



Kosten-batenanalyse betreffende de bijdragen aan de ontlasting van het Vlaamse elektriciteitsdistributienet van hernieuwbare-energiegemeenschappen, energiegemeenschappen van burgers, betrokken personen van de verkoop van groene stroom conform artikel 7.2.3 Energiedecreet of de actieve afnemers in een gebouw, en analyse van de resulterende relevante vergoedingen.

Studie uitgevoerd in opdracht van: VREG
Referentie: BE/VREG/0095
18 september 2023

Samenvatting Nederlands

Alle Europese lidstaten dienen na te gaan of er ongerechtvaardigde belemmeringen zijn voor het zelfgebruik van individuele en collectieve energie (zie o.a. REDII (art 21 en 22)). Heffingen en netwerkkosten worden hierbij frequent als discussiepunt aangeduid. De vraag stelt zich of collectieve activiteiten kunnen bijdragen aan de ontlasting van het distributienet en op die manier kortingen op nettarieven kunnen rechtvaardigen ten aanzien van deze collectieve activiteiten. Echter, nettarieven dienen steeds kostenreflectief te zijn en mogen geen ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen bevatten. Een duidelijk aantoonbare meerwaarde voor het distributienet, en een daarmee verband houdende kostendaling voor de netbeheerder, is hierbij een noodzakelijke voorwaarde. Indien hier niet aan voldaan is, dan leiden kortingen op nettarieven tot een socialisering van kosten op individuele afnemers. Deze studie gaat aan de hand van een kosten-batenanalyse na in welke mate activiteiten van energiegemeenschappen en actieve afnemers in een gebouw als vermeld in artikel 7.2.1, § 1, tweede lid, 1°, en de verkoop van groene stroom conform artikel 7.2.3, kunnen bijdragen aan de ontlasting van het distributienet (art. 4.8.4, §4 eerste lid van het Energiedecreet).

Om dit te bewerkstelligen wordt, via een kwantitatieve analyse, de wijziging van het elektriciteitsprofiel van een individuele afnemer in kaart gebracht als deze in een collectieve activiteit stapt. Hiervoor wordt de energiebalans van de individuele afnemer op kwartierbasis gesimuleerd voor verschillende samenstellingen van collectieve activiteiten. De gesimuleerde collectieve activiteiten worden gekenmerkt door een sterke technische nabijheid: i) een energiegemeenschap waarvan de leden zich op dezelfde feeder bevinden, ii) een groot appartementsgebouw met een cabine in het gebouw, iii) een klein appartementsgebouw aangesloten op een feeder met andere afnemers (niet-leden). Elke simulatie wordt vormgegeven door het totaal aantal representatieve aansluitingen op het onderzochte distributienetelement (feeder/kabine) en het percentage aansluitingen dat al dan niet deelneemt aan de collectieve activiteit. Alle afnemers worden gekarakteriseerd door een afnameprofiel (digitale meter data), een flexibiliteitsprofiel in functie van de uitrol van flexibele technologieën (e.g. warmtepomp, batterij, EV's) en, indien aanwezig, een PV-productieprofiel. Op basis van een Monte Carlo analyse per collectieve activiteit werden verschillende invullingen van deze parameters getest voor 2025 en 2035, steeds binnen het bestaande economische kader. Op deze manier wordt er nagegaan in welke mate de kostendrijvers (de maximale jaarpiek en de getransporteerde energie) veranderen en of deze tot een significante kostendaling voor de netbeheerder kunnen leiden. Hierbij wordt er nagegaan op welke kostenposten van de netbeheerder de collectieve activiteit een impact kan hebben.

Uit de resultaten kan afgeleid worden dat de afnamepiek van individuele afnemers binnen de collectieve activiteit (winter, 's avonds) onvoldoende samenvalt met de momenten waarop collectieve activiteiten een maximale PV-productie kennen (zomer, 's middags). Bijgevolg realiseren collectieve activiteiten, waarbij de leden optimaliseren naar individuele capaciteitstarieven en collectieve zelfconsumptie, in het algemeen geen verandering in de investeringsbehoeften van de netbeheerder. Netverliezen kunnen wel beperkt dalen in latere jaren, indien PV-installaties juist gedimensioneerd zijn en indien er voldoende flexibiliteit is om te sturen naar momenten met PV-productie binnen de collectieve activiteit. Tegenover deze baten staan ook potentiële bijkomende kosten die in de studie enkel kwalitatief besproken worden (zoals bijkomende taken voor de netbeheerder, bijkomende kosten rond de uitrol van de digitale meter, hogere databeheerskosten...). Bovendien dient een collectieve activiteit, alvorens deze leidt tot een duurzame kostenbesparing voor de netbeheerder, te voldoen aan een aantal randvoorwaarden. Zo dient, o.a., de collectieve activiteit gesitueerd te zijn op netwerkelementen waarop de netbeheerder reeds congestieproblemen ondervindt. Bovendien moet er gegarandeerd worden dat de collectieve activiteit structurele oplossingen biedt, zonder uitzonderingen. Deze studie oordeelt dat collectieve activiteiten niet altijd structureel aan alle randvoorwaarden kunnen voldoen en dus in het algemeen geen duurzame baat voor het distributienet realiseren. De spreiding in de resultaten van de studie geeft wel aan dat, onder de juiste omstandigheden, het mogelijk is dat specifieke samenstellingen van collectieve activiteiten niet-veralgemeenbare baten voor het distributienet opleveren. Deze baten kunnen enkel onder bepaalde voorwaarden geleverd worden (bijvoorbeeld als de flexibiliteit op het juiste tijdstip en locatie geleverd kan worden). Technologie- en klantneutrale, marktgebaseerde

flexibiliteitsproducten en/of ondersteunende diensten zijn de aangewezen manier om deze flexibiliteit aan te bieden aan de netbeheerder.

Op basis van deze studie kan geconcludeerd worden dat een aanpassing in nettarieven voor collectieve activiteiten bijgevolg niet aangewezen is voor Vlaanderen. Hierbij dienen echter drie kanttekeningen geplaatst te worden. Eerst en vooral worden vandaag alle prosumenten gelijk behandeld (dezelfde nettarieven en heffingen worden namelijk aangerekend), abstractie makend van het feit of ze zich in een individueel of collectief gebouw bevinden. Hierdoor worden twee situaties niet van elkaar onderscheiden (collectieve zelfconsumptie binnen hetzelfde gebouw en individuele zelfconsumptie). Gegeven de barrières m.b.t. de uitrol van hernieuwbare energie op collectieve gebouwen beveelt de studie aan om na te gaan of de huidige gelijke behandeling het gewenste effect heeft. Daarnaast blijkt uit de resultaten dat bij een verhoogde elektrificatie er op lange termijn een risico is op een hogere gelijktijdigheid in de afnamepieken van individuele afnemers, in het bijzonder in combinatie met prikkels tot zelfverbruik. Het is daarom aangewezen om na te gaan of aangepaste prikkels, die de systeempiek reflecteren, dit probleem kunnen verhelpen. Tot slot zoomde de studie in op een aantal andere Europese regio's/lidstaten om na te gaan in welke mate aanpassingen in nettarieven voor collectieve activiteiten geïmplementeerd werden. Hieruit blijkt dat er kortingen op nettarieven gegeven worden, niet noodzakelijk vanwege voordelen voor de netbeheerder; wel om andere ecologische en/of sociale doelstellingen na te streven, hoewel dit in principe niet via de nettarieven dient te gebeuren. Indien collectieve activiteiten verder bevorderd moeten worden om deze voordelen te onderstrepen, dan dient dit via andere mechanismen dan de tools van de netbeheerder te gebeuren.

Summary English

All European member states should verify whether there are unjustified barriers to self-consumption of individual and collective energy (see, among others, REDII (art 21 and 22)). A barrier which is frequently identified as a discussion point, and which is the key focus of this study, is the presence of distribution grid tariffs. The question arises whether collective activities can contribute to cost savings for the distribution grid operator (for instance by reducing their collective peak consumption below the peak of a group of individuals). Thus justifying discounts in grid tariffs in favor of collective activities. However, before such discounts can take place, a clearly demonstrable added value for the distribution network, as well as a related cost reduction for the network operator, is a necessary condition. This is because grid tariffs should always be cost-reflective and should not include unrelated costs in support of unrelated policy objectives. If this condition is not met, discounts on grid tariffs lead to a socialization of costs onto individual customers. Therefore, this study examines, by means of a cost-benefit analysis, the extent to which activities of energy communities and active customers in a building (as mentioned in art 7.2.1, §1, second paragraph, 1° of the Energy Decree) and the sale of green electricity in accordance with art 7.2.3, can contribute to relieving the burden on the distribution grid (art 4.8.4, §4 first paragraph of the Energy Decree).

A quantitative analysis was performed to analyze the change in the electricity profile of an individual customer when he or she enters a collective activity. To do so, this study compared the same set of individuals independently and then as participants of different collective scenarios for each simulation. For this purpose, the energy balance of the individual customer is simulated on a quarter hourly basis for different compositions of collective activities. The simulated collective activities are characterized by strong technical proximity: i) an energy community whose members are on the same feeder, ii) a large apartment building with a transformer in the building, iii) a small apartment building connected to a feeder with other customers (non-members). Each simulation is characterized by the total number of representative connections on the distribution network element under study (feeder/cabin) and the percentage of connections participating or not participating in the collective activity. All customers are characterized by an offtake profile (digital meter data), a flexibility profile in function of the rollout of flexible technologies (e.g. heat pump, battery, EVs) and, if present, a PV production profile. On the basis of a Monte Carlo analysis per collective activity, different interpretations of these parameters were tested for 2025 and 2035, always within the existing economic framework. As such, the extent to which the cost drivers change (the maximum annual peak and the energy transported) and whether they can lead to a significant cost decrease for the grid operator is examined. This involves identifying the cost items of the grid operator on which the collective activity can have an impact.

The results show that the off-take peak of individual customers within the collective activity (winter, evening) does not sufficiently coincide with the times when collective activities have maximum PV production (summer, afternoon). Consequently, collective activities, where members optimize to individual capacity tariffs and collective self-consumption, generally do not create a change in the grid operator's investment needs. Grid losses do decrease to a limited extent in later years, if PV installations are correctly dimensioned and if there is sufficient flexibility to steer consumption to moments of PV production within the collective activity. In addition to these benefits, the study qualitatively discusses potential additional costs linked to collective activities (such as costs linked to additional tasks for the grid operator, additional costs linked to the rollout of the digital meter, higher data management costs...). On top of these results, it should be emphasized that, before a collective activity leads to sustainable cost savings for the grid operator, it must meet a number of preconditions. For example, among other things, the collective activity should be located on network elements on which the grid operator already experiences congestion problems. Moreover, it must be guaranteed that the collective activity provides structural solutions, without exceptions. This study concludes that collective activities cannot always structurally meet all the preconditions and thus, in general, do not realize a sustainable benefit for the distribution network. The spread in the results of the study does indicate that, under the right conditions, it is possible for specific compositions of collective activities to provide non-generalizable benefits to the distribution network. These benefits can only be delivered under certain conditions (e.g., if the flexibility can be delivered at the right time and location). Technology- and customer-neutral, market-based flexibility products and/or support services are the appropriate way to offer this flexibility to the grid operator.

Based on this study, it can be concluded that an adjustment in grid tariffs for collective activities is consequently not appropriate for Flanders. However, three side-points should be made in this regard. First, today all prosumers are treated equally (they have to pay the same tariffs and taxes), making abstraction of whether they are in an individual or collective building. As a result, two situations are not differentiated (collective self-consumption within the same building, and individual self-consumption). Given the barriers regarding the rollout of renewable energy on collective buildings, the study recommends examining whether adapted treatment is desirable. Secondly, the results show that with increased electrification there is a long-term risk of higher simultaneity in the off-take peaks of individual customers, especially in combination with incentives for self-consumption. It is therefore appropriate to consider whether incentives, reflecting system peak, can overcome this problem. Finally, the study zoomed in on several other European regions/Member States to examine the extent to which adjustments in network tariffs for collective activities were implemented. It shows that discounts on grid tariffs are given, not necessarily because of benefits to the grid operator; but to pursue other environmental and/or social objectives, although in principle this should not be done through grid tariffs. If collective activities need to be further promoted to underscore these benefits, this should be done through mechanisms other than the distribution grid operator's tools.

Auteurs

Janka Vanschoenwinkel – VITO/EnergyVille

Annelies Delnooz – VITO/EnergyVille

Luciana Marques – VITO/EnergyVille

Inhoudstafel

| | |
|--|---------------|
| Samenvatting Nederlands | i |
| Summary English | iii |
| Auteurs | v |
| Inhoudstafel | vi |
| Lijst van Figuren..... | viii |
| Lijst van Tabellen | ix |
| Inleiding | 1 |
| 1. Inleiding..... | - 1 - |
| 1.1. Achtergrond..... | - 1 - |
| 1.2. Faciliterend kader | - 3 - |
| 1.3. Doelstelling, opbouw en aanpak studie | - 3 - |
| Bijdrage collectieve activiteiten ontlasting distributienet | 5 |
| 2. Kwalitatief overzicht potentiële baten van collectieve activiteiten voor het distributienet .. | - 6 - |
| 2.1. Kosten en baten van de distributienetbeheerder | - 6 - |
| 2.2. Afschrijvingen..... | - 7 - |
| 2.3. Kosten van het geïnvesteerde kapitaal | - 9 - |
| 2.4. Netto-operationele kosten..... | - 10 - |
| 2.5. Overzicht weerhouden kosten | - 11 - |
| 3. Kosten-baten analyse | - 12 - |
| 3.1. Toelichting model | - 12 - |
| 3.2. Overzicht gesimuleerde use cases | - 15 - |
| 3.3. Toelichting andere assumpties | - 18 - |
| 3.4. Berekening kostendrijvers en bepaling significantie | - 24 - |
| 3.5. Resultaten model..... | - 25 - |
| 3.6. Vertaalslag significante baten naar monetaire voordelen | - 35 - |
| 3.7. Conclusies use cases en robuustheid resultaten..... | - 37 - |
| 4. Randvoorwaarden meerwaardecreatie distributienetbeheerder | - 39 - |
| 4.1. Randvoorwaarden distributienetbeheerder | - 39 - |
| 4.2. Toetsing randvoorwaarden..... | - 42 - |
| Analyse relevante vergoedingen..... | 44 |
| 5. Europese Benchmark..... | - 45 - |
| 5.1. Brussel..... | - 46 - |
| 5.2. Portugal..... | - 48 - |
| 5.3. Oostenrijk..... | - 50 - |
| 5.4. Italië | - 52 - |
| 5.5. Spanje | - 54 - |
| 6. Economisch faciliterende tools | - 56 - |
| 6.1. Periodieke distributienettarieven | - 56 - |

| | |
|--|---------------|
| 6.2. Marktgebaseerde flexibiliteit en/of ondersteunende diensten | - 58 - |
| 6.3. Technische flexibiliteit..... | - 59 - |
| 6.4. Andere economisch faciliterende maatregelen | - 59 - |
| 7. Conclusie | - 61 - |
| Literatuurlijst..... | - 62 - |

Lijst van Figuren

| | |
|---|--------|
| Figuur 1 - Overzicht stappen omzetting Clean Energy Package | - 1 - |
| Figuur 2 - Opbouw studie | - 3 - |
| Figuur 3 - Vierstappenmodel kwantitatieve analyse | - 12 - |
| Figuur 4 - Beschrijving model simulatie gedrag eindgebruikers | - 13 - |
| Figuur 5 - Beknopte toelichting parameters | - 13 - |
| Figuur 6 - Use case 1..... | - 15 - |
| Figuur 7 - Use case 2..... | - 16 - |
| Figuur 8 - Use case 3..... | - 17 - |
| Figuur 9 - Technische nabijheid op het distributienet | - 21 - |
| Figuur 10 - Presentatie boxplot | - 25 - |
| Figuur 11 - Impact use case 1 op de gevraagde feeder piek (in kW) | - 26 - |
| Figuur 12 - Herschaalde piek per kwartier voor een selectie van 30 kwarturen | - 27 - |
| Figuur 13 - Impact use case 1 op getransporteerde energie op de feeder (in kWh) | - 28 - |
| Figuur 14 - Impact use case 1a op gevraagde feeder piek 2035 (in kW)..... | - 29 - |
| Figuur 15 - Impact use case 1a op getransporteerde energie op de feeder in 2035 (in kWh) | - 29 - |
| Figuur 16 - Impact use case 2 op gevraagde cabine piek (in kW) | - 30 - |
| Figuur 17 - Impact use case 2 op getransporteerde energie (in kWh)..... | - 31 - |
| Figuur 18 - Impact use case 2a op gevraagde cabine piek (in kW) | - 32 - |
| Figuur 19 - Impact use case 2a op getransporteerde energie (in kWh)..... | - 32 - |
| Figuur 20 - Impact use case 3 op gevraagde feeder piek (in kW) | - 34 - |
| Figuur 21 - Impact use case 3 op getransporteerde energie op de feeder (in kWh) | - 34 - |
| Figuur 22 - Impact use case 3a op getransporteerde energie op de feeder (in kWh) | - 35 - |
| Figuur 23 - Actueel aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen (% per gemeente) (bron: Fluvius investeringsplan 2023-2032) | - 39 - |
| Figuur 24 - Toekomstig (2035) aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen (% per gemeente) (bron: Fluvius investeringsplan 2023-2032)..... | - 40 - |
| Figuur 25 - Te bespreken elementen in de Europese Benchmark Analyse | - 45 - |

Lijst van Tabellen

| | |
|---|--------|
| Tabel 1 - Overzicht collectieve activiteiten Vlaams regelgevend kader | - 2 - |
| Tabel 2 - Stakeholdersgroep..... | - 4 - |
| Tabel 3 - Weerhouden en te kwantificeren kosten voor deze studie | - 11 - |
| Tabel 4 - Eurostat eindgebruikers start afname consumptieprofielcategorieën | - 22 - |
| Tabel 5 - Monetaire mediaan baten (exclusief btw) besparing netverliezen per use case | - 36 - |
| Tabel 6 - Aandachtspunten voor distributienettarieven geselecteerd voor deze analyse | - 57 - |



Inleiding

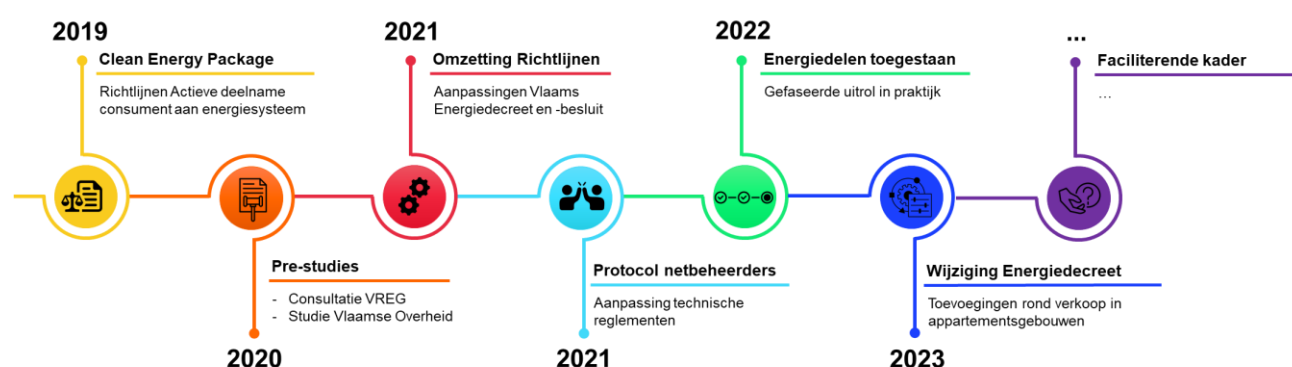


1. Inleiding

1.1. Achtergrond

De energietransitie begint meer en meer in een stroomversnelling te komen. Gevoed door de Europese klimaatdoelstellingen wordt onze energie steeds meer hernieuwbaar en bovendien kleinschalig en decentraal opgewekt. Daarnaast vinden er belangrijke maatschappelijke veranderingen plaats die ook van invloed zijn op ons energieverbruik. Meer concreet wordt een trend naar elektrificatie van de warmte- en mobiliteitsvraag verwacht door een grote toename van elektrische auto's en warmtepompen. Warmte en koude zijn belangrijke energiedragers in onze samenleving en de behoefte eraan heeft een grote impact op de doelstelling van een volledig hernieuwbare energievoorziening. Door technologische innovaties en de opmars van digitalisatie binnen de energiesector, kan de consument een steeds centralere en actievere rol opnemen in de energiesector. Consumenten krijgen meer en meer mogelijkheden om hun eigen energie te beheren (consumptie, productie, opslag, verkoop...) en kunnen op deze manier actief bijdragen aan de energietransitie.

Deze laatste trend van consumer empowerment wordt door verschillende Europese doelstellingen nog verder versterkt. Collectieve activiteiten kunnen namelijk een belangrijke opportuniteit betekenen voor bepaalde economische, ecologische, sociale en andere uitdagingen. De Europese Commissie erkent dit potentieel. Zo maakt de Europese Commissie binnen het 'Clean Energy For All Europeans Package' in 2018-2019 de lokale consument en burger mondiger om een meer actieve deelname aan het energiesysteem te bevorderen (European Commission 2019a). Hiertoe beschrijven de REDII (richtlijn 2018/2001) en de EMD (richtlijn 2019/944) concepten zoals hernieuwbare-energiegemeenschappen, energiegemeenschappen van burgers, actieve afnemers, zelfverbruikers van hernieuwbare energie, gezamenlijk optredende zelfverbruikers van hernieuwbare energie, gezamenlijk optredende eindafnemers (European Commission 2019b; 2018). In meer recente plannen en strategieën van Europa (REPowerEU, EU Solar Strategy, Biomethane Action Plan, ...) blijft het engagement voor collectieve activiteiten verzekerd. In 2022 werd er een 'Energy Communities Repository' (European Commission 2023) opgericht om lokale actoren en burgers te ondersteunen in het oprichten van energiegemeenschappen.



Figuur 1 - Overzicht stappen omzetting Clean Energy Package

Het Vlaamse Gewest zette de desbetreffende richtlijnen uit het Clean Energy Package om in het Energiedecreet (Vlaams Parlement 2009; 2021) en het Energiebesluit (Vlaamse Regering 2010). Hierbij werd er onder meer rekening gehouden met de studie van VITO/EnergyVille, in opdracht van de Vlaamse Overheid, die het potentieel van collectieve activiteiten in Vlaanderen in kaart bracht (Delnooz et al. 2020) en met de consultatie (VREG 2020b) en het advies (VREG 2020a) van de VREG. De VREG nam vervolgens in zijn Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit (TRDE) (VREG 2021) regels op die de distributienetbeheerders verplichten om, na stakeholderoverleg en marktconsultatie, een protocol uit te werken dat moet worden gevolgd indien energiedelen en/of peer-to-peerhandel van groene stroom (P2P) toegepast worden (zie afdeling 8 van hoofdstuk III van de Marktcode (titel IV) van het TRDE). Sinds januari 2022 zijn energiegemeenschappen

verplicht om zich aan te melden bij de VREG en kunnen, volgens de regelgeving, activiteiten als energiedelen en P2P aangevat worden.

In de praktijk, echter, werkt Fluvius¹, een gefaseerde uitrol uit om zo haar interne systemen en die van andere betrokken actoren (e.g. energieleveranciers en aggregatoren) op punt te krijgen (Fluvius 2021). De eerste fase, die startte op 1 januari 2022, voorzag enkel in de implementatie van energiedelen in een gebouw met de belangrijke randvoorwaarde dat alle deelnemers een elektriciteitsleveringscontract moesten hebben bij dezelfde commerciële energieleverancier. Op 1 juli 2022 ging de tweede fase van start waarbij ook energiedelen tussen toegangspunten met dezelfde titularis en peer-to-peerhandel van groene stroom mogelijk werden. Energiedelen binnen energiegemeenschappen werd echter nog niet geïmplementeerd, en ook de randvoorwaarde dat alle deelnemers telkens een elektriciteitsleveringscontract moesten hebben bij dezelfde leverancier bleef gelden. Dit veranderde bij de start van de derde fase op 23 januari 2023. Vanaf deze datum werd energiedelen binnen energiegemeenschappen gefaciliteerd, en werden energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom ook mogelijk ingeval de deelnemers een elektriciteitsleveringscontract hebben bij verschillende leveranciers. Op 18 april 2023 trad de laatste fase in werking waarbij ook de verkoop van in of op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen opgewekte groene stroom mogelijk werd.

Mogelijke aanpassingen in de regelgeving worden bekeken na de evaluatie van de huidige regelgeving, voorzien voor het najaar van 2023.

1.1.1.Overzicht Vlaamse collectieve activiteiten en terminologie

In het Energiedecreet zijn de definities, rechten en plichten van actieve afnemers en collectieve activiteiten (artikelen 4.4.2., 4.8.1., 4.8.2., 4.8.3, 4.8.4., 7.2.1., 7.2.2., 7.2.3) vervat. Verder zijn hierin ook algemene rechten en plichten van afnemers opgenomen. In het Energiebesluit zijn vervolgens de uitvoeringsbepalingen bij het Energiedecreet opgenomen, met name artikelen 3.3.1., 3.3.2. en 3.3.3 voor collectieve activiteiten. Tabel 1 geeft een overzicht van de mogelijke concepten dewelke onderdeel uitmaken van deze studie (P2P is bijvoorbeeld geen onderdeel van deze studie). In deze studie gebruiken we de terminologie “**collectieve activiteiten**” om overkoepelend te verwijzen naar de energiegemeenschap van burgers, de hernieuwbare-energiegemeenschap, en de actieve afnemer in een appartementsgebouw of multifunctioneel gebouw.

| | Artikelen energiedecreet | Onderdeel KBA |
|--|---------------------------|-------------------------|
| Individuele actieve afnemer | 4.4.2 | Gebruikt als referentie |
| De actieve afnemer in een appartementsgebouw of multifunctioneel gebouw ² (in het vervolg van de studie wordt ter vereenvoudiging enkel de term appartementsgebouw gebruikt) | 7.2.1, 7.2.3 ³ | ✓ |
| Energiegemeenschap van burgers | 4.8.1, 4.8.3 en 4.8.4 | ✓ |
| Hernieuwbare-energiegemeenschap | 4.8.2, 4.8.3 en 4.8.4 | ✓ |

Tabel 1 - Overzicht collectieve activiteiten Vlaams regelgevend kader

¹ System Operator cv (hierna: Fluvius), de werkmaatschappij van o.m. de Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders

² “In dit artikel wordt verstaan onder appartementsgebouw of multifunctioneel gebouw: een gebouw of gebouwencomplex dat bestaat uit een of meer gebouwen op een eigen site met per gebouw minstens twee wooneenheden of andere eenheden, dat aan de volgende voorwaarden voldoet: 1° het gebouw of gebouwencomplex beschikt over een of meer gemeenschappelijke aansluitingspunten op een elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoert van elektriciteit of een gesloten distributienet van elektriciteit; 2° in geval van een gebouwencomplex beschikken de gebouwen die deel uitmaken van het gebouwencomplex over gemeenschappelijke aanhorigheden.”

³ Opgemerkt dient te worden dat de activiteiten in art. 7.2.3 Energiedecreet, anders dan energiedelen in een gebouw cf. art. 7.2.1 Energiedecreet, niet vastgeknoopt zijn aan de hoedanigheid 'actieve afnemer'.

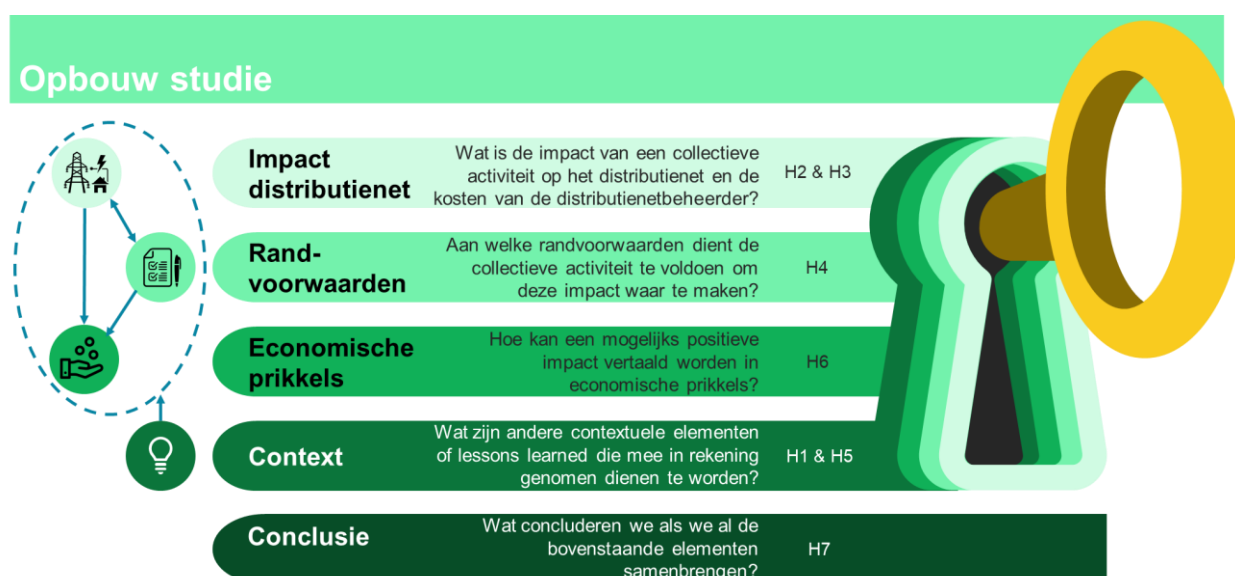
1.2. Faciliterend kader

Om gedistribueerde energiebronnen, en dus ook collectieve activiteiten, alle kansen te bieden, geeft de Europese regelgever aan dat maatregelen genomen dienen te worden om een gelijk speelveld te creëren, o.a. door middel van een faciliterend kader (zie o.a. REDII (Art. 22.3 tot 22.7), EMD (16)) (European Parliament and Council of the European Union 2019; 2018). Bij het opstellen van dit kader dienen lidstaten na te gaan welke ongerechtvaardigde belemmeringen er zijn voor zelfgebruik van individuele en collectieve energie (zie o.a. REDII (art 21 en 22)). Een van de meest voorkomende belemmeringen aangeduid door belanghebbenden, vooral voor collectief zelfverbruik, zijn heffingen en netwerkkosten (European Commission 2022). Ook in Vlaanderen worden nettarieven als een economische belemmering aanschouwd door betrokken stakeholders (Delnooz et al. 2020).

1.3. Doelstelling, opbouw en aanpak studie

Dit rapport geeft inzicht in welke mate activiteiten van energiegemeenschappen en actieve afnemers in een gebouw kunnen bijdragen aan de ontlasting van het Vlaamse distributienet en geeft een antwoord op de vraag in welke mate relevante vergoedingen en kortingen op nettarieven als dusdanig gerechtvaardigd kunnen worden voor deze activiteiten. Het biedt daarbij antwoord op de vraag uit art. 4.8.4, §4, eerste lid van het Energiedecreet.

In eerste instantie zal er in de studie een kwantitatieve analyse uitgevoerd worden om de impact van collectieve activiteiten op het distributienet in kaart te brengen (Hoofdstuk 2 en 3). Deze kwantitatieve analyse wordt aangevuld met een kwalitatieve analyse van de noodzakelijke randvoorwaarden opdat een eventuele meerwaarde duurzaam is (Hoofdstuk 4). In functie van de meerwaardecreatie en de voorwaarden waaronder deze plaatsvindt, wordt er gekeken naar de economische tools (e.g. vergoedingen en kortingen) die desgevallend toegewezen kunnen worden aan collectieve activiteiten (Hoofdstuk 6). Bij al deze aspecten dient deze studie rekening te houden met contextuele elementen daar deze studie het gedrag van collectieve activiteiten beoordeelt binnen het huidige kader (Hoofdstuk 1 en 5). Tot slot worden al deze elementen in hoofdstuk 7 samengebracht om tot de conclusie van deze studie te komen, en worden aanbevelingen besproken.



Figuur 2 - Opbouw studie

Met het doel de studie nauw af te stemmen op praktijkervaring, worden diverse stakeholders gedurende de verschillende stadia van het onderzoek betrokken. De studie is opgevolgd door een **stuurgroep** bestaande uit VREG, VEKA en Fluvius. Deze stakeholders werden actief betrokken doorheen de gehele looptijd van de studie om zowel de methode, de assumpties, de resultaten alsook de conclusies af te stemmen. In tweede instantie

werd een **stakeholdersgroep** georganiseerd om de genomen assumpties af te toetsen met relevante belanghebbenden. Hierin waren aanwezig:



- REScoop Vlaanderen
- Bond Beter Leefmilieu (BBL)
- Vereniging van Vlaamse steden en gemeenten (VVSG)
- Vereniging Vlaamse Provincies (VVP)
- Unie van Syndici (UVS)
- Huurdersbond
- Flux50
- Vereniging Vlaamse Huisvestingsmaatschappijen (VVH)
- ODE Vlaanderen
- Boerenbond
- Unizo
- FEBEG
- Elia
- Eigenaarsbond

Tabel 2 - Stakeholdersgroep

Doorheen het rapport zullen de aandachtspunten benadrukt door de stakeholders aangehaald worden en zal er toegelicht worden in welke mate deze al dan niet weerhouden zijn.



Bijdrage
collectieve
activiteiten
ontlasting
distributienet



2. Kwalitatief overzicht potentiële baten van collectieve activiteiten voor het distributienet

De energietransitie brengt onder meer een bijhorende groei in elektrificatie van mobiliteit en verwarming met zich mee, en resulteert in een groeiende gedistribueerde opwek van meer fluctuerende, groene energie. Dit zorgt voor de nodige uitdagingen op het vlak van netbeheer. De variabiliteit en stijging in productie en consumptie kunnen tot congestie en spanningsproblemen leiden. Vandaag reeds zien we dat er op langere laagspanningsdistributienetten (LS-distributienetten) (distributienetten waarvan de kabels tot ver van de distributiecabine aansluitingspunten hebben) problemen kunnen optreden met de spanningskwaliteit tijdens momenten met veel PV-injectie. Dit laat zich merken door de problematiek van de uitvallende omvormers van PV-installaties die afschakelen van zodra de spanning te hoog wordt.

De komst van collectieve activiteiten kan een opportuniteit voor het netbeheer betekenen, mits zij bijdragen aan oplossingen voor bepaalde uitdagingen. Als voorbereiding op de kwantitatieve analyse worden de **kostenposten** van de distributienetbeheerder in kaart gebracht die beïnvloed kunnen worden door collectieve activiteiten. Voor deze kostenposten identificeren we de kostendrijvers via dewelke collectieve activiteiten potentieel een impact kunnen hebben. **Kostendrijvers** zijn de voornaamste parameters die de hoogte van de kosten bepalen. Indien een collectieve activiteit erin slaagt om kosten van de netbeheerder te doen dalen, dan spreken we over **baten**. Indien een collectieve activiteit voor bijkomende kosten zorgt, dan zijn dit **bijkomende kosten**.



Vanuit de stakeholdersgroep werd benadrukt dat collectieve activiteiten ook meerwaarde bieden op andere domeinen, niet gelinkt aan het distributienet, zoals: **economische voordelen** (e.g. toegang tot extra kapitaal voor financiering hernieuwbare energie en efficiënter gebruik van energie), **maatschappelijke voordelen** (e.g. voor gezinnen in energie-armoede), **sociale voordelen** (e.g. een groter maatschappelijk draagvlak voor hernieuwbare energie en een grotere bewustwording van energieverbruik), en **ecologische voordelen** (e.g. het verhoogde gebruik van lokale en hernieuwbare energie). Welke baten er per collectieve activiteit gecreëerd kunnen worden, verschilt afhankelijk van het aantal en type deelnemers en is afhankelijk van de doelstellingen en activiteiten van de collectieve activiteit.

Echter, het feit dat deze studie enkel focust op kosten en baten voor het distributienet impliceert op geen enkele manier dat de andere potentiële baten van collectieve activiteiten van ondergeschikt belang zijn.

2.1. Kosten en baten van de distributienetbeheerder

Distributienetbeheerders zijn verantwoordelijk voor het goed beheer, onderhoud en ontwikkeling van een veilig, betrouwbaar en efficiënt net. Zij dienen in voldoende netcapaciteit te voorzien om de elektriciteitsbehoefte te dekken van de afnemers die aangesloten zijn op hun net en om het vervoer van elektriciteit naar de distributienetten mogelijk te maken. De activiteiten van distributienetbeheerders inzake beheer van het net zijn gereguleerd en staan gedetailleerd opgesomd in artikel 4.1.6 van het Energiedecreet. Deze omvatten o.a. het beheer van het distributienet, het aanhouden van voldoende netcapaciteit, het uitbreiden, onderhouden en herstellen van het net, het oplossen van problemen... Daarnaast legt artikel 4.1.8/2 ook taken op inzake databeheer. In de tariefmethodologie (2021-2024), opgesteld door de VREG, wordt de inkomstenregulering van de distributienetbeheerder beschreven dewelke de netbeheerder voorziet van een jaarlijks toegelaten inkomen om bovenstaande taken uit te voeren (VREG 2022c). In deze kosten zitten zowel kosten van bijvoorbeeld ODV's en toeslagen waarvan de hoogte niet door collectieve activiteiten beïnvloed kan worden, als kosten die mogelijks wel door de collectieve activiteit beïnvloed kunnen worden. We splitsen deze laatste op in volgende categorieën:

- Afschrijvingen, dewelke gelinkt zijn aan investeringen in immateriële en materiële vaste activa door de distributienetbeheerder;

Kwalitatief overzicht potentiële baten van collectieve activiteiten voor het distributienet

- Kosten van het geïnvesteerde kapitaal, dewelke gelinkt zijn aan een normatieve vergoeding voor de kapitaalkosten (investeringen) van de distributienetbeheerder;
- Netto-operationele kosten, dewelke operationele kosten zijn die de distributienetbeheerder maakt in het kader van het uitvoeren van zijn taken;

Voor ieder van deze categorieën werd er in overleg met de stuurgroep nagegaan welke kostenposten er geïmpacteerd kunnen worden door collectieve activiteiten. Dit kan dan vanuit het perspectief van de netbeheerder leiden tot bijkomende kosten, ofwel tot baten (daling in kosten). Kostenposten waarop de collectieve activiteit geen impact heeft, worden buiten beschouwing gelaten en worden in deze studie niet verder behandeld. In wat volgt bespreken we de verschillende kostenposten in meer detail en geven we aan of een collectieve activiteit deze al dan niet kan beïnvloeden. In hoofdstuk 3 rekenen we de mogelijks beïnvloedbare kostenposten aan de hand van veranderingen in kostendrijvers door en kwantificeren we mogelijke baten. De kwantificering van de baten vindt plaats onafhankelijk van een realiteitscheck of de collectieve activiteit in praktijk voldoet aan al de randvoorwaarden dewelke nodig zijn om een duurzame verandering in de kosten van de netbeheerder te bekomen. In hoofdstuk 4 bespreken we daarom aan welke randvoorwaarden de collectieve activiteit in praktijk dient te voldoen en verifiëren we de haalbaarheid hiervan.

2.2. Afschrijvingen

2.2.1. Investeringskosten in kabels en cabines

Afschrijvingen zijn een gevolg van investeringskosten van de distributienetbeheerder in netwerkelementen zoals kabels en cabines. Deze netwerkelementen worden, rekening houdend met de verwachte levensduur, afgeschreven op 33-50 jaar. Gegeven deze lange termijn investeringshorizon werden distributienetten historisch altijd gedimensioneerd zodat er te allen tijde voldoende capaciteit beschikbaar zou zijn om aan de elektriciteitsvraag van de afnemers te voldoen. Hierbij werd dan ook rekening gehouden met de verwachte nieuwe aansluitingsaanvragen zodat er, in normale situaties, geen (her)investeringen noodzakelijk zouden zijn. Enkel bij nieuwe verkavelingen of de aansluiting van grotere afnames (> 25 kVA) of decentrale productie (>10 kVA) waren nieuwe investeringen in het distributienet te bekijken in functie van een netstudie. Ook synergiën met andere investeringen in het netwerk, nutsleidingen, of wegeniswerken kunnen leiden tot (vervroegde) investeringen in het distributienet (Fluvius 2023b). In het investeringsplan van Fluvius (Fluvius 2023b) wordt dit, en bijkomende proactieve investeringen in meer detail beschreven.

Echter, gedreven door de energietransitie, verandert het gebruik van ons distributienet sterk (Fluvius 2023). Hierdoor komt de historische manier van aan netbeheer doen meer en meer onder druk te staan. Dit brengt bijkomende uitdagingen met zich mee, dewelke dan ook gepaste acties vergen van de netbeheerder. Deze acties kunnen structureel van aard zijn (bv. bijkomende investeringen), maar er kan ook gebruik worden gemaakt van meer operationele acties (bv. de aankoop van flexibiliteitsdiensten). De netbeheerder moet daarom steeds een afweging maken tussen investeringen en andere oplossingen zodat steeds de meest kostenefficiënte strategie gevolgd wordt. Specifiek in het geval van flexibiliteitsdiensten moet deze afweging worden opgenomen in het investeringsplan van de netbeheerder (Fluvius 2023b).

De bijkomende uitdagingen waarmee de netbeheerder voornamelijk geconfronteerd wordt zijn:

- **Overschrijden capaciteitsdrempel distributienet (congestieproblemen):** De verandering in residentiële aansluitcapaciteit (gedreven door de toename in warmtepompen, EVs, zonnepanelen...) maakt dat de beschikbare capaciteitsruimte die onze huidige netten hebben, versneld ingenomen wordt. De stijgende elektrificatie kan bovendien voor een hogere gelijktijdige piekafname zorgen. Dit effect wordt versterkt door een hoge gelijktijdigheid van decentrale productie, wat leidt tot hoge, gelijktijdige, injectiepieken. Indien de groei in capaciteitsvraag (kW) een significant niveau bereikt, wordt de investeringsdrempel van de netbeheerder overschreden en zijn bijkomende acties van de netbeheerder noodzakelijk (investeringen of de aankoop van flexibiliteitsdiensten). Voor het distributienet blijkt uit eerdere analyses dat de benodigde netcapaciteit op termijn voornamelijk bepaald wordt door afnamepieken (Fluvius 2023b; VREG 2023b). Op LS-netten treedt de hoogste

Kwalitatief overzicht potentiële baten van collectieve activiteiten voor het distributienet

belasting voornamelijk op tijdens winteravonden. De vraag is of een collectieve activiteit deze groei in piekcapaciteit kan drukken en kan zorgen dat we onder de investeringsdrempel van de netbeheerder blijven. Op die manier kunnen bijkomende acties van de netbeheerder uitgesteld, of eventueel vermeden worden. Daar er geen eenduidig antwoord op deze vraag is, zal in hoofdstuk 3 van deze studie een eerste antwoord op deze vraag geboden worden aan de hand van een kwantitatieve analyse om zo na te gaan of een collectieve activiteit deze investeringskosten kan drukken.

- **Spanningsproblemen:** De productie van hernieuwbare energie valt bovendien niet altijd samen met de consumptievraag. Dit kan leiden tot inverse stromen van decentrale productie-installaties op momenten wanneer er een hoge productie en een lage afname is. Er is ook een negatieve impact op het spanningsbeheer te verwachten op momenten van hoge injectie en op momenten waar er beperkte mogelijkheden op de kabel zijn om spanningsvariaties op te kunnen vangen, wat tot spanningschommelingen kan leiden. De resulterende spanningsverhoging kan leiden tot klachten over uitvallende omvormers van zonnepanelen, een probleem dat in Vlaanderen de laatste jaren toeneemt (Sectie 8.2.2 (VREG 2023a)). Spanningsproblemen kunnen op verschillende manieren opgelost worden. Bijvoorbeeld, bij een onevenwichtige verdeling van de belasting over de fases, zou het kunnen dat er stroom door de nulgeleider vloeit en het nulpunt verschuift. Dit kan technisch opgelost worden door de belasting te herverdelen over de fasen. Hieraan kan een collectieve activiteit niet bijdragen. In andere gevallen kan het probleem verholpen worden door de afstand in het distributienet tussen afname en injectie te verkorten. Dit wil zeggen dat zowel de timing als de locatie van injectie en afname belangrijk is, daar deze gelijktijdig en dicht bij elkaar dienen plaats te vinden.⁴ Ook de instelling van de spanning aan het vertrek van de feeder kan een middel zijn om spanningsproblemen op te lossen⁵. Deze moet zodanig zijn dat de laatste gebruiker nog steeds een voldoende hoge spanning heeft zonder productie, en niet te veel als er wel productie is. De instelwaarde schommelt doorheen de dag door de spanningsniveaus van het bovenliggende MS-net. Doorgaans kan er ook niet op continue basis bijgestuurd worden (enkel indien de transformator uitgerust is met OLTC). Gegeven de elektrificatie is er geen garantie dat de instelwaarde zoals toegepast vandaag, ook binnen 5 jaar nog voldoet voor de achterliggende netten. In theorie is het dus mogelijk dat een collectieve activiteit hier een bijdrage voor het distributienet kan leveren. Echter, in praktijk zou dit betekenen dat een collectieve activiteit structureel dient te focussen op het aftoppen van de PV (daling in de piekinjectie). Gegeven het feit dat de locatie doorslaggevend is om een impact op spanningsproblemen te realiseren, is het niet veralgemeenbaar dat een collectieve activiteit een structurele oplossing kan bieden. Marktgebaseerde flexibiliteitsdiensten kunnen hier mogelijk wel ingezet worden. Indien er gekozen wordt om een netversterking uit te voeren i.h.k.v. spanningsproblemen zal deze er typisch voor zorgen dat lange netten steeds minder zullen voorkomen (zie (Fluvius 2023b) p. 61 en bijlage: Oplossen van spanningsproblemen).

Concluderend zal deze studie nagaan of een collectieve activiteit een blijvende⁶ significante daling in investeringsbehoeften van de netbeheerder kan bewerkstelligen door de piekcapaciteit, als kostendrijver, te bewaken. Voor deze studie focussen we op collectieve activiteiten op het laagspanningsniveau (hierna: LS-niveau) en de impact van deze activiteiten op het LS-niveau, en de hogere spanningsniveaus. Collectieve activiteiten op hogere spanningsniveaus worden niet meegenomen aangezien deze netten meer vermaasd zijn (meer herschakelmogelijkheden) en er meerdere netwerk assets (transformators en feeders) kunnen reageren bij netproblemen. Ook is er minder congestie op hogere spanningsniveaus (Fluvius 2023b). Op het LS-niveau, gekenmerkt door een radiale netstructuur, kan slechts een beperkt aantal assets een antwoord bieden op netproblemen, bepaald door de (nauwe) locatie in het LS-net.

⁴ Andere opties kunnen o.a. bestaan uit het verhogen of het verlagen van de spanning, door te werken via compounding, of door dikkere en/of bijkomende kabels te leggen zoals gespecificeerd in het investeringsplan van Fluvius.

⁵ Een feeder is een kabel gebruikt om stroom te vervoeren.

⁶ In hoofdstuk 4 zoomen we in op noodzakelijke randvoorwaarde om een duurzame daling in investeringsbehoeften te bekomen.

Kwalitatief overzicht potentiële baten van collectieve activiteiten voor het distributienet

Bijgevolg onderscheiden we daarom LS- en hogere spanningsniveaus⁷. In eerste instantie kijkt deze studie naar de impact van LS-collectieve activiteiten op het LS-niveau. Indien de impact significant is dan wordt er gekeken naar de impact van LS-collectieve activiteiten op hogere spanningsniveaus. Hierbij wordt de verhouding aan investeringen in hogere spanningsniveaus versus LS volgens de investeringsplannen van Fluvius en Elia in rekening gebracht. De afschrijvingen gerelateerd aan deze investeringen worden ook in de periodieke distributienettarieven (zie tariefmethodologie 2021-2024 par. 11.5.2.1 (VREG 2022c) aan LS-klanten doorgerekend volgens een piekgedreven verdeelsleutel⁸.

2.2.2. Overige investeringen

Naast investeringen in netcomponenten is de distributienetbeheerder ook verantwoordelijk voor de uitrol van de **digitale meter**. De collectieve activiteiten in de scope van deze studie vereisen, net zoals andere vormen van energiedelen en P2P een digitale meter waarvan de registratie van kwartierwaarden en gebruik in markprocessen in de markt geactiveerd werd (i.e. SMR3). Klanten die willen deelnemen aan energiedelen kunnen een impact hebben op de natuurlijke uitrolplanning zoals voorzien door de netbeheerder. Dit kan leiden tot bijkomende kosten.

Daarnaast kunnen de collectieve activiteiten tot **bijkomende taken voor de distributienetbeheerder** leiden. Met name, Fluvius heeft bijkomende decretale taken toegewezen gekregen ter ondersteuning van collectieve activiteiten en andere vormen van energiedelen en P2P (e.g. systemen opzetten voor registratie en wijziging van gemeenschappen, berekening van de gedeelde volumes en communicatie van de resultaten naar beheerders en leveranciers). Het platform "MijnFluvius" werd uitgebreid om de gedeelde volumes ook ter beschikking te stellen van die netgebruikers. De markt is ook vragende partij om de berichtenuitwisseling te integreren in het Central Market System (CMS). Hierdoor zullen ontwikkel- en onderhoudskosten ontstaan in dit platform. Deze nieuwe taken impliceren op korte termijn investeringen die de distributienetbeheerder dient uit te voeren.

Deze kosten zijn voor de netbeheerder hoofdzakelijk kosten verbonden aan gereguleerde taken. Deze kosten gelden voor alle vormen van collectieve activiteiten, en dus ook voor vormen die geen onderdeel uitmaken van deze studie (vb. P2P, gemeenschappen op MS-niveau en ook voor individuele actieve afnemers). Het is dus moeilijk om deze kosten correct op te splitsen per type collectieve activiteit of per spanningsniveau. Bijgevolg worden deze kosten in deze sectie enkel kwalitatief benaderd en niet verder meegenomen in het verdere verloop van dit rapport.

2.3. Kosten van het geïnvesteerde kapitaal

Het toegelaten inkomen voor endogene kosten bevat ook een normatieve vergoeding voor de kapitaalkosten van de distributienetbeheerder, ontstaan uit zijn zoektocht naar financiering voor de gereguleerde netwerkelementen.

Indien uit de analyse van de investeringen blijkt dat de collectieve activiteit zorgt voor een investeringsuitstel, dan dient onderzocht te worden vanaf wanneer en hoe lang (uitgedrukt in maanden of jaren) een investeringsuitstel plaatsvindt. De impact van dergelijk uitstel van investeringen op de kapitaalkosten wordt in rekening gebracht bij de berekening van de baten. Dit gebeurt aan de hand van het afwegingskader voor marktgebaseerde flexibiliteit dewelke beschreven staat in het Fluvius investeringsplan (Fluvius 2023b). Hiermee worden de baten van het investeringsuitstel ten gevolge van de inzet van (marktgebaseerde) flexibiliteit

⁷ Hogere spanningsniveaus zijn MS (1kV-30kV) en HS (>30kV). Merk op dat in de nieuwe tariefstructuur voor netgebruikers op laagspanning alle netgerelateerde transmissiekosten vervat zitten in het capaciteitstarief, zonder expliciet onderscheid te maken tussen distributie en transmissie (VREG 2022c).

⁸ De distributienetbeheerder wijst de betreffende kosten toe aan de verschillende spanningsniveaus overeenkomstig het aandeel van ieder spanningsniveau in de synchrone piekbelasting volgens de werkwijze beschreven in par. 11.5.2.1.1. (VREG 2022c).

Kwalitatief overzicht potentiële baten van collectieve activiteiten voor het distributienet

berekend. De tool berekent de netto contante waarde van een uitstel van investeringen vanaf een bepaald moment, voor een bepaalde periode (uitgedrukt in maanden of jaren).

2.4. Netto-operationele kosten

2.4.1. Exploitatie LS-net

Kosten met betrekking tot de exploitatie van het LS-net zijn grotendeels gelinkt aan kosten gerelateerd aan het **onderhoud** van het LS-net. Daarnaast kunnen deze kosten ook gerelateerd zijn aan het oplossen van onderbrekingen, spanningsproblemen (die niet gerelateerd zijn aan investeringsnoden), meetwagens... Vervolgens staat de netbeheerder ook in voor bepaalde **openbare dienstverplichtingen**. Deze kosten kunnen niet beïnvloed worden door collectieve activiteiten.

Tot slot omvatten exploitatiekosten in het LS-net ook kosten gerelateerd aan **netverliezen**. Netverliezen zijn het verlies aan energie dat optreedt door de distributie van energie over het net als gevolg van de inherente weerstand van netwerkelementen. Het volume van de netverliezen moet door de netbeheerder aangekocht worden bij een marktpartij. In de praktijk wordt het energieverlies berekend door de weerstand per netwerkelement te vermenigvuldigen met de stroom in het kwadraat door de kabel⁹. Hierbij is ook de afgelegde afstand van de stroom een bepalende factor. Enkel indien de collectieve activiteit de afgelegde afstand van deze stroom kan reduceren, is er een positieve impact op de totale netverliezen. Hoe minder ver stroom dient te reizen, hoe kleiner de netverliezen worden. Bijgevolg dient opgemerkt te worden dat het berekenen van de vermeden netverliezen niet bij iedere collectieve activiteit een even grote baat zal opleveren. Indien deelnemers van collectieve activiteiten zich niet in hetzelfde gebouw bevinden, dan zal hun gedeelde stroom namelijk over het distributienet op openbaar domein lopen en zal de afstand groter zijn dan bijvoorbeeld in appartementsgebouwen waar het distributienet op openbaar domein niet gebruikt wordt. Er dient dus een onderscheid gemaakt te worden tussen appartementsgebouwen en collectieve activiteiten waarvan de deelnemers op eenzelfde feeder zitten. Voor deze studie veronderstellen we dat:

- Voor de verandering in volume van zelfverbruik in een appartementsgebouw: alle netverliezen op alle spanningsniveaus worden voor de extra uitgewisselde stroom vermeden aangezien de afgelegde afstand tot een minimum beperkt wordt. Binnen in het gebouw wordt het distributienet op openbaar domein niet gebruikt. In het gebouw behoren o.m. het barenstel, en de tellers wel tot het distributienet.
- Voor de leden van een collectieve activiteit op eenzelfde LS-feeder: de verandering in volume van zelfverbruik leidt tot het vermijden van alle netverliezen op de bovenliggende spanningsniveaus. Echter, voor het LS-net wordt slechts 50% van vermeden netverliezen toegewezen aan de collectieve activiteit aangezien het LS-net onderliggend aan de publieke feeder wordt gebruikt om de energie uit te wisselen en er dus nog steeds afstand afgelegd wordt tussen opwek en afname van stroom.

De veranderingen in stromen op het net ten gevolge van collectieve activiteiten worden in deze studie doorgerekend in bespaarde netverliezen door middel van een vuistregel op basis van het percentage netverliezen op het distributienet in Vlaanderen volgende uit de reconciliatie (zoals vermeld in het kwaliteitsrapport RAPP-2023-15 (VREG 2023a)). Op deze manier dienen we geen assumpties te nemen over de afstand die de stroom dient af te leggen daar deze per collectieve activiteit en per feeder sterk kan verschillen, en zijn de resultaten representatief voor Vlaanderen.

2.4.2. Exploitatie hogere spanningsniveaus

Exploitatiekosten op hogere spanningsniveaus zijn enerzijds gelinkt aan het onderhoud van technische gebouwen in eigen beheer en schakelapparatuur. Deze kosten zijn hoofdzakelijk gedreven door het aantal en het soort netwerkelementen. Ook in de transmissienettarieven zitten er operationele kosten gerelateerd aan exploitatie. Dit zijn kosten betreffende vermogensreserves, blackstart, marktintegratie... Collectieve activiteiten

⁹ $Totaal\ netverlies = \sum_{it} \left(\frac{Vermogen_{it}}{Spanning} \right)^2 * r * afstand$

Kwalitatief overzicht potentiële baten van collectieve activiteiten voor het distributienet

kunnen hierop geen significante impact uitoefenen. Anderzijds zijn er ook netverliezen op hoger gelegen spanningsnetten maar de impact ervan wordt als verwaarloosbaar beschouwd aangezien de stromen lager zijn omwille van het hogere spanningsniveau.

2.4.3. Overige operationele kosten

In sectie 2.2.2 gaven we reeds een overzicht van mogelijke overige investeringen dewelke de netbeheerder dient te doen. Aan dergelijke investeringen zijn mogelijks ook bijkomende operationele kosten gelinkt. Zo brengen digitale meters waarvan SMR3 geactiveerd werd, hogere kosten met zich mee op vlak van databeheer. Het platform "MijnFluvius" noodzaakt ook bepaalde onderhoudskosten en operationele kosten. Ook een eventuele wijziging aan de berekening van de periodieke nettarieven ten gevolge van de uitkomst van deze studie zou ontwikkelingen in het CMS kunnen noodzaken, bijvoorbeeld voor het identificeren van een afzonderlijke klantengroep. Met uitzondering van deze laatste kosten, zijn deze overige operationele kosten niet enkel te verhalen op collectieve activiteiten in de scope van deze studie en gelden ze ook voor andere vormen van collectieve activiteiten. Bijgevolg worden deze kosten hier enkel kwalitatief benaderd en niet verder opgenomen in het verdere verloop van dit rapport.

2.5. Overzicht weerhouden kosten

Op basis van voorgaande discussie blijkt dat mogelijke baten van collectieve activiteiten bereikt kunnen worden door een daling in twee kostendrijvers (Tabel 3). We zullen in het volgende hoofdstuk daarom kwantificeren wat de impact van een collectieve activiteit is op de verandering in:

- **De maximale jaarpiek op het LS-netwerkelement**, aangezien de investeringsnoodzaak bepaald wordt door het al dan niet overschrijden van de maximale technische capaciteit van de LS-feeder/cabine. Dit kan ofwel door een injectiepiek ofwel door een afnamepiek zijn. Dit is het maximum van de som van alle gelijktijdige individuele pieken van de afnemers achter het bekeken netwerkelement (afhankelijk van de use case is dit een feeder of cabine).
- **De getransporteerde energie**, ofwel de nettostromen op het begin van het netwerkelement, uitgedrukt in kWh, dewelke bepalen of er een daling in de netverliezen is. Dit is som van de individuele afnames/injecties per afnemer per kwartier per jaar achter het netwerkelement.

Tabel 3 - Weerhouden en te kwantificeren kosten voor deze studie

| Kostenpost waarop collectieve activiteit een theoretische invloed kan hebben | Kostendrijver |
|--|-----------------------------------|
| Investeringsbehoeften LS-feeder/cabines | kW (de maximale jaarpiek) |
| LS-Netverliezen | kWh (de getransporteerde energie) |

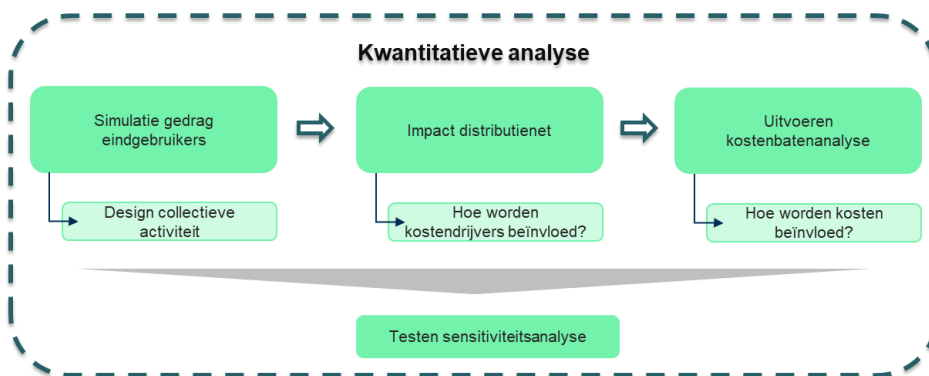
Kostenposten van de distributienetbeheerder waarop de collectieve activiteit een negatieve invloed heeft, worden niet kwantitatief besproken in deze studie. In hoofdstuk 3 zoomen we dieper in op de berekening van deze kostendrijvers en de toegepaste kostenlogica.

Indien de verandering in de kostendrijver 'maximale jaarpiek' significant is, dan zal het hieruit volgende investeringsuitstel in deze studie vertaald worden naar een monetaire kostenbesparing voor de netbeheerder. Dalingen in getransporteerde energie betekenen een onmiddellijke kostenbesparing en worden in deze studie eveneens in een monetaire kostenbesparing doorgerekend. Tevens is het belangrijk om na te gaan wat de robuustheid van de impact op de kostendrijvers is. Een netbeheerder is verantwoordelijk voor het goed beheer van het distributienetwerk en dient investeringsbeslissingen te nemen rekening houdende met een bepaalde onzekerheidsmarge. Het is in deze studie daarom ook belangrijk om de spreiding van de resultaten duidelijk op te meten. Tot slot is het noodzakelijk om na te gaan of een collectieve activiteit in praktijk ook effectief de baten kan leveren en of deze baten in praktijk significant zijn voor de distributienetbeheerder. In hoofdstuk 4 zoomen we daarom in op de randvoorwaarden waaraan collectieve activiteiten in praktijk dienen te voldoen en verifiëren we of aan deze randvoorwaarden op dit moment in Vlaanderen voldaan wordt.

3. Kosten-baten analyse

In wat volgt gaan we kwantitatief voor de besproken kostendrijvers na of er een significante verandering in kostendrijvers plaatsvindt door toedoen van een collectieve activiteit. Dit wordt gedaan, abstractie makend van mogelijke randvoorwaarden dewelke ingevuld dienen te zijn alvorens een kostendaling voor de netbeheerder een duurzaam en blijvend karakter kan hebben. Pas in hoofdstuk 4 bespreken we noodzakelijke randvoorwaarden waaraan voldaan dient te zijn alvorens collectieve activiteiten in praktijk een meerwaarde voor het distributienet kunnen creëren. In hoofdstuk 3 benaderen we potentiële baten dus vanuit het theoretisch optimale scenario.

3.1. Toelichting model

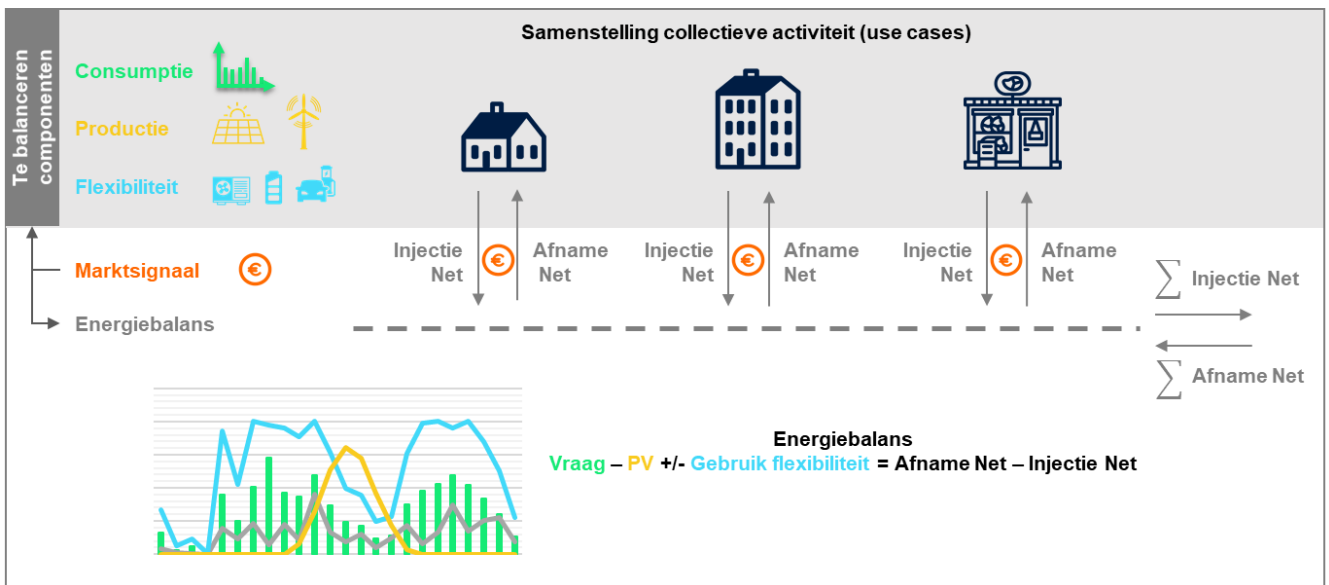


Figuur 3 - Vierstappenmodel kwantitatieve analyse

De studie berekent de impact van collectieve activiteiten op het distributienet en de daaraan gelinkte potentiële baten aan de hand van een vierstappenmodel zoals voorgesteld in Figuur 3. **De eerste stap** simuleert het gedrag van de eindgebruikers om zo na

te gaan in welke mate het elektriciteitsprofiel van een individuele consument verandert, als antwoord op gewijzigde economische prikkels, als hij in een collectieve activiteit stapt. Deze verandering (en resulterende verandering in kostendrijvers) wordt bepaald door het referentie scenario voor elke use case te vergelijken met het collectieve scenario. In beide scenario's worden, voor elke iteratie, steeds dezelfde afnemers gesimuleerd. Afhankelijk van de gesimuleerde use case kunnen verschillen in PV en flexibiliteitsassets wel optreden.

Het gebruikte rekenmodel maakt gebruik van een set van wiskundige modellen die de energiebalans op afnemerniveau en op kwartierbasis kunnen beschrijven in de vorm van een optimalisatieprobleem. Een energiebalans van een individuele afnemer wordt opgebouwd uit drie hoofdcomponenten: de **basisconsumptie**, de **productie van zelf-opgewekte energie**, en **flexibiliteit**. Via deze optimalisatieoefening wordt, in functie van de **economische prikkels**, bekeken op welke manier beschikbare flexibiliteit best kan ingezet worden. Netgebruikers kunnen flexibiliteit namelijk inzetten door de consumptie van de aanwezige toestellen, binnen de comfortgrenzen en technische mogelijkheden, te verschuiven in de tijd en in functie van eigen individuele en/of collectieve productie. Figuur 4 geeft een grafisch voorstel van het model ter illustratie en brengt alle elementen samen.



Figuur 4 - Beschrijving model simulatie gedrag eindgebruikers

Om de simulatie uit te voeren, zijn er bijgevolg assumpties nodig over de vormgeving van de collectieve en individuele activiteit, economische prikkels, de basisconsumptie, de hoeveelheid PV en de gebruikte flexibiliteit (zie Figuur 5). De invulling van deze assumpties leidt tot verschillende use cases. De weerhouden use cases en hun eigenschappen worden in sectie 3.2 en 3.3 beknopt weergegeven en toegelicht. In totaal zijn er 3 use cases gesimuleerd binnen deze studie (zie Figuur 6, Error! Reference source not found., and Figuur 8).

| | | | |
|--|---|--|--|
| | <p>Deze parameter geeft aan hoeveel individuele afnemers er in de use cases zitten en het type consumptieprofielen. De basis afname van een huishouden (zoals verlichting, energie om te koken...), dewelke niet flexibel aangestuurd kan worden. De basisprofielen worden gehaald uit een dataset van 1600 jaarprofielen op kwartier-basis digitale meter data (zie sectie 3.3). Deze basis profielen vangen de stochasticiteit in oncontroleerbare consumptie op (koken, verlichting, TV...).</p> | | <p>Deze parameter geeft aan hoeveel zonnepanelen er aanwezig zijn, en de geïnstalleerde capaciteit.</p> |
| | <p>Deze parameter geeft aan hoeveel van de individuele afnemers deelnemen aan de collectieve activiteit.</p> | | <p>Deze parameter beschrijft de economische prikkels van toepassing op de use case.</p> |
| | | | <p>Deze parameters verwijzen naar de aanwezigheid van verschillende flexibiliteitsbronnen (i.e. warmtepompen, batterijen, en elektrische wagens)</p> |

Figuur 5 - Beknopte toelichting parameters

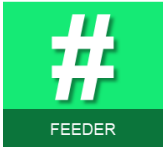





In de tweede stap wordt er gekeken hoe een wijziging van het gedrag zich vertaalt in een verandering van de kostendrijvers (kW en kWh, zie sectie 2.5). Hierdoor kan de impact van de wijziging van het gedrag op het distributienet nagegaan worden. De significantie van deze impact wordt bekeken vanuit het standpunt van de netbeheerder. **In de derde stap** van het model worden de kostendrijvers, die significante veranderingen vertonen, vertaald naar effectieve veranderingen in kosten van de netbeheerder. **Tot slot, in een vierde stap**, wordt er een sensitiviteitanalyse uitgevoerd om na te gaan of de resultaten robuust zijn. Deze

sensitiviteitanalyse bestaat enerzijds uit de verschillende variaties in parameters zoals hierboven getoond bij de beschrijving van de use cases (bijvoorbeeld variatie in het percentage aantal deelnemers in de collectieve activiteit, bijkomende analyses met grotere PV-installaties en andere capaciteiten voor warmtepompen...). Anderzijds bestaat de sensitiviteitanalyse uit het in kaart brengen van de spreiding in de resultaten, gedreven door de variatie in deelnemersprofielen (e.g. de grootte van de afname, de grootte van de PV-installatie, het al dan niet beschikken over flexibele toestellen). Het is belangrijk om na te gaan of deze variaties de resultaten, en dus hun veralgemeenbaarheid, al dan niet beïnvloeden. Hiervoor maakt deze studie gebruik van **Monte Carlo simulaties voor alle use cases**. Dit wil zeggen dat iedere use case meermaals uitgevoerd wordt met een andere gebruikerssamenstelling. De beschrijvende assumpties voor de use cases moeten bijgevolg ook geïnterpreteerd worden als gemiddelde waarden voor de verschillende MC simulaties. Hoewel afwijkingen van de gemiddelde waarden mogelijk zijn op bepaalde feeders, om praktijksituaties te weerspiegelen, dient het gemiddelde over de diverse simulaties in overeenstemming te zijn met het gemiddelde zoals weergegeven in de overzichtstabellen van de use cases.

3.2. Overzicht gesimuleerde use cases

3.2.1. Use case 1: Collectieve activiteit gesitueerd op eenzelfde feeder

De use case bestaat uit residentiële en kleine professionele afnemers, geconnecteerd aan een gemeenschappelijke LS-feeder. Een uitrol van PV alsook van verschillende flexibiliteitsbronnen wordt verwacht. Deze aannames worden uniform gehanteerd voor zowel het referentiescenario als het collectieve scenario. Er wordt verondersteld dat het collectief niet over meer of minder PV en/of flexibiliteit beschikt dan de referentie. Ter verduidelijking geven we mee dat de kW beschreven onder PV-productie verwijst naar het omvormervermogen, waar we bij batterijen keken naar het piekvermogen (kWp).

| |  FEEDER |  DEELNAME % |  # WARMTEPOMPEN |  # ELEKTRISCHE WAGENS |  #BATTERIJEN |  #PV |
|------------------------|--|--|--|---|---|---|
| Referentie 2025 | 30 aansluitingen Basis-consumptie-profielen: Da, Db, Dc, Dc1, Dd, Ia, Ib (verdeeld volgens Vlaamse aanwezigheid van deze profielen) | 0% | • 5% • 3,5 kW compressorvermogen | • 21% • 7,5 kW laadvermogen | • 9% van de PV-installaties • Per kWp PV, 1 kWh batterij capaciteit | • 32% • Gem.: 4,7 kW • Min: 2 kW • Max: 10 kW |
| Collectief 2025 | | 30 – 50 – 70 – 100% | | | | |
| Referentie 2035 | | 0% | • 21% • 3,5 kW compressorvermogen | • 86% • 7,5 kW laadvermogen | • 15% van de PV-installaties • Per kWp PV, 1 kWh batterij capaciteit | • 56% • Gem.: 4,7 kW • Min: 2 kW • Max: 10 kW |
| Collectief 2035 | | 30 – 50 – 70 – 100% | | | | |

Use case 1a: Bijkomende sensitiviteit als response op:

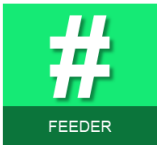





- Stakeholdergroep: wens voor meer PV en meer warmtepompen met minder capaciteit
- Ontwikkelingen in parallelle studies (zie sectie 4.3.5)

| | | | | | | |
|------------------------|--|---------------------|-------------------|--------------------------------|---|--|
| Referentie 2035 | | 0% | • 30% • 2,5 kw | • 86% • 7,5 kW laadvermogen | • 15% van de PV-installaties • Per kWp PV, 1 kWh batterij capaciteit | • 56% • Gem.: 7 kW • Min: 2 kW • Max: 10 kW |
| Collectief 2035 | | 30 – 50 – 70 – 100% | | | | |

Figuur 6 - Use case 1

3.2.2. Use case 2: Groot appartementsgebouw, rechtstreeks aangesloten op cabine

De use case bestaat uit residentiële en kleine professionele afnemers, die zich in eenzelfde appartementsgebouw bevinden. Gezien de bestaande barrières (zie verdere toelichting sectie 3.3.3) veronderstellen we dat er in de referentie geen PV aanwezig is. Bij oprichting van de collectieve activiteit wordt het dak maximaal benut met PV en kunnen de leden van de collectieve activiteit gebruik maken van de opgewekte stroom. We simuleren hier een groot appartementsgebouw dat rechtstreeks op een cabine¹⁰ in het gebouw is aangesloten. Op vlak van flexibiliteit is het niet altijd mogelijk of efficiënt om individuele installaties (i.e. warmtepompen, laadpalen, batterijen) te voorzien in appartementen. Daarom is er zowel een use case met enkel EVs als een use case zonder flexibiliteitsbronnen. Deze aannames worden uniform gehanteerd voor zowel het referentiescenario als het collectieve scenario. Als bijkomende variatie, simuleren we hier ook een appartement met een collectieve batterij om bijkomende flexibiliteit in het gebouw te hebben. Dit doen we, als reactie op de resultaten, enkel voor het jaartal 2035. Ter verduidelijking geven we mee dat de kW beschreven onder PV-productie verwijst naar het omvormervermogen, waar we bij batterijen keken naar het piekvermogen (kWp).

| |  FEEDER |  DEELNAME % |  # WARMTEPOMPEN |  # ELEKTRISCHE WAGENS |  #BATTERIJEN |  #PV |
|-------------------------------|---|--|--|---|---|---|
| Referentie 2025 | 40 aansluitingen Basis-consumptieprofielen: Da, Db, Dc, Dc1 (verdeeld volgens de huidige Vlaamse aanwezigheid van deze profielen) | 0% | • / | • 21% | • / | 0 |
| Collectief 2025 | | 1/3 – 2/3 – 3/3 | | • 7,5 kW laadvermogen | | 70 kW |
| Referentie 2035 | | 0% | • / | • 86% | • / | 0 |
| Collectief 2035 | | 1/3 – 2/3 – 3/3 | | • 7,5 kW laadvermogen | | 70 kW |
| Referentie Geen flexibiliteit | | 0% | • / | • / | • / | 0 |
| Collectief Geen flexibiliteit | | 1/3 – 2/3 – 3/3 | | | | 70 kW |

Use case 2a: Bijkomende sensitiviteit als response op:

- De stakeholdersgroep wenst graag meer collectieve oplossingen op gebouw niveau. Een case met een collectieve batterij wordt daarom extra meegenomen.







| | | | | | |
|-----------------|-----------------|-----|-----|---|-------|
| Referentie 2035 | 0% | • / | • / | • Per kWp PV, 1 kWh batterij capaciteit | 0 |
| Collectief 2035 | 1/3 – 2/3 – 3/3 | | | | 70 kW |

Figuur 7 - Use case 2

¹⁰ Bij grote appartementsgebouwen (+30 units) is er meestal een cabine voorzien in het gebouw waarop enkel de tellerbatterijen van het appartementsgebouw zijn aangesloten.

3.2.3. Use case 3: Klein appartementsgebouw op een feeder met andere gebruikers

Deze use case is een variatie van use case 2 met een klein appartementsgebouw. Bijgevolg is dit gebouw waarschijnlijk aangesloten op een feeder waarop zich ook andere netgebruikers bevinden. We simuleren daarom in deze case wat de mogelijke impact van een collectieve activiteit in zo een gebouw is, terwijl er ook nog andere afnemers op de feeder zitten. De afnemers op de feeder worden verondersteld geen deel uit te maken van de collectieve activiteit. Als extra sensitiviteit introduceren we een variatie in de grootte van de PV-installatie. We doen dit enkel voor het jaar 2035 als reactie op de resultaten zoals besproken in hoofdstuk 4. Ter verduidelijking geven we mee dat de kW beschreven onder PV-productie verwijst naar het omvormervermogen, waar we bij batterijen keken naar het piekvermogen (kWp).

| |  |  |  |  |  |  |
|--------------------------------------|--|---|---|--|---|---|
| Referentie 2025 | 10 aansluitingen Basis-consumptie-profielen: Da, Db, Dc, Dc1 (verdeeld volgens de huidige Vlaamse aanwezigheid van deze profielen) | 0% | • / | • 21% • 7,5 kW laadvermogen | • / | 0 |
| Collectief 2025 | | 1/3 – 2/3 – 3/3 | | | | 25 kW |
| Referentie 2035 | + 10 aansluitingen op feeder zoals in use case 1 | 0% | • / | • 86% • 7,5 kW laadvermogen | • / | 0 |
| Collectief 2035 | | 1/3 – 2/3 – 3/3 | | | | 25 kW |
| Referentie Geen flexibiliteit | | 0% | • / | • / | • / | 0 |
| Collectief Geen flexibiliteit | | 1/3 – 2/3 – 3/3 | | | | 25 kW |

Use case 3a: Bijkomende sensitiviteit als response op:

- We voegen ter illustratie ook een use case toe waarin we testen wat de impact van meer PV op een klein appartementsgebouw is. We doen dit enkel voor het jaar 2035 in navolging van de resultaten besproken in hoofdstuk 3.

| | | | | | | |
|------------------------|--|-----------------|-----|--------------------------------|-----|-------|
| Referentie 2035 | | 0% | • / | • 86% • 7,5 kW laadvermogen | • / | 0 |
| Collectief 2035 | | 1/3 – 2/3 – 3/3 | | | | 50 kW |

Figuur 8 - Use case 3

3.3. Toelichting andere assumpties

In deze sectie gaan we dieper in op de assumpties over de **vormgeving van de collectieve en individuele activiteit**, **economische prikkels**, **de basisvraag**, **de hoeveelheid PV** en **de gebruikte flexibiliteit**. Alvorens hier mee verder te gaan lichten we eerst enkele algemene assumpties toe en beargumenteren we ook de keuze van het model.

3.3.1. Argumentatie keuze model

In theorie zijn er een aantal modelkeuzes mogelijk om de onderzoeksvraag van deze studie te benaderen. De impact op het distributienet kan namelijk zowel top-down als bottom-up gebeuren. Top-down berekeningen impliceren dat er inschattingen van veranderende consumptieprofielen voor heel Vlaanderen gemaakt worden en dat deze resulteren in een impact op het distributienet voor heel Vlaanderen. Een dergelijk model biedt echter geen transparantie in de mate waarin collectieve activiteiten verspreid zijn over Vlaanderen en de heterogeniteit in collectieve activiteiten. Dit bemoeilijkt de vertaalslag naar economische prikkels voor collectieve activiteiten aangezien het niet duidelijk zou zijn welke collectieve activiteiten effectief een positieve bijdrage leveren aan het net, en welke collectieve activiteiten geen netvoordelen opleveren.

Een bottom-up analyse, zoals gebruikt in deze studie, heeft als voordeel dat er specifiek naar enkele use cases gekeken wordt zodat het transparant is welk type collectieve activiteit welke impact heeft. Op deze manier zijn de voorwaarden waaraan een collectieve activiteit dient te voldoen, opdat er een positieve impact aanwezig is, helder. Ook geeft deze manier van analyse de mogelijkheid om variaties in de collectieve activiteiten mee te nemen (verschillende type deelnemers, deelnameratio...).

3.3.2. Tijdshorizon studie

Wat betreft de **tijdshorizon** van de studie zal de VREG op basis van de conclusies in dit rapport beoordelen of in de nieuwe tariefmethodologie vanaf 2025 aanpassingen in de nettarieven ten voordele van collectieve activiteiten nodig en/of gegronnd zijn. Omdat een tariefmethodologie ook toekomstbestendig wenst te zijn, wordt zowel een korte termijn scenario (2025) alsook een medium termijn scenario (2035) gehanteerd. Bovendien kennen toekomstige scenario's, door de groeiende elektrificatie en stijgende volumes van hernieuwbare energie, een grotere impact op het distributienet. Dit kan de meerwaarde van collectieve activiteiten terzake beïnvloeden.

3.3.3. Economisch optimalisatiegedrag eindafnemers

We veronderstellen dat alle eindafnemers, individueel en/of collectief, een optimaal gedrag vertonen op prijsprikkels. In realiteit kunnen afwijkingen van dit optimale gedrag voorkomen vanwege factoren zoals prijselasticiteit en de beschikbaarheid van informatie die het gedrag beïnvloeden. Echter, aangezien we consequent de referentiesituatie vergelijken met het collectieve scenario, is de afwijking van het praktijkgedrag in beide scenario's gelijk en heeft dit geen invloed op de resultaten.

Deze studie vertrekt vanuit het bestaande economische kader om in de simulaties economische prikkels voor collectieve activiteiten te geven. Voor individuele actieve afnemers dienen er voor zelfconsumptie van de eigen PV-installatie geen energiecomponent, nettarieven en heffingen betaald te worden. Voor collectieve activiteiten zijn er enkel prikkels op vlak van de energiecomponent die sturen naar collectief zelfverbruik. Op het gebied van nettarieven en heffingen zijn er geen specifieke tarieven voor collectieve activiteiten die collectief gedrag stimuleren. Met de invoering van het capaciteitstarief geven de nettarieven wel individuele prikkels (ook voor deelnemers in een collectieve activiteit) om hoge verbruikspieken te vermijden en het individuele verbruik te spreiden.

Het doel is dus om te kijken of er binnen het bestaande economische kader veranderingen in kostendrijvers toe te schrijven zijn aan collectieve activiteiten. Dit impliceert echter dat er in deze studie 2 bijkomende discussies meegenomen dienden te worden:

Om te weten of een verandering in kostendrijvers toe te schrijven is aan een collectieve activiteit is het eerst en vooral noodzakelijk om assumpties te maken over de verschillen in flexibiliteits- en lokale productieassets waarover individuele en collectieve afnemers beschikken. Dergelijke assets kunnen bij zowel een individuele als een collectieve afnemer voor een verandering in gedrag zorgen (bv. meer zelfconsumptie, of hogere injectiepiek). Als deze assumpties niet gealigneerd zijn voor beide scenario's (bijvoorbeeld omdat men door de collectieve activiteit investeert in meer PV), dan is de vraag in welke mate de verandering in gedrag toe te schrijven is aan de bijkomende assets of aan de vorming van de collectieve activiteit. Indien de bijkomende investeringen (bijvoorbeeld in additionele PV) er niet gekomen zouden zijn zonder de collectieve activiteit, dan kan geargumenteed worden dat de volledige verandering in gedrag toe te schrijven is aan de collectieve activiteit. Echter, dit is onderhevig aan discussie. Zoals in sectie 5.1 besproken wordt, werden in de KBA van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest geen daling in netverliezen berekend daar er verondersteld werd dat deze hoofdzakelijk toe te schrijven zijn aan de plaatsing van extra lokale productie en er bijgevolg onvoldoende duidelijkheid is over het toewijzen van deze dalingen aan de collectieve activiteit. Om die reden worden twee interpretaties geïmplementeerd via de use cases. In use case 1 veronderstellen we dat een collectieve activiteit niet bijdraagt tot de installatie van additionele PV. In use cases 2 en 3 veronderstellen we dat de collectieve activiteit wel voor een bijkomende PV-installatie (en extra flexibiliteit in use case 2a) zorgt. De finale resultaten van de verschillende use cases geven een dieper inzicht in deze discussie en de mate waarin additionele PV een effect kan hebben op de netimpact. Op het gebied van flexibiliteitsassets (m.u.v. use case 2a) en basisconsumptie veronderstellen we geen verschillen bij de toetreding tot een collectieve activiteit.

Een tweede discussiepunt is dat het huidige economisch kader ervoor zorgt dat de individuele afnemers in een collectief gebouw minder mogelijkheden tot zelfconsumptie hebben dan individuele afnemers in een individueel gebouw. In een collectief gebouw zijn er 2 opties mogelijk: iedere afnemer heeft een aparte PV-installatie achter de meter met aparte omvormer of het gebouw heeft een collectieve PV-installatie met 1 aparte meter en omvormer. Voor iedere afnemer met een digitale meter in Vlaanderen wordt de injectie en afname voor de meter geregistreerd. Deze meters maken bijgevolg geen onderscheid tussen afgenomen energie afkomstig van stroom opgewekt binnen het gebouw enerzijds en afkomstig van het publieke distributienet anderzijds. Indien er in een appartementsgebouw gewerkt wordt met individuele PV-installaties voor iedere afnemer met een aparte meter en een aparte omvormer, dan zal zelfverbruik achter de meter mogelijk zijn en op dezelfde wijze gebeuren als bij individuele afnemers in een individueel gebouw. In het geval van een collectieve PV-installatie met 1 meter zal alle geproduceerde energie die niet zelf verbruikt wordt achter deze meter (bv. door verbruik van gemeenschappelijke delen) geregistreerd worden als injectie, ongeacht of deze intern binnen het gebouw verbruikt wordt of effectief geïnjecteerd wordt op het publieke net. De individuele meters in het gebouw registreren de individuele afname en injecties per eindgebruiker, niet de collectieve afname en injectie van het gebouw. Er wordt dus verondersteld dat afnemers in een collectief gebouw, die zelf energie gebruiken van een collectieve installatie binnen een collectief gebouw, gebruik maken van het publieke distributienet. Dit stemt ook overeen met Synergrid voorschrift C1/117 (Synergrid 2021), waarin geduïd wordt dat de distributienetbeheerder verantwoordelijk is voor het eigendom, onderhoud en exploitatie van de aansluitkabel, terwijl de eindgebruiker zelf verantwoordelijk is voor de kabels tot aan de tellerbatterij. Op dat vlak zijn er bijgevolg geen verschillen tussen een individueel en een collectief gebouw. Bijgevolg betalen zij ook nettarieven op de gedeelde stroom binnen in het gebouw, ook al gebruiken ze het distributienet op openbaar domein (dus buiten het gebouw¹¹) minder bij zelfconsumptie van collectieve PV.

¹¹ Vanuit het perspectief van het appartementsgebouw is het zo dat, onafhankelijk van het aantal inwoners in een gebouw er telkens 1 aansluitkabel naar het gebouw is vanuit het distributienet op openbaar domein. Binnen in het gebouw worden dan op die ene kabel meerdere installaties van eindgebruikers elektrisch verbonden, ieder met een aparte meter. Vanuit het perspectief van een gebouw met een collectieve PV-installatie is het zo dat de fysieke injectie op de individuele toegangspunten van het gebouw binnen de batterijkast van het gebouw blijft als ze gelijktijdig gebeurt met een afname op andere individuele toegangspunten van het gebouw. Deze gelijktijdige elektriciteitsstromen (afname en injectie) vinden bijgevolg automatisch plaats (stroom volgt altijd de kortste weg met de minste weerstand (wet van Ohm)) binnen het gebouw tussen de individuele appartementen. Hierdoor wordt het distributienet op openbaar domein minder belast, maar wordt het distributienet binnen in het gebouw in de tellerbatterij wel gebruikt.

De gevolgen van deze opzet zijn dat een appartementseenheid binnen een collectief gebouw op dezelfde manier behandeld wordt als een individueel huishouden als het gaat over zijn energiefactuur. Beiden krijgen korting voor hun eigen zelfverbruik achter de meter op alle onderdelen van de elektriciteitsfactuur. Toch is er een verschil daar individuele appartementseenheden niet dezelfde mogelijkheden hebben om zelfverbruik na te streven. Zelfverbruik achter de meter betekent namelijk dat iedere individuele appartementseenheid een aparte PV-installatie en omvormer moet hebben. Alvorens individuele appartementseenheden dus aan zelfverbruik kunnen doen waarop er geen heffingen en nettarieven van toepassing zijn, dienen zij dus, net als individuele afnemers, ieder een aparte omvormer te hebben. Voor een collectief gebouw is dit echter technisch minder efficiënt en impliceert dit dat er parallelle investeringen dienen te gebeuren binnen eenzelfde gebouw. Daarnaast is het ook zo dat binnen appartementsgebouwen individuele investeringen op een collectief dak een 4/5de meerderheid¹² van stemmen binnen algemene vergadering VME vereisen (nadat hij zakelijk gebruiksrecht op het dak verwerft (cf. art. 3.88, §1, eerste lid, 2°, e van het Nieuw Burgerlijk Wetboek (NBW)) waardoor het moeilijker is voor individuen in collectieve bewoningen om prosument te worden. Ook geldt voor appartementen met grote collectieve PV-installaties met een maximaal AC-vermogen > 10 kVA een injectietarief terwijl de geïnstalleerde PV per EAN mogelijks niet groter is dan die van een individuele prosument. Daarnaast zijn er nog bijkomende barrières zoals aangehaald in (Delnooz et al. 2020) (vb. notariële kost voor individuele installaties voor het recht van opstal, techno-economische barrières, huurder/verhuurder-dilemma...).



Vanuit de stakeholdergroep was er een sterke vraag naar een herziening van deze kostenlogica voor collectieve gebouwen daar de mogelijkheden om zelfconsumptie te realiseren in een collectief gebouw niet dezelfde zijn als in een individueel gebouw. De techno-economisch efficiëntste wijze om PV op een collectief gebouw te installeren, is door een collectieve PV-installatie op één toegangspunt te voorzien. Echter, binnen het huidige kader is de mogelijkheid tot zelfconsumptie hierbij beperkt waardoor individuele PV-installaties meer waarde opleveren voor de individuele afnemer binnen het collectieve gebouw.

De stuurgroep heeft beslist dat er inderdaad nagegaan dient te worden of de verschillende behandeling van zelfconsumptie door, enerzijds, een afnemer in een individuele woning en, anderzijds, een afnemer in een collectief gebouw redelijk verantwoordbaar is. Hoewel er binnen deze studie geen besluiten hieromtrent genomen worden, wordt er in het rekenmodel wel een gelijke behandeling toegepast tussen afnemers in individuele en collectieve gebouwen. Dit is ook noodzakelijk om verschillen tussen individuele afnemers en collectieve activiteiten juist te berekenen. Concreet betekent dit dat zelfconsumptie zowel bij individuele als collectieve gebouwen op kwartierbasis plaatsvindt, en mogelijk is voor alle stromen die binnen het gebouw blijven. We maken a.h.w. abstractie van de kleine stukjes kabel die deel uitmaken van de aansluitingsinstallatie en de individuele meters met elkaar verbinden, dewelke ook als onderdeel van het distributienet worden beschouwd.

Samengevat wordt in deze studie dus zelfconsumptie voor individuele afnemers gedefinieerd op kwartierbasis, waarbij de afname en injectie binnen eenzelfde kwartier verrekend worden. Zelfconsumptie binnen een collectief gebouw wordt eveneens op kwartierbasis gedefinieerd waarbij de afname en injectie binnen eenzelfde kwartier verrekend worden. Voor deze zelfverbruikte stroom wordt, in beide gevallen, verondersteld dat geen nettarieven, heffingen en noch energiecomponent moeten betaald worden. Bij een collectieve activiteit die de gebouwgrenzen overschrijdt (bv. leden op een feeder) wordt er geen zelfverbruik tussen de leden gedefinieerd aangezien het publieke distributienet gebruikt wordt. Voor deze uitgewisselde (maar niet zelfverbruikte) stroom valt conform de huidige Vlaamse regelgeving enkel de energiecomponent weg. De nettarieven, heffingen en andere (zoals GSC) blijven van toepassing. Merk op dat in werkelijkheid voor

¹² Indien een individuele mede-eigenaar eigen zonnepanelen plaatst op een gemeenschappelijk dak nadat hij (niet-zakelijk) gebruiksrecht (bv. via huurovereenkomst) op dak verwerft, dan volstaat een 2/3 meerderheid van stemmen binnen algemene vergadering VME (cf; art. 3.88, §1, eerste lid, 1°, a van het NBW).

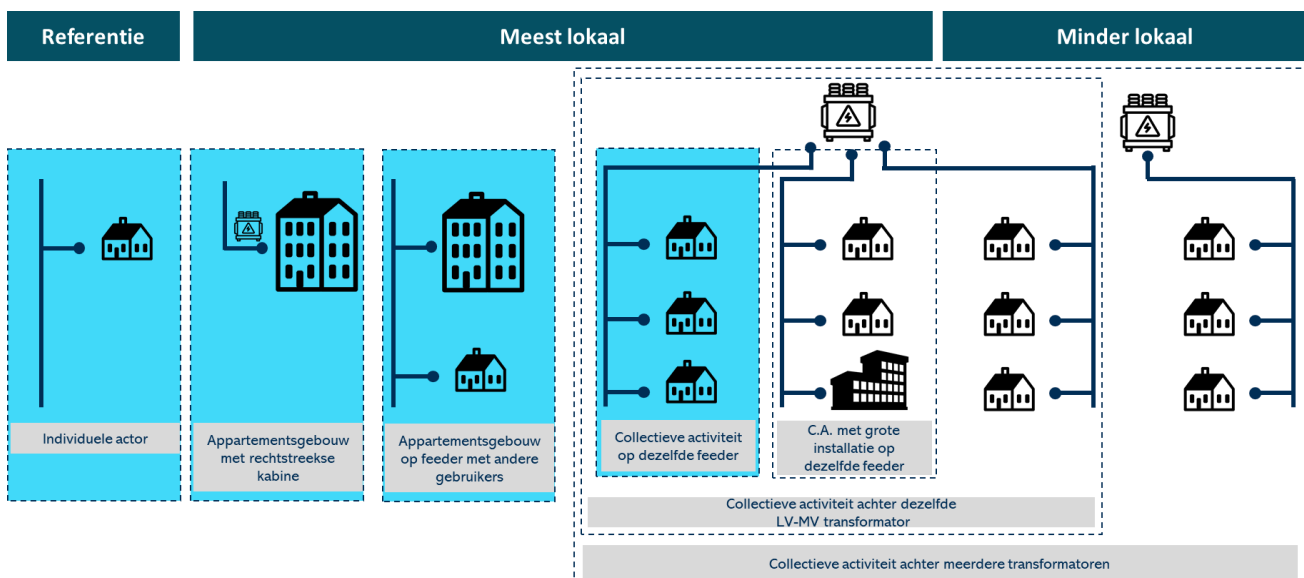
individuele afnemers volumes van afname en injectie in Vlaanderen ogenblikkelijk bepaald worden. In deze studie benaderen we individuele en collectieve afnemers beiden op kwartierbasis om hen objectief te kunnen vergelijken (zie ook sectie 3.3.6).

3.3.4. Selectie use cases

In wat volgt, bespreken we de belangrijkste parameters die de samenstelling van de use cases bepalen. We onderbouwen hierbij ook de keuzes die aan de invulling van deze parameters gegeven wordt en die bijgevolg aanleiding geven tot de selectie van de use cases.

Technische nabijheid

Voor energiedelen in een gebouw (art. 7.2.1 Energiedecreet) en 'VME-verkoop' (art. 7.2.3 Energiedecreet) is in de Vlaamse regelgeving nabijheid verondersteld en dient men binnen de grenzen van een "appartementengebouw of multifunctioneel gebouw" te blijven. Echter, voor energiegemeenschappen is er in de Vlaamse regelgeving veel vrijheid om nabijheid te definiëren. Enkel de hernieuwbare energiegemeenschap dient nabijheid af te bakenen, en dit op i) technische of geografische basis en ii) rekening houdend met de doelstellingen en activiteiten van de hernieuwbare energiegemeenschap. Voor deze studie is het echter wel noodzakelijk om nabijheid in meer detail te definiëren met het oog op het in kaart brengen van de impact op het distributienet. Bijgevolg definiëren we nabijheid vanuit het perspectief van het distributienet, d.w.z. technische nabijheid. Technische nabijheid is een parameter dewelke beschrijft in welke mate de eventuele deelname van leden aan een collectieve activiteit bepaald wordt door de technische aansluiting aan het elektriciteitsnet (zoals bijvoorbeeld op dezelfde feeder, achter dezelfde transformator of verdeelstation zitten). Collectieve activiteiten waarvan de leden zich technisch nabij bevinden, hebben meer opportuniteiten om een baat voor het distributienet te creëren (zie uitleg hoofdstuk 2 en hoofdstuk 4). Omwille van deze reden focust deze studie op de technisch nabije use cases (Figuur 9, blauwe use cases), d.w.z. use cases waarbij leden zich op dezelfde feeder bevinden en use cases waarvan leden zich binnen hetzelfde (appartementen)gebouw bevinden. Voor een appartementengebouw veronderstellen we in deze studie steeds 1 gemeenschappelijke aansluiting op het net. Deze cases hebben de grootste opportuniteit om een significante impact voor het distributienet te creëren. Enkel indien er baten voor het distributienet gevonden worden in deze use cases, zal de studie verder gaan en minder lokale use cases in scope nemen.



Figuur 9 - Technische nabijheid op het distributienet

Aantal deelnemers

Technische nabijheid is een belangrijke parameter binnen deze studie en beïnvloedt ook het maximaal aantal deelnemers aan de collectieve activiteit. Uit data van Fluvius blijkt dat bijna 90% van de feeders minder dan 30 aansluitingen heeft. Feeders met meer aansluitingen komen minder voor en zijn bijgevolg minder representatief. Voor collectieve appartementsgebouwen ligt het gemiddelde aantal appartementsunits in een appartementsgebouw in Vlaanderen rond de 6,5 appartementsunits (Van Leemputten and Coninx 2022). Echter, er is een grote variabiliteit in gebouw grootte. Kleine appartementsgebouwen worden veelal aangesloten op een feeder, samen met andere individuele gebruikers. Bij grote appartementsgebouwen (+30 units) is er meestal een cabine voorzien in het gebouw waarop enkel de tellerbatterijen van het appartementsgebouw zijn aangesloten. Voor collectieve appartementsgebouwen veronderstellen we bijgevolg een klein gebouw met 10 appartementsunits (use case 3) en een groot gebouw met 40 units (use case 2).

Type deelnemers

Deze studie focust enkel op collectieve activiteiten die zich op het LS-distributienet situeren. Netgebruikers op het LS-distributienet worden gekenmerkt door een grote diversiteit. Die diversiteit drukt zich uit in een sterke variabiliteit in consumptieprofielen. Een representatieve selectie van het type deelnemers is daarom belangrijk. De residentiële afnemers en kleine professionelen op het LS-net worden door Eurostat in verschillende categorieën ingedeeld volgens hun jaarverbruik. Voor Vlaanderen wordt deze verdeling verder uitgewerkt in functie van de meetinstelling (Tabel 4). Voor iedere groep bestaat er een consumentengroep en een prosumentengroep, echter in deze studie worden er op vlak van PV-productie aparte assumpties genomen (zie sectie 3.3.6). We voegen daarom aparte PV-profielen toe aan de basisprofielen en we maken in de consumptieprofielcategorieën in Tabel 4 geen onderscheid tussen prosumenten en pure consumenten. De representatieve verdeling van de Vlaamse netgebruikers over de verschillende gebruikerscategorieën is gekend¹³ en werd per use case gebruikt om een sample uit deze eindgebruikersdata te nemen. De eindgebruikersdata zijn historische Fluvius digitale meter data uit 2016. Deze data zijn geschikter dan de meer recente verbruiksdata van digitale meters omdat er in die tijdperiode veel minder elektrische wagens, batterijen en warmtepompen waren. Dit is noodzakelijk omdat in deze studie aan deze basisconsumptieprofielen, de consumptieprofielen voor warmtepompen, elektrische wagens en batterijen toegevoegd worden, samen met PV-productieprofielen, op basis van veronderstelde uitrol in 2025 en 2035. Voor appartementsgebouwen wordt een aangepaste Vlaamse verdeling verondersteld, met een grote vertegenwoordiging van kleinere afnemers (Da, Db, Dc, Dc1).

| Eurostat Categorie | Beschrijving | Verdeling in Vlaanderen in 2017 ¹⁴ |
|--------------------|--|---|
| Da | Afname enkelvoudige meter < 900 kWh | 4,5 |
| Db | Afname enkelvoudige meter >= 900 kWh en < 2350kWh | 13,7 |
| Dc | Afname tweevoudige meter < 5500 kWh | 31,2 |
| Dc1 | Afname enkelvoudige meter >= 2350 kWh | 14,5 |
| Dd | Afname tweevoudige meter >= 5500 kWh | 6,6 |
| De | Afname tweevoudige meter + exclusief nacht | 3,8 |
| De1 | Afname enkelvoudige meter + exclusief nacht | 1,5 |
| la | Afname < 20000 kWh (niet-residentieel) | 17,1 |
| lb | Afname >= 20000kWh en < 500000 kWh (niet-residentieel) | 0,5 |

Tabel 4 - Eurostat eindgebruikers start afname consumptieprofielcategorieën

¹³ De representatieve steekproef kwam tot stand met in achtneming van de Vlaamse verdeling van alle netgebruikers over de categorieën: rural - stedelijk, consument – prosument, afnamevolumes, lokale productie vermogens, meetfaciliteiten, netbeheerders.

¹⁴ Er wordt vertrokken vanuit de basisprofielen van 2017 omdat er in de analyse flexibele consumptie van warmtepompen, EV's en batterijen wordt toegevoegd.

3.3.5. Invulling flexibele consumptie

Flexibele toestellen worden toegevoegd aan de basisconsumptieprofielen van bepaalde afnemers. Het verbruik van deze toestellen kan echter verschoven worden in tijd. Binnen deze studie worden de drie grootste bronnen van flexibiliteit bij eindgebruikers in rekening genomen (d.w.z. warmtepompen, batterijen en elektrische wagens). De impact van andere flexibele toestellen (zoals een wasmachine, droger...) zit reeds in de basisconsumptie. Hun flexibiliteit is verwaarloosbaar en verschuivingen in de consumptie van deze toestellen wordt niet in rekening gebracht. Ook andere flexibele processen, zoals industriële toepassingen, worden niet meegenomen binnen deze studie. De grenzen waarbinnen verschuivingen kunnen plaatsvinden, worden in het model weergegeven aan de hand van "flexibiliteitsbanden¹⁵". De beperkingen van de flexibele toestellen vloeien voort uit de typische kenmerken van de toestellen zoals aantal cycli (per dag), vertrek- en aankomstmomenten, en de energie-inhoud van een cyclus.

Voor de uitrol van flexibiliteit gaan we uit van groeiscenario's voor 2025-2035 voor warmtepompen, elektrische wagens en batterijen. Gezien de tijdslijn van deze studie en de uitrol van deze toestellen op korte termijn, zullen deze bronnen een belangrijke impact op het distributienet hebben. Afhankelijk van de tijdshorizon wordt de uitrol aan flexibele bronnen (zoals batterijen, warmtepompen en elektrische voertuigen) in de simulaties aangepast, in navolging van de verschillende transitie-scenario's. Wat betreft de assumpties over de uitrol van PV (zie sectie 3.3.6) en gebruikte flexibiliteit voor 2025 en 2035 aligneerde deze studie met parallelle studies (VREG LS-cap (VREG 2023b) en Fluvius Investeringsplan 2024-2033 (Fluvius 2023b)) waarin meer aandacht werd besteed aan gedetailleerde uitrol scenario's. De uitrol percentages werden vastgelegd op basis van de gekende status op het moment dat de simulaties voor deze studie aangevat werden. In de sensitiviteitsanalyse zijn, waar nodig, updates van de uitrol scenario's van de parallelle studies mee in rekening genomen.

Er dient opgemerkt te worden dat de uitrol van flexibele technologieën in appartementsgebouwen mogelijks vrij groot ingeschat is (bijvoorbeeld 86% van de appartementsunits binnen een appartementsgebouw heeft een EV in 2035). Voor deze studie impliceert dit mogelijks een voordeel voor collectieve activiteiten binnen een gebouw daar zij op deze manier meer toegang tot flexibiliteit hebben om aan energiedelen te doen. Anderzijds wordt er geen collectieve warmtepomp op gebouwniveau meegenomen in deze studie, en wordt dit effect gecompenseerd.



Tijdens het stakeholderoverleg werd de nadruk gelegd op het belang van **collectieve flexibiliteitsinstallaties** zoals bijvoorbeeld een laadplein voor elektrische wagens, een collectieve warmtepomp voor een gebouw of een buurtbatterij. Er wordt geargumenteed dat dit techno-economisch gezien meer gestimuleerd dient te worden. Als antwoord op deze bezorgdheid, wordt een collectieve elektrische opslag voorzien voor de use case van het groot appartementsgebouw (use case 2). Voor de andere flexibiliteitsbronnen erkent de stuurgroep het belang, maar maakt dit geen onderdeel uit van deze studie. Dergelijke analyses zouden de resultaten ook moeilijker veralgemeenbaar maken.

3.3.6. Invulling productie

Het productieprofiel voor PV is gebaseerd op Belgisch gemeten profielen (JRC 2022). Het type en vermogen van de gesimuleerde productie-installaties zal afhangen van de use case. Voor dit rapport worden er drie types van basis productie-installaties gebruikt:

- a. In use case 1 worden meerdere kleine PV-installaties verspreid over meerdere individuele afnemers: Deze PV-installaties zijn gedimensioneerd volgens de gemiddelde Vlaamse PV-uitrol

¹⁵ Flexibiliteitsbanden geven aan in welke mate de consumptie van een toestel uitgesteld en/of verschoven kan worden. Een warmtepomp wordt bijvoorbeeld verondersteld overdag een bepaalde temperatuur af te leveren tussen een minimale en maximale temperatuur (dewelke verschillen van het nachtschema). Zolang de warmtepomp binnen deze temperatuurranges blijft, kan zijn consumptieprofiel aangepast worden om flexibiliteit te leveren. De instellingen van de verschillende toestellen bepalen bijgevolg de 'banden' waartussen een toestel kan bewegen om flexibiliteit te leveren, zonder in te boeten aan comfort.

in de laatste 2 jaren. Het omvormervermogen van een PV-installatie is bijgevolg gemiddeld 4,7 kW, en varieert minimaal tussen 2 kW en maximaal 10 kW (Vlaams Energie- & Klimaatagentschap 2023). De assumptie van het percentage prosumenten is gealigneerd met de in sectie 3.3.5 aangegeven parallelle studies. In de database van de basisconsumptieprofielen zitten bijgevolg geen aparte prosumentenprofielen opgenomen en de individuele prosumenten worden in het model apart gesimuleerd. Op deze manier wordt individuele zelfconsumptie ook op kwartierbasis gemeten, terwijl dit in het huidige kader eigenlijk op instantane basis gebeurt. Zoals aangegeven in sectie 3.3.3, is de berekening op kwartierbasis noodzakelijk om de resultaten van het individu correct te vergelijken met de resultaten van het collectief en te zorgen dat beiden dezelfde mogelijkheden op vlak van zelfverbruik hebben.

- b. In use case 2 wordt een PV-installatie gedimensioneerd op basis van het dakoppervlak van een groot collectief gebouw: Volgens de studie van (Van Leemputten and Coninx 2022) is het voor Vlaanderen representatief om voor een gebouw met 40 appartementsunits uit te gaan van een PV-installatie van 70 kW.
- c. In use case 3 wordt een PV-installatie gedimensioneerd op basis van het dakoppervlak van een klein collectief gebouw: Volgens de studie van (Van Leemputten and Coninx 2022) is het voor Vlaanderen representatief om voor een gebouw met 10 appartementsunits uit te gaan van een PV-installatie van 25 kW.

Andere groottes van PV-installaties worden getest in de sensitiviteitsanalyse. Daar het voor appartementsgebouwen binnen de huidige regelgeving moeilijk is om collectieve PV-installaties op daken te zetten, en aangezien op dit moment weinig appartementsgebouwen van PV-installaties voorzien zijn, veronderstellen we dat er in het referentiescenario géén PV op collectieve gebouwen ligt (zie ook sectie 3.3.3).



Tijdens het stakeholderoverleg werd er ook gevraagd naar het analyseren van grotere productie-installaties zoals bijvoorbeeld een kleine windturbine. Deze productie-installaties worden weerhouden op voorwaarde dat de eerder vermelde productie-installaties in de use cases geen negatieve impact op het net hebben. Indien bijvoorbeeld bovenstaande productievolumes reeds voor een stijging in de netverliezen zorgen of de injectiepiek boven de afname piek doen stijgen, dan zal er voor het distributienet geen baat gecreëerd worden door de productie-installatie verder te vergroten (zoals het geval zou zijn bij een windturbine).

3.4. Berekening kostendrijvers en bepaling significantie

Op basis van dit model worden twee kostendrijvers berekend:

- De **maximale jaarpiek** wordt berekend door, per kwartier, de som van alle individuele pieken van afnemers achter het specifieke netwerkelement te nemen en vervolgens de tijdsperiode met de maximale geaggregeerde piek te weerhouden. Deze maximale geaggregeerde jaarpiek kan bepaald worden door een afname- of injectiepiek. In de analyse wordt dit onderscheid geduid. Dit wordt zowel voor de referentie als voor de collectieve activiteit vastgelegd. De piek kan voor beide scenario's op een verschillend tijdstip vallen. Het verschil tussen de maximale jaarpiek van de referentie en de maximale jaarpiek van de collectieve activiteit is de verandering die toegewezen kan worden aan een use case. Deze verandering is slechts significant vanuit het oogpunt van het distributienet indien deze leidt tot een daling in de investeringsbehoeften van de distributienetbeheerder. In het kader van deze studie wordt, in overleg met de netbeheerder, significantie gedefinieerd als een minimale piekdaling van 10% van de technische capaciteit van de feeder of cabine. Dit richtgetal kan vergeleken worden met een gelijkaardige KBA-studie uitgevoerd voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (zie sectie 5.1). Enkel indien de impact op LS significant is, zal er verder gekeken worden naar de impact van LS op hogere spanningsniveaus. In dit laatste geval zal het ook noodzakelijk zijn om na te gaan of de potentiële verandering in piek door toedoen van de collectieve activiteit ook samenvalt met de systeempiek op het bovenliggende betrokken netwerkelement.
- De **getransporteerde energie** is de som van alle netto-stromen per kwartier aan het begin van de feeder. Hiervoor bekijken we voor elk kwartier en voor elke afnemer de netinteractie (dit is injectie of afname) in kWh. Per kwartier worden deze stromen, over alle afnemers op een feeder, verrekend met

elkaar. De absolute kwartierwaarden worden gesommeerd voor een volledig jaar om de totale getransporteerde energie te bereiken. Op deze manier wordt in rekening gebracht dat, zelfs indien er niet aan energiedelen gedaan wordt, geïnjecteerde stroom van een prosumant opgenomen kan worden door een buur die op dat moment afneemt van het net. Het verschil met de collectieve scenario's is dat de afnemers hier expliciet hun gedrag zouden kunnen aanpassen om meer af te nemen op momenten dat andere leden uit de collectieve activiteit injecteren. De verandering in getransporteerde energie is in dat geval de verandering die veroorzaakt wordt door de collectieve activiteit. Voor de verandering in het volume aan getransporteerde energie wordt er geen significantieniveau vastgelegd aangezien elke reductie in volume leidt tot een kostenbesparing voor de netbeheerder op vlak van een daling in de netverliezen.

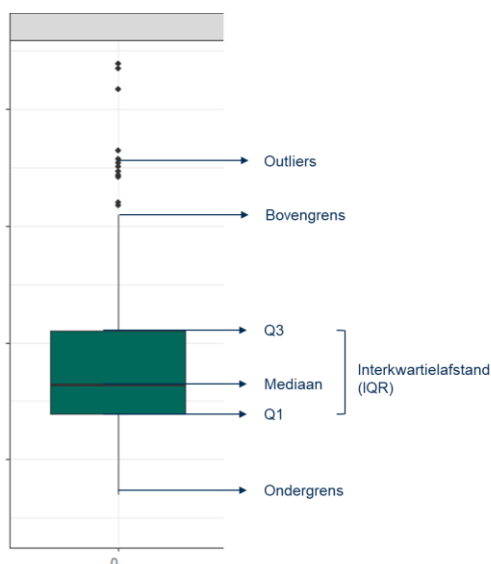
3.5. Resultaten model

In deze sectie overlopen we de resultaten van de use cases. De resultaten worden, in navolging van de twee kostendrijvers, op twee manieren weergegeven:

- Grafieken die de impact op de piek (kW) van de feeder of cabine weergeven. Deze grafieken tonen de resultaten opgesplitst per type piek; i.e. afname piek, injectie piek¹⁶, en de maximale piek¹⁷).
- Grafieken die de impact op de getransporteerde energie tot aan het begin van de feeder/cabine weergeven (kWh).

De grafieken tonen de resultaten voor twee tijdshorizonten (i.e. 2025 en 2035). Iedere grafiek toont ook de deelname percentages van de afnemers die bij de collectieve activiteit horen.

Iedere type collectieve activiteit is minstens 100 keer gesimuleerd met telkens andere afnemers. Omwille van deze reden werd er bij het presenteren van de resultaten voor boxplots gekozen. Deze tonen de spreiding in de resultaten zodat niet alleen de gemiddelde waarden, maar ook de uitersten duidelijk zijn.



Figuur 10 - Presentatie boxplot

Een boxplot geeft een samenvatting van het minimum, het eerste kwartiel, de mediaan (of het tweede kwartiel), het derde kwartiel en het maximum. De boxplots tonen ook de outliers. Op deze manier kan een boxplot snel een beeld geven van de volledige sample data die genomen werd voor de analyse.

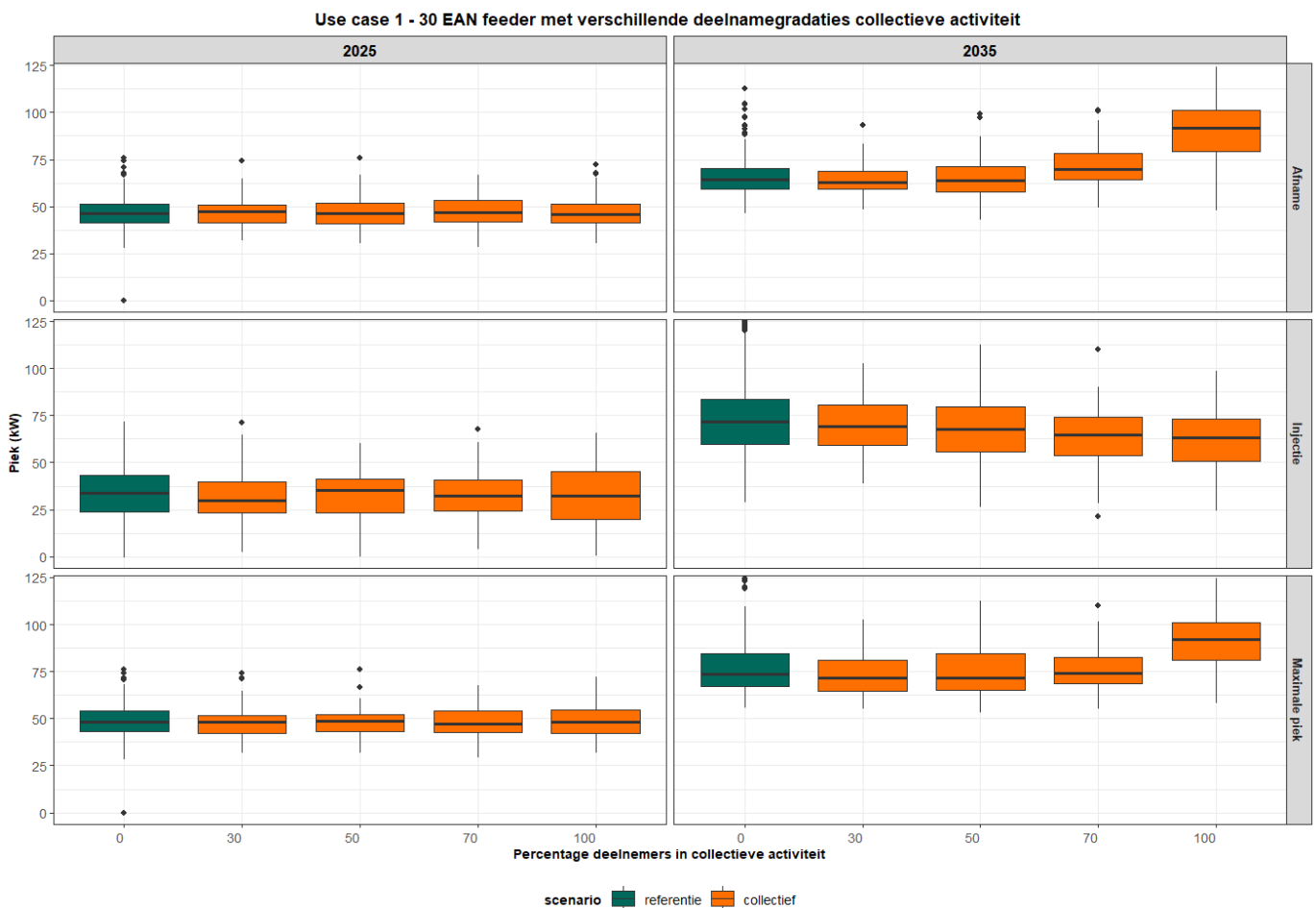
- Voor het vergelijken tussen de boxplots kijken we in eerste instantie naar de mediaan om te kijken of de mediaan van de afnemers het beter doet in een collectieve situatie in vergelijking met de referentie.
- In tweede instantie, kijken we naar de staart van de boxplot. Deze omvatten samen nog steeds 50% van alle datapunten en kunnen het gemiddelde dus erg beïnvloeden. Hierbij kijken we ook naar de outliers om een beeld krijgen van de collectieve activiteiten die het anders doen dan de doorsnee samples uit de dataset.
- Dan kijken we naar de grootte van de boxplot-doos (de interkwartielafstand) zelf. De grootte van de doos beschrijft de dichtheid van de data in dit interval. Hoe kleiner de doos, hoe hoger de dichtheid en hoe minder spreiding.

¹⁶ In par. 11.2.3 van de tariefmethodologie 2021-2024 wordt bepaald dat een capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor injectie principieel geschikt is maar dat hiervoor verder onderzoek nodig is. Fluvius voert daarom een onderzoek uit naar de geschikte tariefdrager die netgebruikers die injecteren aanzet tot rationeel netgebruik.

¹⁷ De maximale piek is de grootste absolute jaarpiek op de feeder per simulatie en kan enerzijds de afname piek, anderzijds de injectie piek zijn.

Use case 1- Collectieve activiteit gesitueerd op eenzelfde feeder

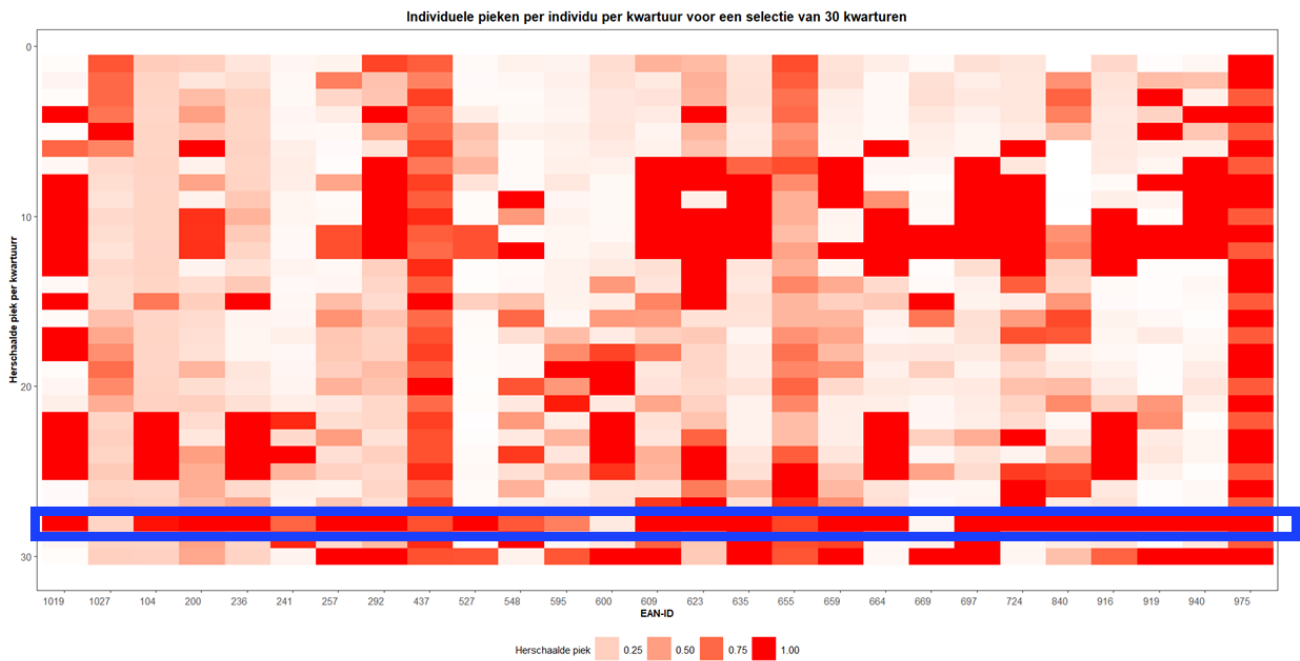
Figuur 11 toont de impact van use case 1 op de gevraagde feeder piek.



Figuur 11 - Impact use case 1 op de gevraagde feeder piek (in kW)

- **Afnamepiek:** Als we kijken naar de afnamepiek dan zien we dat deze in 2025 niet significant verandert, ongeacht de deelname percentages aan het collectief. Over alle deelnamepercentages heen is de grootste mediaan verandering nog geen 1 kW over de hele feeder hetgeen onder het significantieniveau van 10% reductie in de technische capaciteit van de feeder is. Dit wordt verklaard doordat de afnamepiek op een moment valt wanneer er minder eigen productie is (namelijk in de winter en meestal 's avonds). Een collectieve activiteit die focust op het verhogen van collectieve zelfconsumptie en vertrekkende vanuit de assumpties in sectie 3.2.1 nog maar weinig flexibiliteit heeft, kan dus onvoldoende de afnamepiek flexibel sturen. De afnamepiek blijft dus relatief stabiel. In 2035 zien we in de referentie een stijging in de afnamepiek ten opzichte van 2025. Dit wordt verklaard door een grotere uitrol van flexibele technologieën die meer capaciteit van het net vragen. We zien hier dat een collectieve activiteit er in deze use case niet in slaagt om deze stijging in afnamepiek te doen reduceren. Wanneer we naar hogere percentages van deelname aan de collectieve activiteit gaan, dan zien we dat de afname piek zal stijgen. Over alle deelname percentages heen stijgt de mediaan zo een 8 kW over de hele feeder. Er zijn echter ook outliers die het minder goed doen waardoor de gemiddelde stijging oploopt tot zo een 15 kW. Dit wil zeggen dat er collectieve activiteiten zijn die het slechter doen dan gemiddeld. Dit is te verklaren door het feit dat a) afnemers sturen naar zelfconsumptie, b) er t.o.v. 2025 meer flexibele toestellen aanwezig zijn, die een grotere bijdrage aan het capaciteitsgebruik kennen, c) er geen stimulans is om de systeempiek te bewaken. Dit leidt ertoe dat op een bepaald moment de flexibiliteit maximaal gestuurd wordt naar momenten met PV-productie en dat de restafname voor alle deelnemers plaatsvindt in de resterende tijdsspanne (als er minder tot geen PV-productie is). Door deze collectieve afstemming op zelfverbruik van de collectieve PV, is de kans groter

dat het restverbruik synchroon verloopt. Dit leidt tot een hogere kans op een synchrone piekafname, zoals geïllustreerd in Figuur 12. In het collectieve scenario kan je zien dat (in de derde laatste rij) er heel veel synchroniciteit in individuele afnamepieken is omdat flexibiliteit naar dezelfde tijdsperiode gestuurd wordt. Door de louter individuele prikkels maken de deelnemers geen reflectie naar de impact op het systeem/feederniveau. In het referentiescenario vormt dit minder een probleem omdat het verbruik van consumenten zonder PV niet gestuurd wordt naar zelfconsumptie en dus minder synchroon verloopt met prosumenten op diezelfde feeder.



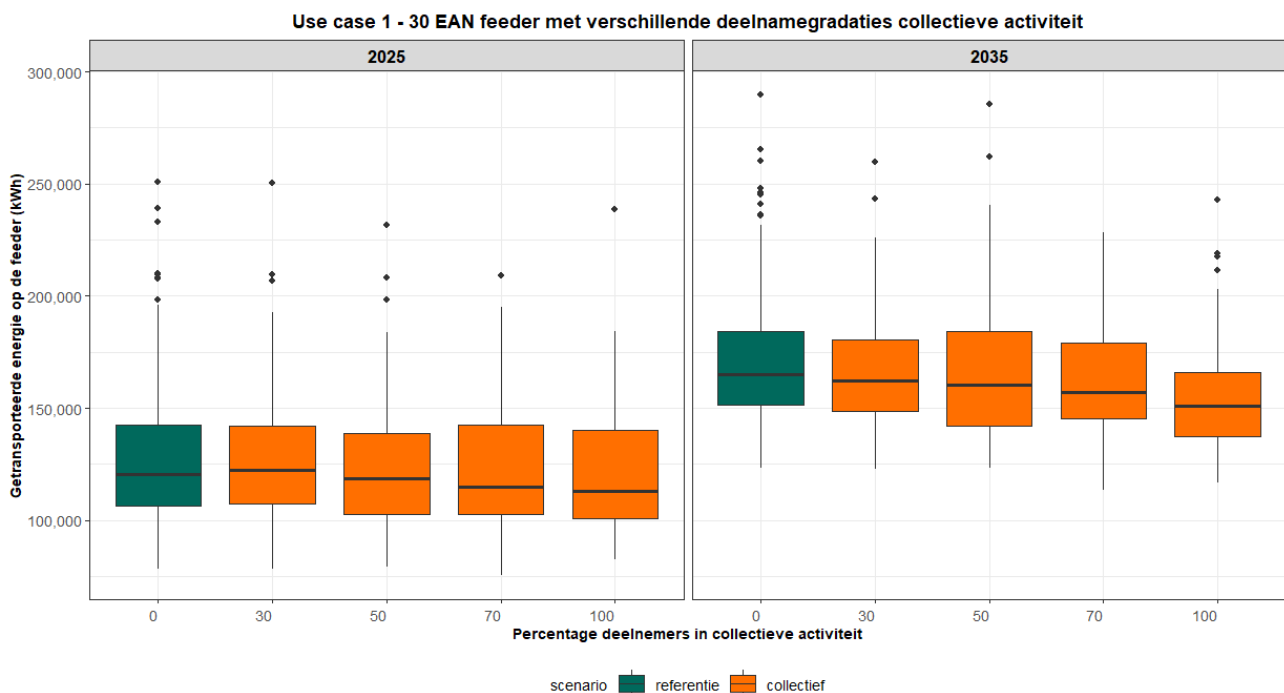
Figuur 12 - Herschaalde piek per kwartier voor een selectie van 30 kwarturen¹⁸

- **Injectiepiek:** De mediaan van de injectiepieken vertoont geen structurele daling in 2025 als we de referentie vergelijken met een collectief scenario. De kleine schommelingen in de resultaten bereiken niet het significantieniveau van 10% reductie. Zelfs bij een deelnamepercentage van 100% zal de mediaan injectiepiek over alle simulaties in 2025 met slechts 2,4 kW dalen voor de volledige feeder. Voor 2035 zien we wel een structurele daling in de injectiepiek, doch deze is ook hier niet significant vanuit het perspectief van de netbeheerder. Bij een 100% deelname aan de collectieve activiteit zal de mediaan feeder injectiepiek bijna 9 kW dalen, hetgeen zou neerkomen op zo een 5% van de capaciteit van een ALU150 kabel. Dit komt neer op een mediaan daling in injectie piek van 0,3 kW per eindafnemer. Ondanks het feit dat zowel in 2025 en 2035 er voor de netbeheerder geen significante daling in de injectiepiek bereikt wordt, is er wel een duidelijk verschil zichtbaar op lange termijn. Indien een stijging in PV gepaard gaat met meer sturingsmogelijkheden (flexibiliteit), dan heeft een collectieve activiteit meer mogelijkheden om een injectiepiek te drukken dan individuele afnemers in de referentie. Zeker in 2025 zien we dat, door een gebrek aan flexibiliteit, de marginale meerwaarde vanuit het oogpunt van de injectiepiek van bijkomende leden aan de collectieve activiteit beperkt is. Bijkomende leden brengen niet noodzakelijk meer op. Hierdoor krijg je dat de injectiepiek bij lager aantal deelnemers onvoldoende opgelost kan worden, maar dat bij meer leden er wel beter gestuurd kan worden naar de injectiepiek door de aanwezigheid van grotere volumes flexibiliteit binnen het collectief. Zolang zij bijkomende flexibiliteit brengen, zie je dan een verdere daling wanneer er meer leden toetreden tot het collectief. Echter, bij hogere percentages deelnames lijkt de marginale bijdrage van extra leden beperkter te worden.

¹⁸ Voor ieder individu worden hun gesimuleerde pieken herschaald van 0-1. 1 is dus voor ieder individu de hoogste piek en deze heeft een rode kleur. Tijdsperiodes waarop er veel rode blokjes zijn, zijn dus tijdsperiodes waar de individuele pieken veel samenvallen.

- **Maximale piek:** Indien de injectiepiek hoger is dan de afnamepiek, dan zal de maximale piek verklaard worden door de injectiepiek, en vice versa. We zien dat in deze use case op korte termijn de afnamepiek de injectiepiek domineert. Op lange termijn is dit ook zo bij hogere deelname percentages aan de collectieve activiteit.

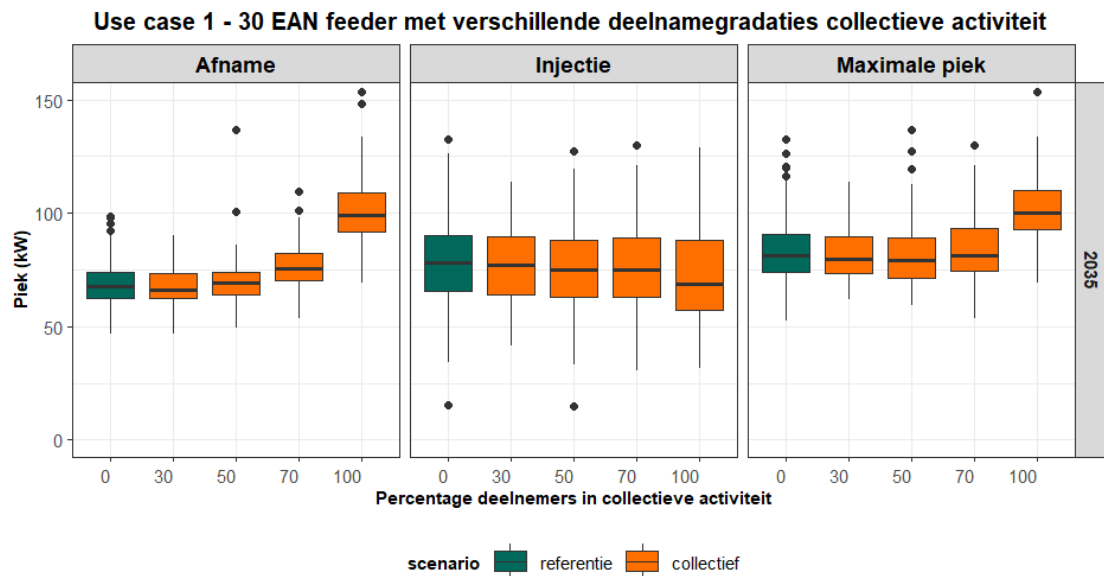
Op vlak van de getransporteerde energie over het net toont Figuur 13 dat de collectieve activiteit, dankzij de lokale zelfconsumptie, leidt tot minder stromen op het net. Dit effect is vooral zichtbaar in 2035 en is minder zichtbaar (doch wel aanwezig) in 2025. In 2025 schommelen de mediaan-veranderingen in getransporteerde energie tussen de 1.100 kWh en 5.550 kWh per jaar per feeder. In 2035 daarentegen liggen de schommelingen tussen de 3.400 en 12.000 kWh. Dit wordt verklaard door het feit dat er in 2035 meer lokale PV-productie ter beschikking is om lokaal te verbruiken, en omdat er meer flexibele toestellen zijn die kunnen sturen naar het verhogen van de zelfconsumptie van deze PV.



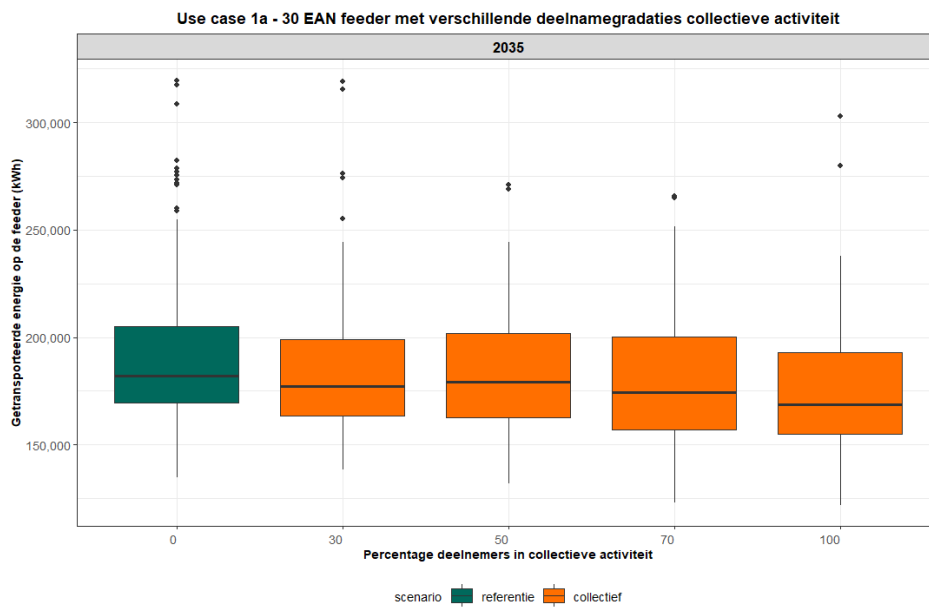
Figuur 13 - Impact use case 1 op getransporteerde energie op de feeder (in kWh)

Use case 1a – aangepaste flexibiliteit en verhoogde PV voor 2035

Op vraag van de stakeholdersgroep is in use case 1a de gemiddelde PV-installatie verhoogd naar 7 kW. In parallel wordt de uitrol van warmtepompen verhoogd maar daalt de piekcapaciteit per warmtepomp. Deze simulatie werd alleen uitgevoerd voor 2035, omdat deze uitrolveronderstellingen op korte termijn niet realistisch zijn. Uit Figuur 14 kan afgeleid worden dat de eerdere conclusies van use case 1 niet bijster beïnvloed worden door de aangepaste aannames. De mediaan injectiepiek daalt bijvoorbeeld, afhankelijk van het deelname percentage, tussen de 3,7 en 5,1 kW voor de volledige feeder. Het feit dat de resultaten gelijkaardig zijn aan de originele use case 1, doet vermoeden dat de bijkomstige PV-productie en het aangepast flexibiliteitsvolume elkaar uitmiddelen. Echter, als we kijken naar de stromen op het net (zie Figuur 15), dan zien we dat de daling van deze stromen op het net minder sterk is dan in de oorspronkelijk use case 1. Dit is te verklaren doordat er bij momenten wel meer injectiestromen op het net zijn, die niet lokaal opgevangen kunnen worden door het inzetten van flexibiliteit. De grootste daling in getransporteerde energie over de feeder wordt gerealiseerd bij een 100% deelname aan de collectieve activiteit. In dat geval zullen volgens de mediaan 12.275 kWh aan getransporteerde stromen vermeden kunnen worden.



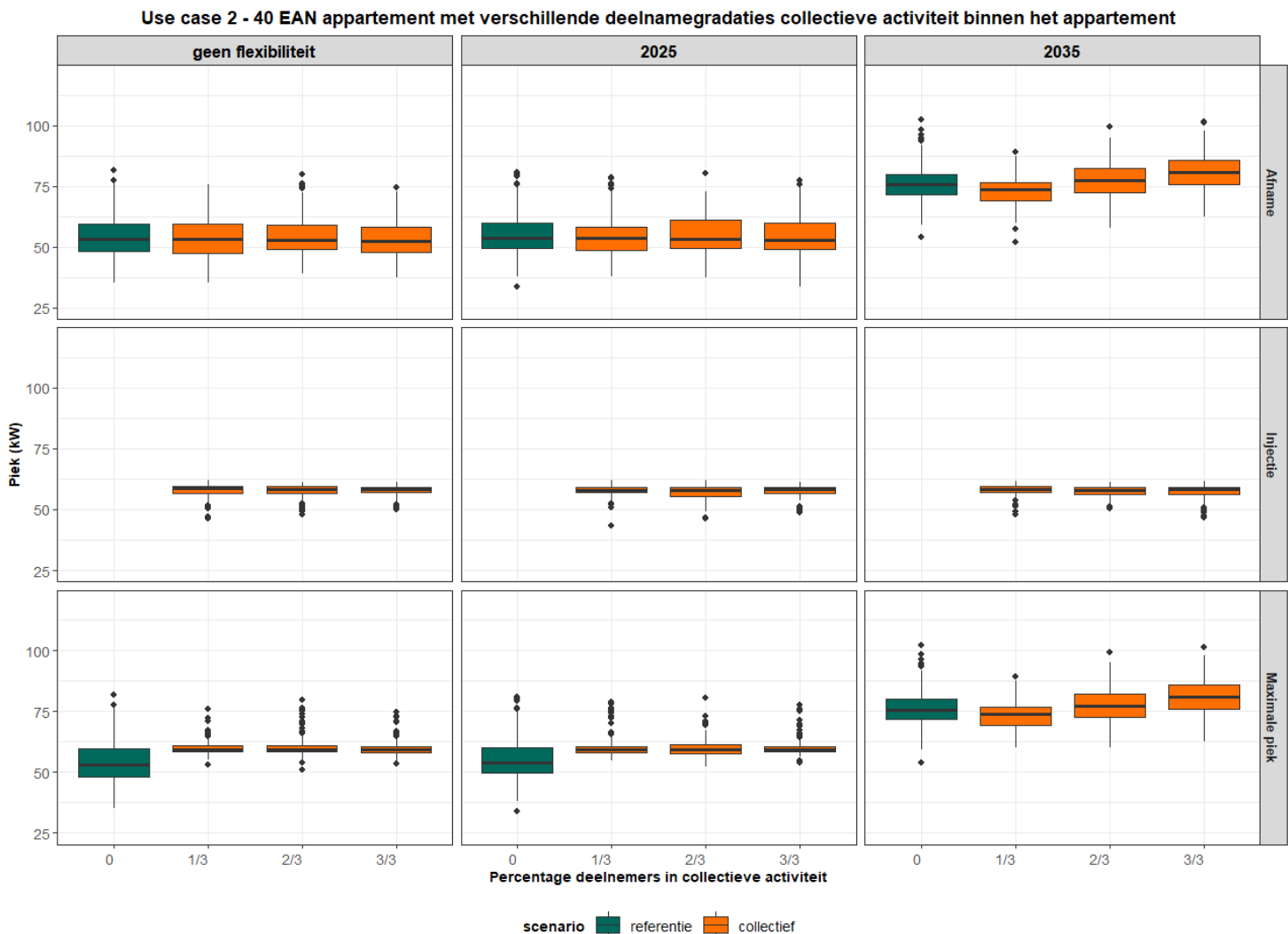
Figuur 14 - Impact use case 1a op gevraagde feeder piek 2035 (in kW)



Figuur 15 - Impact use case 1a op getransporteerde energie op de feeder in 2035 (in kWh)

Use case 2 – Groot appartementsgebouw, rechtstreeks aangesloten op cabine

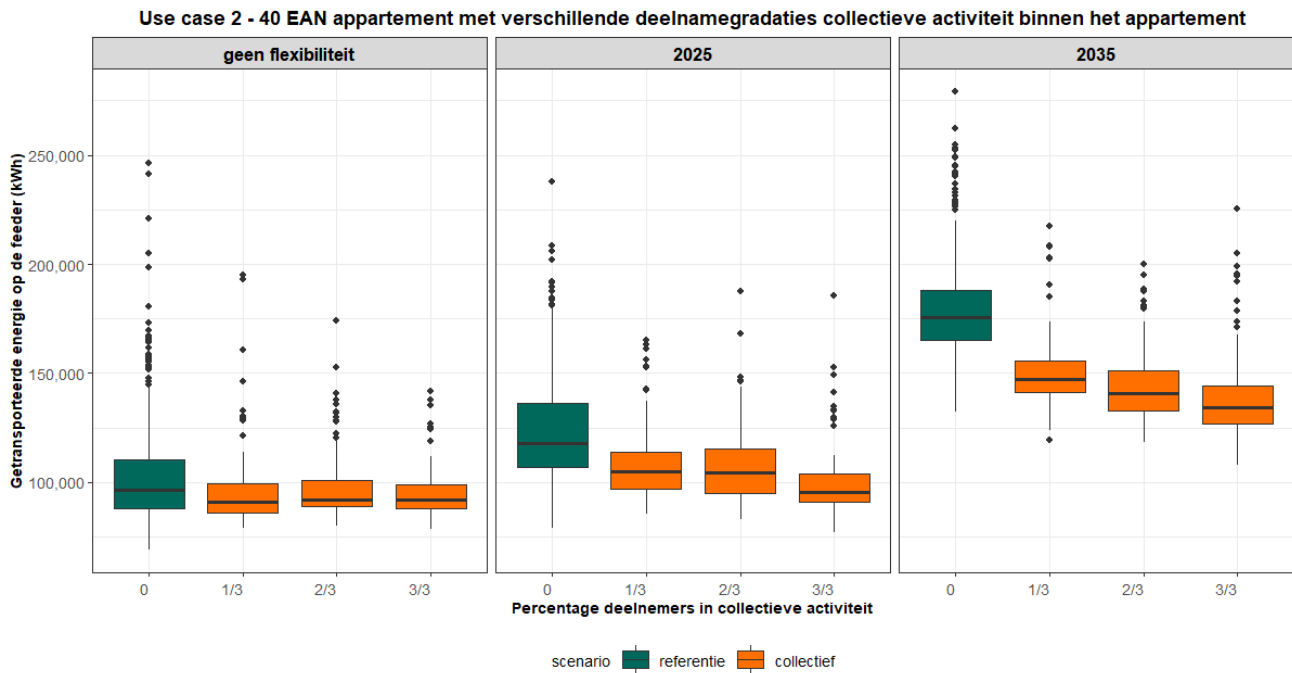
Figuur 16 toont de impact van use case 2 op de gevraagde piek. Naast de twee tijdshorizonten, 2025 en 2035, wordt er voor appartementsgebouwen ook een scenario gesimuleerd zonder flexibiliteitsbronnen (sectie 3.2.2).



Figuur 16 - Impact use case 2 op gevraagde cabine piek (in kW)

- **Afnamepiek:** In use case 2 is er minder flexibiliteit omdat er verondersteld wordt dat er in appartementsgebouwen meer barrières zijn voor gebruikers om individueel flexibele toestellen te installeren. Als we kijken naar de afnamepiek dan zien we dat deze in scenario's met weinig of geen flexibiliteit (het scenario van 2025 met slechts een beperkte uitrol van EVs) er weinig mogelijkheden zijn om de afnamepiek te doen dalen. In 2025 daalt de mediaan afnamepiek over alle deelname percentages met maximaal 0,3 kW. In scenario's met meer flexibiliteit (het scenario van 2035) stijgt de afnamepiek, in navolging van use case 1. Er is een grotere kans dat de pieken van individuen toevallig samenvallen aangezien er een grotere gelijktijdigheid in flexibiliteit en afname optreedt. Over alle deelname percentages heen komen we zo uit op een maximale mediaan stijging van bijna 5 kW, dewelke nog steeds verwaarloosbaar is. Enkel bij een deelname percentage van 1/3de, zien we dat de collectieve activiteit, de mediaan afname piek doet dalen (met 1,5 kW). De veranderingen in piekafname liggen voor de netbeheerder ver onder het significantieniveau en kennen geen effect op de investeringsbehoeften.
- **Injectiepiek:** De impact op de injectiepiek kan niet beoordeeld worden aangezien er verondersteld is dat er geen PV aanwezig is op het gesimuleerde appartementsgebouw. Het verschil tussen de referentie en het collectief is bijgevolg dat er PV aanwezig is in de collectieve activiteit, en niet in de referentie.
- **Maximale piek:** Voor deze case is het belangrijk te onderstrepen dat de referentie en het collectief scenario van elkaar verschillen door een investering in een collectieve PV-installatie. Deze PV-installatie leidt tot een verhoging van de injectiepiek dewelke niet veroorzaakt wordt door energiedelen zelf. Uit de grafieken kunnen we afleiden dat op korte termijn de injectiepiek groter is dan de afnamepiek. Op korte termijn is er namelijk meer PV in het appartementsgebouw dan flexibiliteit om de injectiepieken

op te vangen. Op langere termijn, wanneer afnemers meer toestellen elektrificeren (in dit geval hun wagens), zal de afnamepiek wel domineren. Bij grotere deelname ratio's stijgt de maximale piek aangezien er een grotere kans op synchrone piekafname is (zie uitleg use case 1). De veranderingen in maximale piek blijven voor de netbeheerder niet significant om een impact op de investeringsbehoeften te realiseren.



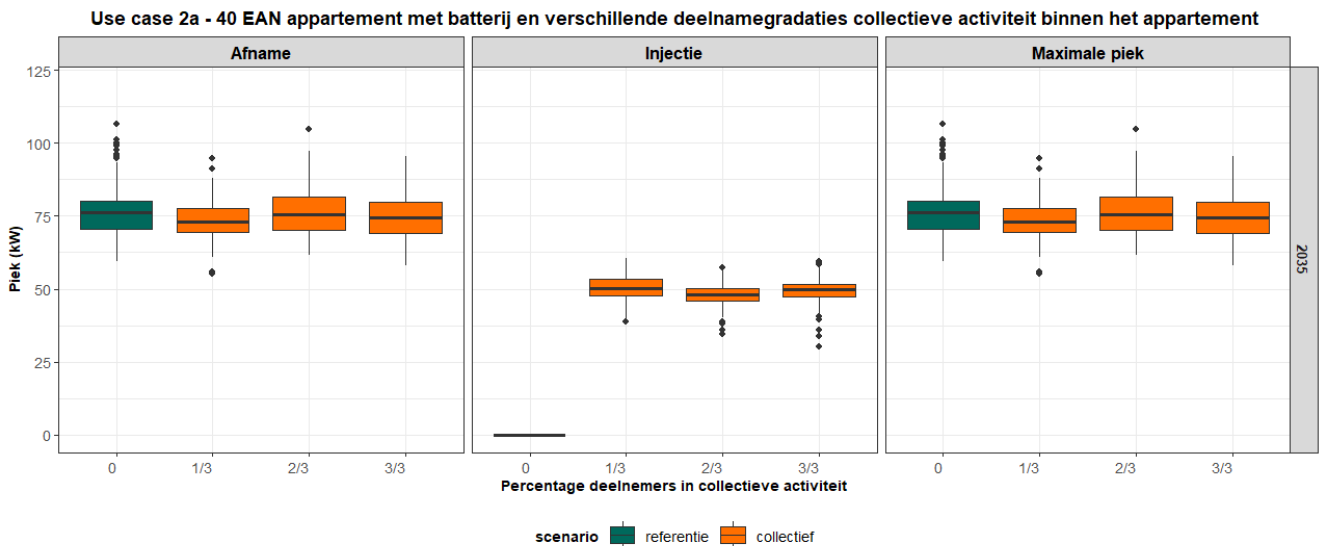
Figuur 17 - Impact use case 2 op getransporteerde energie (in kWh)

Als we kijken naar Figuur 17 dan dienen we opnieuw in het achterhoofd te houden dat er in het referentiescenario geen PV-installatie aanwezig was en in het collectief scenario wel (zie toelichting sectie 3.3.3). Een gedeelte van de veranderingen in netstromen is dus te verklaren door het feit dat er in het collectief scenario zelfconsumptie kan plaatsvinden die in de referentie niet aanwezig was. Dit wordt bijgevolg verklaard door de aanwezigheid van de PV-installatie, en niet noodzakelijk door energiedelen /VME-verkoop. Deze daling in netstromen kan dus enkel toegewezen worden aan de collectieve activiteit indien er verondersteld wordt dat er zonder de collectieve activiteit niet geïnvesteerd zou worden in PV. De resterende daling in netstromen wordt wel verklaard door het energiedelen zelf, waardoor de stromen meer binnen het gebouw blijven en er minder gebruik gemaakt wordt van het distributienet op openbaar domein. Aangezien er op dit moment amper PV te vinden is op collectieve gebouwen, nemen we in deze use case alle vermeden netverliezen mee (zowel van het feit dat er een nieuwe PV-installatie geïnstalleerd wordt, als van het energiedelen). Zo dekt de studie de twee uitersten af. Uit de resultaten blijkt dat het collectief in dit geval zorgt voor meer lokaal verbruik en bijgevolg minder netstromen. Het collectief doet het hier structureel beter dan de referentie. Op korte termijn (2025) is dit effect nog beperkt, met mediaan dalingen in getransporteerde energie onder de 20.000 kWh, terwijl dit op langere termijn (2035), bij hogere percentages deelname 40.000 kWh overschrijdt. In het scenario zonder flexibiliteit is dit effect nog beperkter met maximale mediaan dalingen in getransporteerde energie onder de 5.000 kWh.

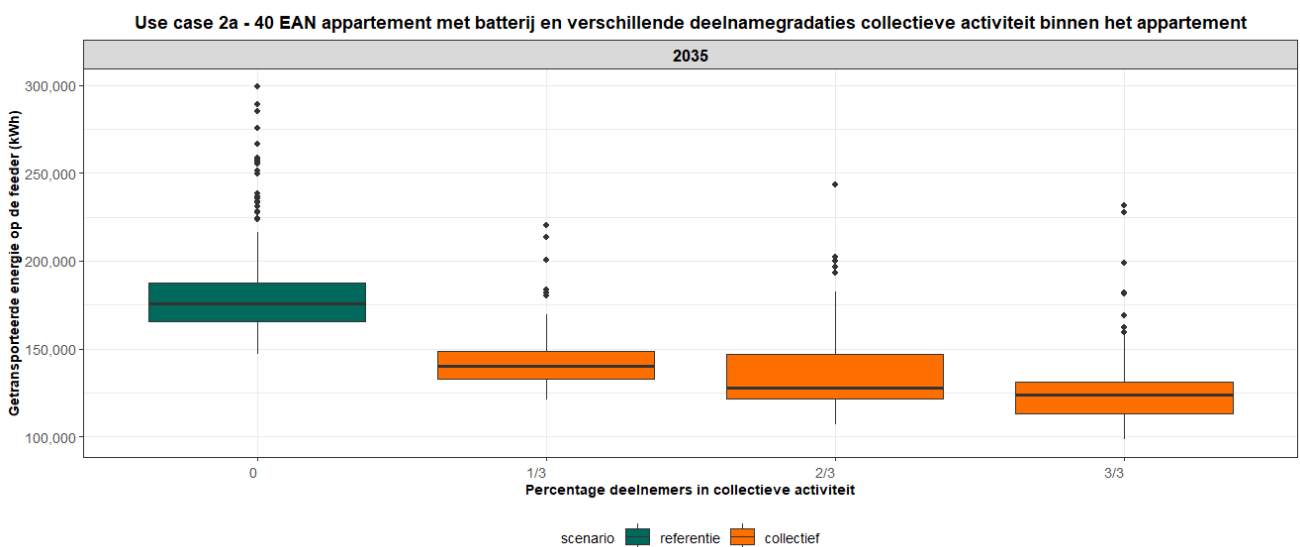
Use case 2a – aangepaste flexibiliteit (bijkomende batterij)

In deze use case testen we de impact van de installatie van een batterij op gebouwniveau. Specifieke aandacht gaat hierbij uit naar 2035 omdat voor use case 2 (Figuur 16) blijkt dat voor deze tijdshorizon de gevraagde piekafname stijgt. De resultaten in Figuur 18 tonen aan dat een batterij de afnamepieken inderdaad kan aftoppen, en dat ook de injectiepieken dalen t.o.v. use case 2. De mediaan van de maximale afnamepieken daalt, afhankelijk van de deelnameratio, tussen de 0,9 en 2,8 kW. De impact is dus niet groot en ook niet significant vanuit het perspectief van de distributienetbeheerder. Dit wordt verklaard door het feit dat op zonnige dagen met veel PV-productie, de batterij reeds volledig benut is alvorens de injectiepiek zich voordoet. Anderzijds kan de afnamepiek ook enkel dalen indien de batterij nog voldoende opgeladen is als de afnamepiek zich voordoet. Zonder expliciete instellingen en slimme batterijsturing is het mogelijk dat de batterij gebruikt wordt van zodra de PV-productie wegvalt en dus onvoldoende de avondpiek of piekverbruik van de EV's kan opvangen.

De getransporteerde energie daalt wel verder bij deze use case aangezien er meer mogelijkheden zijn om energie op te slaan zodat er op andere moment hiermee aan energiedelen gedaan kan worden. We zien dat de mediaan getransporteerde energie gezien, in een scenario met 100% deelname, maximaal daalt met ongeveer 50.878 kWh (Figuur 19).



Figuur 18 - Impact use case 2a op gevraagde cabine piek (in kW)



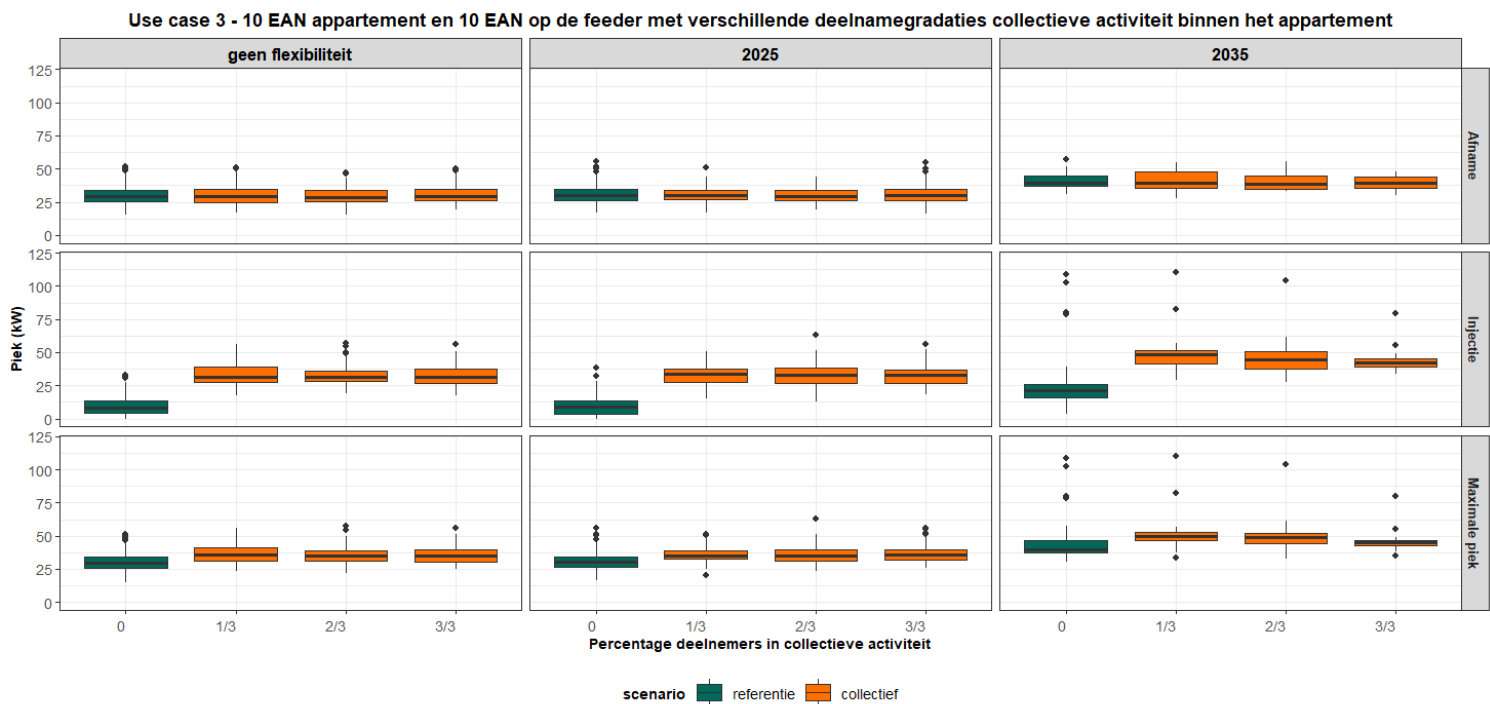
Figuur 19 - Impact use case 2a op getransporteerde energie (in kWh)

Use case 3 – Klein appartementsgebouw op een feeder met andere gebruikers

Tot slot bespreken we de use case van het kleine appartement dat aangesloten is op een feeder met nog andere gebruikers. We starten hierbij met Figuur 20:

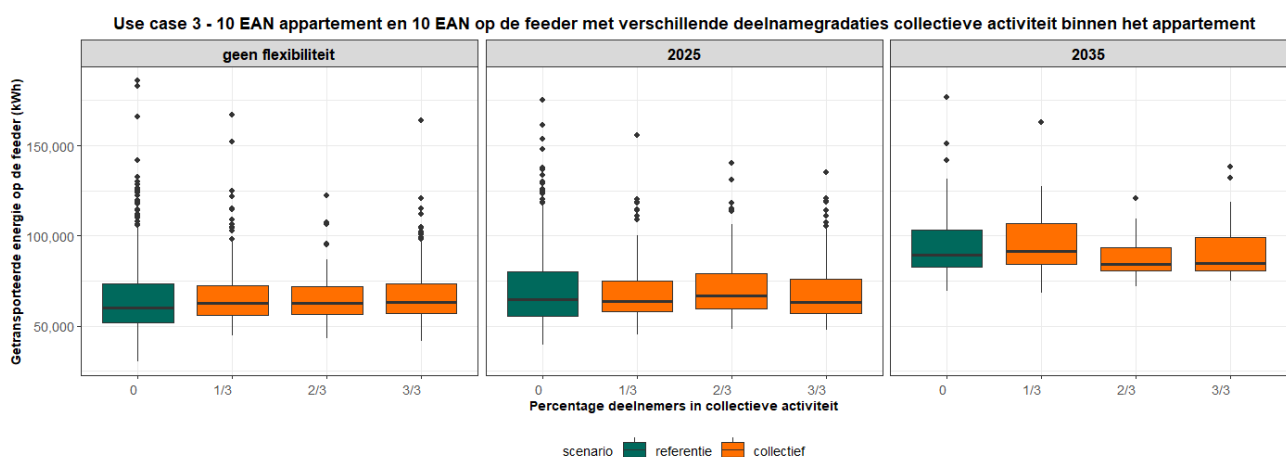
- **Afnamepiek:** Als we kijken naar de afnamepiek dan zien we dat deze in geen enkel scenario significant verandert, ongeacht de deelnameratio aan de collectieve activiteit en ongeacht de tijdshorizon. Dit wordt hoofdzakelijk verklaard door het feit dat dit een use case is met een beperkt aantal afnemers¹⁹ en er bijgevolg weinig flexibiliteit aanwezig is. Ter illustratie, de gemiddelde afnamepiek in 2035 daalt, ongeacht de deelnameratio, minder dan 1 kW voor de hele feeder. In 2025 daalt deze gemiddeld gezien zelfs amper 0,2 kW.
- **Injectiepiek:** Door de aanwezigheid van andere gebruikers op de feeder, die mogelijk wel over een PV-installatie beschikken, zien we dat – in tegenstelling tot use case 2 - in de referentie wel reeds een injectiepiek aanwezig is. Indien door de samenstelling van een collectieve activiteit er geïnvesteerd wordt in een collectieve PV-installatie, dan zal, net zoals in use case 2, de injectiepiek stijgen. Deze stijging in injectiepiek wordt veroorzaakt door de additionele PV-installatie, die niet aanwezig is in de referentie. Door het beperkt aantal deelnemers aan de collectieve activiteit blijken er te weinig flexibele toestellen aanwezig te zijn om de injectiepiek op te vangen. Het verschil in de verandering in de injectiepiek tussen de verschillende deelnameratio's is echter beperkt. Over alle deelnameratio's verschilt de gemiddelde injectiepiek amper 2 kW. De marginale bijdrage van bijkomende afnemers is dus onvoldoende groot om een significante verandering voor de netbeheerder met zich mee te brengen. Een minimaal aantal afnemers met flexibiliteit lijkt noodzakelijk om veranderingen in de feeder belasting te bewerkstelligen.
- **Maximale piek:** Zoals blijkt uit Figuur 20 wordt de maximale piek lichtjes beïnvloed door de injectiepiek maar zijn de verschillen met de referentie verwaarloosbaar vanuit het perspectief van de netbeheerder. In 2035 is er een stijging in de injectiepiek van ongeveer 5,7 kW wanneer 1/3^{de} van het appartementsgebouw deelneemt aan de collectieve activiteit. Wanneer alle afnemers in het gebouw deelnemen is deze stijging 3,8 kW. Meer deelnemers zijn dus een voorwaarde om een daling in de maximale piek te veroorzaken. Echter, zoals eerdere resultaten (zie use case 2) reeds aantoonde, bestaat er wel een kans dat de maximale piek terug toeneemt wanneer een bepaalde maximale deelnamegrens overschreden wordt.

¹⁹ In het geval van 1/3^{de} deelnemers zijn er slechts 4 afnemers in de collectieve activiteit, bij 2/3^{de} zitten er 6 afnemers in de collectieve activiteit in bij 3/3^{de} deelname zitten er 10 afnemers in de collectieve activiteit.

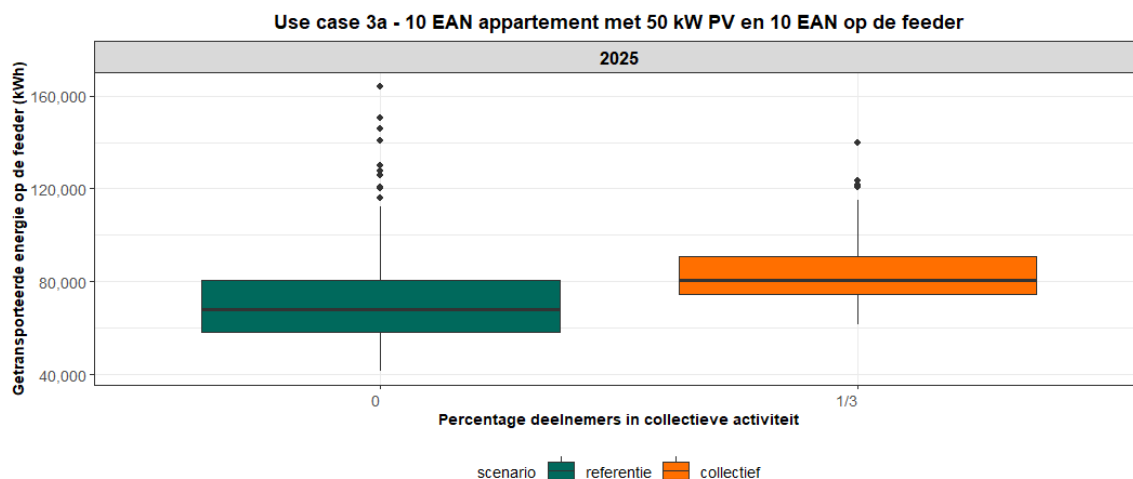


Figuur 20 - Impact use case 3 op gevraagde feeder piek (in kW)

Tot slot geeft Figuur 21 nog weer in welke mate dit kleine appartement een impact heeft op de stromen op het net. Ook hier dient benadrukt te worden dat er in de referentie geen PV-installatie aanwezig is voor de afnemers binnen in het gebouw in deze use case. De andere gebruikers op de feeder hebben wel de mogelijkheid om PV te installeren. Aangezien het hier over een kleinere use case gaat dan in de andere use cases, zien we dat de netstromen in kleinere mate beïnvloed worden. Bij een lager deelnameratio ligt de mediaan van de daling in netstromen onder de 1.000 kWh. Een grotere daling in netstromen is waarneembaar bij een grotere deelnameratio en dit aangezien er meer flexibiliteit aanwezig is (bijvoorbeeld in 2035 is dit gemiddeld 6.800 kWh). We kunnen eveneens het effect van een overgedimensioneerde PV-installatie op de netstromen onderscheiden. Wanneer er te weinig afnemers in de collectieve activiteit zijn, dan kunnen er bijkomende injectiestromen op het net geregistreerd worden. In 2025, wanneer slechts 1/3^{de} van het gebouw aan de collectieve activiteit deelneemt, stijgen de netstromen daarom met een kleine 100 kWh. Om dit effect te onderbouwen, simuleren we in use case 3a een scenario met een kleine groep deelnemers (1/3^{de} van een appartement van 10 afnemers), een grote PV-installatie (50 kW in plaats van 25 kW in use case 3) en een beperkt volume aan flexibiliteit (2025). Het resultaat van deze use case 3a wordt getoond in Figuur 22. Hieruit blijkt dat de netstromen stijgen indien er een te grote PV-installatie geïnstalleerd wordt voor een beperkt aantal afnemers. De mediaan netstromen stijgen met ongeveer 12.000 kWh. In vergelijking, in use case 1, wanneer de PV-installatie juist gedimensioneerd is en er voldoende deelnemers zijn, dalen de netstromen.



Figuur 21 - Impact use case 3 op getransporteerde energie op de feeder (in kWh)



Figuur 22 - Impact use case 3a op getransporteerde energie op de feeder (in kWh)

3.6. Vertaalslag significante baten naar monetaire voordelen

De resultaten tonen aan dat er, gemiddeld gezien op vlak van piekbelasting en bijhorend uitstel van investeringsbehoeften van de netbeheerder, geen baten gecreëerd worden door collectieve activiteiten. Echter, gegeven de spreiding in de resultaten en de outliers zijn er toch collectieve activiteiten die wel een significante baat kunnen realiseren voor de netbeheerder.

Op vlak van de veranderingen in getransporteerde energie (kWh) zien we dat de collectieve activiteit wel een bijdrage kan leveren. De veranderingen in getransporteerde energie (kWh) op het net door toedoen van de collectieve activiteit worden in deze studie doorgerekend in bespaarde netverliezen door middel van een vuistregel op basis van het percentage netverliezen op het distributienet in Vlaanderen uit de reconciliatie (zie sectie 2.4.1). Volgens het laatste kwaliteitsrapport van (VREG 2023a) bedraagt het procentuele netverlies gemiddeld gezien 2,88% per getransporteerde hoeveelheid energie over het distributienet.

De netverliezen worden direct toegewezen aan de verschillende spanningsniveaus, waarbij ongeveer 75% van de netverliezen wordt toegewezen aan het LS-net. Dit is ongeveer 2,16% netverliezen per kWh op het LS-net. Collectieve activiteiten kunnen hierbij enkel een impact hebben op koperverliezen²⁰. Andere netverliezen, zoals netverliezen die gerelateerd zijn aan fraude of ijzerverliezen²¹, kunnen niet beïnvloed worden door collectieve activiteiten. Het exacte percentage hiervan is moeilijk te bepalen. Ter vereenvoudiging wordt het percentage netverliezen vastgelegd op 2% netverliezen per kWh op het LS-net.

Wat betreft de netverliezen op hogere spanningsniveaus, verdergaand op de toelichting van netverliezen op laagspanning, impliceert dit dat van de totale hoeveelheid netverliezen op de totale infeed (2,88%), er 0,72% per kWh netverliezen plaatsvinden op hoger gelegen spanningsnetten. Zoals aangegeven in par. 2.4.2 worden de netverliezen op de hogere spanningsniveaus als verwaarloosbaar beschouwd aangezien het hogere spanningsniveau ertoe leidt dat de stromen verlagen.

We passen dus het percentage van 2% netverliezen op het LS-net toe op de verandering in getransporteerde energie voor de verschillende use cases. Op deze manier bekomen we de netverliezen, dewelke we waarderen tegen de aankooprijzen van toepassing op de aankoop van stroom voor netverliezen. De resultaten worden samengevat in Tabel 5.

²⁰ Koperverliezen ontstaan door weerstand van de geleiders (warmteontwikkeling in kabels). Ze worden ook wel belastingsverliezen genoemd omdat ze afhankelijk zijn van de belasting.

²¹ Ijzerverliezen worden veroorzaakt door foucaultstromen in ijzer en zijn ongeacht de belasting permanent aanwezig.

| | | Deelname % | 30% | 50% | 70% | 100% | | |
|---|---|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------------------|---|
| UC001 - Feeder (30 EAN) | Vermeden mediaan netverliezen | 2025 | 3,97 | 7,65 | 17,17 | 13,90 | € | |
| | | 2035 | 10,66 | 16,80 | 31,20 | 36,06 | € | |
| | | NPV 2035 in 2025 | 6,54 | 10,32 | 19,15 | 22,14 | € | |
| | | 1a 2035 | 14,57 | 18,41 | 28,61 | 38,01 | € | |
| | | NPV 1a 2035 in 2025 | 8,95 | 11,30 | 17,56 | 23,34 | € | |
| | Gemiddelde Opbrengst per deelnemer | 2025 | 0,44 | 0,51 | 0,82 | 0,46 | €/deelnemer / jaar | |
| | | NPV 2035 in 2025 | 0,73 | 0,69 | 0,91 | 0,74 | €/deelnemer / jaar | |
| | | NPV 1a 2035 in 2025 | 0,99 | 0,75 | 0,84 | 0,78 | €/deelnemer / jaar | |
| | UC002 - Groot appartementsgebouw (40 EAN) | Vermeden mediaan netverliezen | 2025 | 30,60 | 61,10 | 60,21 | | € |
| | | | 2035 | 80,67 | 116,46 | 128,48 | | € |
| NPV 2035 in 2025 | | | 49,52 | 71,49 | 78,87 | | € | |
| 2a 2035 | | | 112,95 | 149,13 | 157,57 | | € | |
| NPV 2a 2035 in 2025 | | | 69,34 | 91,55 | 96,73 | | € | |
| Gemiddelde Opbrengst per deelnemer | | 2025 | 2,35 | 2,26 | 1,51 | | €/deelnemer / jaar | |
| | | NPV 2035 in 2025 | 3,81 | 2,65 | 1,97 | | €/deelnemer / jaar | |
| | | NPV 2a 2035 in 2025 | 5,33 | 3,39 | 2,42 | | €/deelnemer / jaar | |
| UC003 - Klein appartementsgebouw (10 EAN) | | Vermeden mediaan netverliezen | 2025 | 0,30 | 0,58 | 1,51 | | € |
| | | | 2035 | 1,96 | 2,63 | 23,14 | | € |
| | NPV 2035 in 2025 | | 1,21 | 1,62 | 14,21 | | € | |
| | 3a 2025 | | 39,27 | | | | € | |
| | Gemiddelde Opbrengst per deelnemer | 2025 | 0,07 | 0,10 | 0,15 | | €/deelnemer / jaar | |
| | | NPV 2035 in 2025 | 0,30 | 0,27 | 1,42 | | €/deelnemer / jaar | |
| | | 3a 2025 | 9,82 | - | - | | €/deelnemer / jaar | |

Tabel 5 - Monetaire mediaan baten (exclusief btw) besparing netverliezen per use case

Uit de resultaten blijkt dat de baten sterk uiteenlopen afhankelijk van de use case en afhankelijk van het deelnemeratio. Hoe minder deelnemers, hoe kleiner de baten. Echter, hoe minder deelnemers, hoe groter de baat per deelnemer. Use case 2 leidt tot de grootste besparing in netverliezen aangezien daar de impact van de PV-installatie wordt toegeschreven aan de collectieve activiteit. Desondanks leidt deze besparing op jaarbasis bij een minimaal aantal deelnemers (1/3^{de}) in use case 2a tot een maximale 5,5 euro per deelnemer. Of dit bedrag al dan niet significant is, hangt af van de prijselasticiteit van de eindafnemers. We achten de kans klein dat een afnemer voor 5,5 euro per jaar extra inspanningen zal doen om zo de netverliezen verder te doen dalen. Bovendien staan tegenover deze baten ook eventuele extra kosten die in dit rapport enkel kwalitatief benaderd worden. In use case 3, waar de PV-installatie opnieuw toegeschreven wordt aan de collectieve activiteit, zien we dat de PV-installatie overgedimensioneerd was t.o.v. het aantal deelnemers en de baten van netverliezen bijgevolg beperkt zijn. Het toeschrijven van een PV-installatie aan een collectieve activiteit leidt dus niet noodzakelijk tot voordelen voor het distributienet indien deze installatie niet juist gedimensioneerd is.

In use case 1 bedraagt de daling in netverliezen geen 1 euro per deelnemer per jaar. Ongeacht de discussie of een investering in PV al dan niet tot een collectieve activiteit gerekend dient te worden, blijkt uit deze resultaten dat de daling in netverliezen in alle gevallen niet groot genoeg is.

3.7. Conclusies use cases en robuustheid resultaten

In bovenstaande use cases werd het gedrag van collectieve activiteiten beoordeeld binnen het huidige kader.

In de mate dat proportioneel het volume aan flexibiliteit toeneemt in vergelijking tot de beschikbare PV-capaciteit, door een voldoende groot deelnameratio en/of door voldoende flexibele assets, is er een **opportunity om de injectiepiek te verlagen**. Echter, dit effect is, zeker op korte termijn (2025) klein door een gebrek aan flexibiliteit. De gesimuleerde use cases toonden geen significante piekverlagingen vanuit het standpunt van de netbeheerder.

Veranderingen in de afnamepiek zijn voor alle use cases niet significant vanuit het perspectief van het distributienet voor collectieve activiteiten met een beperkt aantal deelnemers en indien er weinig flexibiliteit ter beschikking is. Dit wordt verklaard door het feit dat de collectieve activiteit t.o.v. de referentie stuurt naar collectieve zelfconsumptie dewelke hoofdzakelijk gebeurt op momenten (overdag en in de lente/zomer) die niet samenvallen met de afnamepiek ('s avonds en in de winter).

Bij grotere collectieve activiteiten met meer flexibiliteit blijkt uit de resultaten dat de aansturing naar zelfconsumptie binnen een collectieve activiteit kan leiden tot een verhoogde gelijktijdigheid van de **individuele afnamepieken**. Dit kan resulteren in een grotere collectieve systeempiek in vergelijking met het referentiescenario zonder energiedelen. Een prikkel om deze systeempiek te bewaken is niet aanwezig. Binnen het huidige kader ontvangt iedere individuele afnemer via het capaciteitstarief een individuele prikkel om het individuele piekvermogen te beperken. In 2025 blijkt dit voldoende te werken. Naar de toekomst toe is mogelijks wel een verhoogde waakzaamheid omtrent het bewaken van de systeempiek aangewezen.

De resultaten tonen geen significante veranderingen in de mediaan van het jaarlijks piekvermogen aan. Ook de grootte van de interkwartielafstanden in de boxplots (de grootte van de box zelf) overlapt in het merendeel van de simulaties sterk tussen de referentie en het collectief. Dit maakt dat er geen overtuigende resultaten zijn die aantonen dat collectieve activiteiten binnen het huidige kader beter presteren dan de referentie. Er is dus **te weinig garantie voor de netbeheerder dat het collectief scenario het structureel beter doet dan de referentie**.

Echter, de spreiding van de boxplots (de staarten en de outliers), geven aan dat, bij wijze van uitzondering, er wel samenstellingen van collectieve activiteiten zijn die aantoonbare baten realiseren in vergelijking met de referentie.

Elektriciteitsstromen door het net dalen indien PV-installaties juist gedimensioneerd zijn t.o.v. de verbruiken van de deelnemers in de collectieve activiteit **en indien er voldoende flexibiliteit is om te sturen naar momenten met PV-productie**. De verandering in elektriciteitsstromen wordt sterk beïnvloed door de veronderstelling of er meer PV geïnstalleerd wordt ten gevolge van het opzetten van een collectieve activiteit. Indien het collectief zorgt voor meer PV-productie dan in de referentie, dan kunnen de netstromen dalen. Echter, een te grote PV-installatie t.o.v. de hoeveelheid flexibiliteit kan voor bijkomende (injectie)stromen zorgen waardoor er net meer stromen op het distributienet plaatsvinden. Aangezien er in 2025 nog niet veel flexibiliteit aanwezig is, zien we dat er vooral op langere termijn meer mogelijkheden zijn om lokale netstromen te doen dalen.

Deze resultaten zijn in lijn met eerdere studies die use cases van lokale energiegemeenschappen en collectieve appartementsgebouwen bestudeerden. Zo bestudeerde het ROLECS-project, een door FLUX50 en VLAIO gesubsidieerd onderzoeksproject, bijvoorbeeld twee pilot sites om na te gaan welke impact ze op het lokale distributienet hebben. Hiervoor werd een meer gedetailleerd load-flow algoritme gebruikt dat het

distributienet zeer gedetailleerd²² kan doorrekenen. In een van de cases (Thor Park) bleek de beschikbare capaciteit van het net zodanig hoog dat optimale controle van flexibiliteitstoestellen geen effect had op netwerkcongesties. In een andere case (Thermovault), bleek dat de dalingen in pieken die het appartementsgebouw bekwaam niet samenvielen met de piekvraag op de lokale feeder. Ook de impact op spanningsverschillen was telkens minimaal.

²² Het kan fase-onbalans in rekening nemen, neemt alle connectiekabels en P/Q in rekening en is gebaseerd op historische profieldata en/of toekomstige scenario's.

4. Randvoorwaarden meerwaardecreatie distributienetbeheerder

In wat volgt focussen we specifiek op de randvoorwaarden die nodig zijn om effectief een kostendaling voor de netbeheerder te creëren. Het vervullen van deze randvoorwaarden is een nodige voorwaarde opdat potentiële kostendalingen een duurzaam karakter hebben. Dit is noodzakelijk daar er veel heterogeniteit in de configuratie van het distributienet te vinden is en daar ook de vormgeving van collectieve activiteiten erg divers kan zijn.

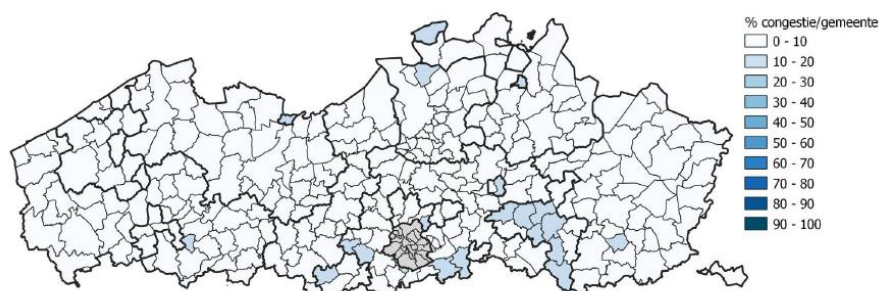
4.1. Randvoorwaarden distributienetbeheerder

Hieronder zoomen we specifiek in op de randvoorwaarden die bepalend zijn voor de realisatie van (blijvende) baten vanuit het oogpunt van netontwikkeling. Het is namelijk zo dat, indien (collectieve) actieve afnemers in staat zijn om verandering in kostendrijvers teweeg te brengen, er slechts onder bepaalde voorwaarden een meerwaarde voor de netbeheerder gecreëerd kan worden.

Randvoorwaarde 1: de netbeheerder ondervindt congestieproblemen.

Voor kosten gedreven door capaciteitsnoden, is het belangrijk te duiden dat distributienetten doorgaans vanuit een lange termijn investeringsvisie ontworpen worden om binnen de capaciteitsgrenzen van netsituaties, die zich enkel in uitzonderlijke gevallen voordoen, te blijven. De netbeheerder kan namelijk niet ieder jaar eenzelfde straat opbreken omdat een kabel onvoldoende bijkomend kan belast worden of omdat een extra kabel nodig blijkt te zijn. Bijgevolg heeft het huidige distributienetwerk op de meeste plaatsen nog capaciteitsmarge. Voorbeelden van locaties waar er op korte termijn geen problemen verwacht worden zijn nieuw aangelegde netten en/of in de toekomst aan te leggen netten (bijvoorbeeld nieuwe verkavelingen). Voor dergelijke netten wordt het standaard distributienet 400V gedimensioneerd op basis van de verwachte toekomstige benodigde capaciteit. Nieuw aangelegde netten worden nu daarom gedimensioneerd op een aansluiting van 17,3 kVA voor residentiële afnemers waarbij er verondersteld wordt dat de kabels zeker voldoen aan de toekomstige noden (Fluvius 2023b). Recente investeringen in het distributienet, betekenen bijgevolg dat er ruim voldoende capaciteitsmarge beschikbaar zal zijn voor een langere termijn. Indien een netwerk toch onvoldoende capaciteit heeft, dan spreken we over congestieproblemen. Verschillende netelementen kunnen in congestie komen (LS-kabels en distributietransformatoren). Concreet betekent dit dat deze elementen overbelast worden doordat er te veel stroom doorstroomt (injectie of afname piek) of de spanning te hoog of te laag wordt.

Zoals geduid op Figuur 23 (Fluvius 2023b), kent, bij het schrijven van dit rapport, slechts een beperkt percentage van het distributienet vandaag congestieproblemen. Op hogere spanningsniveaus zijn er op dit moment geen congesties (het merendeel van de kabels wordt minder dan 50% belast) (Fluvius 2023b). Aangezien de netbeheerder op het merendeel van de locaties in Vlaanderen geen congestieproblemen ondervindt, betekent dit dat een actieve afnemer en/of collectieve activiteit in regio's zonder congestie geen impact op de investerings- en/of congestiekosten van de netbeheerder heeft. Meer bepaald, zelfs als de collectieve activiteit in een regio zonder congestie de piekbelasting naar beneden kan halen, zal dit (op korte termijn) niet tot een daling van de netbeheerderskosten leiden.

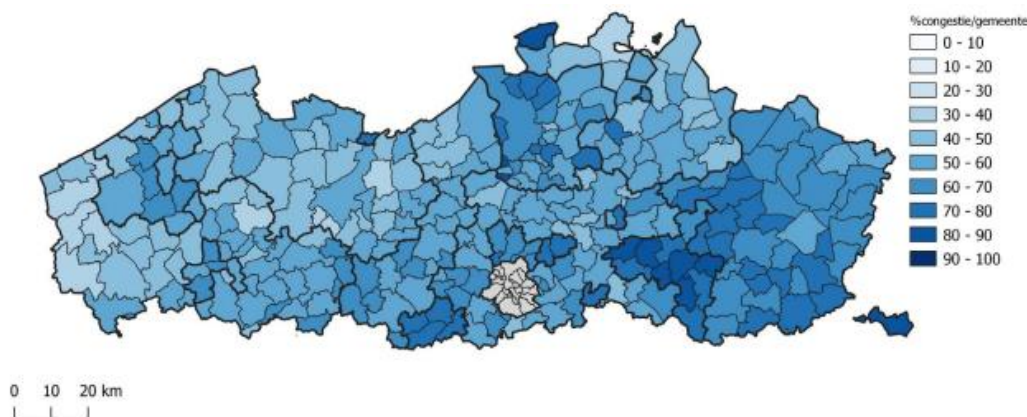


Figuur 23 - Actueel aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen (% per gemeente) (bron: Fluvius investeringsplan 2023-2032)

Randvoorwaarde 2: er dient een groei in capaciteitsvraag te zijn dewelke gedrukt wordt onder drempel voor 'no-regret' investeringen

Volgend op randvoorwaarde 1 is het echter zo dat de gevolgen van de energietransitie op de (groei van) energiestromen en piekverbruiken in rekening moeten worden gebracht. Dit is opnieuw bepalend voor kosten gerelateerd aan capaciteitsnoden daar de groei in warmtepompen, elektrische wagens, PV... voor een hogere capaciteitsvraag op het net zorgt. Figuur 24 geeft aan welk aandeel netten er in de toekomst verondersteld wordt in congestie te komen. In dit kader veronderstelt Fluvius dat zij tegen 2032 minstens 40% van het LS-distributienet zullen moeten versterken (i.e. 30.000 km feeders) om de groei in de elektriciteitsvraag vanwege elektrische voertuigen en warmtepompen op te vangen (Fluvius 2023b). De elektrificatietrend noodzaakt de distributienetbeheerder tot investeringen, de zogenaamde 'no-regret'-investeringen.

Aangezien er vandaag de dag weinig congestieproblemen op het net zijn, kan een actieve afnemer en/of collectieve activiteit enkel een oplossing bieden voor de netbeheerder indien er een **groei is in de capaciteitsvraag**. De vraag is bijgevolg tweevoudig. Eerst dient de groei in capaciteitsvraag significant genoeg te zijn om een mogelijke investeringsdrempel voor de netbeheerder te kunnen overschrijden. Vervolgens dient de collectieve activiteit deze groei te kunnen drukken om onder deze investeringsdrempel te blijven. Er dient dus een evenwichtsoefening gedaan te worden met betrekking tot de afweging vanaf wanneer een groei in capaciteitsvraag significant genoeg is en in welke mate de collectieve activiteit deze kan drukken onder de investeringsdrempel.



Figuur 24 - Toekomstig (2035) aandeel netten dat potentieel in congestie kan komen (% per gemeente) (bron: Fluvius investeringsplan 2023-2032)

Randvoorwaarde 3: de baten van de collectieve activiteiten moet leiden tot een structurele oplossing

Een netbeheerder dient in alle omstandigheden te zorgen dat zijn netwerk sterk genoeg is. Indien een actieve afnemer en/of collectieve activiteit een bijdrage wenst te leveren door een daling in de piekafname te realiseren, dan moet dit leiden tot een duurzame reductie van de piekafname. Een eenmalige overschrijding zal namelijk toch een noodzakelijke herinvestering betekenen voor de netbeheerder of hij zal via andere wegen flexibiliteit aan moeten kopen.

Randvoorwaarde 4: de oplossing (die de collectieve activiteit aanbiedt) en de nood van de netbeheerder zijn op dezelfde netwerkelementen van het distributienet gelegen.

Voor capaciteitsgebonden investeringen is de vraag naar flexibiliteit vanwege de distributienetbeheerder ook zeer sterk **plaatsgebonden**. Niet alle feeders of distributienetassets hebben namelijk een capaciteitsprobleem. Het probleem van de netbeheerder (bv. netcongestie) en de oplossing (bv. gewijzigd gedrag van een actieve afnemer) dienen zich dus op dezelfde netwerkelementen van het distributienet te bevinden (bv. zelfde feeder of zelfde cabine) alvorens het probleem opgelost kan worden. Ook voor collectieve activiteiten, bestaande uit meerdere actieve afnemers, geldt deze locatiegebonden randvoorwaarde voor elke actieve afnemer. Bepalend binnen deze randvoorwaarde is het technische netwerkelement die activatie van flexibiliteit behoeft. Dit wil zeggen, als een congestie zich op feeder A bevindt, dan kunnen enkel de netgebruikers die zich bevinden op deze feeder het netprobleem verhelpen door hun gedrag aan te passen (bv. door hun wagen op een ander

moment te laden als gewoonlijk). Als het probleem zich op een transformator bevindt, dan zijn er meer mogelijkheden. Alle eindgebruikers, verspreid over de verschillende geconnecteerde feeders, hebben de mogelijkheid om hun gedrag te wijzigen. Dit geeft de collectieve activiteit meer vrijheidsgraden naar samenstelling van de leden toe.

Voor kosten gerelateerd aan stromen op het distributienet (vb. netverliezen) geldt ook de noodzaak van nabijheid op het distributienet. Hoe verder stroom vervoerd wordt over het distributienet, hoe meer netverliezen er zullen zijn (zie uitleg in sectie 2.4). De use cases die gesimuleerd zijn in deze studie waren enkel lokale use cases waar stromen dus maar een beperkte afstand dienen af te leggen. Ook dienen stromen plaats te vinden op het distributienet alvorens er netverliezen zijn. Interactie met het publieke net is daarom belangrijk en is vanuit het perspectief van een appartementsgebouw technisch gezien minder aanwezig. Stromen die in het gebouw blijven, belasten het distributienet op openbaar domein namelijk niet (zie ook uitleg in sectie 3.3.3). Enkel de kabels van de hoofdmeters van de individuele EAN's tot aan het gemeenschappelijke aansluitingspunt van een appartementsgebouw worden als distributienet beschouwd.

Randvoorwaarde 5: de uitgestelde netinvesteringen zijn geen onderdeel van synergiewerk en/of saneringen

De netinvesteringsstrategie van de distributienetbeheerder houdt rekening met synergie met andere investeringen in de nutsvoorzieningen (teledistributie, riolering, wegenwerken...). Graafwerken en herstel zijn de voornaamste kosten bij het aanleggen van ondergrondse kabels. Indien door **synergiën met andere nutsvoorzieningen** deze capaciteitskosten gedeeld kunnen worden, dan kan een vroegtijdige investering in kabels kostenefficiënter zijn. Fluvius werkt in deze gevallen volgens een technisch-economische analyse²³ om de afweging te maken om al dan niet te investeren bij synergiën. Bijgevolg kan het dus gebeuren dat op een locatie waar een collectieve activiteit potentieel een daling in de piekcapaciteit kon bewerkstelligen, het dankzij de synergie efficiënter en goedkoper is om toch het net te versterken.

Randvoorwaarde 6: de noden (en problemen) van de netbeheerder zijn tijdsgebonden

Netproblemen (congesties) die kunnen optreden, zijn **tijdsgebonden** en vinden doorgaans hoofdzakelijk op piekmomenten plaats. Voor het distributienet blijkt uit eerdere analyse dat de piekafname de grootste impact heeft op potentiële congestie. Op LS-netten treedt de hoogste belasting vandaag voornamelijk op tijdens de avondafnamepiek in de winter. Zowel expliciete als impliciete flexibiliteit kan een oplossing bieden als ze op het exacte moment van de congestie geleverd kan worden. Een daling in capaciteitsgerelateerde kosten kan dus enkel plaatsvinden indien de timing van het veranderende gedrag overeenkomt met de noden van de netbeheerder.

Bovendien is het ook zo dat, van zodra er een investering gerealiseerd wordt om de congestie op technische wijze op te lossen (o.b.v. afwegingskader netinvestering versus markt- en technische flexibiliteit), de noodzaak tot verwerving van flexibiliteit wegvalt. Flexibiliteit en de meerwaarde van de actieve afnemer en/of collectieve activiteiten voor de netbeheerder kan bijgevolg **beperkt in tijd zijn**.

Randvoorwaarde 7: juist dimensioneren van assets

Binnen deze studie wordt er bewezen dat lokale collectieve activiteiten mogelijks voor dalende kosten van netverliezen zorgen. Echter, hierin zijn duidelijke verschillen tussen de use cases zichtbaar op vlak van het juist dimensioneren van de PV-installatie. Indien er te weinig leden zijn voor de grootte van de PV-installatie, dan is het mogelijk dat er lokaal meer stromen zijn. Wat verder in het rapport geeft ook de Portugese regulator dit aandachtspunt mee (zie sectie 5.2).

²³ Een dergelijke analyse bestaat uit een aantal criteria. Bijvoorbeeld: een synergie wordt gevolgd indien de verwachting is dat netcomponent over een aantal jaar significant zwaarder belast wordt.

Randvoorwaarde 8: netgebruikers dienen hun gedrag aan te passen wanneer ze toetreden tot een collectieve activiteit

Zoals duidelijk wordt uit de simulaties in deze studie, is het altijd belangrijk om een 'vóór deelname' en een 'na deelname' aan de collectieve activiteit met elkaar te vergelijken. Indien individuele triggers zoals het capaciteitstarief in het referentiescenario 'vóór deelname' aan de collectieve activiteit reeds voor baten voor het distributienet zorgen, dan kunnen deze niet toegewezen worden aan de collectieve activiteit. Er dient dus een gedragsverandering te zijn door toedoen van de oprichting van een collectieve activiteit. Het louter samenstellen van een collectieve activiteit op zich leidt dus niet zomaar tot baten.

4.2. Toetsing randvoorwaarden

Om te voldoen aan al deze praktische overwegingen van de distributienetbeheerder dient een collectieve activiteit aan een aantal vereisten te voldoen. Echter, op dit moment zijn er geen algemene verplichtingen in het regelgevend kader voor collectieve activiteiten om te zorgen dat ze aan alle randvoorwaarden van de distributienetbeheerder voldoen.

Bijvoorbeeld, voor het distributienet is nabijheid van afnemers belangrijk. Indien een collectieve activiteit beloofd zou dienen te worden op basis van nabijheid, dan dient dit duidelijk gedefinieerd te worden. In de regelgeving is het begrip **nabijheid** enkel relevant voor actieve afnemers in eenzelfde gebouw en voor de hernieuwbare-energiegemeenschap. Zoals omschreven in Artikel 4.8.2, § 1 van het Energiedecreet wordt in een hernieuwbare-energiegemeenschap de deelname begrensd op basis van technische of geografische nabijheid, rekening houdend met de functie van de doelstellingen of de activiteiten die de hernieuwbare-energiegemeenschap wil verwezenlijken. Artikel 4.8.2, §1 van het Energiedecreet geeft de Vlaamse Regering de bevoegdheid om criteria te bepalen om het begrip technische of geografische nabijheid in te vullen. Vooralsnog is de Vlaamse Regering daartoe niet overgegaan. De concrete invulling van de nabijheid wordt nu dus overgelaten aan elke hernieuwbare-energiegemeenschap zelf. Uit de studie van (Delnooz et al. 2020) bleek ook dat stakeholders geen voorkeur hebben voor een afgebakende definitie van nabijheid. Ze gaven hierbij zelf aan dat collectieve activiteiten over tijd kunnen veranderen en een dynamisch gegeven zijn. Echter, ook de distributienetbeheerder kaart aan dat technische nabijheid moeilijk te definiëren is daar het distributienet ook geen statisch concept is. De netwerkconfiguratie kan namelijk veranderen doordat er bijvoorbeeld cabines worden bijgeplaatst. Hierdoor kunnen twee burens die oorspronkelijk op eenzelfde feeder lagen, plots op twee verschillende feeders komen te liggen. Netconcepten zijn dus niet noodzakelijk stabiel in tijd en zijn bovendien ook niet gekend op het niveau van het CMS. Tot slot, moest er gekozen worden om nabijheid voor het distributienet te definiëren, dan dient opgemerkt te worden dat dit dient te gebeuren op basis van concepten uit het distributienet (achter dezelfde transformator, op dezelfde kabel...). Dergelijke concepten zijn niet altijd gekend bij de burger en zijn ook niet transparant (Delnooz et al. 2020).

Verder is duurzaamheid van de verandering in gedrag van afnemers in een collectieve activiteit noodzakelijk zodat de distributienetbeheerder zekerheid heeft dat de collectieve activiteit hem langdurig kan helpen. Collectieve activiteiten zijn echter gebaseerd op een **"open en vrijwillige deelname van zijn vennoten of leden"**. Voor energiegemeenschappen van burgers en hernieuwbare-energiegemeenschappen wordt dit expliciet bepaald in art. 4.8.1. resp. art. 4.8.2, § 1 van het Energiedecreet. Art. 3.3.3, punt 11° van het Energiebesluit bepaalt bovendien dat de overeenkomst, die telkens verplicht moet worden afgesloten tussen de energiegemeenschap enerzijds en de vennoten of leden ervan anderzijds, de voorwaarden moet bepalen voor de toetreding tot en de uitstap uit de energiegemeenschap, en als dat van toepassing is, de voorwaarden voor de toetreding tot en de uitstap uit het energiedelen. Deze voorwaarden moeten in overeenstemming zijn met het technisch reglement distributie elektriciteit van de VREG, evenals transparant, objectief, billijk, niet-discriminerend en proportioneel. Voor wat betreft energiedelen of de verkoop van groene stroom in een appartementsgebouw of een multifunctioneel gebouw is er geen gelijkaardige, expliciete vereiste om een overeenkomst te sluiten i.v.m. toetreding en uitstap, al laat dat de mogelijkheid onverlet dat de deelnemers daarover alsnog bepaalde afspraken maken. Alleszins verlopen toetreding tot en uitstap uit alle vormen van energiedelen en 'energie verkopen' (waaronder de verkoop van groene stroom in een gebouw) technisch gezien volgens dezelfde regels, vastgelegd in het protocol van Fluvius (Fluvius 2023c), zoals vereist door het

Randvoorwaarden meerwaardecreatie distributienetbeheerder

technisch reglement voor de distributie van elektriciteit van de VREG. In elk geval, de samenstelling van collectieve activiteiten kan dus doorheen hun levensduur veranderen. De levensduur van collectiviteiten zelf kan ook beperkt zijn. Voor wat betreft energiegemeenschappen, moet de overeenkomst die de energiegemeenschap afsluit met elk van zijn vennoten of leden, ook hieromtrent de nodige bepalingen bevatten²⁴. De mogelijkheid van een veranderende samenstelling van een collectieve activiteit geeft een bijkomende risico voor de distributienetbeheerder dat een collectieve activiteit een duurzame oplossing voor bepaalde investeringsnoden voorziet.

Specifiek voor energiegemeenschappen geldt bovendien nog dat zij het streven naar voordelen op ecologisch, economisch of sociaal gebied voor de vennoten, leden of omgeving waar ze actief zijn, als hoofddoel moeten hebben. Winstoogmerk moet daarbij bovendien ontbreken, of ondergeschikt zijn aan het hoofddoel (artikel 4.8.1 en 4.8.2 Energiedecreet). Niet iedere collectieve activiteit wordt dus opgericht met als hoofddoel het aftoppen van PV-productie of het vermijden van netcongesties.

Los van de kwantitatieve analyse in hoofdstuk 3 en de resultaten inzake de potentiële, theoretische impact van collectieve activiteiten op het distributienet, geven de randvoorwaarden concreet aan dat er over het algemeen niet gegarandeerd kan worden dat alle collectieve activiteiten aan alle randvoorwaarden van de distributienetbeheerder voldoen om zo een duurzame baat voor het distributienet te bekomen.

²⁴ In art. 3.3.1, punt 2° wordt gespecificeerd dat de overeenkomst tussen een energiegemeenschap en haar leden/vennoten o.a. dient te specificeren welke de bepalingen over de levensduur en de ontbinding van de energiegemeenschap zijn.



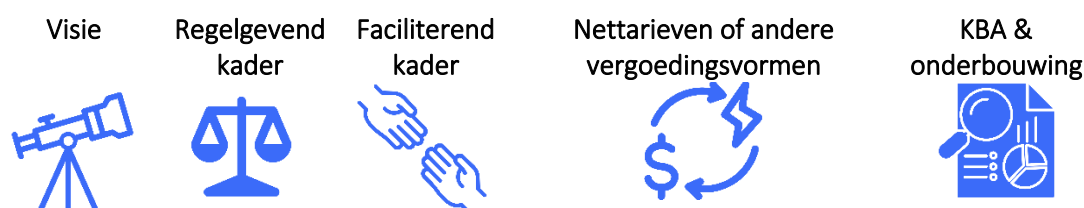
Analyse
relevante
vergoedingen



5. Europese Benchmark

Alvorens we op basis van objectieve resultaten overgaan tot conclusies en aanbevelingen in deze studie, kijken we naar enkele ‘best practices’ in andere Europese lidstaten. Dit doen we om te kijken hoe andere lidstaten omgaan met het al dan niet geven van voordelen voor collectieve activiteiten.

We starten dit hoofdstuk met het inzoomen op een aantal Europese regio’s of lidstaten (Brussels Hoofdstedelijk Gewest, Portugal, Oostenrijk, Italië en Spanje) om te leren of en hoe er een faciliterend kader voor collectieve activiteiten uitgebouwd wordt. De regio’s/lidstaten zijn geselecteerd op basis van ontwikkelingen in nettarieven. We kijken daarbij niet enkel naar het bestaande regelgevend kader, maar zoomen ook in op de visie en doelstellingen rond collectieve activiteiten van de lidstaat. Deze omschrijving heeft niet tot doel om volledig te zijn, maar vooral om inzage te geven in de onderbouwing van een lidstaat om collectieve activiteiten te ondersteunen op een bepaalde manier. Tot slot detailleren we, waar relevant, kortingen in de nettarieven en/of heffingen, of andere relevante vergoedingen, en beschrijven we het al dan niet aanwezig zijn van een KBA om deze te onderbouwen. De te bespreken aspecten zijn visueel weergegeven in Figuur 25. De Europese benchmark is gebaseerd op basis van publieke documenten²⁵. Voor Portugal en Oostenrijk is deze analyse afgetoetst met de regulatoren zelf via een mondeling interview. Voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest is het zo dat er een openbare raadpleging plaatsvond over hun KBA-studie. Hiervan wordt in september 2023 een rapport verwacht met antwoorden van Brugel op de feedback. Voor Spanje is de analyse afgetoetst met een expert op de Spaanse universiteit, Comillas Pontifical University. Voor Italië stemden we af met een expert van RSE²⁶, dewelke het Italiaanse kader goed kent.



Figuur 25 - Te bespreken elementen in de Europese Benchmark Analyse

²⁵ De lezer dient er mee rekening te houden dat kaders rond collectieve activiteiten op korte termijn sterk veranderen en dat deze analyse laatst geactualiseerd is in de periode van augustus 2023.

²⁶ RSE, Ricerca sul Sistema Energetico, is een organisatie van de Italiaanse overheid dewelke publiek onderzoek voert in opdracht van het ministerie van economische ontwikkeling naar het nationaal energiebeleid en milieu- en economische doelstellingen.

5.1. Brussel

Visie



In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (BHG) blijkt er een sterke voorkeur uit te gaan naar collectieve activiteiten om zo bestaande spelers en lokale overheden samen te brengen en te mobiliseren (Sibelga 2023b). In het kader van hun ambities rond de uitrol van hernieuwbare energie en als onderdeel van de 'Renolution Strategie' (renovatiestrategie) (Renolution 2023) richt het BHG ook een entiteit op om stakeholders die een collectieve activiteit willen oprichten te faciliteren (Environment.brussels 2023).

Regelgevend kader



Het BHG zette bij ordonnantie van 17 maart 2022 de Europese richtlijnen om (BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST 2022). Deze ordonnantie wijzigt de zgn. Elektriciteitsordonnantie. Hierbij worden er 3 types van energiegemeenschappen voorzien (i.e. de energiegemeenschap van burgers, de hernieuwbare-energiegemeenschap en de lokale energiegemeenschap). Daarnaast worden ook energiedelen in een gebouw en P2P-handel mogelijk. De criteria van nabijheid, in het geval van een hernieuwbare-energiegemeenschap en een lokale energiegemeenschap, dienen vastgelegd te worden in de statuten of andere gelijkwaardige oprichtingsdocumenten van energiegemeenschappen.

Faciliterend kader



Het BHG biedt via de Facilitator "Energiedelen en Energiegemeenschappen" gratis diensten aan ter technische, juridische en administratieve ondersteuning van collectieve activiteiten. De LS-meter wordt gratis vervangen door een slimme meter indien men aan energiedelen wil doen en Sibelga heeft op haar website een formulier om elektriciteitsplannen van leden van een collectieve activiteit op te vragen om de perimeter te bepalen (Sibelga 2023a).

Nettarieven



De regulator, BRUGEL, heeft na overleg met Sibelga tijdelijke tarieven voor energiedelen goedgekeurd voor de periode t.e.m. 2024 (BRUGEL 2022). Het doel van het BHG is om lokaal energiedelen aan te moedigen. De aanpassingen in de nettarieven in het BHG zijn afhankelijk van de elektrische perimeter van het energiedeel-project. "Hoe dichter de verschillende deelnemers zich bij de productiebron(nen) bevinden, hoe lager de kosten van het gebruik van het netwerk." (Sibelga 2023a) Er zijn 4 mogelijke perimeters. Deelnemers bevinden zich: Type A - In hetzelfde gebouw (voordeligste tarief); Type B - Onder dezelfde LS-transformatiecabine, middenspanning naar laagspanning; Type C - Voorbij dezelfde LS-transformatiecabine, maar onder dezelfde leveringspost van Elia; Type D - Voorbij dezelfde leveringspost van Elia (geen tariefverlaging), en dus via verschillende Elia-posten. Voor alle deelnemers in het project wordt er één tarief toegepast. D.w.z. dat wanneer één deelnemer een elektrische perimeter overschrijdt, alle deelnemers onder dat nettatarief vallen.

De kortingen op de nettarieven gelden enkel voor de 'lokale volumes', dat wil zeggen de volumes van geconsumeerde energie afkomstig van de gedeelde productie. Voor de volumes van energie geleverd door de commerciële leverancier gelden de conventionele distributietarieven. Concreet omvatten de kortingen op de nettarieven²⁷ het volgende:

- Transmissiekosten vallen weg voor Type A, B, C
- Distributiekosten:
 - o Capaciteitstarief voor LS-klanten ≤ 56 kVA: het vaste deel van het tarief voor het gebruik van het net wordt niet aangerekend op de lokale volumes;
 - o Gebruikspersentages evenredig aan afnames (HI/LO/TH)
 - Type A: deze tarieven worden verlaagd tot 0 euro;
 - Type B: deze tarieven worden met de helft verlaagd.

²⁷ Merk op dat er binnen deze tarieven nog een verschil gemaakt wordt op basis van de spanning van de aansluiting: LS ≤ 56 kVA, LS > 56 kVA en MS. <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2022/nl/Tarievenlijst-Energiedelen-2023.pdf>

- Types C en D: geen wijziging.

- Tarief verbonden met reactieve energie: voor middenspanning wordt de reactieve energie alleen gefactureerd op de bijkomende volumes.
- Tarief voor stroomafname: voor de types A en B bedraagt het tarief 0 euro.

KBA & onderbouwing



Bij het bepalen van deze nettarieven was er voor het BHG nog geen KBA uitgevoerd. In haar onderbouwing (BRUGEL 2022) voor het aangepaste nettariaf geeft BRUGEL aan dat de toepassing van de nieuwe gedifferentieerde tarieven gerechtvaardigd is op basis van leerlessen uit pilootprojecten in Brussel. Verder argumenteert ze dat de maatregel beperkt is in de tijd en meer bepaald geldt van 1 september 2022 tot en met 31 december 2024. De kortingen werden nu ingevoerd om o.a. de ontwikkeling van hernieuwbare energie te versnellen. De stedelijke omgeving van Brussel bestaat namelijk uit veel mede-eigendommen. Zo tracht men hernieuwbare energie dicht bij de burgers te brengen. Bij goedkeuring van de nieuwe tariefmethodologie 2025-2029 zal Brugel zich baseren op een KBA die recent uitgevoerd werd om zo na te gaan of gedifferentieerde tarieven behouden dienen te worden. Ondertussen is de eerste versie van de KBA voor het BHG uitgevoerd en zijn de resultaten beschikbaar (BRUGEL 2023). Deze zijn opengesteld ter openbare raadpleging zodat alle belanghebbenden erop konden reageren. De studie geeft expliciet aan dat er veel onzekerheid is over zowel de ontwikkeling van collectieve activiteiten als de kwantificering van de voordelen ervan. Bijgevolg werd de KBA opgebouwd op basis van sterke veronderstellingen over de netvoordelen. De KBA maakt gebruik van een top-down approach²⁸ waarbij een inschatting van baten voor het volledige BHG gemaakt wordt. Baten worden dus niet opgesplitst voor specifieke collectieve activiteiten. Dit vergroot de onzekerheid aangezien het erg moeilijk is om in te schatten hoeveel afnemers in de toekomst aan energiedelen zullen doen. Ook worden randvoorwaarden en het al dan niet significant zijn van resultaten voor de distributienetbeheerder onvoldoende beschouwd.

Op het vlak van **baten** schat de Brusselse KBA de netvoordelen in op basis van verschillende veronderstellingen zonder een kwantitatieve analyse uit te voeren over hoe het gedrag van afnemers verandert. Hier kijkt men enkel naar de impact op piekvermogen en niet naar veranderingen in netverliezen/getransporteerde energie. Op vlak van de impact op piekvermogen veronderstelt men voor het BHG dat de netpiek per projectdeelnemer tussen de 0,5-1 kW daalt dankzij collectieve activiteiten. Dit is een zware veronderstelling in de studie aangezien men er dus vanuit gaat dat een collectieve activiteit de bijdrage aan de piek sowieso doet dalen. Als groei in collectieve activiteiten veronderstelt men voor het BHG een groei in penetratiegraad tussen de 1-20%. De conclusie hangt bijgevolg af van de invulling van bovenstaande parameters: de baten van collectieve activiteiten zijn groter dan de kosten voor de netbeheerder indien er een kritische massa aan leveringspunten wordt bereikt die deelnemen aan collectieve activiteiten. Het omslagpunt hangt af van de veronderstelde gemiddelde daling per deelnemer aan de piek. Verder kijkt de Brusselse KBA ook naar niet-netwerkgerelateerde baten zoals socio-economische en ecologische baten. Op het vlak van **kosten** dient er opgemerkt te worden dat, ten opzichte van Vlaanderen, de scope van de KBA anders is: de Brusselse Elektriciteitsordonnantie schrijft voor dat door Brugel een KBA moet gebeuren m.b.t. energiegemeenschappen en energiedelen, terwijl in art. 4.8.4 van het Vlaamse Energiedecreet een KBA wordt voorgeschreven m.b.t. energiegemeenschappen en energiedelen/VME-verkoop in hetzelfde gebouw. De Brusselse KBA kijkt bijgevolg naar alle vormen van energiedelen. De Brusselse KBA brengt daarom de vaste kosten gerelateerd aan collectieve activiteiten, dewelke stijgen door de implementatie van energiedelen allemaal kwantitatief in kaart op basis van data van Sibelga, daar waar deze in Vlaanderen o.w.v. eerder vermelde redenen kwalitatief besproken worden.

²⁸ In sectie 3.3.1 lichten we het verschil tussen top-down en bottom-up approaches toe.

5.2. Portugal

Visie



Portugal heeft geen concrete doelstellingen specifiek voor collectieve activiteiten, maar ze ziet collectieve activiteiten wel als een middel om bepaalde economische, sociale en ecologische doelstellingen te halen. Zeker in de naloop van de Corona-crisis en de oorlog tussen Oekraïne-Rusland werden er concrete financiële stimuli gegeven om de economie terug een boost te geven. Een gedeelte van de subsidies gingen hierbij naar collectieve activiteiten om investeringen in PV te ondersteunen. Portugal wijst in haar nationaal energie en klimaatplan (PNEC 2020) energiegemeenschappen een 'sleutelrol' toe wat betreft het stimuleren van innovatie, economische ontwikkeling en het mitigeren van energiearmoede.

Regelgevend kader



Het Portugees regelgevend kader heeft het Clean Energy Package volledig omgezet wat betreft collectieve activiteiten in 2019 (Presidência do Conselho de Ministros 2019), met aanpassingen voor collectieve zelfconsumptie in 2022 (Presidência do Conselho de Ministros 2022b). Het merendeel van de eigenschappen van bovenstaande concepten is overgenomen door een vrij letterlijke vertaling van de Europese richtlijnen. Voor collectieve zelfconsumptie is er geen juridische entiteit nodig en bijgevolg wordt het concept gezien als een alternatief voor energiegemeenschappen, met eenvoudigere procedures. Nabijheid is gedefinieerd als zijnde de afstand tussen productie en consumptie:

- In LS-netwerken (230V-400V) dient de afstand kleiner te zijn dan 2 km, of dienen beide punten achter dezelfde transformator te zitten.
- In MS-netwerken (6-30kV) dient de afstand kleiner te zijn dan 4 km, en dienen beide punten achter dezelfde transformator te zitten.
- In HS-netwerken (60kV) dient de afstand kleiner te zijn dan 10 km, en dienen beide punten achter dezelfde transformator te zitten.
- In extra HS-netwerken (>150kV) dient de afstand kleiner te zijn dan 20 km, en dienen beide punten achter dezelfde transformator te zitten.

Om een hernieuwbare energiegemeenschap op te richten en/of om collectieve zelfconsumptie te doen, is het noodzakelijk om aan de nabijheidsvereisten te voldoen. Ondanks deze richtlijnen, is er nog steeds een optie om nabijheid te laten evalueren door de DGEG (Directorate General of Energy) en zo uitzonderingen te bekomen. Met haar Regulation n^o 373/2021 geeft Portugal overigens ook nog steeds de mogelijkheid tot oprichting van hernieuwbare-energiegemeenschappen via regulatory sandboxes. Via deze weg kunnen er uitzonderingen gevraagd worden voor belemmerende regelgeving rond zelfconsumptie en collectieve zelfconsumptie.

Faciliterend kader



In haar Nationaal Energie- en Klimaatplan (PNEC 2020) definieert Portugal 5 maatregelen onder punt 3.2 van het plan. Deze maatregelen dienen uitgewerkt te worden tussen 2020-2030. (PNEC 2020) Bijgevolg worden faciliterende maatregelen voor energiegemeenschappen nog maar net opgezet en is het faciliterende kader nog niet helemaal samenhangend en ontwikkeld ondanks dat er ondertussen sterk wordt ingezet op collectieve activiteiten aan de hand van verschillende financieringsmechanismes. Dit werd ook aangekaart tijdens het interview met de regulator dewelke aangaf dat er op dit moment, ondanks vele aanvragen die wachten op autorisatie, maar een tiental cases van collectieve zelfconsumptie in Portugal zijn. Er dienen dus nog veel barrières weggewerkt te worden.

Nettarieven



In Portugal worden de nettarieven (capaciteitstarief met volumetrisch ToU gedeelte) bepaald door de regulator. Een onderdeel van de netkosten noemt CIEG (Custos de Interesse Económico Geral). Hierin zitten kosten gerelateerd aan de kost van energiebeleid, en andere economische en milieukosten gelinkt aan de productie van elektriciteit (Despacho n.º 6453/2020 en nu ook in Decreto-Lei 15/2022 (Presidência do Conselho de

Ministros 2022a)). Deze CIEG kosten worden bepaald door de overheid en de regulator dient dit te volgen. Alle collectieve en individuele zelfconsumptie wordt in Portugal op kwartierbasis gemeten. Er wordt verondersteld dat bij zelfconsumptie binnen een individueel en/of collectief gebouw het publieke net niet gebruikt wordt. De regulator geeft aan dat dit in principe door de regelgeving bepaald is daar het interne net in het gebouw voorzien, betaald en onderhouden wordt door de eigenaars van het gebouw. Er wordt wel erkend dat deze scheiding niet altijd eenvoudig te bepalen is aangezien in Portugal de gemeenschappelijke delen van een gebouw soms wel een aparte aansluiting op het net hebben. Dit wordt daarom bij registratie van de collectieve activiteit via een case-by-case procedure bekeken.

Portugal geeft uitzonderingen voor collectieve zelfconsumptie en energiegemeenschappen op vlak van zowel de nettarieven (bepaald door de regulator) als CIEG kosten (bepaald door de overheid) afhankelijk van het gebruik van het publieke net en enkel voor de zelfconsumptie. Voor de reguliere afname via de energieleverancier blijven deze kosten wel nog geldig.

- Op de CIEG-kost wordt collectieve zelfconsumptie (waaronder energiegemeenschappen en collectieve gebouwen vallen) een korting van 100%.
- Daarnaast wordt er ook een korting op de distributienettarieven gegeven, maar dan enkel proportioneel t.o.v. de bijdrage aan de netkosten. Dat wil zeggen dat afnemers enkel dienen te betalen voor de netten waarop afname en productie zich bevinden. Een activiteit op LS zal zo vrijgesteld worden van kosten op MS en HS en dit voor de volledige 100% van de nettarieven voor die spanningsniveaus voor het gedeelte van collectieve zelfconsumptie. (Presidência do Conselho de Ministros 2022a)
- Tot slot licht de regulator nog toe dat deze laatste korting op nettarieven enkel gegeven wordt indien er geen stroom terugvloeit naar hogere netwerkcomponenten. Als er te veel generatie op LS en er stroom naar hogere spanningsniveaus vloeit, dan zal er geen/minder korting gegeven worden op de nettarieven voor de hogere spanningsniveaus. Dit laatste is een bezorgdheid voor Portugal omdat ze met grote windturbineparken op het transmissienet dit effect reeds zien. Op LS zijn er op dit moment geen problemen en is deze optie daarom nog nooit doorgevoerd. Er zijn dus ook geen concrete details beschikbaar over hoe dit uitgewerkt zou worden. Op dit moment wordt er jaarlijks op basis van netbeheerdata over de transits in de verschillende punten van het net op nationaal niveau beslist of er te veel stromen terugvloeien naar hogere netten. Aangezien er op dit moment geen tot weinig problemen zijn, wordt eenzelfde 'one-size-fits-all' beslissing genomen om alle collectieve activiteiten de korting te geven.

Voor industriële gebruikers geldt er een uitzondering op deze regels daar zij aan zelfconsumptie mogen doen onafhankelijk van de definitie van nabijheid, zonder de CIEG-kost en nettarieven te betalen op hun zelf-verbruikte energie.

**KBA &
onderbouw
ing**



Tot op heden is er geen formele kosten-batenanalyse gebeurd. De regulator heeft wel simulaties gedaan rond de CIEG kosten om te kijken of de impact op de niet-leden van collectieve activiteiten niet te groot was. Dit was voornamelijk in het kader van de uitzondering van industriële afnemers een bezorgdheid daar zij de middelen hebben om op korte termijn veel te investeren. Voor LS- en MS-afnemers is deze bezorgdheid er niet daar slechts 2% van de LS-afnemers aan individuele zelfconsumptie doen en 10% van de MS-afnemers. Verder wordt er jaarlijks geëvalueerd of de uitzonderingen op de CIEG-kosten en de netwerktarieven behouden dienen te worden. Op dit moment is er zo weinig (collectieve) zelfconsumptie dat men nog niet op het punt gekomen is dat de kortingen op tarieven een probleem zouden kunnen vormen. Het doel is dus om de collectieve activiteiten zoveel mogelijk te stimuleren.

5.3. Oostenrijk

Visie



Energiegemeenschappen zijn onderdeel van de Oostenrijkse strategie om de Europese klimaatdoelstellingen te behalen. Het doel is om via energiegemeenschappen een bredere verspreiding van hernieuwbare energie in Oostenrijk te bekomen. Er zijn geen specifieke doelstellingen rond aantallen energiegemeenschappen.

Regelgevend kader



Collectieve zelfconsumptie is in Oostenrijk reeds mogelijk sinds 2017 (ElWOG) (Government of Austria 2021), mits het publieke net niet gebruikt werd. Er was dus enkel sprake van collectieve zelfconsumptie in multi-appartementsgebouwen (Frieden et al. 2021). In juli 2021 werd het Clean Energy Package omgezet via de Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG). Hierin werden definities opgenomen van de hernieuwbare energiegemeenschap en de energiegemeenschap van burgers. P2P is nog niet gedefinieerd. In de hernieuwbare energiegemeenschap dienen burgers zich "nabij" elkaar te bevinden: alle installaties van de gemeenschap dienen zich in het concessiegebied van één netbeheerder te bevinden. Doorvoer via de netten van andere netbeheerders is niet toegestaan. Nabijheid is gedefinieerd in functie van de structuur van het distributienet dewelke in Oostenrijk wordt uitgedrukt in netniveaus gaande van 7 tot 1. Enerzijds is er het "lokale gebied", dat zich uitstrekt van netniveau 7 tot een deel van netniveau 6 (alleen tot het LS-gedeelte van dit netniveau, dus tot het LS-gedeelte van de transformator), en anderzijds is er het "regionale gebied", dat zich uitstrekt van het resterende gedeelte van netniveau 6 tot een deel van netniveau 4 (alleen tot het MS-deel van dit netniveau). Niveau 1-4 mogen niet gebruikt worden. Eindgebruikers kunnen informatie over hun positie in het net opvragen bij hun netbeheerder. Energiegemeenschappen van burgers mogen wel energiedelen over de gebieden van verschillende netbeheerders heen. Echter, uit het interview met de Oostenrijkse Regulator bleek dat dit amper geïmplementeerd wordt omwille van uitdagingen inzake het delen van de data tussen de 120 Oostenrijkse distributienetbeheerders. Men tracht ook geen verschillen te hebben tussen individuele en collectieve zelfconsumptie. Zowel voor individuen als voor het collectief worden productie en consumptie gematched op kwartierbasis. Voor collectieve gebouwen gebeurt dit op gebouwniveau en worden stromen in het gebouw niet als distributienetstromen aanschouwd maar volgens een gekozen verdeelsleutel verdeeld. Een evaluatie van het EAG regelgevend kader zou tegen het eind van 2023 door het federale ministerie voor klimaatbescherming, milieu, energie, mobiliteit, innovatie en technologie moeten gebeuren. Deze evaluatie dient ook een analyse te omvatten van mogelijke barrières, suggesties voor verbetering en noodzakelijke aanpassingen. (Frieden et al. 2021)

Faciliterend kader



Oostenrijk heeft een coördinatiebureau voor energiegemeenschappen opgericht dat als doel heeft een online 'one-stop-shop' voor energiegemeenschappen te zijn om zo de implementatie van verschillende soorten energiegemeenschappen te faciliteren (Climate and Energy Fund 2023). Het platform bevat richtlijnen voor start-ups, financiering, pilootprojecten, antwoorden op vragen, wetgevende informatie, connecties naar experts... Ook is er informatie te vinden rond voordelen van collectieve activiteiten, een kaart van Oostenrijk met hun ligging, modelcontracten... Energiegemeenschappen dienen geen leveringsvergunning te hebben. (REScoop.EU 2023) Oostenrijk heeft dus verschillende maatregelen genomen om het op administratief vlak eenvoudiger te maken voor collectieve activiteiten. Verder is een E5-ondersteunings programma opgericht om lokale autoriteiten te betrekken bij de energietransitie en hun specifiek te motiveren om dit samen met energiegemeenschappen te doen. Op economisch vlak krijgen energiegemeenschappen een marktpremie voor een maximum van 50% van de geproduceerde hernieuwbare energie die niet geconsumeerd werd in de gemeenschap. (REScoop.EU 2023) Indien de energiegemeenschap niet voor deze marktpremie kiest, dan kan het volgens § 80 (1) REA

een investeringssubsidie krijgen. Daarnaast is er ook nog een tendering programma voor hernieuwbare-energiegemeenschappen. (BMVIT 2023)

Nettarieven



Het distributienettarief in Oostenrijk bestaat uit een vast capaciteitstarief en een volumetrisch tarief. Enkel hernieuwbare energiegemeenschappen krijgen korting op de nettarieven, en dan specifiek op het volumetrisch gedeelte van de nettarieven in de hoger gelegen netten voor de hoeveelheid gedeelde stroom. De kortingen op de nettarieven worden weergegeven in een ordonnantie van de regulatoire Commissie van E-Control (RIS 2023) waarin staat dat er voor het lokale gedeelte van het netwerk, voor niveaus 6-7 57% korting op de nettarieven gegeven wordt. Voor het regionale gedeelte wordt er voor netniveaus 6-7 28% korting gegeven en voor netniveaus 4-5 64% korting.

KBA & onderbouwing



Er is in Oostenrijk geen kosten-batenanalyse uitgevoerd. Vanuit een politieke visie is beslist dat uit sociale en ecologische overwegingen korting op de nettarieven voorzien dienden te worden. De regulator heeft deze dan ingevoerd en de hoogte ervan bepaald. Er werden geen kortingen op het capaciteitstarief gegeven omdat er verondersteld werd dat ook gemeenschappen wel eens een piekafname/injectie kunnen hebben en omdat capaciteit op dit moment niet gemeten wordt.

Een KBA zou wel uitgevoerd moeten worden tegen begin 2024 (EAG §79 (3)). (Frieden et al. 2021) De regulator neemt hiervoor contact op met alle distributienetbeheerders om na te gaan welke kosten zij gehad hebben om energiedelen te implementeren en om na te gaan of zij hun kosten voldoende kunnen dekken indien sommige gebruikers korting op de nettarieven krijgen. Hierbij zullen de netbeheerders ook een inschatting moeten geven over mogelijke dalingen in netinvesteringen dankzij energiedelen. De KBA wordt dus in de eerste plaats gedaan op basis van ervaringen met energiedelen vandaag de dag. De regulator dient zo te oordelen op welke manier collectieve activiteiten eerlijk en proportioneel bijdragen aan systeemkosten. (Republic of Austria 2021)

In Oostenrijk werd er voor de omzetting van de EU-richtlijnen wel een studie uitgevoerd gericht op mogelijke lokale tarieven voor energiegemeenschappen (Frieden et al. 2020). Specifiek werd er gefocust op mogelijk stijgende lasten voor niet-leden van een energiegemeenschap ter compensatie van inkomstenverlies van netbeheerders ten gevolge van aangepaste nettarieven voor energiegemeenschappen. In het algemeen was de conclusie dat de mogelijke extra lasten voor kwetsbare groepen op middellange termijn beperkt lijken. De lasten verschillen echter van regio tot regio, afhankelijk van de hoogte van de nettarieven in de verschillende regio's. Er werd in de studie geen rekening gehouden met andere voordelen die energiegemeenschappen kunnen opleveren die een rol kunnen spelen in het doen dalen van de kosten voor de netbeheerder of die andere positieve effecten op de mitigatie van energiearmoede kunnen hebben.

5.4. Italië

Visie



Hernieuwbare-energiegemeenschappen worden zowel in het kader van het nationale energie- en klimaatplan (NECP) in 2018 (Utilitatis Fondazione 2022) als in het kader van het PNRR (Nationaal Herstel en Veerkrachtplan) (in het kader van het herstel na de coronapandemie) aangehaald als bottom-up aanpak om hernieuwbare energie uit te rollen en energiearmoede op te lossen/te verminderen. (Krug 2022) In het OIPE-rapport van 2020 (OIPE 2020) werd aangegeven dat 2.1 miljoen huishoudens in energiearmoede leven. Dit is volgens Eurostat zo een 11% van de bevolking. Verschillende individuele Italiaanse regio's hebben ook eigen regionale kaders (zie bijvoorbeeld de regio's Piemonte, Puglia, Liguria en Calabria). (Krug 2022)

Regelgevend kader



Tussen eind 2019 en begin 2020 is een gedeeltelijke en vervroegde omzetting van de REDII-richtlijn gestart. Hiermee werd er via Resolutie 8/2020 een zogenoemde test-regelgeving opgezet voor gezamenlijk optredende actieve eindgebruikers en werd de hernieuwbare-energiegemeenschap geïntroduceerd. Dit was een eerste, tijdelijke transpositie van de richtlijnen. Deze eerdere regelgeving is relevant voor dit rapport omdat de huidige economische stimuli gesteld zijn op basis van deze regelgeving. Zo bevatte de experimentele regelgeving beperkingen op vlak van de inwerkingtreding van nieuwe gemeenschappen (na 1 maart 2020). Het vermogen van de installatie mocht bijvoorbeeld niet groter zijn dan 200 kW en leden dienden achter hetzelfde LS-MS transformatorstation gelegen te zijn of tot hetzelfde gebouw te behoren.

Intussen heeft Italië in november 2021 wel beide concepten van energiegemeenschappen omgezet in haar regelgeving. De energiegemeenschap van burgers is opgenomen in het decreet 210/08.11.2021 (Presidenza del consiglio dei ministri 2021) en de hernieuwbare-energiegemeenschap is opgenomen in decreet 199/08.11.2021 (GAZZETTA UFFICIALE and Gazzetta ufficiale della REPUBBLICA ITALIANA 2021). Het concept van nabijheid is beschreven als zijnde connectiepunten die achter hetzelfde MS-substation zitten, met een productie-installatie kleiner dan 1 MW. Door deze beperkingen focussen de meeste gemeenschappen op zonne-energie en zijn projecten vaak beperkt tot een tiental leden (Krug 2022).

Faciliterend kader



Op 20 november 2020 publiceerde Italië een ministerieel besluit (Anno 161° - Number 285) met daarin vervat een regeling voor een 20-jarige economische terugleververgoeding voor 2 types van prosumenten die in de regelgeving opgenomen zijn. Voor energiegemeenschappen wordt een vaste stimuli van €0,11 kWh gegeven, en voor collectieve zelfconsumptie een stimuli van €0,10 kWh voor iedere kWh stroom dat er tussen leden gedeeld wordt. Collectieve zelf-consumptie wordt op uur-basis geregistreerd. Dit feed-in tarief wordt gegeven door Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. Dit schema is open voor alle hernieuwbare energiesystemen die een grootte van 200 kW niet overschrijden en dewelke pas in operatie zijn gegaan na de inwerkingtreding van het ministerieel besluit. Alle energiestromen die niet gedeeld worden, maar op het net gezet worden, worden vergoed aan een marktprijs volgens het GSE-contract. De provisie vraagt verder dat deelnemers van dit schema achter dezelfde LS-transformator zitten. De vergoeding wordt gegeven aan het centraal aanspreekpunt van de collectieve activiteit en dient onder de leden onderling verdeeld te worden.

Ook geeft Italië via het Rilancio-decreet de zogenaamde Superbonus (dit t.e.m. 31 december 2023) waarmee het belastingvoordelen tussen 50-110% op personenbelastingen geeft voor zonnepanelen op het dak, energie-

efficiëntiemaatregelen... bij residentiële afnemers. Dit laatste is wel niet te combineren met de incentives die voor energiedelen gegeven worden.

Verder geeft Italië nog meerdere andere belangrijke maatregelen ten voordele van hernieuwbare energie (waaronder 23,78 miljard subsidies voor hernieuwbare energie en specifiek 2,2 miljard voor de ontwikkeling van energiegemeenschappen in kleine steden met minder dan 5.000 inwoners (Krug 2022; Utilitatis Fondazione 2022)). In totaal voorziet GSE zo een 20-tal stimuli om hernieuwbare energie en energie-efficiëntie te promoten. Desondanks zijn er ook nog verschillende barrières voor collectieve activiteiten in Italië.

Nettarieven



Via resolutie 318/2020 stelt regulator ARERA (ARERA 2022) een virtueel model voor om de bijdrage van collectieve activiteiten aan het net te belonen. Er wordt verondersteld dat energiedelen gebruik maakt van het openbaar distributienet, maar er minder gebruik van maakt. Concreet geeft ze een korting voor zelfverbruikte energie om zo kosten voor het minder gebruik van het net terug te betalen. Voor collectieve zelfconsumptie in eenzelfde gebouw wordt hiervoor volgende berekening gebruikt:

- Enerzijds is er korting op de transmissie en distributietarieven berekend op de gedeelde energie. Voor LS-afnemers is dit 0.761 c€/kWh en voor niet-huishoudelijke afnemers is dit 0.061 c€/kWh.
- Anderzijds wordt er korting gegeven voor vermeden netverliezen, berekend door het product van de coëfficiënt voor vermeden netverliezen (1.2% in MS of 2.6% in LS), de uurlijks zonneprijs en de uurlijkse zelfconsumptie.

Voor hernieuwbare-energiegemeenschappen wordt er enkel een korting op de transporttarieven gegeven, met dezelfde berekening als hierboven gegeven voor collectieve activiteiten in eenzelfde gebouw. Op deze manier erkent de regulator de bijdrage van collectieve activiteiten aan het net en geeft zo kortingen van ongeveer 8 €/MWh, die kunnen oplopen tot 10 €/MWh voor gedeelde energie voor collectieve zelfconsumptie in hetzelfde gebouw. Deze stimulus wordt enkel gegeven voor de zelfverbruikte energie in het collectief en geldt boven op de terugleververgoeding van 0,1-0,11 €/kWh. Deze voordelen dienen verdeeld te worden onder de leden van de collectieve activiteit. De regelgeving is enkel voor nieuwe installaties. (GSE 2023)

KBA & onderbouwing



Een consultatie (390/2022) (ARERA 2022) is opgestart om te onderzoeken of het huidige model aangepast dient te worden aan het nieuwe decreet van eind 2021 waarin ook hernieuwbare-energiegemeenschappen opgenomen zijn.

Voor het huidige model is er geen volledige kosten-batenanalyse gedaan, maar de regulator oordeelt wel dat het systeem efficiënt is omdat de stimulus op vlak van netvoordelen, en de stimulus voor het promoten van hernieuwbare energie opgesplitst blijven. Op deze manier kunnen beide stimuli, bij verandering van het systeem, gemakkelijk uit elkaar getrokken worden. Verder geeft het systeem ook stimuli om het zelfverbruik binnen een groep zelfverbruikers te vergroten (ARERA 2022).

5.5. Spanje

Visie



Spanje werkte eind 2021 een Routekaart voor zelfconsumptie in het algemeen uit (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico 2021). De routekaart omvat de actielijnen om zelfconsumptie in Spanje te bevorderen. De visie is dat zelfconsumptie van energie van cruciaal belang is in de transitie naar een koolstofarme Spaanse economie, rekening houdend met de parallelle uitdagingen zoals de reactivering van de economie na COVID-19, het democratiseren van de energietransitie, energiearmoede en de circulaire economie. Spanje zet o.a. via zelfconsumptie zeer sterk in op het verder uitrollen van PV-installaties. Energiegemeenschappen worden ook opgenomen in het nationale strategie document España 2050 (Oficina Nacional de Prospectiva y Estrategio del Gobierno de Espana 2021) en in haar recovery, transformatie en resilience plan, España Puede (Presidencia del Gobierno 2020). Daarnaast zijn er ook regionale initiatieven rond collectieve activiteiten. Zo heeft Valencia bijvoorbeeld de ambitie om tegen 2030 100 hernieuwbare-energiegemeenschappen uitgerold te hebben (mpower 2022).

Regelgevend kader



In Spanje is er reeds sinds 2015 een regelgevend kader voor zelfconsumptie. Echter, het is pas sinds 2018 dat dit kader zich verder ontwikkelde in functie van het bevorderen en vergemakkelijken van zelfconsumptie. Het huidige regelgevingskader voor zelfconsumptie bestaat uit verschillende wetteksten vanuit verschillende bevoegdheidsgebieden waarin aanpassingen gebeurd zijn (KB-wet 15/2018 van 5 oktober 2018, KB 244/2019 van 5 april 2019, het KB 1183/2020 van 29 december 2020, KB 23/2020 van 23 juni 2020 en de wet van 49/1960 van 21 juli (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico 2021). Het nieuwe regelgevingskader voor zelfconsumptie, ter transpositie van het Clean Energy Package, is nog niet vervolledigd. Er is ondertussen echter wel een voorstel tot transpositie (Ministerio para la transicion ecologica y el reto demografico 2023). Slechts bepaalde delen zijn omgezet. In het Koninklijk Decreet van 23/2020 is een definitie van hernieuwbare-energiegemeenschappen opgenomen die een letterlijke overname van de EU-definitie omvat. De energiegemeenschap van burgers is nog niet opgenomen in het regelgevend kader. Aangezien de transpositie dus nog lopende is, zijn bepaalde elementen van energiegemeenschappen nog onvoldoende gedefinieerd. Zo moeten leden van een hernieuwbare-energiegemeenschap zich in de nabijheid van het project bevinden, doch nabijheid is niet gedefinieerd. Bijgevolg komt het er in praktijk op neer dat in het algemeen (dus ook voor energiegemeenschappen) het regelgevend kader voor zelfconsumptie gebruikt wordt (KB 244/2019) (Badger 2022). Zelfconsumptie is in Spanje beperkt tot een straal van 500 meter rond de productie-installatie onafhankelijk van het spanningsniveau (Art. 3.g. KB 244/2019) (Krug 2022). Specifiek voor PV-installaties op daken voor industriële toepassingen of andere infrastructuurelementen niet gelinkt om als hoofddoel stroom te voorzien, is recent de afstand uitgebreid naar 2 km.

Faciliterend kader



In de roadmap voor zelfconsumptie worden 37 maatregelen ontworpen die de verschillende uitdagingen rond zelfconsumptie dienen weg te nemen (informatie, bewustwording, cybersecurity, administratie, technische regelgeving elektrische installaties...) (Badger 2022; Krug 2022). Binnen het faciliterend kader worden ook meerdere financiële maatregelen genomen. Zo stelt het Koninklijk Besluit 477/2021 660 miljoen euro, met de mogelijkheid tot uitbreiden tot 1320 miljoen, ter beschikking om projecten rond zelfconsumptie te stimuleren. 50% van dit bedrag kan specifiek gebruikt worden om zelfconsumptie te stimuleren bij residentiële afnemers (Molina 2021). Verschillende regionale overheden geven ook economische stimuli voor hernieuwbare energie, dewelke ook toegankelijk zijn voor collectieve activiteiten (e.g. Andalucia, Navarra, Madrid...) (Krug 2022). Tot slot, en specifiek gefocust op hernieuwbare-energiegemeenschappen, heeft de nationale overheid in Spanje ook een ondersteunend

financieringsmechanisme opgericht. Ze doet dit in het kader van het Recovery, Transformation and Resilience Plan. Via deze weg zal er 100 miljoen euro aan subsidiëring plaatsvinden (Krug 2022).



Nettarieven

Nettarieven worden vastgelegd door de regulator, maar heffingen worden bepaald door de overheid. In Spanje geldt voor zowel individuele als collectieve zelfconsumptie een soort van terugdraaiende teller op uurbasis. Enkel binnen het uur kan de meter teruggedraaid worden op basis van eigen productie of op basis van toegewezen energie uit andere installaties. De toegewezen energie uit andere installaties kan op basis van een onderlinge verdeelsleutel afgesproken worden. Zowel individuele als collectieve prosumenten betalen dus netwerk- en andere gereguleerde kosten zoals andere consumenten volgens gecontracteerd vermogen (€/kW) en volgens de hoeveelheid geconsumeerde energie (waarvan de zelfconsumptie op uurbasis is afgetrokken) (€/kWh). Er wordt echter wel een onderscheid gemaakt tussen collectieve activiteiten in hetzelfde gebouw (vb. appartementen) en collectieve activiteiten die het distributienet gebruiken. Voor collectieve activiteiten die het publieke net gebruiken, wordt er namelijk een bijkomende kost aangerekend bovenop de normale nettatarieven (RD 244/2019). In de omzendbrief 3/2020 van 15 januari 2020 (BOE 2020) werd de basis hiervoor vastgelegd. De meest recente berekening van deze tarieven werd gepubliceerd op 16 december 2021 voor het jaar 2022 (RAP/DE/013/21) (Krug 2022; BOE 2020; CNMC 2021).

In Spanje houdt men dus vast aan het niet-discriminatie principe (Krug 2022) en moeten energiegemeenschappen op dezelfde manier bijdragen aan de kosten van het systeem als andere hernieuwbare energieprojecten. Steden en gemeenten kunnen echter wel nog bijkomende stimuli geven zoals kortingen op eigendomsbelastingen (IBI) voor investeringen in zelfconsumptie van hernieuwbare energie. Echter, deze stimuli gelden opnieuw in het algemeen voor hernieuwbare energie en niet noodzakelijk enkel voor energiedelen en energiegemeenschappen.



KBA &

onderbouwing

In Spanje zijn er verschillende studies uitgevoerd op vraag van de nationale overheid, die uiteindelijk geleid hebben tot een roadmap voor de stimulering van zelfconsumptie (niet specifiek enkel energiegemeenschappen). Een echte KBA, specifiek voor het distributienet, is echter niet aanwezig.

6. Economisch faciliterende tools

Op basis van de kwantitatieve analyse voor Vlaanderen aangevuld met ervaringen uit het buitenland en een kwalitatieve analyse van de randvoorwaarden, kan de geschiktheid van verschillende economische tools, om collectieve activiteiten te bevorderen, nagegaan worden. In wat volgt geven we een overzicht van mogelijke faciliterende tools en beoordelen we of ze toegepast kunnen worden voor collectieve activiteiten in Vlaanderen.

6.1. Periodieke distributietarieven

Via de periodieke nettarieven worden onder meer de activiteiten van het netbeheer gefinancierd. Het goedkeuren van distributietarieven en het vaststellen van de berekeningsmethodes hiervoor, ook in het kader van collectieve activiteiten, valt in Vlaanderen onder de bevoegdheid van de betrokken regulator VREG. Ter zake stelt de VREG, na overleg met de distributienetbeheerders en consultatie van alle andere belanghebbenden, een tariefmethodologie op. Artikel 4.1.31 van het Energiedecreet bevat de procedure voor het opstellen van de tariefmethodologie.

Tabel 6 geeft een overzicht van een aantal doorslaggevende principes bij het opstellen van een tariefmethodologie. Deze worden hier beoordeeld in het kader van collectieve activiteiten door ze te toetsen aan de eerdere outputs van deze studie. De nettarieven bestaan op dit moment uit een capaciteitsprikkel (€/kW) en een volumetrische prikkel (€/kWh). Het aanrekenen van de nettarieven gebeurt telkens op individuele basis per toegangspunt. De aansluitkabel en de meetinrichting maken daarbij deel uit van het distributienet. Het toegangspunt, dat zich typisch in de meter bevindt, is het punt waarop het distributienet overgaat in de klantinstallatie. Het is dan ook op deze punten dat toegang tot het distributienet verleend wordt. De nettarieven gelden voor alle afnamestromen die over het distributienet lopen. Het distributienet loopt hoofdzakelijk op openbaar domein, maar binnen collectieve gebouwen ook tussen de tellers van de individuele gebouweenheden daar de distributienetbeheerder hiervoor verantwoordelijk is.

In Tabel 6 argumenteren we voor iedere nettarievencomponent (capaciteitsprikkel en volumetrische prikkel) of er een argumentatie is om deze aan te passen naar aanleiding van baten dewelke collectieve activiteiten met zich meebrengen.

| Regelgeving | Aandachtspunten tarieven | Beoordeling resultaten studie: rationeel netgebruik (Capaciteit) | Beoordeling resultaten studie: rationeel energieverbruik (Volume) |
|--|--|---|--|
| Artikel 18 van de Verordening (EU) (2019/943) | Tarieven dienen prikkels te geven om rationeel gebruik van energie en infrastructuur te bevorderen | Deze studie geeft aan dat er reeds goede individuele prikkels zijn om aan te zetten tot rationeel netgebruik. Echter, deze prikkel is nog niet gelinkt aan stimuli die aanzet geven tot een verlaging van de systeempiek. De resultaten in deze studie geven aan dat een verhoogde waakzaamheid omtrent de systeempiek aangewezen is. | Deze studie geeft aan dat er binnen de tarieven een aanzet tot rationeel energieverbruik is daar er een stimulans is tot meer lokale verbruiken. |
| Richtlijn 2019/944 (overweging 81, art. 15, art. 16) en de | Netwerktarieven dienen kostenreflectief te zijn om de kosten van de | Deze studie toont een onvoldoende veralgemeenbare daling in de | Onder voorwaarde van een juist gedimensioneerde PV-installatie kan er een daling |

| | | |
|---|---|---|
| art. 18 van de netbeheerdersactiviteiten Verordening (EU) te dekken. (2019/943) | collectieve capaciteitsvraag noch de systeempiek aan. | in de netverliezen zijn. Extra PV is echter niet altijd voordelig voor het net. Ook dient er een onderscheid gemaakt te worden op korte termijn en lange termijn daar in 2025 er relatief beperkte baten gevonden worden. |
|---|---|---|

| | | |
|--|---|--|
| Art. 18 van de Verordening (EU) (2019/943) | Nettarieven mogen “geen ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen” omvatten” | Uit de Europese benchmark blijkt dat er kortingen op nettarieven gegeven worden, maar niet noodzakelijk omdat er voordelen voor de netbeheerder zijn. Wel om andere ecologische / sociale doelstellingen na te streven, terwijl dit in principe niet via de nettarieven dient te gebeuren. |
|--|---|--|

Tabel 6 - Aandachtspunten voor distributienettarieven geselecteerd voor deze analyse

Hieruit blijkt dat er, zeker op korte termijn, **geen aanleiding is om de distributienettarieven aan te passen in het voordeel van collectieve activiteiten**. Er zijn te weinig veralgemeenbare baten die collectieve activiteiten aan het distributienet leveren, en daarnaast is het voor collectieve activiteiten zeer uitdagend om aan alle randvoorwaarden te voldoen. Een korting op de distributienettarieven toepassen zonder evenredig te zorgen voor een daling in de kosten voor de netbeheerder, resulteert in een verkleining van de financieringsbasis voor de netbeheerder. Hierdoor zullen de nettarieven verhogen voor een steeds kleinere groep resterende netgebruikers. Omdat de business case voor gedecentraliseerde energieopwekking op die manier steeds interessanter wordt, zullen steeds meer afnemers overschakelen op eigen productie waardoor de kostenrecuperatiebasis van de netbeheerder blijft dalen (“death spiral”). Kostensocialisatie dient vermeden te worden.

Merk op dat aangezien er geen significante baten op het LS-niveau zijn, de impact op hogere spanningsniveaus ook onbestaand zal zijn (zie uitleg hoofdstuk 2). Er is dus bijgevolg ook geen aanleiding om een aanpassing van bijvoorbeeld transmissienettarieven te voorzien.

Echter, op lange termijn is het **aanbevolen om te bekijken op welke manier de systeempiek het best gereflecteerd wordt naar de netgebruikers**, zeker met het oog op een toekomstig hogere gelijktijdigheid in combinatie met de verwachte groei in flexibele afnemers. Deze aanbeveling staat echter los van een lidmaatschap van een collectieve activiteit. In dit kader werd in de tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021-2024 (VREG 2022c) reeds voorzien dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders een studie dienen uit te voeren over de eventuele noodzaak van de invoering van tijdsafhankelijke tarieven op distributieniveau (par. 11.2.2) enerzijds en over de manier waarop de netgebruikers die injecteren tot rationeel netgebruik kunnen aangezet worden (par. 11.2.3) anderzijds. De studie wordt ten laatste op 1 december 2023 aan VREG opgeleverd.

Tot slot werd er in deze studie aangekaart dat collectieve gebouwen beduidend meer barrières dan individuele prosumenten ondervinden om aan zelfverbruik van hernieuwbare energie te doen. Zo is het zo dat zelfconsumptie in een collectief gebouw, indien gekozen wordt voor de techno-economisch efficiëntste implementatie, bemoeilijkt wordt t.o.v. individuele zelfconsumptie. De waarde van zelfconsumptie van de individuele prosumant heeft een hogere waarde doordat heffingen en nettarieven wegvallen, terwijl dit bij stromen in collectieve gebouwen niet zo is indien zij kiezen voor een collectieve PV-installatie. Dit komt omdat vandaag collectieve prosumanten op dezelfde manier behandeld worden als individuele prosumanten (dezelfde nettarieven en heffingen worden namelijk aangerekend). Doch, in werkelijkheid dienen er twee situaties van elkaar worden onderscheiden: een prosumant die aan individueel zelfverbruik doet versus een prosumant die aan collectief zelfverbruik (energiedelen) doet. Op dit moment is het zo dat sommige Europese landen, zoals bijvoorbeeld Oostenrijk en Portugal, daarom een aangepaste tarifaire behandeling voorzien voor

zelfconsumptie binnen een gebouw, los van de vraag of dit een individueel of collectief gebouw is. Binnen deze KBA-studie werden afnemers ook behandeld op basis van de gebouwgrenzen. **Naar de toekomst toe is het aanbevolen om na te gaan of, met het oog op nieuwe activiteiten zoals energiedelen, of nieuwe technologieën zoals collectieve batterijen, de huidige gelijke behandeling van afnemers het gewenste effect heeft.**

6.2. Marktgebaseerde flexibiliteit en/of ondersteunende diensten

Het Flexibiliteitsplan 2025, goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 28 oktober 2022, bevat een aantal actiepunten om flexibiliteit op het elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit verder te stimuleren en faciliteren (Vlaamse Regering 2022). De visienota biedt ter zake ook enkele definities van flexibiliteit aan, waaronder het onderscheid tussen marktgebaseerde en technische flexibiliteit. Deze sectie focust op marktgebaseerde flexibiliteit. Naast de eerder vermelde activiteiten van de netbeheerder rond het netbeheer zelf, is de netbeheerder ook verantwoordelijk voor activiteiten rond flexibiliteitswerving en het faciliteren van de marktwerking, zoals vervat in artikel 4.1.6 van het Energiedecreet. Zo dienen elektriciteitsdistributienetbeheerders flexibiliteitsdiensten aan te kopen, voor het beheer van lokale congestie binnen hun dekkingsgebied of voor redispatching, in de vorm van producten die gevaloriseerd worden met het oog op het efficiëntere beheer en de efficiënte ontwikkeling van het elektriciteitsdistributienet. Ook worden ze verondersteld te fungeren als neutrale marktfacilitator door de energie in te kopen die ze gebruiken om energieverliezen te dekken, en niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten in hun net te voorzien, volgens transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde procedures.

In Vlaanderen is er, ondanks de bepalingen in het Energiedecreet (artikel 4.1.17/4) en in het TRDE (artikelen 2.3.22 en 2.3.23), nog geen markt voor flexibiliteit of ondersteunende diensten die aangesproken wordt door de distributienetbeheerders. In reactie hierop publiceerde Fluvius een eerste kader met high-level randvoorwaarden voor marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie en over de regels voor de aankoop van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en de aankoop van de netverliezen (Fluvius 2022). Deze specificaties en regels werden door Fluvius ingediend bij de VREG ter goedkeuring. De VREG heeft om redenen vermeld in beslissingen BESL-2022-150 (VREG 2022b) en BESL-2022-151 (VREG 2022a) de goedkeuring ervan geweigerd, met in beide beslissingen de opdracht aan de distributienetbeheerders om uiterlijk op 1 juli 2023 een herziene versie van de specificaties resp. regels aan de VREG ter goedkeuring voor te leggen (Fluvius 2023a). De nieuwe specificaties en regels werden op 30/06/2023 bij de VREG ingediend en worden, bij het schrijven van dit rapport, nog intern geanalyseerd door de VREG. Ondanks het feit dat er stappen genomen worden naar implementatie van lokale flexibiliteitsmarkten, blijven werkelijk geïmplementeerde markttesten momenteel uit en zit de ontwikkeling van deze markten nog in hun kinderschoenen. Er zijn echter wel reeds testprojecten uitgevoerd in het kader van ondersteunende diensten en de komende jaren zijn verdere markttesten gepland (zie roadmap in het investeringsplan van (Fluvius 2023b)).

Uit de resultaten blijkt dat bepaalde collectieve activiteiten baten voor het distributienet opleveren. Deze baten zijn echter niet veralgemeenbaar. Ze worden ook enkel onder bepaalde voorwaarden aan de distributienetbeheerder geleverd (bijvoorbeeld als de flexibiliteit op het juiste tijdstip en locatie geleverd kan worden). Indien collectieve activiteiten aan deze voorwaarden voldoen, is een marktgebaseerde werving van de flexibiliteit aangewezen. **Echter, hierbij is het belangrijk dat flexibiliteit technologie- en klantneutraal is en dat bepaalde groepen van (individuele of collectieve) actieve afnemers niet zomaar bevoordeeld worden.** Netbeheerders dienen namelijk hun diensten op niet-discriminerende wijze te werven. We verwachten dan ook dat collectieve activiteiten, naast alle andere flexibiliteitsaanbieders, zullen kunnen deelnemen aan markten voor flexibiliteit.

6.3. Technische flexibiliteit

Zoals eerder beschreven stelt art. 13 van de EU Verordening 2019/943 dat er prioritair marktgebaseerde flexibiliteit moet toegepast worden, en dat niet-marktgebaseerde flexibiliteit slechts onder specifieke voorwaarden mag toegepast worden. Technische of niet-marktgebaseerde flexibiliteit wordt beschreven als flexibiliteit geactiveerd via een stuursignaal gekoppeld aan het elektriciteitssysteem waarbij het aanbieden van flexibiliteit verplicht is (Vlaamse Regering 2022). Gegeven deze deelnameverplichting is technische flexibiliteit meestal onderworpen aan een strikt gereguleerd kader (voorwaarden voor toepassing bepaald in het TRDE), al dan niet met een gereguleerde compensatie (categorieën van netgebruikers en compensatie bepaald in het Energiebesluit).

Deze vorm van flexibiliteit is voornamelijk van toepassing op grotere productie-installaties (lees >1MW), zoals bepaald door artikelen 3.1.34/1 en 3.1.34/2 van het Energiebesluit. In het geval van technische flexibiliteitsactivatie stuurt de netbeheerder een signaal waarop de netgebruiker verplicht dient te reageren (meestal gebeurt dit automatisch) om deze snel bij te sturen in functie van de netuitbatingsomstandigheden. Het besluit van de Vlaamse Regering van 20 mei 2022 voegt nieuwe regels i.v.m. flexibiliteit in het Energiebesluit in. Deze beschrijven de categorieën van netgebruikers waarop het principe van gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is. Gereserveerde technische flexibiliteit is, volgens art. 3.1.34/1. van het Energiebesluit van toepassing op: *1° producenten die elektriciteit opwekken in productie-installaties met telecontrole of in productie-installaties die conform verordening 2016/631/EU als type B of hoger worden geclassificeerd, 2° natuurlijke personen of rechtspersonen die elektriciteitsopslagfaciliteiten met telecontrole of elektriciteitsopslagfaciliteiten die conform verordening 2016/631/EU als type B of hoger worden geclassificeerd, exploiteren, 3° netgebruikers aangesloten op laagspanning van wie de decentrale productie-installatie is aangemeld bij de elektriciteitsdistributienetbeheerder, als dertig dagen na melding aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder van een uitvallende omvormer het probleem nog niet verholpen is, tenzij de elektriciteitsdistributienetbeheerder binnen dertig dagen na de melding heeft aangetoond dat het probleem niet veroorzaakt wordt door een lokale congestie.* Niet-gereserveerde technische flexibiliteit is volgens art. 3.1.34/2. van het Energiebesluit van toepassing op: *1° producenten die elektriciteit opwekken in productie-installaties met telecontrole, en 2° natuurlijke personen of rechtspersonen die elektriciteitsopslagfaciliteiten met telecontrole exploiteren, enkel wat hun injectie betreft.*

In het Energiebesluit (Vlaamse Regering 2010) wordt onder afdeling IV/1 de vergoeding voor gereserveerde en niet-gereserveerde flexibiliteit bepaald. Specifiek voor uitvallende omvormers van PV-installaties, staat in het Energiebesluit ook het toepassingskader alsook de berekeningswijze voor de compensatie van gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit vermeld. Voor gereserveerde technische flexibiliteit van uitvallende PV-omvormers bedroeg deze forfaitaire compensatie in 2022 7.5€/kVA omvormervermogen (bepaald via ministerieel besluit (Vlaamse Overheid 2022)).

Indien collectieve activiteiten netgebruikers en/of productiebronnen bevatten die voldoen aan de kenmerken als beschreven in art 3.1.34/1 en art 3.1.34/2. van het Energiebesluit, worden deze eveneens onderworpen aan de verplichte deelname aan technische flexibiliteit, al dan niet mits compensatie. Er is hiervoor geen apart kader noodzakelijk en er is **geen noodzaak om een onderscheid te maken tussen eindgebruikers die al dan niet deel uitmaken van een collectieve activiteit.**

6.4. Andere economisch faciliterende maatregelen

Op dit moment krijgen collectieve activiteiten enkel prikkels via het wegvallen van de energiecomponent voor de zelfopgewekte en zelfgebruikte stroom. Echter, bijzondere aandacht dient uit te gaan naar bijkomende kosten opgelegd door energieleveranciers: deze kunnen namelijk een demotiverend effect hebben op collectieve activiteiten. Verder zijn er op dit moment geen prikkels via heffingen en taksen voor collectieve activiteiten. Wel valt in het geval van energiedelen, de BTW weg voor de collectief verbruikte hoeveelheid energie voor wat betreft de energiecomponent van de elektriciteitsfactuur.

Andere vormen van economische prikkels voor collectieve activiteiten kunnen bestaan uit subsidies en premies. Deze prikkels kunnen gegeven worden door verschillende overheidsinstanties (federaal, regionaal, lokaal) die meerwaarde zien in collectieve activiteiten. De Vlaamse Overheid heeft sinds 2022 de call groene stroom uitgebreid naar woongebouwen en energiegemeenschappen (Vlaamse Regering 2023). Collectieve activiteiten kunnen nu ook aanspraak maken op deze call.

Deze studie heeft echter niet tot doel om subsidiemechanismes en premies helemaal uit te spitten. Ook biedt de studie geen kwantitatief inzicht van ecologische, sociale en/of maatschappelijke baten van collectieve activiteiten. Echter, indien er een wens is om collectieve activiteiten te bevorderen uit ecologische, maatschappelijke en/of sociale redenen, dan is het belangrijk te duiden op het feit dat dit via de hiervoor gepaste wegen dient te gebeuren. Dit wil zeggen dat er nagegaan dient te worden of de huidige mechanismen voor hernieuwbare energie ook toegankelijk zijn voor collectieve activiteiten. Verder is het belangrijk dat nettarieven geen ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen bevatten en dat subsidies en premies dus geen impact hebben op de distributienetbeheerder. Tot slot, alvorens er subsidies worden toegekend, is het belangrijk dat bij het bepalen van de hoogte hiervan ook een KBA opgesteld wordt om na te gaan of de kosten van deze subsidies in balans zijn met de baten die collectieve activiteiten met zich meebrengen.

7. Conclusie

Deze studie beoordeelt het gedrag van collectieve activiteiten binnen het huidige kader en gaat na of deze kunnen bijdragen aan de ontlasting van het distributienet, inclusief de vermeden investeringen en kosten in het net. De analyse toont dat, in het algemeen, collectieve activiteiten die optimaliseren naar individuele capaciteitstarieven en naar collectieve zelfconsumptie, geen verandering in de investeringsbehoeften van de netbeheerder realiseren. Dit komt hoofdzakelijk omdat de afnamepiek, dewelke de capaciteit van het netwerkelement bepaalt, onvoldoende samenvalt met de momenten waarop collectieve activiteiten over PV-productie beschikken. Verder is er ook onvoldoende garantie dat collectieve activiteiten kostendalingen met een duurzaam karakter voor de distributienetbeheerder kunnen creëren doordat het onwaarschijnlijk is dat ze kunnen voldoen aan alle vereiste randvoorwaarden. Netverliezen kunnen, door toedoen van de collectieve activiteit, wel dalen indien PV-installaties juist gedimensioneerd zijn en indien er voldoende flexibiliteit is om te sturen naar momenten met PV-productie. Aangezien er in 2025 nog niet veel flexibiliteit aanwezig is, zien we dat vooral op langere termijn er meer mogelijkheden zijn om netstromen te doen dalen.

Op basis van deze resultaten is er geen aanleiding om, specifiek voor collectieve activiteiten, aanpassingen in de nettarieven te voorzien. Dit zou, zonder te zorgen voor een daling in de kosten van de netbeheerder, zorgen voor een socialisering van deze kosten op netgebruikers die geen deel uitmaken van collectieve activiteiten.

Ondanks het feit dat een gemiddelde collectieve activiteit niet noodzakelijk voor een kostenverlaging in het distributienet zorgt, is het wel zo dat er specifieke collectieve activiteiten zijn die hier wel in slagen. Individuele cases (outliers in deze studie) en eerdere studies geven aan dat een juiste samenstelling van de collectieve activiteit kan leiden tot baten voor het net. Randvoorwaarden en spreiding in resultaten geven aan dat dit een uitdaging is voor collectieve activiteiten. Marktgebaseerde flexibiliteitsschema's en/of ondersteunende diensten zijn de aangewezen manier om hun flexibiliteit aan te bieden aan de netbeheerder. Echter, ook hier ziet de studie geen argumenten om een aangepast kader te voorzien. De huidige flexibiliteitsmarkten dienen technologie- en klantneutraal opgesteld te worden, volgens de principes van een neutrale marktfacilitator volgens transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde procedures, met toegang voor zowel individuele als collectieve afnemers, voor het aankopen van energie ter dekking van energieverliezen en niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten.

Verder kaart de studie wel een verhoogde waakzaamheid aan om de systeempiek te bewaken. Recent is in dit kader reeds het capaciteitstarief geïntroduceerd, hetwelk individuele eindgebruikers aanzet hun individuele pieken te minimaliseren. Echter, bij verhoogde elektrificatie is er een risico op een hogere synchroniciteit in de afnamepieken van individuele afnemers, zeker in combinatie met prikkels voor zelfconsumptie. Het is daarom belangrijk om naar de toekomst toe te bekijken of prikkels, die de systeempiek reflecteren, dit probleem verhelpen. Zonder deze prikkels kan niet verwacht worden dat er vanuit een systeemperspectief gehandeld zal worden. Dit is echter gebonden aan een bepaalde locatie op het net en niet afhankelijk van deelname tot een collectieve activiteit. Een parallelle studie onderzoekt de eventuele noodzaak van invoering van tijdsafhankelijke tarieven op distributieniveau.

Ook stelt de studie dat er op dit moment in Vlaanderen een gelijke behandeling van netgebruikers is, onafhankelijk van het feit of deze zich in een individueel of een collectief gebouw bevinden. Gegeven de barrières die collectieve gebouwen m.b.t. de uitrol van hernieuwbare energie reeds ondervinden, beveelt de studie bijgevolg aan om na te gaan of de huidige gelijke behandeling van afnemers het gewenste effect heeft.

Tot slot is het zo dat collectieve activiteiten vandaag in Vlaanderen op de eerste plaats worden opgericht uit economische, ecologische en sociale overwegingen; niet omwille van netvoordelen. Indien collectieve activiteiten verder bevorderd dienen te worden om deze voordelen te onderstrepen, dan dient dit via andere mechanismen dan de tools van de netbeheerder te gebeuren.

Literatuurlijst

- ARERA. 2022. "Consultazione 02 Agosto 2022 390/2022/R/Eel Orientamenti in Materia Di Configurazioni per l'autoconsumo Previste Dal Decreto Legislativo 199/21 e Dal Decreto Legislativo 210/21." <https://www.arera.it/it/docs/22/390-22.htm>.
- Badger, Helena. 2022. "Energy Communities, the 500 Meter Limit and the Reality of Collective Self-Consumption." <https://www.pv-magazine.es/2022/10/18/las-comunidades-energeticas-el-limite-de-los-500-metros-y-la-realidad-del-autoconsumo-colectivo/>.
- BMVIT. 2023. "Klima+energiefonds." <https://www.klimafonds.gv.at/call/energiegemeinschaften-2021/>.
- BOE. 2020. "BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO." <https://www.boe.es/boe/dias/2020/01/24/pdfs/BOE-A-2020-1066.pdf>.
- BRUGEL. 2022. "Beslissing (BRUGEL-BESLISSING-20221004-210) Tot Opheffing En Vervanging van Beslissing 205 Betreffende Tariefwijzigingen in de Loop van de Periode 2022-2024, Voornamelijk Met Betrekking Tot de Distributietarieven Voor Het Delen van Energie Opgesteld Op Basis van de Ordonnantie van 19 Juli 2001 Betreffende de Organisatie van de Elektriciteitsmarkt." https://energysharing.brugel.brussels/nl_BE/energysharing/netwerktarieven-409.
- . 2023. "Ontwerpstudie (BRUGEL-Studie-20230425-45) Kosten En Baten Bij Energiegemeenschappen En Elektriciteitsdelen Opgemaakt Op Basis van Artikel 9quinquies En Artikel 30bis, §2, van de Elektriciteitsordonnantie." Ontwerpstudie. Brussel. https://www.brugel.brussels/nl_BE/actualites/kosten-en-baten-bij-energiegemeenschappen-en-elektriciteitsdelen-578.
- BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST. 2022. "Ordonnantie Tot Wijziging van de Ordonnantie van 19 Juli 2001 Betreffende de Organisatie van de Elektriciteitsmarkt in Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, de Ordonnantie van 1 April 2004 Betreffende de Organisatie van de Gasmarkt in Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, Betreffende Wegenisretributies Inzake Gas En Elektriciteit En Houdende Wijziging van de Ordonnantie van 19 Juli 2001 Betreffende de Organisatie van de Elektriciteitsmarkt in Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest En de Ordonnantie van 12 December 1991 Houdende Oprichting van Begrotingsfondsen Met Het Oog Op de Omzetting van Richtlijn 2018/ 2001 En Richtlijn 2019/944." [C – 2022/20646]. https://www.ejustice.just.fgov.be/mopdf/2022/04/20_1.pdf#Page113.
- Climate and Energy Fund. 2023. "Energy Communities in Austria." <https://energiegemeinschaften.gv.at/>.
- CNMC. 2021. "MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS VALORES DE LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL AÑO 2022." RAP/DE/013/21. https://www.cnmc.es/sites/default/files/3853707_4.pdf.
- Delnooz, Annelies, Janka Vanschoenwinkel, Hanspeter Höschle, and Mou Yuting. 2020. "Onderzoek Naar de Mogelijkheden van Collectieve Activiteiten in Vlaanderen OMG/EKG/2019.31." VITO / EnergyVille. <https://www.energyville.be/pers/expert-talk-wat-zijn-energiegemeenschappen-en-wat-kunnen-energiegemeenschappen-betekenen-voor>.
- Environment.brussels. 2023. "Energy Sharing and Communities Facilitator." <https://environnement.brussels/citoyen/services-et-demandes/conseils-et-accompagnement/facilitateur-partage-et-communautés-denergie>.
- European Commission. 2018. "Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (Text with EEA Relevance)." PE/48/2018/REV/1.
- . 2019a. "Clean Energy For All Europeans." Brussels: European Commission. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.
- . 2019b. "Directive (Eu) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/Eu (Recast) (Text with Eea Relevance)." <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>.

- . 2022. “MEDEDELING VAN DE COMMISSIE AAN HET EUROPEES PARLEMENT, DE RAAD, HET EUROPEES ECONOMISCH EN SOCIAAL COMITÉ EN HET COMITÉ VAN DE REGIO'S EU-Strategie Voor Zonne-Energie.” https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:516a902d-d7a0-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0016.02/DOC_1&format=PDF.
- . 2023. “Energy Communities Repository.” https://energy-communities-repository.ec.europa.eu/index_en.
- European Parliament, and Council of the European Union. 2018. “DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (Recast) (Text with EEA Relevance).” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>.
- . 2019. “REGULATION (EU) 2019/943 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on the Internal Market for Electricity (Recast).” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A32019R0943>.
- Fluvius. 2021. “Stakeholderoverleg Protocol Energiedelen Versie 1.” <https://partner.fluvius.be/nl/openbare-raadplegingen/protocol-energiedelen?app-refresh=1691397640206>.
- . 2022. “Specificaties Voor de Marktgebaseerde Aankoop van Flexibiliteitsdiensten Voor Het Beheer van Lokale Congestie, Niet-Frequentiegerelateerde Ondersteunende Diensten En Netverliezen.” <https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-07/specificaties-voor-marktflexibiliteit-ondersteunende-diensten-en-netverliezen.pdf>.
- . 2023a. “Consultatie Specificaties Voor de Aankoop van Marktflexibiliteit, Ondersteunende Diensten En Netverliezen 2023.” <https://partner.fluvius.be/nl/openbare-raadplegingen/consultatie-specificaties-aankoop-marktflexibiliteit-ondersteunende-diensten-netverliezen?app-refresh=1694704335297>.
- . 2023b. “Investeringsplan 2024-2033 Versie Juni 2023.” <https://over.fluvius.be/nl/fluvius-kijkt-vooruit/investeringsplan-2024-2033?app-refresh=1691651125884>.
- . 2023c. “Protocol Energiedelen, Persoon Aan-Persoonverkoop En Verkoop in Gebouwen – Versie 3.1.” https://www.vreg.be/sites/default/files/document/bijlage_1_-_protocol_versie_3.1.pdf.
- Frieden, Dorian, Anna Eisner, Sebastian Seebauer, and Andreas Türk. 2020. “Analyse von Ortstarifen Für Energiegemeinschaften Und Ökonomische Auswirkungen Auf Nicht Teilnehmende Haushalte.” Joanneum Reserach Life. <https://www.joanneum.at/en/life/publications/detail/analyse-von-ortstarifen-fuer-energiegemeinschaften-und-oekonomische-auswirkungen-auf-nicht-teilnehmende-haushalte>.
- Frieden, Dorian, Andreas Tuerk, Ana R. Antunes, Vasilakis Athanasios, Alexandros-Georgios Chronis, Stanislas d’Herbement, Mislav Kirac, et al. 2021. “Are We on the Right Track? Collective Self-Consumption and Energy Communities in the European Union.” *Sustainability* 13 (22). <https://doi.org/10.3390/su132212494>.
- GAZZETTA UFFICIALE and Gazzetta ufficiale della REPUBBLICA ITALIANA. 2021. “DECRETO LEGISLATIVO 8 Novembre 2021, n. 199 Attuazione Della Direttiva (UE) 2018/2001 Del Parlamento Europeo e Del Consiglio, Dell’11 Dicembre 2018, Sulla Promozione Dell’uso Dell’energia Da Fonti Rinnovabili.” <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2021/11/30/285/so/42/sg/pdf>.
- Government of Austria. 2021. “Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket–EAG-Paket.” Bundesgesetzblatt 150/2021. <https://www.oesterreich.gv.at/Gesetzliche-Neuerungen/Bundesgesetzblatt/eag-paket.html>.
- GSE. 2023. “QUALIFICATION OF PLANTS AND ELECTRICITY.” <https://www.gse.it/en/what-we-do/renewable-energy>.
- JRC. 2022. “PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM.” https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html.
- Krug, Michael. 2022. “COMPARATIVE ASSESSMENT OF ENABLING FRAMEWORKS FOR RECs AND SUPPORT SCHEME DESIGNS.” ComeRES report Deliverable 7.1. https://come-res.eu/fileadmin/user_upload/Resources/Deliverables/COME_RES_Deliverable_7.1_Comparative_assessment_report.pdf.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 2021. “HOJA DE RUTA DEL AUTOCONSUMO.” 665-21-076-0. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hoja-ruta-autoconsumo/hojaderutaautoconsumo_tcm30-534411.pdf.

- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. 2023. “Proyecto de Real Decreto Por El Que Se Desarrollan Las Figuras de Las Comunidades de Energías Renovables y Las Comunidades Ciudadanas de Energía.” <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=595>.
- Molina, Pilar Sanchez. 2021. “Approved the Self-Consumption Roadmap That Provides for up to 14 GW Installed in 2030 in Spain.” <https://www.pv-magazine.es/2021/12/22/aprobada-la-hoja-de-ruta-del-autoconsumo-que-preve-hasta-14-gw-instalados-en-2030-en-espana/>.
- mpower. 2022. “Co-Creation of Energy Communities in Portugal – the Role of Municipalities.” <https://municipalpower.org/articles/portugal-regional-event/>.
- Oficina Nacional de Prospectiva y Estrategio del Gobierno de Espana. 2021. “España 2050 Fundamentos y Propuestas Para Una Estrategia Nacional de Largo Plazo.” https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2021/200521-Estrategia_Espana_2050.pdf.
- OIPE. 2020. “1st Report of the Italian Observatory on Energy Poverty,.” https://oipeosservatorio.it/wp-content/uploads/2020/12/rapporto2020_v2.pdf.
- PNEC. 2020. “PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS Resolução Do Conselho de Ministros n.º 53/2020.” <https://faolex.fao.org/docs/pdf/por196257.pdf>.
- Presidencia del Gobierno. 2020. “Espana Puede Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.” 089-20-023-7. https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2020/07102020_PlanRecuperacion.pdf.
- Presidência do Conselho de Ministros. 2019. “Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de Outubro.” <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189>.
- . 2022a. “Decreto-Lei n.º 15/2022 Estabelece a Organização e o Funcionamento Do Sistema Elétrico Nacional, Transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001 - Artigo 212.º.” <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/decreto-lei/2022-177634029-177684465>.
- . 2022b. “Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de Janeiro.” <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>.
- Presidenza del consiglio dei ministri. 2021. “DECRETO LEGISLATIVO 8 Novembre 2021, n. 210 Attuazione Della Direttiva UE 2019/944, Del Parlamento Europeo e Del Consiglio, Del 5 Giugno 2019, Relativa a Norme Comuni per Il Mercato Interno Dell’energia Elettrica e Che Modifica La Direttiva 2012/27/UE, Nonche’ Recante Disposizioni per l’adeguamento Della Normativa Nazionale Alle Disposizioni Del Regolamento UE 943/2019 Sul Mercato Interno Dell’energia Elettrica e Del Regolamento UE 941/2019 Sulla Preparazione Ai Rischi Nel Settore Dell’energia Elettrica e Che Abroga La Direttiva 2005/89/CE. (21G00233).” <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;210>.
- Renolution. 2023. “RENOLUTION ! Ontdek Hier Hoe Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest u Helpt Bij Uw Renovatie.” <https://renolution.brussels/nl>.
- Republic of Austria. 2021. “Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket-EAG.” https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317_eag.html.
- REScoop.EU. 2023. “Austria.” <https://www.rescoop.eu/policy/austria>.
- RIS. 2023. “Consolidated Federal Law: Entire Legislation for the System Usage Fees Ordinance 2018, Version of 08/18/2023.” <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107>.
- Sibelga. 2023a. “Aanvraag Elektriciteitsplannen.” <https://www.sibelga.be/nl/aansluitingen-meters/duurzame-energie/energiesdelen/aanvraag-elektriciteitsnetwerkplannen>.
- . 2023b. “Strategic Mission and Vision.” <https://www.sibelga.be/en/about-sibelga/strategy-and-mission>.
- Synergrid. 2021. “C1/117 STANDAARD AANSLUITINGSSCHEMA’S OP HET DISTRIBUTIENET ELEKTRICITEIT.” <https://www.synergrid.be/images/downloads/prescription-synergrid-voorschrift-c1-117-20210720.pdf>.
- Utilitatis Fondazione. 2022. “ORANGE BOOK 2022 ‘ENERGY COMMUNITIES IN ITALY.’” <https://www.utilitatis.org/orange-book-2022-le-comunita-energetiche-in-italia/>.

- Van Leemputten, Arnor, and Matthijs Coninx. 2022. "ENERGIEDELEN IN APPARTEMENTEN." https://www.kenniscentrumvlaamsesteden.be/Gedeelde%20documenten/2022/221205_Top_Verslag%20Simulaties%20-%20Energiedelen%20Vlaanderen.pdf.
- Vlaams Energie- & Klimaatagentschap. 2023. "Energiekaart." Vlaamse Overheid. <https://www.vlaanderen.be/veka/energie-en-klimaatbeleid-in-cijfers/energiekaart>.
- Vlaams Parlement. 2009. "Decreet Houdende Algemene Bepalingen Betreffende Het Energiebeleid [Citeeropschrift: 'Het Energiedecreet']." Belgielex. <https://codex.vlaanderen.be/Zoeken/Document.aspx?DID=1018092¶m=inhoud>.
- . 2021. "DECREET Tot Wijziging van Het Energiedecreet van 8 Mei 2009, Wat de Verkoop van in of Op Appartementgebouwen of Multifunctionele Gebouwen Opgewekte Groene Stroom Betreft." <https://beslissingenvlaamseregering.vlaanderen.be/document-view/63A42EFADBF1CAE81102280F>.
- Vlaamse Overheid. 2022. "29 AUGUSTUS 2022. - Ministerieel Besluit Tot Bepaling van de Hoogte van de Compensatie Voor Een Uitvallende Omvormer Voor Het Jaar 2022." https://www.ejustice.just.fgov.be/cgi/article_body.pl?language=nl&caller=summary&pub_date=2022-09-15&numac=2022041940%0D%0A#top.
- Vlaamse Regering. 2010. "Besluit van de Vlaamse Regering Houdende Algemene Bepalingen over Het Energiebeleid [Citeeropschrift 'Het Energiebesluit van 19 November 2010']." <https://codex.vlaanderen.be/Zoeken/Document.aspx?DID=1019755¶m=inhoud>.
- . 2022. "BIS-VISIENOTA AAN DE VLAAMSE REGERING Betreft: Visienota Flexibiliteitsplan 2025." VR 2022 2810 DOC.1167/1BIS. <https://beslissingenvlaamseregering.vlaanderen.be/document-view/635A45301EA6B745D23CC9F2>.
- . 2023. "Call Groene Stroom." <https://www.vlaanderen.be/call-groene-stroom>.
- VREG. 2020a. "Advies van de VREG van 17/03/2020 met betrekking tot de omzetting van de artikelen 4, 15 en 16 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en van de artikelen 21 en 22 van de herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen, inzake de actieve afnemers, het zelfverbruik van hernieuwbare energie en de energiegemeenschappen."
- . 2020b. "Verslag van de consultatie CONS-2019-05 met betrekking tot de omzetting van de artikelen 4, 15 en 16 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en van de artikelen 21 en 22 van de herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen, inzake de actieve afnemers, het zelfverbruik van hernieuwbare energie en de energiegemeenschappen." Brussel.
- . 2021. "Technisch Reglement Voor de Distributie van Elektriciteit in Het Vlaamse Gewest." BESL-2021-34. https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trde_2021.pdf.
- . 2022a. "Beslissing van de VREG Met Betrekking Tot de Regels Voor de Aankoop van de Niet-frequentiegerelateerde Ondersteunende Diensten En Netverliezen, Voorgelegd Door de Elektriciteitsdistributienetbeheerders, Zoals Vermeld in Artikel 4.1.17/6, §1 Energiedecreet En Artikel 2.3.23 Technisch Reglement Voor de Distributie van Elektriciteit in Het Vlaamse Gewest." BESL-2022-151. <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/besl-2022-151.pdf>.
- . 2022b. "Beslissing van de VREG Met Betrekking Tot de Specificaties Voor de Aankoop van Flexibiliteitsdiensten, Voor Het Beheer van Lokale Congestie of Redispatching, Voorgelegd Door de Elektriciteitsdistributienetbeheerders, Zoals Vermeld in Artikel 4.1.17/4, §1 Energiedecreet En Artikel 2.3.22 Technisch Reglement Voor de Distributie van Elektriciteit in Het Vlaamse Gewest." BESL-2022-150. <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2022-150>.
- . 2022c. "Tariefmethodologie Voor Distributie Elektriciteit En Aardgas Gedurende de Reguleringsperiode 2021-2024." https://www.vreg.be/sites/default/files/Tariefmethodologie/2021-2024/BESL-2022-60/tariefmethodologie_reguleringsperiode_2021-2024_v6.pdf.
- . 2023a. "Rapport 18/07/2023 Met Betrekking Tot de Kwaliteit van de Dienstverlening En de Aansprakelijkheid van de Elektriciteitsdistributienetbeheerders En de Beheerder van Het Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit in Het Vlaamse Gewest in 2022." RAPP-2023-15. <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2023-15.pdf>.
- . 2023b. "Studie over de Capaciteit van Het Laagspanningsdistributienet in Vlaanderen." RAPP-2023-02. <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2023-02>.