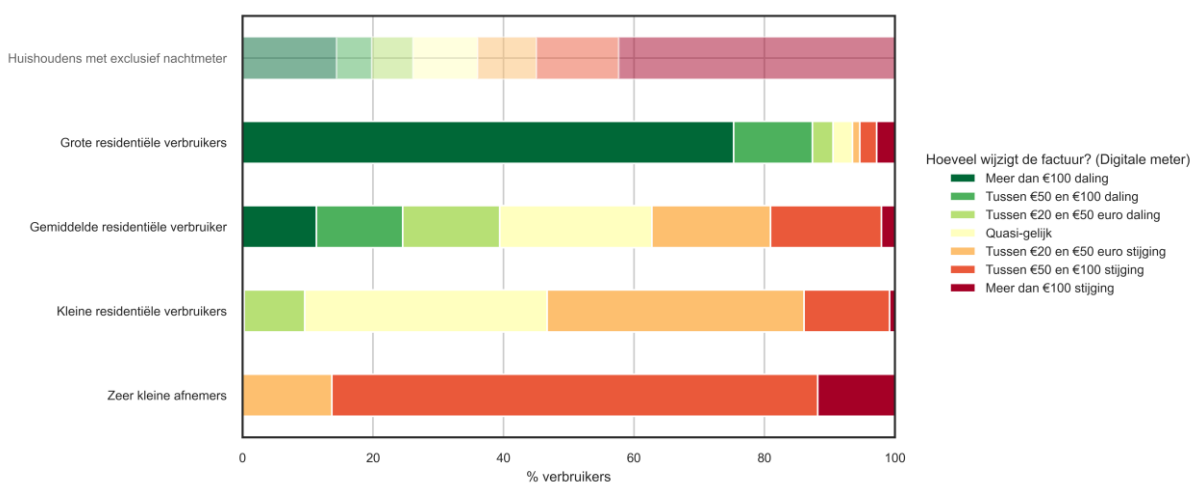
Tabel 6: Vergelijking nettarieven 2022 en 2023 voor residentiële klanten.

	eind 2022	2023	verschil
Totale kWh kost dag (€/kWh)	0,1015	0,038	-0,0635
Totale kWh kost nacht (€/kWh)	0,0785	0,038	-0,0405
Kost gemiddelde maandpiek (€/kW)	0	40,92	40,92
Vaste kost (databeheer) (€/jaar)	11,53	13,72	2,19

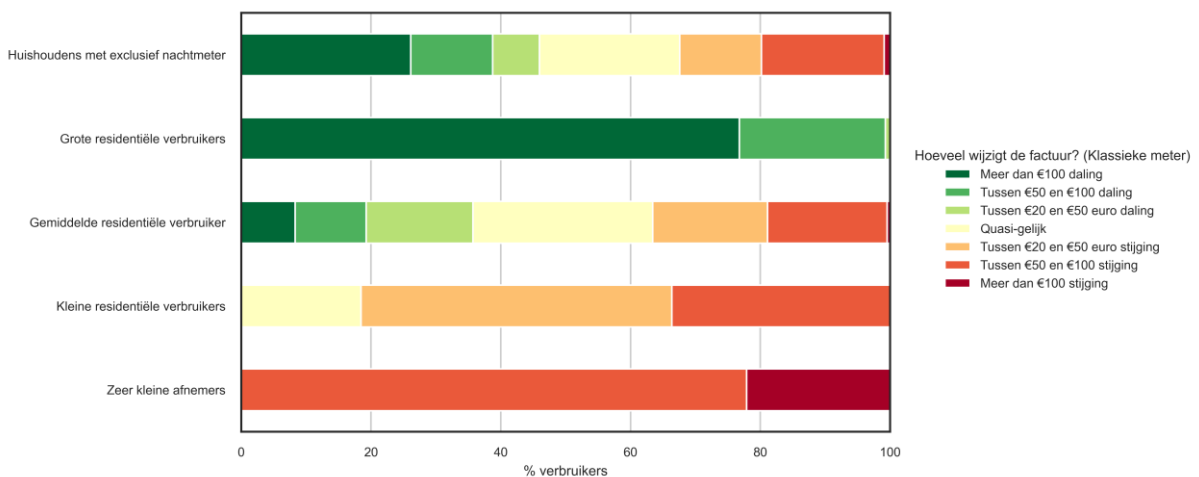
Zoals te zien in bovenstaande tabel, betekent de invoering van het capaciteitstarief voor laagspanningsklanten niet enkel een nieuwe component voor de gemiddelde maandpiek. De wijziging gaat ook gepaard met kortingen van de kWh-component. Voor residentiële klanten met een enkelvoudige meter komt dit verschil neer op een verlaging van de energiekost van 6,35 c€/kWh. De klanten met een tweevoudige meter, zien een minder grote reductie. Door de afschaffing van het goedkopere nachttarief, is de korting op verbruik dat zich in de nacht bevond gemiddeld slechts 4,05 c€/kWh. De gemiddelde residentiële verbruiker, verbruikt ongeveer 54% van zijn energie tijdens dit goedkopere tarief, omgerekend zal een verbruiker met een tweevoudige meter dus een korting zien van 5,15 c€/kWh. De btw werd niet in rekening gebracht, aangezien het onzeker is welke waarde deze zal aannemen in de komende jaren. Met btw bij, zijn deze reducties nog hoger. Het is dan ook duidelijk dat de invoering van het capaciteitstarief zowel winnaars als verliezers zal kennen: zij met een hoog verbruik en relatief lage pieken zullen hun netkosten zien dalen.

De impact van het capaciteitstarief op de residentiële verbruikers werd in het onderzoek onder de naam "Onderzoek naar de impact van het capaciteitstarief" uitvoerig onderzocht door onze onderzoeksgroep en reeds gepubliceerd [18]. Voor dit onderzoek werd een erg grote dataset van bijna 10000 jaarprofielen en metadata van meer dan 350 000 verbruikers toegepast. De output van dat project levert dan ook een veel betere en gedetailleerde inschatting van de impact van de nieuwe tariefstructuur op de totale laagspanningspopulatie op, dan met de beperkte dataset van dit project ooit had kunnen worden bereikt. Het is dan ook de logica zelve dat voor het residentiële onderdeel met trots verwezen wordt naar de studie en de belangrijkste resultaten daaruit, in plaats van alle analyses opnieuw uit te voeren.

De volledige studie is openbaar beschikbaar onder [deze link](#).



Figuur 50: Hoe wijzigt de netfactuur voor de verschillende residentiële groepen met een digitale meter? [18]



Figuur 51: Hoe wijzigt de netfactuur voor de verschillende residentiële groepen met een klassieke meter? [18]

Op de figuren hierboven worden de belangrijkste conclusies van de studie weergegeven. Er zijn inderdaad zowel afnemers die hun netkosten zien stijgen, maar er zijn er ook velen die hun netkosten zien dalen. Opvallend is dat kleine en zeer kleine afnemers eigenlijk zo goed als altijd hun netkosten zullen zien stijgen, al is dit zelden drastisch. De voornaamste reden hiertoe is de minimumbijdrage gelijk aan een gemiddelde maandpiek van 2.5 kW die steeds in rekening wordt gebracht, ook bij zeer kleine verbruiken. Verder kan uit Figuur 2 uit het eerste werkpakket worden afgeleid dat grotere verbruikers ook minder gepiekte profielen hebben: hun pieken steken minder hard uit boven de rest van het profiel. Vermits het vooral deze verhouding is die bepaalt of de netkosten zullen stijgen bij het capaciteitstarief, is het logisch dat de kleinere verbruikers de negatiefste gevolgen zullen zien. Naast deze manier van groeperen (kleine tot grote verbruikers) wordt in het rapport ook voor elke asset apart bekeken welke invloed deze hebben op de nettarieven. Voor een meer gedetailleerde breakdown wordt dan ook opnieuw naar deze studie verwezen.

Een kanttekening bij de resultaten uit de studie: hoewel het capaciteitstarief met voorsprong de meest drastische wijziging is, wijzigt de tariefstructuur wel vaker. De exacte waarden van het capaciteitstarief zijn dan ook nog licht gewijzigd tussen de voorspelde en uiteindelijke implementatiedatum. Belangrijk om te vermelden is dan ook dat de impact voor de residentiële sector in de studie werd berekend tussen de tarieven die golden voor het einde van 2021 en de waarden voor het capaciteitstarief die naar voren werden geschoven voor de (uiteindelijk nog uitgestelde) implementatiedatum van juli 2022.

4.2 Niet-laagspanningsklanten

Ook voor de niet-laagspanningsklanten wijzigt de nieuwe tariefstructuur sterk. Deze groep verbruikers werd echter wel reeds aangerekend o.b.v. de hoogst optredende jaarpiek, en is dus bekend met vermogengebaseerde tariefdragers. De wijzigingen kunnen als volgt worden samengevat:

- Het tarief voor de jaarpiek (zowel op distributie- als op transmissieniveau) wordt vervangen door een tarief op basis van een zelfgekozen toegangsvermogen. De klant bepaalt wat het hoogste vermogen is dat ze verwachten nodig te hebben en worden op basis daarvan aangerekend. Om klanten aan te zetten om dit vermogen goed in te schatten, geldt er een boete voor wanneer deze vermogensgrens overschreden wordt. Deze boete heet het

overschrijdingstarief en is anderhalf keer zo hoog als de prijs voor het toegangsvermogen zelf. Een klant heeft er dus alle baat bij om zijn jaarpiek perfect in te schatten of te sturen: wanneer men hun piek te laag inschat, moet het duurdere overschrijdingstarief worden betaald. Gokt men te hoog, dan betalen ze te veel voor hun toegangsvermogen. Dit onderdeel van de factuur zou ongeveer 50% moeten vormen van de nieuwe nettarieven. Klanten kunnen hun toegangsvermogen aanpassen naar boven of naar beneden, hier zijn echter enkele regels omtrent die ervoor zorgen dat het onmogelijk is om oneerlijke voordelen op te doen:

- Het nieuwe toegangsvermogen kan maandelijks worden ingesteld en moet worden gekozen de maand voorafgaand aan de maand waarin men wil verhogen of verlagen.
- Verhogen na een verhoging en verlagen na een verlaging is steeds toegelaten.
- Verhogen na verlagen of verlagen na verhogen mag pas nadat een periode van 12 maanden is verstreken sinds de laatste wijziging.
- De andere 50% van de nieuwe netfactuur zal, net zoals bij de laagspanningsklanten, op basis van de maandpiek gebeuren. Het rollend gemiddelde dat bij de laagspanningsklanten van toepassing is, wordt hier overgeslagen. Op jaarniveau zijn deze beide technieken echter equivalent (op het overgangsverschijnsel van januari 2023 na [19]).
- Net als bij de laagspanningsklanten werd een grote opkuis gehouden in de netkosten: zo worden ook hier de transmissie- en distributiekosten grotendeels samen onder dezelfde component aferekend.
- Het maximumtarief (op basis van kWh) geldt voor de volledige netfactuur en dus niet voor de distributie- en transmissienettarieven apart. Bovendien zal dit maximum een pak hoger liggen waardoor deze klantengroepen meer worden aangespoord om hun pieken effectief te verlagen.
- De kVArh-prijs voor reactieve energie (voor zij die de grens overschrijden) verlaagt zeer licht met 0.25 c€/kWh. De impact hiervan wordt niet bekeken.

Doordat de transmissienettarieven en distributienettarieven voor deze klantengroepen tot voorheen steeds werden afgedekt met een apart maximumtarief, kunnen de distributie- en transmissienettarieven niet onderling worden opgeteld zoals dat mogelijk is voor de laagspanningsklanten. De vergelijking is dan ook moeilijker om te trekken.

Tabel 7: Gewogen gemiddelde van de oude nettarieven voor de niet-laagspanningsklanten [20].

	hoogspanning	middenspanning	trans ls
jaarpijk distributie (€/kWh)**	1,7	19,9	12,6
dag (€/kWh)	0	0,00106	0,00147
maximumtarief distributie (€/kWh)	n.v.t.	0,0803	0,0803
nacht (€/kWh)	0	0,000592	0,000826
rest distributie (€/kWh)	0,000328	0,00290	0,00424
databaseer (€/jaar)	83,9	83,9	83,9
jaarpijk transmissie (€/kWh)	35,1	35,1	35,1
transmissie (€/kWh)	0,00341	0,00341	0,00341
maximumtarief transmissie (€/kWh)	0,0142	0,0142	0,0142
transmissie zonder maximum (€/kWh)	0,000998	0,000998	0,000998

**Voor de hoogspannings- en middenspanningsklanten is er een afvlakingscoëfficiënt van toepassing, die het piektarief verder verlaagt. Het distributienettarief voor de jaarpiek wordt voor deze klanten:

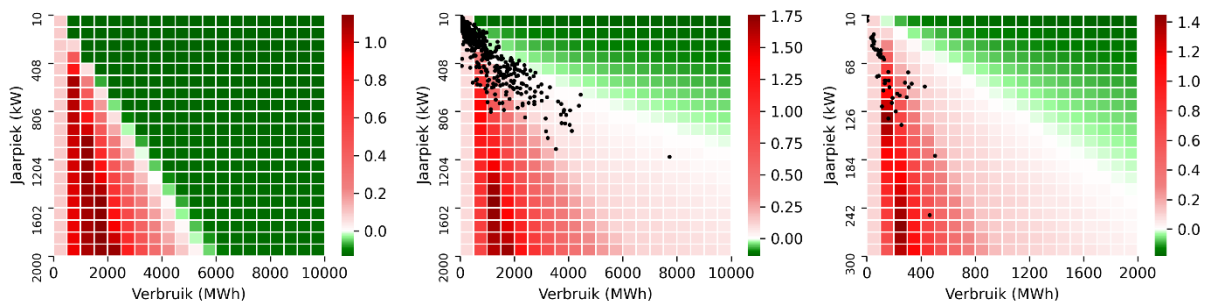
$$prijs\ jaarpiek\ afgevlakt = prijs\ jaarpiek * (0.1 + \frac{796.5}{885 + jaarpiek\ (kW)})$$

Een middenspanningsklant met een jaarpiek van 1MW, zal bijvoorbeeld nog maar 52% betalen van het distributienettarief voor de piek.

Tabel 8: Gewogen gemiddelde van de nieuwe nettarieven voor de niet-laagspanningsklanten.

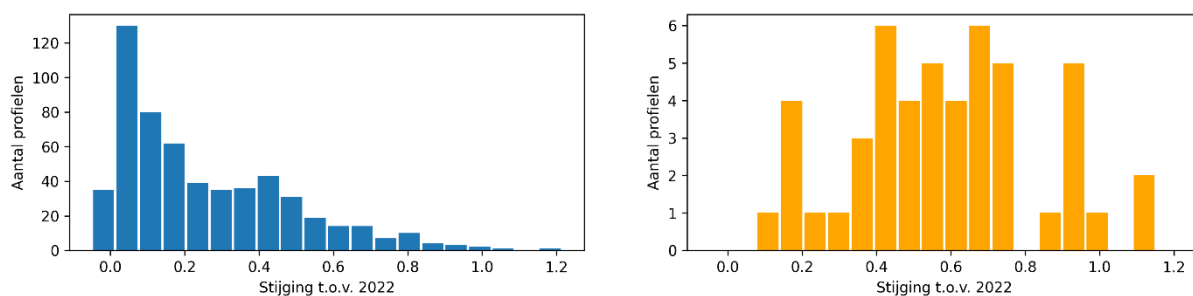
	hoogspanning	middenspanning	trans ls
toegangsvermogen (€/kW)	15,6	27,1	30,7
gemiddelde maandpiek (€/kW)	20,1	35,1	42,4
overschrijdingstarief (€/kW)	23,4	40,6	46,1
kWh prijs resterend (€/kWh)	0,00410	0,00704	0,00790
databeheer (€/jaar)	91,9	91,9	91,9
maximumtarief (€/kWh)	0,0349	0,0874	0,0905

De vergelijking tussen de situatie voor en na het capaciteitstarief is vrijwel onmogelijk om rechtstreeks te maken. Het is interessanter om te kijken naar wat dit betekent voor de bedrijven in de database. Hiertoe werd een brede range aan mogelijke combinaties tussen verbruik en jaarpiek gesimuleerd. De gemiddelde maandpiek werd genomen op 80% van de jaarpiek (mediaan in de database), en het toegangsvermogen werd exact gelijk genomen aan de jaarpiek, wat een perfecte inschatting inhoudt.



Figuur 52: Stijging van de netfactuur in functie van het verbruik en de jaarpiek. Voor (links) hoogspanningsklanten, (midden) middenspanningsklanten en (rechts) trans ls klanten. Aangeduid in het zwart zijn de profielen uit de dataset.:

Het is duidelijk dat er zowel winnaars als verliezers mogelijk zijn in het nieuwe capaciteitstarief. Winnaars zullen echter maximaal een reductie van hun nettarieven merken van 10%, terwijl verliezers hun factuur zien stijgen met tot maximaal 175% (in totaal dus 275% van hun huidige factuur). Als dan bovendien gekeken wordt waar de bedrijven in de database zich bevinden op het spectrum, is dit algemeen gezien in de 'verhoogde factuur zone'. Voor hoogspanningsklanten is er wel vaker een reductie te zien. Deze blijft ook miniem. De 2 hoogspanningsklanten in de database zien inderdaad hun netfactuur dalen in het capaciteitstarief (niet te zien op de figuur). Hoogspanningsklanten worden verder out of scope beschouwd binnen het project.



Figuur 53: Verdeling van de verandering van de netfactuur voor (links) middenspanningsklanten en (rechts) trans Is klanten uit de dataset.

De conclusie (op zijn minst voor de profielen in de database) is dat zo goed als alle klanten op middenspanning en transformatoren rechtstreeks op laagspanning hun nettarieven (fors) zien stijgen. De verklaring hiervoor is niet ver te zoeken: er gold een extreem gunstig maximumtarief op de transmissienettarieven. Hoewel de tarieven op de jaarpiek inderdaad best hoog waren, werden deze zelden betaald: bij middenspanning genoot van de profielen uit de database zo'n 72% van het maximumtarief, bij trans-Is was dat zo'n 88%. Dit tarief wordt namelijk al bereikt wanneer de jaarpiek 2.7 keer zo groot is als het gemiddeld verbruik, een erg vlak profiel dus. Het maximum op de distributienettarieven werd daarentegen zelden gebruikt. Als we dit meenemen, en nog enkele extra assumpties maken, kunnen wel vergelijkingen worden opgetrokken tussen 2022 en het capaciteitstarief. Assumpties:

- Het maximumtarief bij transmissienettarieven werd behaald in 2022.
- De dag-nacht verhouding is 58% (58% van het verbruik bevindt zich tijdens het dagtarief).
- Het tarief databeheer wordt verwaarloosd (zeer kleine verschillen).
- Het toegangsvermogen wordt perfect ingeschat.
- De andere maximumtarieven worden buiten beschouwing gelaten.

Tabel 9: Vereenvoudigde vergelijking tussen de oude en nieuwe nettarieven voor de middenspannings- en trans Is klantengroepen, uitgaande van de veronderstelling dat de bedrijven in 2022 steeds van het maximumtarief op de transmissienettarieven gebruikmaakten.

	2022		capaciteitstarief	
	<i>middenspanning</i>	<i>trans Is</i>	<i>middenspanning</i>	<i>trans Is</i>
jaarpiek	19,9 (*afvlakking)	12,6	27,1	30,7
Gemiddelde maandpiek	0	0	35,1	42,4
totaal kWh	0,0190	0,0207	0,00704	0,00790

Door deze assumpties wordt vergelijken een pak eenvoudiger. Het is dan ook niet langer verbazend dat deze klantengroepen hun nettarieven zullen zien stijgen. Ze betalen meer voor hun jaarpiek (zelfs zonder afvlakking) en de prijs voor de maandpiek is bovendien enorm hoog. Het enige voordeel is de beperkte daling van alle kWh-componenten samen (ongeveer 1.3 c€/kWh lager dan voorheen). Als een gemiddelde maandpiek/jaarpiek verhouding wordt gekozen, kunnen tarieven rechtstreeks worden vergeleken tussen 2022 en het capaciteitstarief voor trans-Is klanten (voor middenspanning moet de afvlakingscoëfficiënt worden meegerekend). Een zeer lage verhouding van 0.5 levert dan bijvoorbeeld op dat de nettarieven lager zullen liggen in 2023 voor trans-Is klanten met een piekverhouding (jaarpiek/gemiddeld vermogen) lager dan 2.8.

Hoewel bij zeer lage maandpieken en zeer lage jaarpieken het mogelijk is om de nettarieven te zien dalen, gebeurt dit duidelijk zelden. Deze vergelijking gaat bovendien uit van een perfecte inschatting van het toegangsvermogen. In werkelijkheid ziet het er dus nog minder rooskleurig uit. Het is onduidelijk of het de intentie was van de VREG en de netbeheerders om de kosten voor deze groep op te trekken. Deze klantengroepen zullen nu wel veel sterker worden aangemoedigd om hun pieken te reduceren dan voorheen. Voorheen had het immers zeer weinig zin om pieken te reduceren wanneer men zich reeds boven het maximumtarief voor transmissienettarieven bevond (bij een piekverhouding van 2.7). Bij een maandpiek/jaarpiek verhouding van bijvoorbeeld 0.7, wordt het maximum in 2023 pas bereikt bij een piekverhouding van 13,1 en 14,8 bij trans-Is- en middenspanningsklanten respectievelijk. Alle klanten onder deze piekverhoudingen zullen dus hun nettarieven fors zien dalen bij piekreducerende maatregelen.

5 Werkpakket 5 - Casestudies

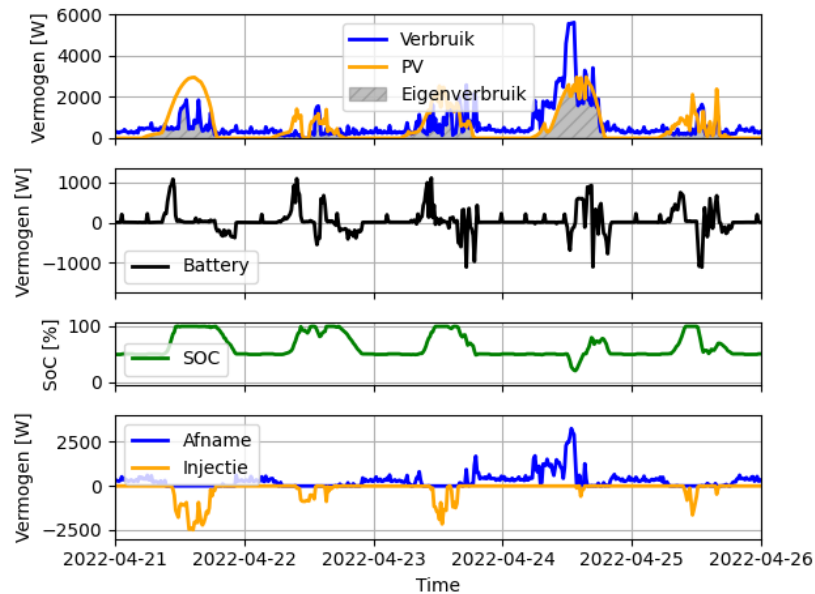
Vele aspecten van dit project bestaan uit het simuleren en analyseren van verbruiksprofielen. Door goede kennis van de werking van apparaten kunnen krachtige modellen worden opgesteld om deze na te bootsen. Toch valt er nog erg veel te leren uit de praktijk. Voor dit werkpakket werden heel wat casestudies uitgevoerd waarbij echte data werd verzameld, echte sturingen werden ontwikkeld en echte apparaten werden onderzocht. De opzet en belangrijkste conclusies van deze casestudies worden hieronder weergegeven.

5.1 Casestudie controlestrategieën van een thuisbatterij

In deze casestudie werden drie identieke batterij-opstellingen gebouwd, waarbij elke omvormer een andere (zelf-ontwikkelde) controlestrategie kreeg toegewezen. Het verbruik en de opbrengst waarop deze batterijopstellingen werden aangesloten, werden opgemeten in een werkelijke woning en real-time doorgestuurd naar de batterij-omvormers. De drie batterijen kregen exact hetzelfde profiel te zien en moesten hier dus naargelang hun controlestrategie op reageren. Het doel was om te kijken welke controlestrategie de voorkeur geniet en om de eigen simulatiemodellen te verbeteren. Deze casestudie werd in-house uitgevoerd.

De 3 geteste controlestrategieën hebben een nauw verband met de strategieën die eerder werden gesimuleerd via python. De strategieën zijn:

- Enkel zelfvoorziening. Dit is de strategie die nu al het meest wordt geïmplementeerd in echte thuisbatterijen en is dus de strategie waarmee zal worden vergeleken. Hierbij wordt de batterij opgeladen wanneer er een overschot aan productie is, en ontladen wanneer er een tekort is.
- Enkel peak shaving. Bij deze strategie wordt een vermogenthreshold opgegeven die aangeeft wat het maximumvermogen is dat men wenst af te nemen van het net. Op deze manier kunnen de netkosten dus worden verlaagd.
- Een combinatie van zelfvoorziening en peak shaving. Uit eigen simulaties (zie Figuur 48 uit het vorige werkpakket) blijkt dat een combinatie van de twee strategieën vaak de meest economisch gunstige resultaten oplevert. Er werd 30% van de capaciteit van de batterij vrijgehouden om aan peak shaving te doen, de rest van de capaciteit werd vrij gebruikt om de zelfvoorziening te verhogen.



Figuur 54: Voorbeeld van de combinatiesturing voor 5 dagen in april.

De opstelling bestaat uit:

- 3 liFePO4 batterijen van het merk Pylontech van 2.4 kWh elks. Het maximum oplaadvermogen bedraagt 1.2 kW, terwijl het ontladvermogen maximaal 2.4 kW kan aannemen.
- 3 Victron Multiplus-II batterij-omvormers met een vermogen van 3 kW.
- 1 Revolution Pi. Deze microcontroller bestuurt de 3 omvormers.



Figuur 55: Foto van de opstelling.

De woning waarop de control strategieën werden toegepast, heeft volgende kenmerken (de meting verliep over 7 maanden (van 1 januari tot 1 augustus):

- Verbruik = 2875 kWh
- Opbrengst PV = 2440 kWh (4 kW, westelijke oriëntatie, 30° helling)
- Heeft geothermische warmtepomp (4 bewoners)
- Zelfvoorziening = 42.7%, zelfconsumptie = 36.2%
- Gemiddelde maandpiek = 3.36 kW

Dit is duidelijk niet een standaard prosumant. Een geothermische warmtepomp en een westelijk georiënteerde PV-installatie zijn eerder uitzonderlijk. Bovendien is de zelfvoorziening aan de hoge kant en de gemiddelde maandpiek aan de lage kant. Dit heeft natuurlijk impact op de toepasbaarheid van de resultaten.

Tabel 10: Energetische resultaten van de 3 experimenten.

	Geen batterij	Batterij		
		zelfconsumptie	Peak shaving	Combinatie
Verbruik [kWh]	2875	3055	3027	3040
Opbrengst [kWh]	2440	2440	2440	2440
Zelfconsumptie [%]	42,7	55,9	42,7	49,54
Zelfvoorziening [%]	36,24	46,9	36,24	42,23
Aangekochte energie [kWh]	1833	1622	1930	1756
Verkochte energie [kWh]	1398	1076	1409	1231
Gemiddelde maandpiek [kW]	3,36	3,12	2,56	2,78

In eerste instantie zijn de resultaten in de lijn van de verwachtingen: de batterij die enkel inzet op zelfvoorziening bereikt de hoogste zelfvoorziening, gevolgd door de combinatiestrategie. De batterij die enkel maar aan peak shaving doet, reduceert de gemiddelde maandpiek dan weer het sterkst, gevolgd door de combinatiestrategie. Ook de batterij die enkel aan zelfconsumptieverbetering doet, verlaagt de maandpiek licht. Verder zijn de resultaten niet bepaald spectaculair. De hoofdreden hiertoe is de relatief kleine batterij t.o.v. het verbruiksprofiel. Rekening houdend met een maximale depth of discharge van 85 procent, is er namelijk maar een capaciteit van 2.04 kWh ter beschikking van de strategieën. De zelfvoorziening was bovendien zelfs zonder een batterij aan de hoge kant, bijkomende efforts zullen dan steeds minder opleveren. De gemiddelde maandpiek was bij aanvang aan de lage kant, vermits een piek van onder 2.5 kW scheren geen zin meer heeft. Een gemiddelde maandpiek vertelt natuurlijk niet het hele verhaal: maanden waarin de warmtepomp ook moest werken, behaalden pieken boven de 4 kW.

Het is opmerkelijk dat de peak shaving strategie de gemiddelde maandpiek niet heeft kunnen reduceren tot 2.5 kW (de ingestelde thresholdwaarde). Hier is echter een reden voor: het batterijsysteem reageert niet instantaan. Het duurt ongeveer 3 tot 5 seconden alvorens het vermogen dat gevraagd wordt ook geleverd wordt. Bij snel variërende pieken, levert het batterijsysteem soms te laat pas de energie om de piek te onderdrukken. Dit is gelijk ook de verklaring voor de verhoogde hoeveelheid verkochte energie die bij deze strategie kan worden waargenomen. Na het wegvallen van een piek, levert het systeem nog enkele seconden het opgelegde vermogen. Hierdoor levert het batterijsysteem soms nog wat energie aan het net. Verbeteringen aan deze responstijd kunnen de performantie van de batterij dus ten goede komen.

Energetische grootheden onderling naar waarde schatten is niet mogelijk: de meerwaarde van een halve kW meer kunnen scheren, maar daardoor inboeten op de zelfvoorziening kan enkel economisch worden bepaald. Volgende prijzen werden gehanteerd om de economische resultaten te bekomen.

Enkele van deze prijzen zijn natuurlijk onderhevig aan marktschommelingen, waardoor de resultaten kunnen afwijken van de werkelijkheid.

Tabel 11: Gebruikte financiële randvoorwaarden om tot het financieel rapport te komen.

Financiële randvoorwaarden	
Energiekost [€/kWh]	0,4
Terugleververgoeding [€/kWh]	0,15
Netkosten [€/kW]	40,9
Netkosten[€/kWh]	0,04
databeheer [€/jaar]	12,6
Btw [€]	6%
federale heffingen [€/kWh]	0,014

Tabel 12: Financieel rapport van de experimenten.

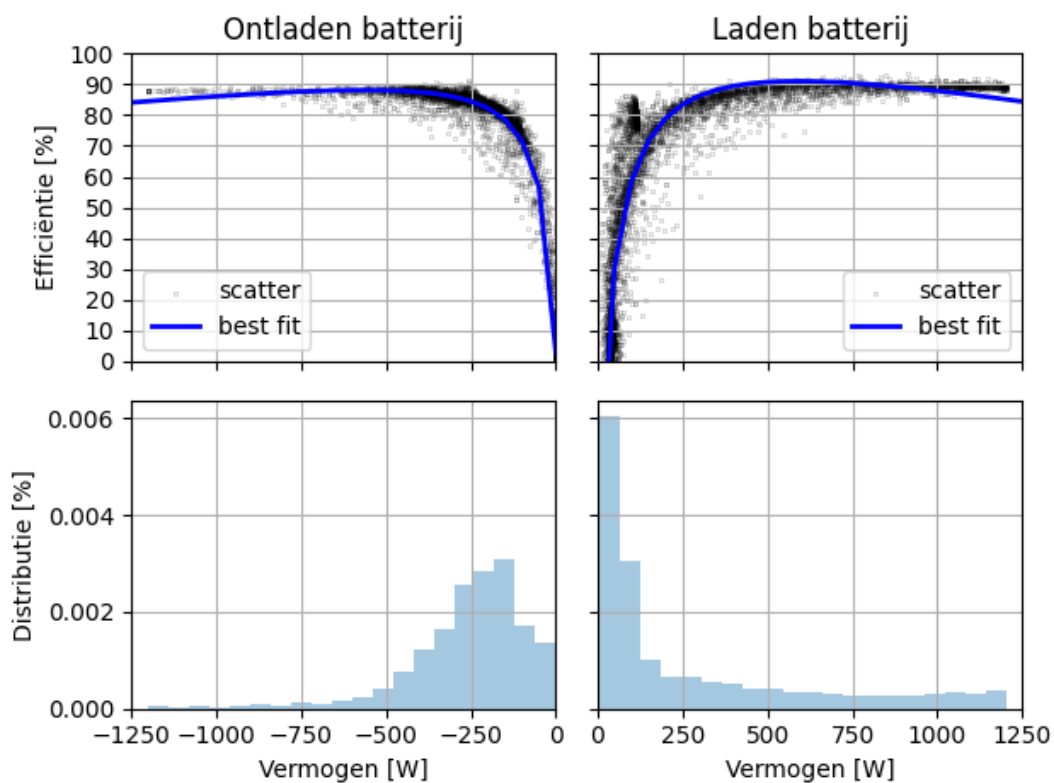
	Geen batterij	Batterij		
		Verhoging eigenverbruik	Peak shaving	Combinatie
Energiekosten [€]	733,2	648,8	772	702,4
Terugleververgoeding[€]	-209,7	-161,4	-211,4	-184,7
Netkosten [€]	222,6	204,5	193,8	195,9
Btw & federale heffingen [€]	83,8	74,6	85,8	79,2
Elektriciteitsfactuur [€]	829,9	766,4	840,2	792,8

De elektriciteitsfactuur verminderde het sterkst bij de strategie 'verhoging eigenverbruik', gevolgd door de combinatiestrategie. Naast het feit dat de factuurreductie tegenvalt bij deze strategieën is het zeer opvallend is dat de peak shaving strategie de elektriciteitsfactuur zelfs heeft doen toenemen. De hoofdoorzaak: de sterke toename van het verbruik door het batterijsysteem zelf. Dit verbruik komt voort uit de energieverliezen die het batterijsysteem oploopt. Deze verliezen kunnen worden opgesplitst in:

- Batterijverliezen. Dit zijn de verliezen die optreden bij het laden en ontladen van de batterij, en de zelfontladingsverliezen.
- Het stand-by verbruik. De batterijomvormer zelf verbruikt energie, ook wanneer deze niet aan het laden of ontladen is. Dit verbruik kan 3 wattages aannemen:
 - De omvormer verbruikt 30 W wanneer ze is ingeschakeld. De omvormer kan onmiddellijk reageren op nieuwe setpoints wanneer ze zich in deze modus bevindt.
 - De omvormer verbruikt 9 W wanneer ze zich in stand-by modus bevindt. Stand-by houdt in dat de omvormer eerst terug moet 'activeren' alvorens een nieuw setpoint te kunnen uitschakelen. Activeren duurt enkele seconden.
 - De omvormer verbruikt 4 W in slaapmodus. Deze modus bleek instabiel voor de gebruikte aanstuurtechnieken, soms kon de connectie niet opnieuw worden ingeschakeld na slaapmodus. Deze modus werd na deze testen niet meer gebruikt.

De omvormer heeft dus ook een verbruik. In het geval van de gebruikte opstelling, werd dit verbruik bovendien aangeleverd door de batterij, in plaats van uit het net. In de controlestrategieën werd gestreefd naar het reduceren van het verbruik door na 2 minuten inactiviteit de omvormer in stand-by modus te brengen. Verdere experimentering met deze tijdsvertraging kan de performantie van het systeem ten goede komen.

- De conversieverliezen. Veruit de meeste verliezen vinden plaats in de batterijomvormer bij de conversie van AC naar DC en vice versa. De efficiëntie van deze conversies is niet constant, maar afhankelijk van het vermogen dat wordt omgevoerd. Typisch is de efficiëntie het hoogst bij vermogens dicht bij het nominale vermogen van de omvormer en het laagst bij vermogens dicht bij 0 W. De efficiëntie van een bepaald vermogen kan worden achterhaald aan de hand van de efficiëntiecurve. Deze curve kan worden gevonden in de datasheet, binnen dit experiment werd ze echter zelf bepaald.



Figuur 56: Verdeling van de voorgekomen vermogens (onder) en de bijhorende efficiëntie.

Bovenstaande figuur geeft niet enkel de efficiëntiecurve weer voor het op- en ontladen, maar er wordt bovendien aan de hand van een histogram weergegeven welke vermogens het vaakst voorkwamen (hier voor de strategie 'verhogen eigenverbruik'). Vanaf een vermogen van ongeveer 500W, is de efficiëntie van de omvormer rond de 90%, wat erg goed is. Daaronder daarentegen, neemt de gemiddelde efficiëntie drastisch af. Wanneer dan gekeken wordt welke vermogens het vaakst optreden, kan worden gesteld dat het net deze lage vermogens zijn die erg veel voorkomen (de getoonde vermogens zijn de vermogens aan AC zijde).

Het is geenszins de bedoeling om hiermee aan te tonen dat batterijen te lage efficiënties bereiken om rendabel te zijn. Uit deze resultaten kunnen echter enkele belangrijke lessen worden getrokken waar ontwikkelaars van batterijen rekening mee zullen moeten houden:

1. Kies de juiste omvormer. De opstellingen die hier worden gebruikt zijn niet ideaal: de gekozen omvormer is te groot ten opzichte van het batterijvermogen. Kleinere omvormers behalen de maximumefficiëntie bij lagere vermogens. Houdt bovendien rekening met stand-by verliezen en of deze al dan niet uit de batterij worden geput.
2. Stel een minimumvermogen in, zowel voor laden als ontladen. Het optimale minimumvermogen is afhankelijk van het prijsverschil tussen afname en injectie. Indien injectie niet zou worden vergoed, dan maakt de efficiëntie van het laden duidelijk niet uit: alles beter dan injecteren. Bij hogere injectievergoedingen moet echter wel rekening gehouden worden met de verliezen. De gebruikte prijzen hier resulteren in een verhouding van 37.5% tussen afname- en injectieprijzen. De round-trip efficiëntie moet dus minstens 37.5% bedragen om winst te maken. Een minimumvermogen dat hierboven ligt, is dus aan te raden. Bovendien moet er rekening gehouden worden met de opportunity cost. Door de batterij vroegtijdig vol te stoppen aan een matige efficiëntie, kan de kans gemist worden om dit een uur later aan een hogere efficiëntie te doen. Een echt optimum is dus dynamisch en afhankelijk van voorspellingen. Een goede gok kan echter een sterk startpunt zijn. Een goed gedimensioneerde batterij zal tijdens de belangrijkste seizoenen elke dag zeker kunnen volladen, wat een hogere grens dus kan verantwoorden.
3. Het laden van de batterij gebeurde blijkbaar erg vaak aan een laag vermogen. Vaker dan zou worden verwacht uit de distributie van de injectie die overschiet zonder batterij. Een eerste belangrijke reden hiervoor is dat injectie elke dag meestal traag op gang komt. Tegen dat er veel injectie optreedt, is de batterij reeds halfvol geladen aan slechtere efficiënties. Regel 2 zal dit grotendeels verhelpen. Een andere belangrijke reden is dat de batterij bij hogere SoC's maar kan worden opgeladen aan een steeds beperkter vermogen. De laatste beetje van batterijlading worden aan zeer lage vermogens geleverd. Gezien de zelfontlading bij deze hoogste SoC's bovendien ook veel hoger is, en batterijen tot hoge SoC's opladen nefast is voor de levensduur, is het dan eigenlijk ook beter om de batterij niet volledig op te laden. Een goed maximum SoC kan verschillen. Hier zou een maximum SoC van 95 procent het probleem grotendeels hebben kunnen verhelpen.

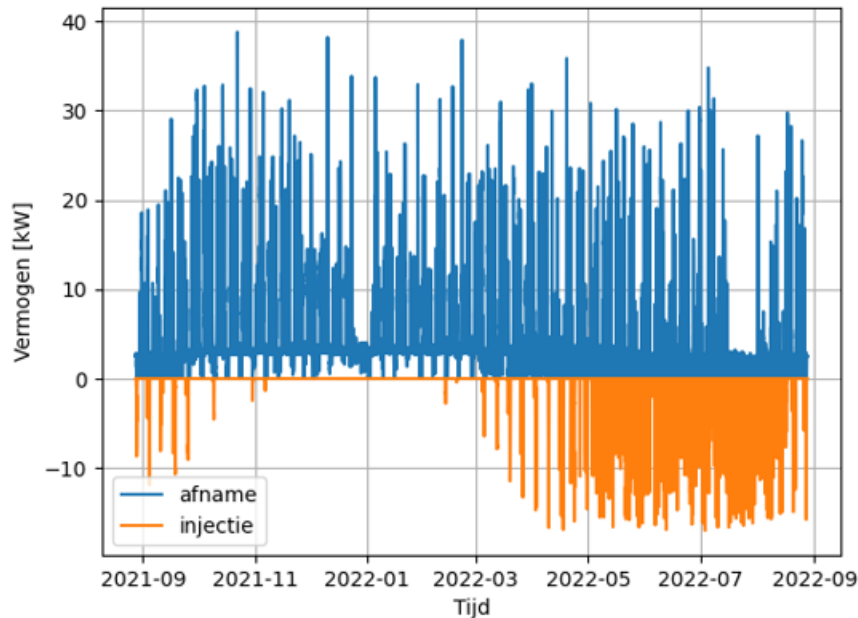
De initiële vraag, “welke controlestrategie geniet de voorkeur?”, is onvoldoende beantwoord door deze experimenten. Door bovenstaande lessen toe te passen, kunnen de resultaten immers nog sterk wijzigen. Wel werd veel geleerd over het ontwerpen van betere, werkelijke sturingen. Lessen die nuttig zijn voor ons, maar ook voor wie een batterijsysteem zelf aankoopt of zelfs ontwerpt. Bij aankoop van een batterijsysteem is het cruciaal dat wordt nagegaan of de omvormer rekening houdt met een minimumvermogen en of de batterij tot 100% SoC zal worden geladen. De controlestrategieën van deze batterijen houden immers vaak onvoldoende rekening met het feit dat injectie nu wél iets waard is geworden.

5.2 Casestudie laadpark

Bij 1 van de bedrijven uit de begeleidingsgroep werd een langdurige meting van hun elektrisch verbruik uitgevoerd. Naast het totale afname- en injectieprofiel, werden ook de laadsessies van hun 4 laadpalen gemonitord. Het was de bedoeling om op basis van deze metingen inzichten te verwerven over wat de impact van de huidige laadsessies was op hun elektrisch profiel en de elektriciteitsfactuur. Daarnaast was er interesse naar wat de impact zou kunnen zijn van meer laadpalen, meer wagens of meer zonnepanelen. Finaal werd ook de impact van verschillende controlestrategieën onderzocht.

5.2.1 Opgemeten data

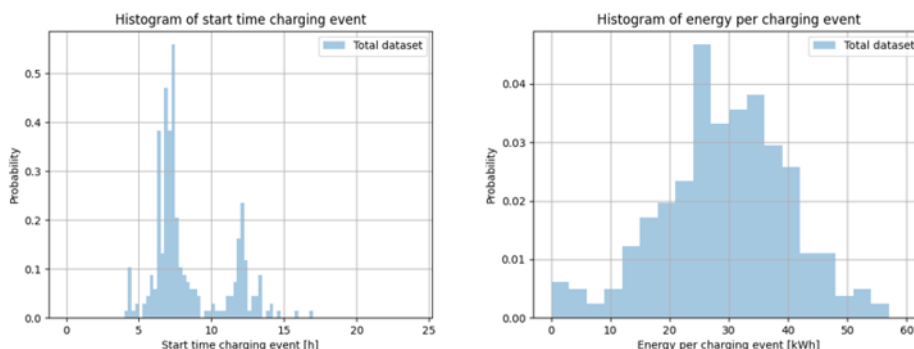
Er werd een jaar aan data verzameld. In totaal werd een afname van 39,3 MWh en een injectie van 6,44 MWh geregistreerd. 3 MWh van deze injectie bevond zich in weekends. Op onderstaande figuur worden de profielen weergegeven. Het is duidelijk dat er tijdens de beginmaanden van de meting veel injectiedata ontbreekt. De gemiddelde maandpiek over deze periode bedraagt 32,8 kW.



Figuur 57: Verbruiks- en productieprofiel gedurende de metingen.

Het verbruik betreft een kantoorgebouw met warmtepomp en 4 laadpunten. De PV installatie heeft een capaciteit van 30kW.

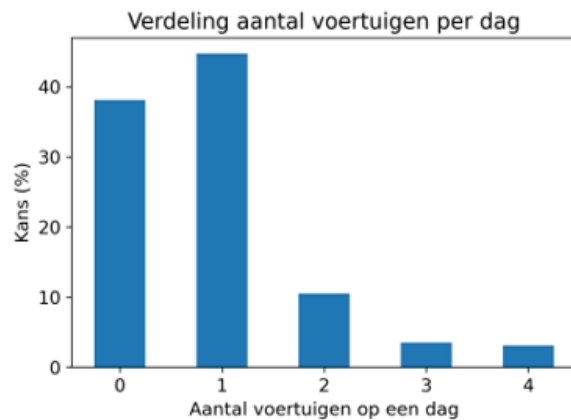
Laaddata werd zoals standaard verzameld in de vorm van event-data. Elk event geeft het start- en stop uur weer en hoe lang en hoeveel werd geladen. Bovendien werd geregistreerd welke (geanonimiseerde) user-id de aangesloten wagen had. In onderstaande figuren worden de verdeling van het aankomstuur en de hoeveelheid geladen energie weergegeven.



Figuur 58: Verdeling van de aankomsttijd (links) en de hoeveelheid geladen energie (rechts).

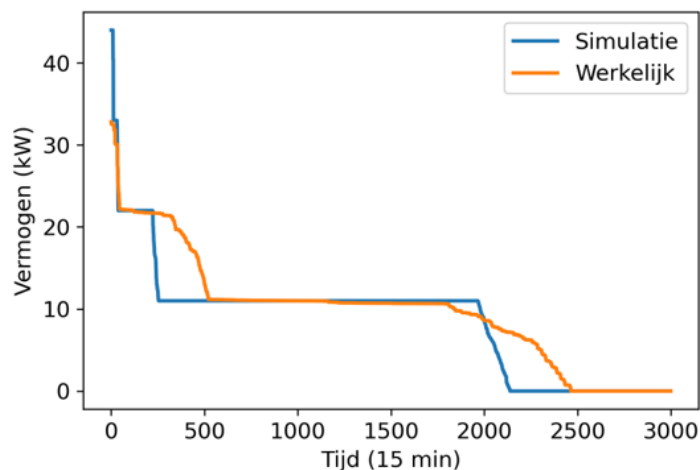
Zoals typisch voor kantoorgebouwen, worden de meeste laadsessies gestart in de ochtend tussen 8 en 9 uur. Rond de middag is er een tweede aansluitingspiek te detecteren. Over het algemeen wordt er best veel energie geladen bij elke laadsessie. De hoeveelheid te laden energie is bij benadering normaal

verdeeld rond 30 kWh. Door de laadsessies samen te bekijken, kan ook worden achterhaald hoeveel wagens er laden op een gegeven dag. De verdeling hiervan is terug te vinden in onderstaande figuur. Het is duidelijk dat het laadpark voorlopig onder geütiliseerd wordt. Het aantal keer dat alle 4 laadpalen bezet waren, is zeer laag.



Figuur 59: Verdeling van het aantal voertuigen dat zich op 1 dag aanbiedt bij het laadpark.

Al bovenstaande verdelingen werden gevoed aan het in-house model voor het genereren van profielen van laadparken dat ontwikkeld werd binnen dit project. De insteek is tweevoudig: als eerste is het een zeer interessante validatie voor het model. Door de resultaten van het model te vergelijken met het werkelijk optredende profiel, kunnen problemen van het model worden gedetecteerd. Vermits het een stochastisch model betreft, zal het resulterende profiel erg afwijken van het originele profiel. Dit is echter realistisch: het laadprofiel zal in werkelijkheid ook sterk afwijken wanneer de metingen herhaald zouden worden. In plaats daarvan is het interessanter om te vergelijken wat de algemene trends zijn. In onderstaande figuur worden zowel de gesimuleerde laadduurcurve als die van het werkelijke profiel weergegeven. De simulatie doet het best goed, de curves zijn gelijkaardig. Een duidelijk verschil tussen beide curves is echter dat de werkelijke curve meer geleidelijk verloopt. Dit is eenvoudig te verklaren: het simulatiemodel houdt nog geen rekening met het afnemen van het vermogen bij een wagen die bijna volgeladen is. Binnen dit project werd het model echter niet verder geüpdatet om dit te verhelpen.



Figuur 60: Vergelijking tussen de werkelijke laadduurcurve en de curve afgeleid uit het simulatiemodel.

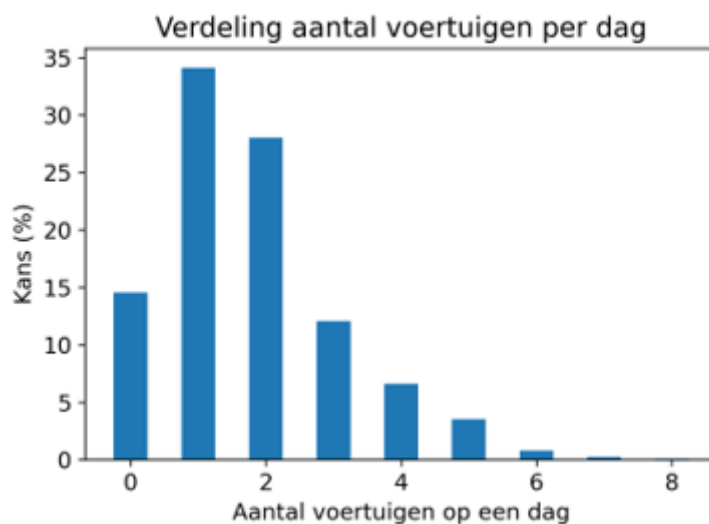
Een tweede reden om het simulatiemodel te gebruiken is om ook resultaten te kunnen simuleren voor wijzigende situaties. Door de inputparameters van het model te wijzigen kan bijvoorbeeld gekeken worden hoe het profiel kan veranderen wanneer er gemiddeld gezien meer wagens komen laden, of hoe het profiel eruit zal zien wanneer er een slimme laadstrategie wordt toegepast.

5.2.2 Invloed meer laadpalen en meer laadsessies

Stel: het bedrijf gaat verder met het elektrificeren van zijn wagenpark. Hierdoor komen er nog 2 maal zoveel wagens bij als nu (in totaal 3 keer zo veel wagens als nu). Er worden twee scenario's onderzocht:

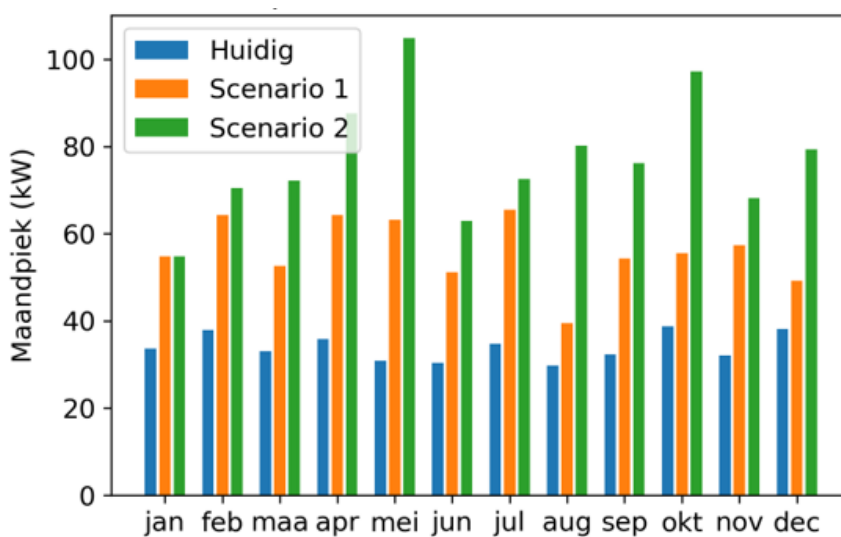
- Het bedrijf installeert geen extra laadpalen.
- In het licht van deze bijkomende wagens, installeert het bedrijf 4 extra laadpalen.

De verdeling van het aantal wagens dat zich nu dagelijks zal aanbieden, kan worden bekomen door twee maal een convolutie van de huidige verdeling met zichzelf uit te voeren. De resulterende verdeling wordt in onderstaande figuur weergegeven. Ondanks er nu in totaal 3 maal zoveel wagens zullen laden op een jaar, bieden zich ook nu zelden meer dan 5 wagens aan op een gegeven dag. Wanneer er zich meer dan 4 wagens aanbieden in scenario 1, wordt bijgehouden hoeveel de wagen van plan was bij te laden. Deze extra hoeveelheid wordt dan geladen de volgende keer dat de wagen wél een laadpaal kan bemachtigen.



Figuur 61: Verdeling van het aantal voertuigen dat zich zou aanbieden moest het laadpark 3 maal zoveel worden gebruikt.

De optredende nieuwe profielen worden toegevoegd aan de rest van het kantoorverbruik. Er wordt onderzocht wat de invloed op de gemiddelde maandpiek is in beide situaties. Op onderstaande figuur worden deze scenario's vergeleken met de huidige situatie zonder de verdrievoudiging van het aantal wagens. De maandpieken stijgen in beide situaties, al stijgen de maandpieken veel feller in scenario 2. Deze maandpiek stijging gaat natuurlijk gepaard met een groter laadcomfort. Al valt het gereduceerde laadcomfort in scenario 1 erg mee: in totaal werd er maar 230 kWh uitgesteld (in een volgende laadbeurt) geladen. Het is duidelijk dat een beperkt aantal laadpalen hebben een groot voordeel kan hebben: het maximumvermogen wordt beperkt zonder dat een slimme sturing nodig is. Het aantal laadpalen afstemmen het worst-case scenario (het grootst verwacht aantal wagens op 1 dag), is dus geen goede praktijk.

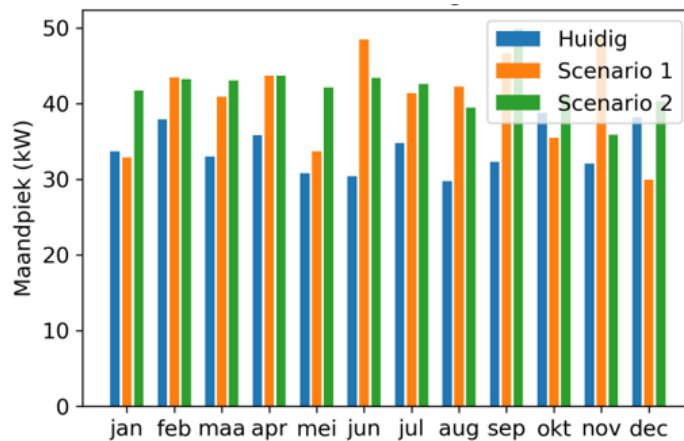


Figuur 62: Vergelijking tussen de maandpieken die nu optreden en de maandpieken die zullen optreden in scenario 1 en 2 (volgens het simulatiemodel).

5.2.3 Slim sturen

Een bijkomende vraag vanuit het bedrijf was of slim sturen interessant was in hun situatie. Hoewel er zeker baat zal zijn bij het slim sturen in hun huidige situatie, wordt slim sturen pas echt belangrijker wanneer er meer wagens aansluiten. Hier werd dan ook enkel onderzocht wat de invloed kan zijn van slim sturen in scenario 1 en 2, niet voor de huidige situatie. Een eerste vraag die kan worden gesteld is hoeveel flexibiliteit deze scenario's bevatten. 'Flexibiliteit' heeft echter geen kwantificeerbare definitie. Een manier om er toch een getal op te plakken, is door het aantal kWh te tellen dat enige tijd in de tijd verschoven kan worden zonder het comfort te schaden. Door de totale connectietijd te vergelijken met de totale laadtijd, kunnen hier uitspraken over gedaan worden. Hier werd gekeken naar hoeveel kWh er geladen wordt in laadsessies die minstens 1.5 keer zo lang duren als de laadtijd: 9500 kWh. Op een jaar tijd kan er dus 9500 kWh makkelijk worden verschoven in de tijd.

Slim sturen om de zelfvoorziening te verhogen zou hier echter voorlopig een minder prioritaire strategie zijn. De injectieoverschot gedurende de week is zodanig laag dat hier maar beperkte winsten gemaakt zouden worden. Het is hier veel interessanter is om zo piekbehoudend mogelijk te sturen. Bij elke slimme sturing komt noodgedwongen een comfortverlies kijken. Het comfortverlies, hier uitgedrukt als percentage van het aantal kWh dat niet geladen kan worden tijdens een laadsessie, wordt genomen op maximum 5 procent. De slimme sturing slaagt er (zelfs met dit beperkte comfortverlies) in om de pieken drastisch te verminderen, zowel in scenario 1 als scenario 2, zie onderstaande figuur. Wanneer toch gekozen wordt om meer laadpalen te installeren, kan er dus best een slimme sturing (in de praktijk een vermogen begrenzing aan de kop van alle laadpalen) worden toegepast.



Figuur 63: Vergelijking tussen de maandpieken die kunnen optreden wanneer er slim wordt gestuurd.

5.2.4 Conclusies

- Het laadpark is voorlopig zeer sterk overgedimensioneerd
- Zonder te veel comfortverlies is een uitbreiding van het park pas nodig wanneer er meer dan 3 maal zoveel wagens zouden komen laden op jaarbasis
- Als toch meer laadpalen worden geïnstalleerd, is een slimme sturing noodzakelijk
- De meeste voertuigen connecteren meer dan anderhalf keer zo lang als noodzakelijk om de wagen vol te laden
- Er is zeker ruimte om meer PV te installeren en om de wagens zo gedeeltelijk uit eigen energie te laden.

5.3 Casestudie – Demonstratoren: EMS marktstudie

Het gebruik van hernieuwbare energiebronnen zoals wind- en zonne-energie is een belangrijk gegeven binnen de energietransitie. Door de sterk stijgende energieprijzen, de invoering van de digitale meter en het capaciteitstarief, de afschaffing van het terugdraaiende teller principe en Time of Use tarieven dringt er zich een noodzaak op om binnen de energietransitie de energiestromen van deze hernieuwbare energiebronnen te gaan optimaliseren. Het slim aansturen van bepaalde assets, zoals warmtepomp(boilers), batterijen, witgoedtoestellen en hernieuwbare energiebronnen, is essentieel. Energiemanagementsystemen (EMS) zijn een eerste stap in de goede richting en zijn eerder een noodzaak dan een aanvulling. De digitale meter is een enabler en geen smart meter dus ook geen EMS systeem, maar geeft ons wel de mogelijkheid om realtime data te evalueren en is dus een belangrijke asset binnen de energietransitie. Net omdat de digitale meter geen EMS is, moeten er andere systemen geïntegreerd worden die wel slim omgaan met de energiestromen.

Cebeo is een vooruitstrevende groothandel voor alles wat met elektrisch materiaal te maken heeft. Ze zetten volop in op de energietransitie en daarom moet hun portfolio up-to-date blijven met leveranciers die even vooruitstrevend zijn. Integratie tot EMS is hierin een belangrijke vereiste!

Om al deze redenen zijn binnen het Flexicap project de intelligentie van verschillende fabrikanten getest. In deze use-case gaan we dieper in op de intelligentie van de toestellen zelf alsook op de integratiemogelijkheden binnen andere EMS systemen.

5.3.1 Ariston Nuos Wifi 200 warmtepompboiler

De Ariston Nuos Wifi 200 is een warmtepompboiler met een inhoud van 200l en dient dus om sanitair warm water te maken aan de hand van de warmtepomp en een extra elektrische weerstand. Het toestel beschikt over een Smart Grid Ready (SGR) contact om slim aan te sturen, maar heeft geen API of Modbus aansturing waardoor het integreren van eigen slimmigheid niet mogelijk is. Met het SGR contact kan evenwel een bepaalde slimmigheid in een ander, bijvoorbeeld een smart plug, device geïntegreerd worden. Op deze manier kan een voorgeprogrammeerde instelling gevolgd worden. Dan is er ook een app (Aqua Ariston net) beschikbaar waar de temperatuur en de modus (FAST, GREEN, COMFORT) in geregeld kan worden. Ook een tijdschema kan hierin opgesteld worden. Het verbruik kan opgevolgd worden van zowel de warmtepomp zelf, als van de elektrische weerstand.

Met behulp van het tijdschema kan een bepaald niveau van intelligentie toegevoegd worden aan de warmtepompboiler. Hier kan de mode automatisch ingesteld worden. Zo kan bijvoorbeeld ingesteld worden tijdens de momenten waar het elektriciteitsgebruik hoog is, de warmtepompboiler uit te schakelen. De warmtepompboiler zal dan automatisch terug opstarten wanneer deze periode voorbij is. Dit is een zeer laag niveau van intelligentie aangezien dit op voorhand bepaalde momenten zijn en dit niet automatisch aangepast wordt.

Wanneer een hoger niveau geïntegreerd moet worden om deze dal- en piekuren automatisch te detecteren, moet gebruik gemaakt worden van het Smart Grid Ready contact 1. Dit contact moet gestuurd worden door een extra device, zoals een smart plug, die de dal- en piek uren detecteert.

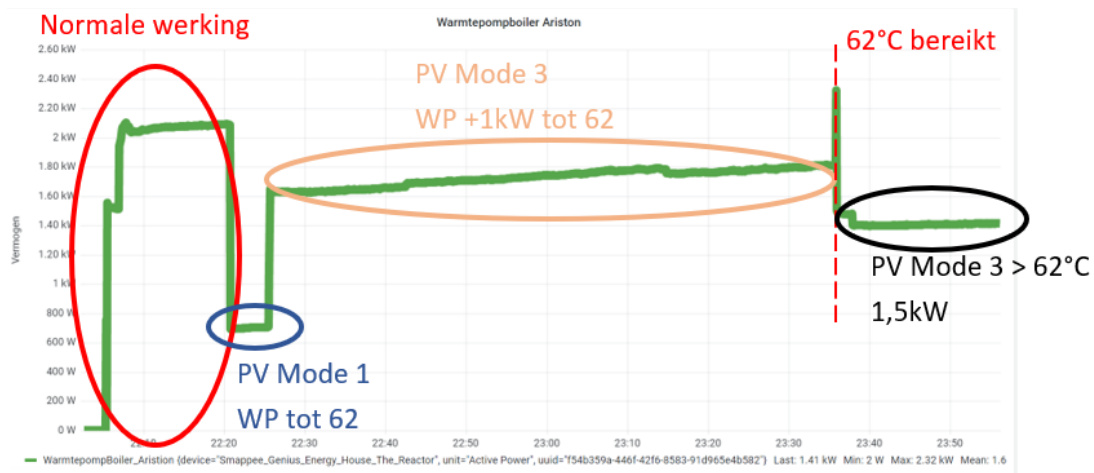
Het tweede SGR contact zorgt voor integratie van zonne-energie in het EMS van de warmtepompboiler. Ook bij deze SGR moet er een intelligent device het signaal geven of er al dan niet zonne-energie op overschot is. Indien er geen signaal gegeven wordt, zal de warmtepompboiler het sanitair warm water regelen naar het ingestelde setpunt zonder PV, bijvoorbeeld 55°C. Wanneer het signaal 5 minuten actief is, zal de warmtepompboiler de ingestelde mode in parameter 11 volgen. Hier kunnen 4 vooraf geprogrammeerde cycli gevolgd worden:

Tabel 13: Warmtepompboiler SGR modi

Mode P11	Functie
0 = OFF	PV-modus uit, standaard werking
1 = PV_HP	Enkel WP (max 62°C)
2 = PV_HE	WP en eventueel weerstand 1 (1,5kW)(max 62°C)
3 = PV_HEHP	WP en weerstand 2 (1kW)(max 62°C) + weerstand 1 (1,5kW) voor hogere temperaturen

Indien mode 0 geselecteerd wordt, zal er geen extra intelligentie toegevoegd worden aan het systeem. De warmtepompboiler zal streven naar de vooraf ingestelde waarde, bijvoorbeeld de 55°C van daarnet. Mode 1 zal het sanitair warm water verwarmen tot het setpunt met PV, dat tussen het setpunt zonder PV en 62°C moet liggen. In deze mode wordt enkel de warmtepomp gebruikt om het ingestelde setpunt te bereiken. In mode 2 kan het setpunt met PV verhoogd worden tot maximaal 65°C. Ook in deze mode wordt de warmtepomp gebruikt om het water te verwarmen tot maximaal 62°C. Een elektrische weerstand van 1,5kW verwarmt het water tot een maximum van 65°C. Tot slot kan ook mode 3 geselecteerd worden. Hierbij wordt het water verwarmd tot 62°C met de

warmtepomp en een elektrische weerstand van 1kW. Net zoals in mode 2 wordt de 1,5kW weerstand gebruikt om het water te verwarmen van 62°C tot maximaal 65°C. Op onderstaande figuur zien we het opgemeten vermogen afhankelijk van het al dan niet aanwezig zijn van zonne-overschot en van de geselecteerde modus.



Figuur 64: Ariston warmtepompboiler opgenomen vermogen bij verschillende modi.

5.3.2 SMA Batterij opstelling

Ons SMA batterij systeem bestaat uit een BYD-batterij (5,12kWh), de SMA Sunny Boy batterijvormer, de SMA Sunny Boy inverter waarbij de zonne-energie gesimuleerd wordt door een DC-bron, een Sunny Home Manager die de data pusht naar het Sunny Portal platform en een MY-PV AC-THOR (waarover later meer). In het Sunny Portal portaal worden de realtime energiestromen gevisualiseerd. Zo kan afgelezen worden hoeveel energie de batterij opneemt of levert, hoeveel energie de zonnepanelen leveren alsook de hoeveelheid energie die aan het net geleverd wordt of afgenomen wordt. Ook de State Of Charge van de batterij en de weersverwachting van de komende uren is zichtbaar. De weersverwachting geeft voorlopig enkel advies om manueel bepaalde zaken te gaan sturen.

Het geïntegreerde EMS systeem van SMA is vrij uitgebreid, we bespreken hier de belangrijkste geteste mogelijkheden van het systeem. Een eerste optimalisatie mogelijkheid is de functie om de batterij te laten op- of ontladen tussen een bepaald tijdsinterval. Ook hier is de geïntegreerde intelligentie eerder beperkt omdat er geen andere parameters in rekening worden gebracht. Wanneer we surfen naar het IP adres van de Sunny Home Manager, kan een vermogensprofiel ingevoerd worden. Hier kan ingesteld worden om de batterij te gaan op- en ontladen via het Time Of Use of Peak Load Shaving profiel, waarvan Peak Shaving nog in ontwikkeling is. Bij ToU kan ingesteld worden naar welk setpunt de batterij oplaadt bij lage (eveneens in te stellen) kWh prijs. Bij Peak Shaving kunnen kan ingesteld worden wat de maximaal opgenomen energie uit het net is, vanaf deze waarde zal de batterij de overige gevraagde energie leveren. Ook de maximale energie die aan het net geleverd wordt, kan hier ingesteld worden. De overige energie wordt gebruikt om de batterij op te laden. Zeker met het aankomende capaciteitstarief zijn dit interessante functionaliteiten die, eenmaal ingesteld, geen wijzigingen meer vragen.

Een andere functionaliteit is het integreren van Smart Plugs, zoals Edimax, binnen het EMS. In het portaal kunnen deze plugs toegevoegd worden en kan er een ingesteld worden wat er met deze plug aangestuurd wordt, bijvoorbeeld een wasmachine. Hier wordt een threshold vermogen ingevoerd die het toestel pas laat werken wanneer er voldoende energie overschot is. Echter moet er diep in de instellingen gezocht worden om deze functionaliteit te overrulen wanneer er bijvoorbeeld snel een was gedaan moet worden. SMA beschikt over een API waardoor het mogelijk is om alles in te lezen in een eigen EMS en van hieruit bepaalde instellingen on-the-fly aan te passen. Dit is echter niet de intentie van deze case studie. Een nadeel van SMA is dat enkel partners van SMA geïntegreerd kunnen worden in hun EMS.

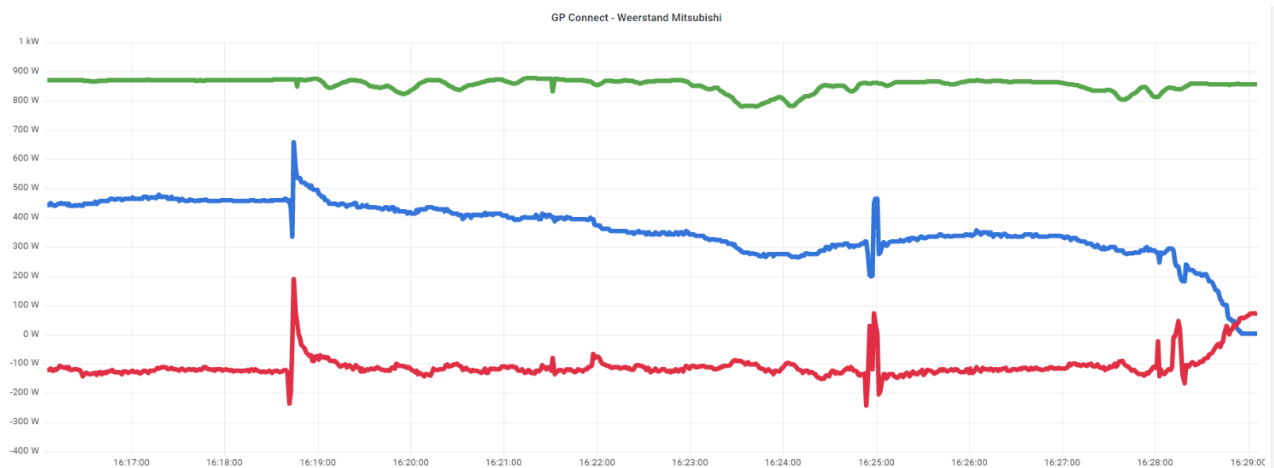
5.3.3 MY-PV

Een van de partners van SMA is MY-PV. Een MY-PV toestel kan dus makkelijk geïntegreerd worden in het EMS van SMA. Het MY-PV AC-THOR device is een lineaire controller dat slim warm water maakt via een elektrische weerstand. De AC-THOR leest, via het SMA EMS, de MY-PV Power Meter of de digitale meter, hoeveel injectie er is in het net. Deze overschot, tot maximaal 3 kW, wordt gebruikt om extra sanitair warm water te maken. Er kan een target value ingesteld worden, zo regelt de controller het aan het net geleverde vermogen niet naar 0, maar naar deze waarde. Zo kan je een buffer inbouwen in het systeem zodat wanneer de afgegeven energie aan het net fluctueert, er geen energie van het net dient afgenomen te worden.

Tijdens het testen van de MY-PV AC-THOR, geïntegreerd in de SMA opstelling, kregen we een bepaalde situatie waarbij de elektrische weerstand de volledige batterij ontladde om sanitair warm water te maken. Dit is uiteraard niet de bedoeling en is allesbehalve slim omgaan met energie. Dit voedt de nood aan EMS om deze situaties te controleren en verschillende smart devices met elkaar te laten communiceren.

5.3.4 GPControl

De GPControl is, net zoals de MY-PV AC-THOR een lineaire controller die overschot aan energie naar een elektrische weerstand stuurt (maximum 3kW). De GPControl leest via de P1 poort van de digitale meter hoeveel energie overschot er is en regelt dit naar een ingestelde waarde, bv 100W injectie, om dezelfde reden als de AC-THOR. Op onderstaande figuur zien we het vermogen dat de GPControl naar de elektrische weerstand stuurt, in het rood zien we het vermogen dat het net levert of dat we naar het net sturen. De groene lijn is de zonne-productie. We zien hier dat het vermogen naar 100W injectie geregeld wordt en dat, wanneer er bijvoorbeeld een andere device wordt ingeschakeld, de GPControl zeer snel reageert.



Figuur 65: GPControl.

Er moet wel goed nagedacht worden of het wel effectief slim is om met een elektrische weerstand sanitair warm water te maken, zoals de MY-PV en GPControl. Dit duidelijk met een voorbeeld. Stel dat de aankoopprijs van energie 0,3€/kWh is en de verkoopprijs 0,2€/kWh is. We hebben een warmtepomp ter beschikking met COP van 4. In dit fictief voorbeeld wekken onze zonnepanelen overdag 1kWh te 'veel' aan energie op. In scenario 1 maken we gebruik van een lineaire controller die de overschot aan energie via een elektrische weerstand gebruikt om warm water te maken. Dit betekent dat we 1kWh aan 'gratis' energie hebben verbruikt. In scenario 2 verkopen we deze 1kWh aan een prijs van 0,2€. Later op de dag, wanneer de zonnepanelen niet voldoende meer opbrengen, kopen we met deze 0,2€ terug energie aan. We kunnen dus $0,2/0,3=0,66$ kWh terug aankopen. Als we deze energie gebruiken om met onze warmtepomp, waarvan de COP 's avonds zeker nog 2 is, warm water te maken, krijgen we $0,66 \text{ kWh} * 2 = 1,33$ kWh aan gratis energie. Dit is 0,33 kWh meer dan in het scenario waarin we de overproductie naar de weerstand zouden laten gaan.

Dit voorbeeld is puur fictief en voor elke situatie anders, maar dergelijke controllers zijn niet in staat om het beste scenario (verbruiken of verkopen en terug aankopen) te selecteren. Zeker met het aankomende capaciteitstarief blijken zulke systemen niet slim genoeg om een gefundeerde keuze te maken. Hier zijn intelligentere EMS systemen noodzakelijk!

5.3.5 General lucht-lucht warmtepomp

Vervolgens nemen we de geteste lucht-lucht warmtepompen onder de loep, met name de General warmtepomp. Deze warmtepomp beschikt, net zoals de Ariston warmtepompboiler, over een app (NetHome Plus) waarin de temperatuur geregeld kan worden. Er kan eveneens ingesteld worden of er verwarmd of gekoeld moet worden en aan welke ventilatiesnelheid. Ook hier kan een tijdsrooster ingesteld worden, wat opnieuw voor zeer beperkte intelligentie zorgt.

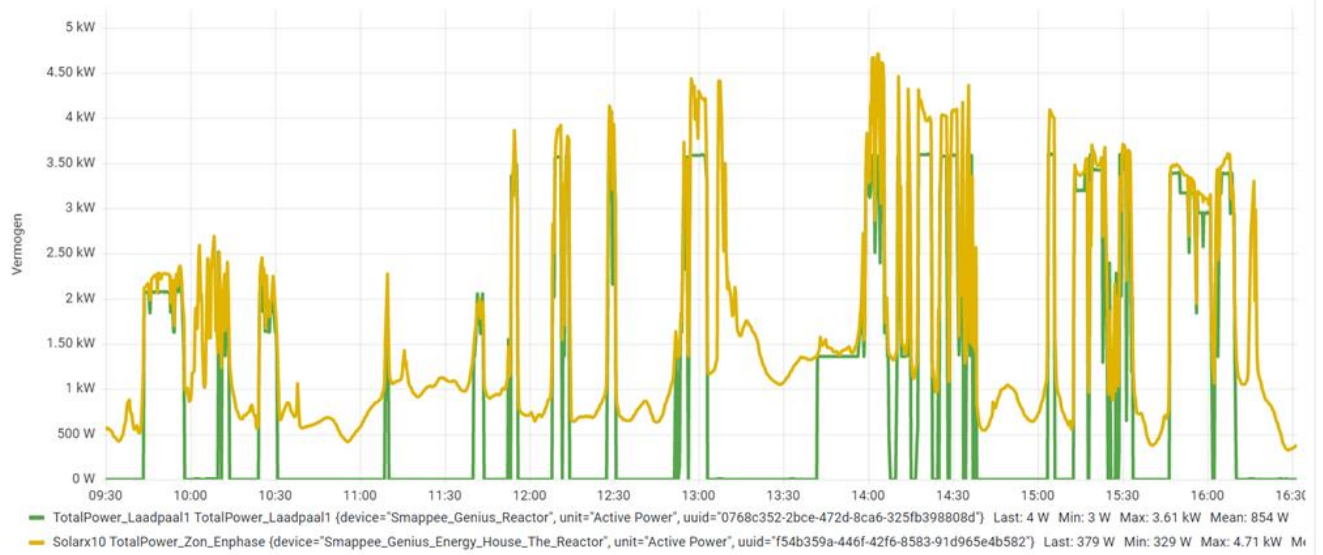
De lucht-lucht warmtepomp van General beschikt over een SGR contact, waarmee de intelligentie in een ander systeem wordt gelegd. Hiermee kunnen 4 vooraf ingestelde scènes (aan de hand van DIP switches) gevolgd worden. De General lucht-lucht warmtepomp is uitbreidbaar met een Modbus Interface, wat als groot voordeel heeft dat de sturing volledig door een extern EMS overgenomen kan worden. Zo is het mogelijk de ruimte automatisch te verwarmen of te koelen op basis van een ingelezen temperatuursensor en/of op basis van overschot aan zonne-energie. Op deze manier kan zeer flexibel en intelligent gestuurd worden.

5.3.6 Kaysun I-I warmtepomp

Het Kaysun device in ons smarthouse is eveneens een lucht-lucht warmtepomp. De Kaysun devices beschikken over een app (Midea Air) waar temperatuur e.d. geregeld kan worden. Door gebruik te maken van scenes, kan ook hier zeer beperkte intelligentie toegevoegd worden. Hiervoor moet de unit eerst uitgebreid worden met een WiFi module. Er kan ook een multifunctional board geïmplementeerd worden, met als doel meerdere Kaysun devices te bedienen vanuit een centrale Kaysun unit. Belangrijk hierbij is dat het enkel gaat over een centrale Kaysun unit en de Kaysun devices niet stuurbaar zijn vanuit andere controllers. Er is dus geen EMS functionaliteit mogelijk.

5.3.7 Laadpark

Als laatste bespreken we ons laadpark. Hierbij is onderzocht of de Smappee laadpalen of via OCPP communicatie via de API vermogensregeling toe te passen is. De Smappee API staat nog niet op punt, maar via reverse engineering is het correcte communicatieprotocol gevonden. We zijn dus in staat volledige controle te nemen over het vermogen dat verbruikt mag worden om de batterij op te laden. Zo zijn er testen uitgevoerd waarbij de laadpaal enkel de overschot aan zonne-energie mag opnemen. Zeker met het aankomende capaciteitstarief zal dit een erg belangrijke implementatie worden. Op onderstaande figuur is te zien dat de zonne-opbrengst (geel) gevolgd wordt door het vermogen dat de laadpaal opneemt (groen). Er dient wel een minimaal vermogen opgenomen te worden, hierdoor zal bij te weinig zonneproductie geen vermogen opgenomen worden om de auto-batterij op te laden.



Figuur 66: Laadpark vermogensregeling.

De meeste van de onderzochte toestellen beschikken op zich over een aardig intelligentieniveau. Voor installateurs en end-users is het een zaak om alle instelling juist te zetten, die dikwijls moeilijk te vinden

zijn. Van installateurs kan je verwachten dat zij deze instellingen goed kunnen zetten maar ze moeten dikwijls on-the-fly aangepast worden. Hierdoor moeten end-users eveneens in staat zijn instellingen aan te passen, maar zal voor Jan met de pet een helse of zelfs onmogelijke opdracht blijken.

Er moet ook zeker rekening gehouden worden de communicatie tussen toestellen. Zeker bij toestellen van verschillende fabrikanten kunnen er al eens conflicten of ongewenste acties voorkomen. Om deze acties te detecteren zijn monitoringssystemen onmisbaar. Een andere voorwaarde is dat deze monitoring nauwlettend gecontroleerd worden, waar in een doorsnee huishouden minder aandacht aangegeven wordt. Hierdoor blijven dergelijke fouten dikwijls onopgemerkt.

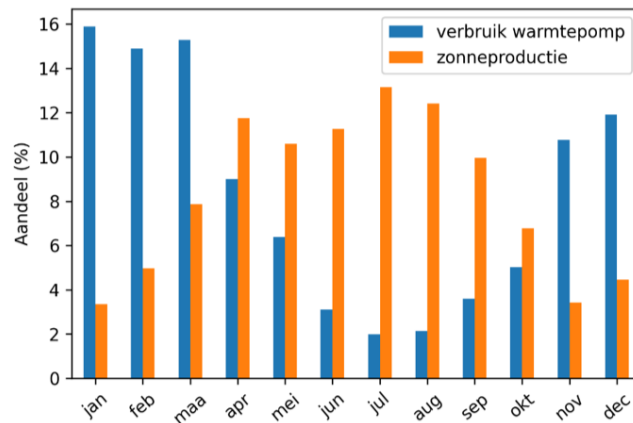
Deze conclusies voeden ons vermoeden naar de nood om intelligente EMS te gaan implementeren, niet alleen om elk device afzonderlijk slim aan te sturen, maar ook om ongewenste situaties automatisch te detecteren en te herstellen. EMS is dus zonder twijfel een logische stap in de energietransitie!

5.4 Casestudie Mitsubishi

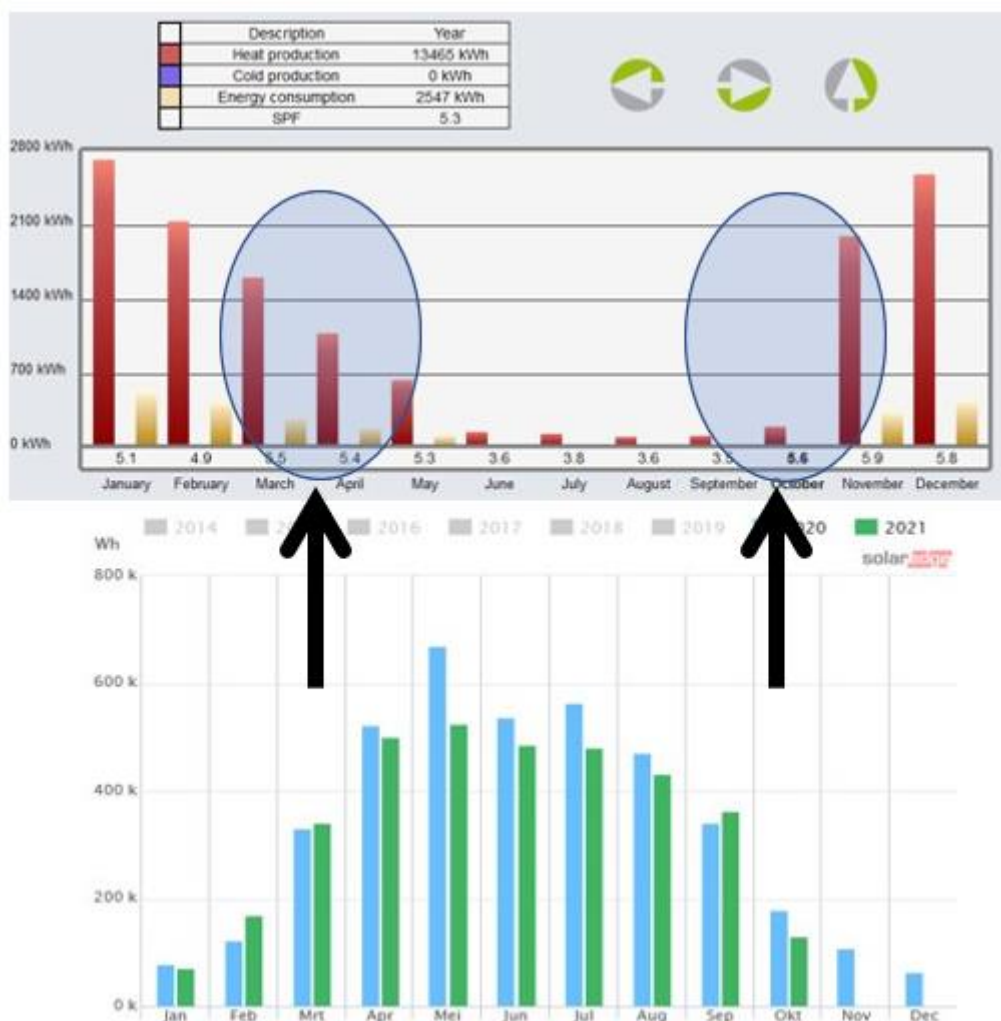
Het gebruik van hernieuwbare energiebronnen zoals wind- en zonne-energie is een belangrijk gegeven binnen de energietransitie. Door de sterk stijgende energieprijzen, de invoering van de digitale meter en het capaciteitstarief, de afschaffing van het teruggedraaiende teller principe en Time of Use tarieven dringt er zich een noodzaak op om binnen de energietransitie de energiestromen van deze hernieuwbare energiebronnen te gaan optimaliseren. Het slim aansturen van bepaalde assets, zoals warmtepomp(boilers), batterijen, witgoedtoestellen en hernieuwbare energiebronnen, is essentieel. Energiemanagementsystemen (EMS) zijn een eerste stap in de goede richting en zijn eerder een noodzaak dan een aanvulling. De digitale meter is een enabler en geen smart meter dus ook geen EMS, maar geeft ons wel de mogelijkheid om realtime data te evalueren en is dus een belangrijke asset binnen de energietransitie. Net omdat de digitale meter geen EMS is, moeten er andere systemen geïntegreerd worden die wel slim omgaan met de energiestromen.

Deze redenen geven een aanleiding naar een onderzoek omtrent het slim sturen van Mitsubishi lucht-water warmtepomp. Het slim sturen van de warmtepomp is stapsgewijs tot stand gekomen. Eerst bekijken we welke invloed het slim sturen van deze asset tot gevolg kan hebben. Vervolgens wordt een eenvoudige timer gebruikt om de warmtepomp te sturen. Dan wordt een hoger intelligentieniveau bekomen door via het Smart Grid Ready (SGR) contact te gaan schakelen. Tot slot wordt de warmtepomp gestuurd via de Modbus interface.

Vaak wordt gezegd dat warmtepompen en zonne-energie niet samengaan omdat de warmtepomp vooral in de winter moet werken, terwijl zonnepanelen vooral in de zomer energie opwekken. Dit klopt uiteraard, maar de optimalisatie in de tussenseizoenen mogen zeker niet onderschat worden! Dit is duidelijk te zien op onderstaande figuren. In de eerste figuur zien een theoretisch model waar de zonneproductie en het gebruik van de warmtepomp voorspeld wordt. In de 2^e figuur zien we werkelijk gemeten data, waaruit blijkt dat ons theoretisch model goed is. Op de bovenste grafiek van figuur 2 zien we de zonne-opbrengst en op de onderste grafiek zien we het werkelijk verbruik van een warmtepomp. Wanneer deze geplot worden op elkaar, is duidelijk te merken dat in de tussenseizoenen (maart-april-mei en september-oktober-november) er een relevante zonneproductie is in vergelijking met de vraag warmte. Zonnepanelen in combinatie met een warmtepomp kan dus wel nuttig zijn! Het sturen van de warmtepomp kan dus een grote energiebesparing opleveren.



Figuur 67: (Herhaling) Theoretisch model zonneproductie en verbruik warmtepomp



Figuur 68: Werkelijke zonneproductie en verbruik warmtepomp.

Om dit statement kracht bij te zetten is een dag in oktober uitvergroot. Op figuur 3 zien we in het groen de zonneopbrengst en in het rood het totale verbruik van een residentiële woning. Op figuur 4 zien we het corresponderend EAN profiel van deze dag. Hierop is duidelijk te zien dat er op veel momenten injectie terwijl er op andere momenten energie van het net afgenomen wordt. Optimalisatie van energiestromen zal hier ongetwijfeld een impact hebben op de energiefactuur!



Figuur 69: Opbrengst en verbruik profiel van residentiële woning in oktober.



Figuur 70: Overeenkomstig EAN profiel.

De eerste geïmplementeerde optimalisatie is het instellen van een tijdschakelaar die ervoor zorgt dat de warmtepomp enkel overdag draait. Op zich voegt dit geen intelligentie toe, maar zal wel duidelijk merkbaar zijn op de energiefactuur! We hebben de zonneproductie (grafiek 1), het verbruik van de warmtepomp (grafiek 2) alsook de gemeten binnentemperatuur (grafiek 3) geplot op onderstaande figuur. De binnentemperatuur varieert tussen de 19,5°C en 22°C, wat op zich vrij stabiel is.

De warmtepomp heeft SGR contacten om ze nog efficiënter te gaan sturen. Door deze contacten al dan niet te gaan sturen op basis van de totale afgifte of opname aan het net, kunnen 4 schakelstanden bekomen worden:

1. Normal operation (OFF-OFF)

Volgt logischerwijs de normale werking van de warmtepomp.

2. Switch on recommendation (ON-OFF)

In deze modus regelt de warmtepomp zijn verwarmingswater en sanitair warm water op basis van een functie instelling, zoals te zien op onderstaande figuur. Bij niet actief regelt de warmtepomp naar het normaal ingestelde setpunt, bij bv. +3°C regelt hij 3°C warmer.



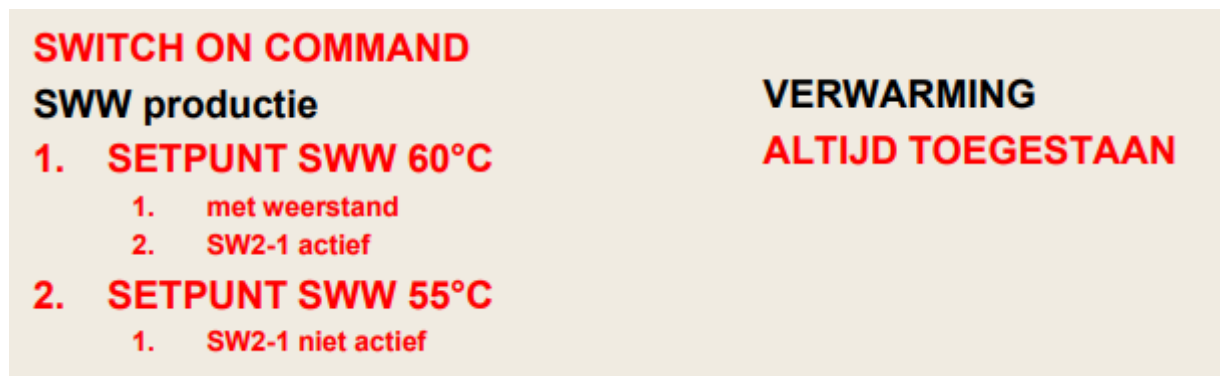
Figuur 71: Switch on recommendation setpunten.

3. Switch off recommendation (OFF-ON)

Schakelt de warmtepomp uit.

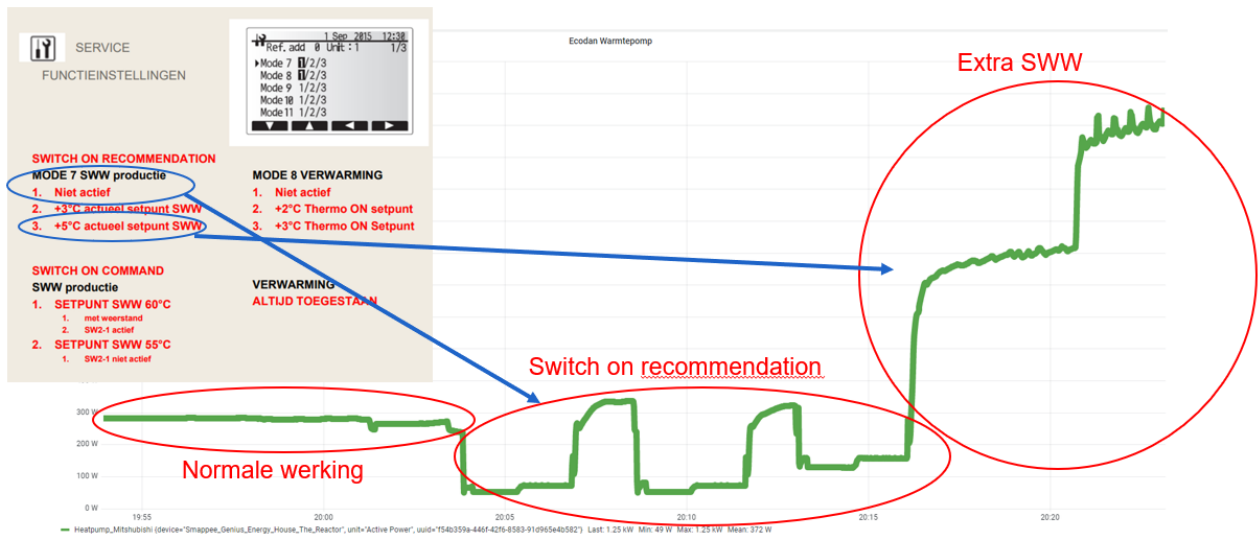
4. Switch on command

Regelt de warmtepomp op basis van onderstaande setpunten.



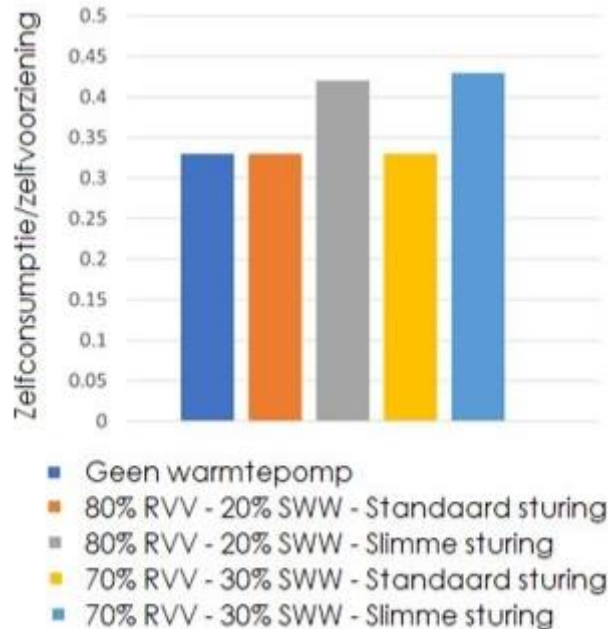
Figuur 72: Switch on command setpunten.

De SGR contacten zijn dus zeer bruikbaar om de warmtepomp meer of minder vermogen te laten opnemen indien er al dan niet zonne-overschot aanwezig is. We zien dit ook op onderstaande figuur.



Figuur 73: SGR regeling warmtepomp.

De warmtepomp met standaard werking is dus niet voldoende om het eigenverbruik te maximaliseren. Door gebruik te maken van het een slimme sturing via SGR contacten kan de zelfconsumptie met wel 10% gaan stijgen, zoals te zien op onderstaande figuur. Hierbij werd getest waar de warmtepomp 80% van de opgenomen energie gebruikt om verwarmingswater te maken en een test waar dit 70% is. De overige opgenomen energie wordt uiteraard gebruikt voor sanitair warm water.



Figuur 74: Zelfconsumptie i.f.v. al dan niet slim sturen via SGR.

Op basis van onderstaande formule bepalen we de terugverdientijd van zonnepanelen bij een residentiële woning waar gebruik gemaakt wordt van een warmtepomp met standaard sturing, en de terugverdientijd van diezelfde situatie maar waarbij via SGR slim gestuurd wordt.

$$\text{terugverdientijd zonnepanelen} = \frac{pv - sb}{\text{totK2021C} - (\text{TotK2021} + \text{injTotK})}$$

Waarbij:

- PV = kost van PV installatie
- sb=subsidie
- totK2021C=totale energie kost zonder PV
- totK2021=totale energie kost met PV
- injTotK=injectie terugbetaling

Het is vanzelfsprekend dat deze terugverdientijd afhankelijk is van de energieprijzen, die tijdens de looptijd van het project wel wat zijn gewijzigd. In augustus 2022 is de rekensom het laatst uitgevoerd en bekomen we, voor een gemiddelde installatie van 5kWp een verkorte terugverdientijd van 1,8 jaar.

Door gebruik te maken van de Modbus interface zijn we niet vastgepind aan de, door Mitsubishi, ingestelde setpuntwaardes. Hierdoor kunnen we on-the-fly setpunten sturen naar de warmtepomp. Dit geeft ons nog meer controle over de warmtepomp en zo kunnen we deze asset integreren in een volledige EMS. Dit is uitvoerig getest en aangestuurd in de successtory van Trikthom. We verwijzen hier dan ook door naar deze successtory.

5.5 Successtory – Batterijsturing Ysebaert

Na de afschaffing van de terugdraaiende teller werd duidelijk dat het thuisbatterijsysteem eindelijk een valoriserende functie zou krijgen: het opslagen van overtollige zonneproductie om deze later zelf terug te kunnen gebruiken. Thuisbatterijen die dit kunnen, werden dan ook massaal aangekocht door Vlaamse zonnepaneeleigenaars. Ondertussen is duidelijk dat batterijen méér kunnen dan enkel een accessoire zijn van een PV-installatie, zo kan tegenwoordig iedereen met een digitale meter gebruik maken van een dynamisch energie tarief en zal het capaciteitstarief ook peak shavinginitiatieven belonen. Deze controlestrategieën worden echter nog niet of zelden geïmplementeerd in de thuisbatterij, waardoor veel potentiële winsten niet worden gehaald. Dit vormt dan weer een rem op de verkoopcijfers van batterijen en toebehoren, waardoor de Vlaamse markt niet is wat ze zou kunnen zijn. In het kader van Flexicap kwam batterijverdelers Ysebaert met de vraag om hier iets aan te veranderen.

Howest Energiemanagement bouwde een test case in het labo dat de werking van een peak shaving algoritme demonstreert en netafname vermogens kan reduceren om de impact van het capaciteitstarief op de elektriciteitsfactuur te verminderen.

Om dit aan klanten te kunnen aanbieden werd de samenwerking verdergezet met als doel een sturing te ontwikkelen die in zoveel mogelijk types installaties werkt. Het type netaansluiting, aantal en locatie van energiemeters, interne berekeningen voor energiestromen, aanwezigheid en soort aansluiting van opwekkers en verbruikers dienen hiervoor in kaart gebracht te worden en vervolgens geïntegreerd in bestaande codes voor controlestrategieën. In de toekomst (na project Flexicap) is ook het uitwerken van een time-of-use strategie die toelaat een deel van de batterij te gebruiken om energie te kopen wanneer deze goedkoop is en te verkopen wanneer ze duurder is het doel. Via dit project zijn we er dus in aan het slagen om batterijsystemen te tunen op de specifieke Vlaamse tariefmethodologieën om zo hopelijk de flexibiliteit van het Vlaamse net aanzienlijk te kunnen vergroten.

6 Werkpakket 6 - Simulatietool

Al bovenstaande analyses bieden een zo compact mogelijke overview van al wat te maken heeft met verbruiksprofielen, productie-eenheden, opslagsystemen, elektriciteitsfacturen en flexibele sturingen. Hiertoe werden tal van simulatiemodellen ontwikkeld. De roadmap biedt zo antwoorden op algemene vragen omtrent deze onderwerpen. Elke verbruiker blijft echter uniek, en niet elke combinatie van technieken en kleine variaties in installaties kunnen worden onderzocht. Hoewel de roadmap dus een cruciaal startpunt vormt voor wie meer wil weten over deze onderwerpen, is het geen ideaal werktuig om individuele vragen omtrent impact en dimensionering te beantwoorden. Om ook deze vragen te kunnen beantwoorden, werd een groot deel van de tijd geïnvesteerd in het naar buiten brengen van al deze simulatiemodellen via een simulatietool.

In deze simulatietool kan een verbruiker zijn eigen verbruiks- en opbrengstprofiel opladen of aan de hand van enkele vragen een gepast profiel krijgen toegewezen. Daarna kan de verbruiker elk van de 4 nieuwe technieken toevoegen aan zijn profiel (zonnepanelen, opslagsystemen, elektrische voertuigen en warmtepompen). Van elk van deze toestellen kan men bovendien de belangrijkste parameters wijzigen, waardoor een groot detailniveau kan worden bereikt. Finaal wordt al deze input aan de simulatiemodellen doorgespeeld om zo een individueel rapport te krijgen.

In dit rapport krijgt de gebruiker een overzicht van de belangrijkste energetische grootheden en wordt de nieuwe energiefactuur berekend. Daarnaast kunnen voor de PV en batterij-installatie ideale dimensioneringen worden bepaald, waarbij zowel voor een economisch als een technologisch optimum kan worden gekozen. Van de nieuwe verbruikers wordt de impact weergegeven alsook berekend wat de impact zou zijn moesten deze toestellen op een slimme manier worden aangestuurd.

De tool is gratis en volledig vrij toegankelijk en kan worden bereikt via www.flexicap.be

Naast deze grote tool werd een kleinere tool ontwikkeld waarin gebruikers snel de impact kunnen bekijken van energieprijzen op de economische dimensionering van een PV-batterijsysteem. Deze leuke tool is bedoeld om een gevoel te krijgen voor de sensitiviteit van prijsparameters en dient niet expliciet om een installatie mee te dimensioneren. De tool kan worden bereikt via [deze link](#).

7 Bibliografie

- [1] K. P. Sinaga en M.-S. Yang, „Unsupervised K-Means Clustering Algorithm,” *IEEE Access*, nr. 8, 2020.
- [2] Lemcko, „TETRA KMO - Oplossingen voor verhoogde zelfconsumptie bij kmo's,” 2018.
- [3] VREG, „nieuwe nettarieven,” 2022.
- [4] VREG, „Energiedelen en persoon-aan-persoon verkoop,” 2022.
- [5] vzw Car-pass, „grafieken evolutie mobiliteit 2021,” 2021.
- [6] Elaad, „Open Datasets for Electric Mobility Research,” 2020.
- [7] VEKA, „EPB-cijferrapport,” 2021.
- [8] Vlaamse codex, „Energiebesluit Artikel 3.1.62.,” 2022.
- [9] O. Ruhnau, L. Hirth en A. and Praktijnjo, „Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling.,” *Scientific Data*, 2019.
- [10] G. Bagarella, R. Lazzarin en M. Noro, „Sizing strategy of on–off and modulating heat pump systems based on annual energy analysis,” *International Journal of Refrigeration*, 2016.
- [11] Buildwise, „Behoeftescreening: Sanitair Warm Water,” 2017. [Online].
- [12] VREG, „Dashboard,” 2022. [Online].
- [13] M. Pinamonti en P. Baggio, „Energy and economic optimization of solar-assisted heat pump systems with storage technologies for heating and cooling in residential buildings,” *Renewable energy*, 2020.
- [14] V. Satopaa, J. Albrecht, D. Irwin en B. Raghavan, „Finding a “Kneedle” in a Haystack: Detecting Knee Points in System Behavior,” in *2011 31st International Conference on Distributed Computing Systems Workshops*, 2011.
- [15] Elia, „Balancing,” 2023. [Online].
- [16] VREG, „Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024,” 2021.
- [17] VREG, „RAPP-2022-15,” 2022.
- [18] J. Desmet, R. Claeys, R. Cleenwerck, G. Degreeve en T. Vanhove, „Onderzoek naar de impact van het capaciteitstarief,” VEKA, 2021.
- [19] Mijn energie, „Waarom het piekverbruik van januari 2023 het zwaarste zal doorwegen,” 2022.
- [20] VREG, „Periodieke nettarieven elektriciteit en aardgas 2023,” 2023. [Online].

[21] Vlaanderen, "Mijn verbouwpremie voor warmtepomp," 2022.