

Flexibele oplossingen voor het laagspanningsnet van  
morgen

# FLEXNET

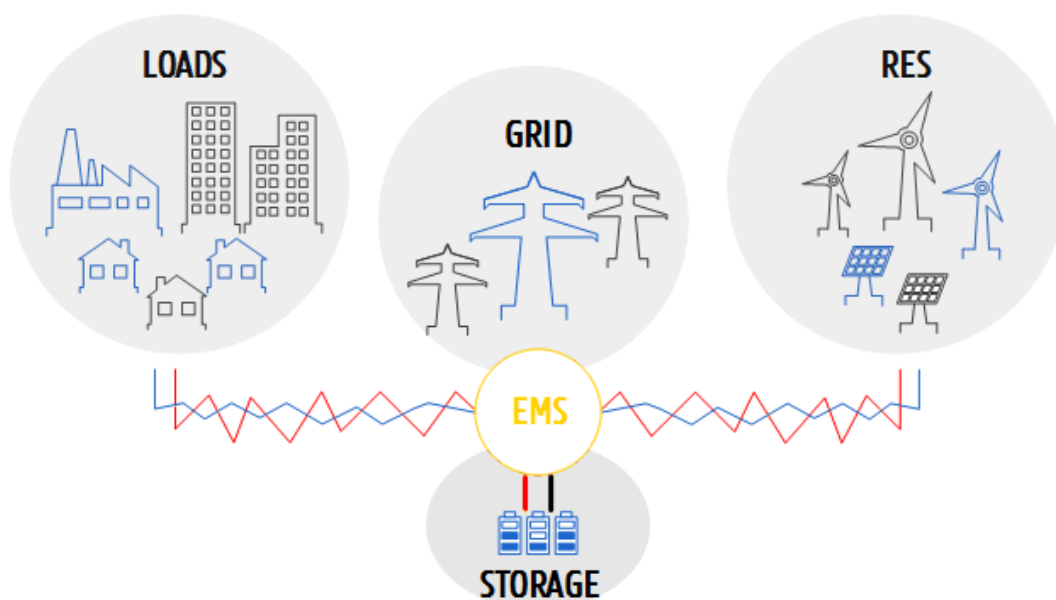
## DEEL 1

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

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

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

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



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

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

Dit rapport citeren:

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

©2020 Universiteit Gent - Faculteit Ingenieurswetenschappen en Architectuur

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

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

# Voorwoord

## Over het project

Het energielandschap in Vlaanderen werd de afgelopen decennia getekend door de opkomst van decentrale energiebronnen. Het variabel en meer en meer verwacht flexibel verbruik van elektriciteit uit zon en wind zal in de toekomst moeten resulteren in een verhoogd elektriciteitsverbruik uit hernieuwbare bronnen. De zoektocht om op site een goede balancering tussen belastingen, decentrale bronnen en energiebuffers te bekomen is van essentieel belang voor een optimale energiehuishouding in zowel de private als de industriële sector. De technologische mogelijkheden om uiteindelijk de zelfvoorziening en zelfconsumptie van energie te verhogen (zoals geïntroduceerd in het IWT TETRA-project *Decongestie van het Distributienet door Decentrale Opslag, kortweg 'D<sup>3</sup>O'* en VLAIO TETRA-project *Oplossingen voor verhoogde zelfconsumptie en voorziening in de KMO - 'KMO'*) zijn voldoende voor handen, maar door verbruik én productie flexibel op elkaar te kunnen afstellen kan de zelfvoorziening nog sterk verhoogd worden: hét uitgangspunt van dit project. Geboekte onderzoeksresultaten binnen het project beperken zich bijgevolg ook enkel op distributieniveau.

## Over de organisatie

Onderzoeksgroep EELab/Lemcko<sup>1</sup> van de Universiteit Gent campus te Kortrijk geleid door Prof. dr. ir. Desmet Jan, bestaat ruim 20 jaar. Hierbij heeft het onderzoeksgroep gedurende die periode ervaring in het domein van Power Quality, decentrale productie en energieopslag opgebouwd. De opgedane expertise bestaat (i) enerzijds uit gerealiseerde Vlaamse, Federale en Europese projecten en (ii) anderzijds gedurende de jarenlange opgebouwde expertise in de dienstverleningsopdrachten op het gebied van elektrische aandrijvingen, netkwaliteit, energie-efficiëntie, toepassingen hernieuwbare energie & opslag, alsook opleidingen en advies in deze domeinen. Daarnaast garandeert de onderzoeksgroep een disseminatie van de opgedane kennis via o.m. projectsyntheses en roadmaps op haar website<sup>2</sup>, naast deze roadmaps kunnen bedrijven gebruik maken van gratis ter beschikking gestelde rekentools<sup>3</sup>. Tot slot biedt de DERLab<sup>4</sup> -erkende labo-infrastructuur<sup>5</sup> van het onderzoeksgroep EELab/Lemcko een ruime meerwaarde voor het opbouwen van deze expertise & kennis door het uitvoeren van praktische experimenten op realistische schaal.

---

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

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

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

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

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

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





# Inhoudsopgave

Voorwoord	i
Lijst van figuren	v
Lijst van tabellen	vii
Lijst van afkortingen	ix
<b>1 Flexibiliteit in het energiesysteem</b>	<b>1</b>
1.1 Intro en Situering	1
1.2 Flexibiliteit	2
1.3 Marktwerking	4
1.3.1 Ontwikkelingen op de energiemarkt	4
1.3.2 Marktstructuur	4
1.3.3 Soorten elektriciteitsmarkten	6
1.4 Toekomst	19
<b>2 Shared profits in het energiesysteem</b>	<b>23</b>
2.1 Intro	23
2.1.1 Clean Energy Package	23
2.1.2 Energiegemeenschappen	24
2.2 Shared profit bij energiedelen	26
2.2.1 Reglementair kader van shared profit	26
2.2.2 Toekomstvisie shared profit	35
<b>3 Verdienmodellen in het energielandschap</b>	<b>39</b>
3.1 Spelers in het energielandschap	39
3.1.1 Stakeholders in een energiegemeenschap	39
3.1.2 Overige Stakeholders in het energiesysteem	40
3.2 Verdienmodellen in het toekomstig energiesysteem	42
3.2.1 Community business plan	44
3.2.2 Onderliggende verdienmodellen voor actoren	51
3.3 Een voorbeeldproject	66
3.3.1 Projectbeschrijving	66
3.3.2 Analyse en resultaten	67
3.3.3 Conclusies	70
<b>4 Optimalisatietechnieken voor energievraagstukken</b>	<b>73</b>

4.1	Intro . . . . .	73
4.2	Optimalisatie . . . . .	74
4.2.1	Kostfunctie . . . . .	77
4.2.2	Gewogen criteria . . . . .	77
4.2.3	Optimalisatiemethodes . . . . .	78

# Lijst van figuren

1.1	Invloed van hernieuwbare energiebronnen op de marginale kost, gebaseerd op [11] . . . . .	3
1.2	Overzicht van de marktstructuur, figuur gebaseerd op USEF [14] . . . . .	6
1.3	Overzicht van de elektriciteitsmarkten, gebaseerd op [15] . . . . .	7
1.4	Positive market clearing price . . . . .	9
1.5	Negative market clearing price, gebaseerd op [18] . . . . .	9
1.6	Overzicht van de ondersteunende diensten . . . . .	15
1.7	Regeling van de frequentie bij onevenwicht[23] . . . . .	15
1.8	Onbalansmarkt gebaseerd op next-kraftwerke [26] . . . . .	17
1.9	Vergoedingsmechanisme . . . . .	17
1.10	Systeem onbalans in real-time [27] . . . . .	19
1.11	Net Regulation Volume activaties [27] . . . . .	19
1.12	Net Regulation Volume activaties per type [27] . . . . .	20
2.1	Energiestromen in een microgrid [6] . . . . .	26
2.2	Gesloten distributienet . . . . .	28
2.3	Privédistributienet . . . . .	30
2.4	Decentrale productie-eenheid met levering aan één afnemer buiten eigen site .	32
2.5	Decentrale productie-eenheid met levering aan één afnemer buiten eigen site .	33
2.6	Decentrale productie-eenheid met levering aan meerdere afnemers buiten eigen site . . . . .	34
3.1	Visies van het toekomstig energiesysteem . . . . .	42
3.2	Verdienmodel van een LEC [3] . . . . .	45
3.3	Classificatie van voordelen volgens begunstigde [4] . . . . .	47
3.4	Winstberekening per stakeholder [5] . . . . .	47
3.5	Dimensie 1: van simpel naar complex . . . . .	50
3.6	Dimensie 2: van collectief naar privaat . . . . .	50
3.7	Investeringschema's . . . . .	51
3.8	Interacties tussen actoren in het energielandschap . . . . .	52
3.9	Verdienmodel 1 - Lokale opwekking met ESCO . . . . .	54
3.10	Verdienmodel 3 - Implementatie van EVs in het distributienet . . . . .	57
3.11	Verdienmodel 4 - Opslag bij prosumenten . . . . .	59
3.12	verdienmodel 5 - Cogeneratie . . . . .	60
3.13	Verdienmodel 6 - VPP uitbaten . . . . .	63
3.14	Verdienmodel 7 - Impliciete vraagsturing . . . . .	65
3.15	Profielen LEC . . . . .	67

3.16	Gelijktijdigheidsfactor . . . . .	68
3.17	Duurcurve WP . . . . .	68
3.18	Duurcurve WP . . . . .	69
4.1	Bouwstenen van een gedistribueerd energiesysteem [1] . . . . .	74
4.2	Overzicht van optimalisatietechnieken [3] . . . . .	78
4.3	Heuristische methodes [4] . . . . .	79
4.4	Exact mathematische methodes [5] . . . . .	80
4.5	Graafnetwerk in Oemof [6] . . . . .	80

# Lijst van tabellen

1.1	Overzicht van de reservemarkten [24, 25] . . . . .	16
1.2	Tarieffactoren voor het behoud en herstel van het evenwicht . . . . .	18
2.1	Europese omschrijving van energiegemeenschappen [4] . . . . .	25
3.1	Verdienmodel 1: Lokale opwekking met ESCOs . . . . .	54
3.2	Verdienmodel 2: Congestie management . . . . .	55
3.3	Verdienmodel 3: Uitrol en integratie van EVs . . . . .	57
3.4	Verdienmodel 4: Energieopslag bij prosumenten . . . . .	59
3.5	Verdienmodel 5: Cogeneratie . . . . .	61
3.6	Verdienmodel 6: Congestie management . . . . .	63
3.7	Verdienmodel 7: Arbitrage door impliciete vraagsturing . . . . .	65



# Lijst van afkortingen

<b>aFFR</b>	Automatic Frequency Restoration Reserve
<b>BMS</b>	Battery Management System
<b>BRP</b>	Balance Responsible Party
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditures
<b>CEC</b>	Citizen Energy Community
<b>CIM</b>	Continuous Intraday Market
<b>DAM</b>	Day-Ahead Market
<b>DG</b>	Distributed Generation
<b>DR</b>	Demand Response
<b>DSO</b>	Distribution System Operator
<b>EBIT</b>	Earnings Before Interests and Taxes
<b>EMS</b>	Energy Management Systemment
<b>ESCO</b>	Energy Service Company
<b>EV</b>	Electric Vehicle
<b>FCR</b>	Frequency Containment Restoration
<b>GDN</b>	Gesloten Distributienet
<b>IRR</b>	Internal Rate of Return
<b>LCCBA</b>	Life Cycle Cost and Benefit Analysis
<b>LCOE</b>	Levelized Cost Of Energy
<b>LEC</b>	Local Energy Community
<b>LOLE</b>	Loss of Load Expectation
<b>mFFR</b>	Manual Frequency Restoration Reserve
<b>NPV</b>	Net Present Value
<b>NRV</b>	Net Regulation Volume
<b>OPEX</b>	Operational Expenditures

**OTC** Over-the-counter

**PPA** Power Purchase Agreement

**REC** Renewable Energy Community

**RES** Renewable Energy Sources

**SoC** State of Charge

**TCO** Total Cost Of Ownership

**ToU** Time of Use

**TRDE** Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest

**TSO** Transmission System Operator

**USEF** Universal Smart Energy Framework

**VPP** Virtual Power Plant

**WACC** Weighted Averaged Cost of Capital



# Hoofdstuk 1

## Flexibiliteit in het energiesysteem

### 1.1 Intro en Situering

Het energiebeleid in België is verdeeld over de federale overheid en de drie gewesten. De federale staat is onder meer bevoegd voor het garanderen van de bevoorradingszekerheid, de cyclus van de nucleaire brandstof en nucleair onderzoek, grote infrastructuur m.b.t. productie, opslag en transport van energie, prijsbeleid op transmissieniveau en offshore windenergie. Federaal is het energiebeleid ondergebracht bij de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, met als regulator de CREG (Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas).

De gewesten daarentegen zijn onder meer bevoegd voor de distributie van gas en elektriciteit en het plaatselijke transportnet, distributietarieven, de warmtenetten en hernieuwbare bronnen, energie efficiëntie en onderzoek en ontwikkeling. Ieder gewest beschikt over zijn eigen regulator, voor Vlaanderen is dit de VREG, Wallonië de CWaPE en tot slot BRUGEL als Brusselse regulator voor elektriciteit en gas [1]. De verschillende niveaus zijn gelinkt aan elkaar via de overlegkoepel ENOVER, die de afgevaardigden samenbrengt van de vier energieadministraties en de vier bevoegde kabinetten.

Het energielandschap is volop in beweging. De laatste decennia wordt er steeds meer ingezet op hernieuwbare energiebronnen uit zon en wind. Deze tendens vertaalt zich naar een verschuiving van de klassieke centrale naar decentrale netuitbating. Deze hernieuwbare energiebronnen (RES) staan in voor een steeds groter deel van de energievraag, in 2018 bedroeg de groenestroomproductie 14.2% t.o.v. het totaal elektriciteitsverbruik in Vlaanderen [2]. Het groter aandeel aan hernieuwbare energie gaat ten koste van het aantal draaiuren van centrales met een hogere marginale kost (zoals gascentrales). Hierdoor worden technologieën met een hogere marginale kost uit de markt geduwd.

De vraag stelt zich hoe we in deze netstructuur de volatiliteit van hernieuwbare bronnen betaalbaar gaan compenseren met back-up voorzieningen voor ongunstige weersomstandigheden of incidenten. Een studie [3] over het Belgische energielandschap, heeft aangetoond

dat het behalen van de EU-2030 doelstellingen [4] (d.i. 32% afkomstig uit RES) enkel haalbaar is indien geïnvesteerd wordt in gascentrales die de volatiliteit kunnen opvangen.

Deze uitbreiding aan hernieuwbare energiebronnen zorgt niet alleen voor een overgang van centrale naar decentrale productie, maar tevens vormt het een extra uitdaging voor de transmissienetbeheerders (TSOs) gezien ze verantwoordelijk zijn om het evenwicht te behouden in het systeem. Daarnaast is het voorspellen (forecasts) van de hernieuwbare energieproductie niet evident. De noodzaak aan flexibiliteit is een evidentie om de onvoorspelbaarheid van de hernieuwbare energiebronnen op te vangen bij zowel overschotten als stroomtekorten. Volgens Laurent Schmitt (ENTSO-E<sup>1</sup>) zal in 2030 de opwekking uit RES de piekvraag met 20% overtreffen, waardoor de kans op curtailment groot is. Daarbovenop komt nog de impact die de elektrificatie van de automobielsector en de toename aan warmtepompen met zich mee zullen brengen [5].

Al deze veranderingen brengen gevolgen met zich mee. Rapporten uit instanties zoals IRENA [6], IPCC [7], enz. tonen het alsmaar toenemend belang dat wordt gehecht aan hernieuwbare energie. Een eerste conclusie is dat de omschakeling van centrale naar decentrale energieproductie (DG) een directe impact heeft op de elektriciteitsmarkt. Door de volatiliteit van de decentrale opwekking (onder de vorm van hernieuwbare bronnen), bekomen we een schommelend aanbod waardoor het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit rechtstreeks beïnvloed wordt - *vandaar de nood aan flexibiliteit* -. Als gevolg creëren we een classificatie van de productie-eenheden (kortweg: PE) die op haar beurt een regelrecht effect heeft op de energieprijis, nl. de merit-order.

## 1.2 Flexibiliteit

Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem wordt gedefinieerd als het afstemmen van de vraag naar en het aanbod van elektriciteit, als antwoord op een technische of marktgedreven nood. Flexibiliteit kan als dienst aangeboden worden aan marktpelers binnen het elektriciteitssysteem (bijvoorbeeld transmissie- of distributienetbeheerders, evenwichtsverantwoordelijken en leveranciers, . . .). Daarnaast kunnen eindgebruikers het potentieel aan flexibiliteit dat ze hebben ook gebruiken voor de optimalisatie van het eigen verbruik. Flexibiliteit kan zowel aangeboden worden op individueel niveau als op geaggregeerd niveau [8].

Het vertrekpunt van flexibiliteit is dat vraag en aanbod elk moment gelijk dienen te zijn om een evenwichtig net te behouden, zodanig de netstabiliteit bewaard blijft. De klassieke interpretatie is dat naarmate de vraag wijzigt, het aanbod volgt. Producenten zullen bij een toenemende vraag steeds het productievermogen aanspreken met de laagste marginale kost om aan de bijkomende vraag te voldoen.

Marginale kosten zijn gebaseerd op variabele kosten (OPEX) om de centrale draaiend te houden, zoals o.m. brandstof- en emissieprijsen, onderhoud en rendement. Om een toenemende vraag te volgen, zullen steeds duurdere centrales ingezet worden. Het inzetten van de verschillende productie-eenheden heeft ertoe geleid dat de activatie van de PE volgens een “merit-order” verloopt. De merit-order of verdiensteorder, is een theoretische methodiek<sup>2</sup> om de beschikbare energiebronnen te rangschikken op basis van oplopende prijsorde [9]. Het

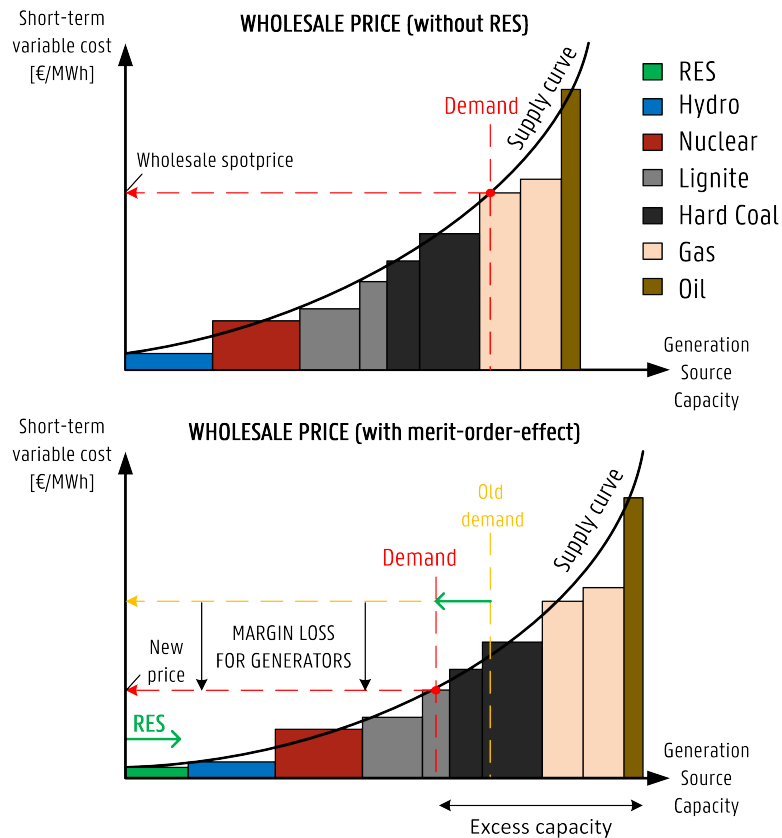
<sup>1</sup>European Network of Transmission System Operators for Electricity.

<sup>2</sup>In de praktijk zorgt de BELPEX voor een kosten-optimalisatie, terwijl de uitbater de merit-order voor zijn eigen installatie bepaalt.

is de marginale kost van de duurste en dus de laatst aangesproken productievorm die de kostprijs van elektriciteit vastlegt, zie Figuur 1.1. Daar geeft de verticaal rode curve de energievraag weer, schuift deze naar links dan zal de prijs logischerwijs dalen en omgekeerd.

Vandaar dat een toename aan groene energie met een lagere marginale kost de elektriciteitsprijs doet dalen (bij dezelfde vraag). Echter kan de beschikbaarheid van de centrales door diverse (externe) factoren zoals: macro-economische omstandigheden, weersomstandigheden, politieke beslissingen, enzovoort bepaald worden. Hierdoor kan de prijs sterk fluctueren, zie ook EU ETS (het Europese systeem voor emissiehandel, voor het verhandelen van uitstootrechten) die eveneens de marginale kost bepaalt. Door het in rekening brengen van de uitstootkosten, zal de variabele kost van een productie-eenheid variëren en dus mogelijks de merit-order beïnvloeden [10].

De nood aan flexibiliteit komt tot uiting omdat door toename van hernieuwbare nu ook de aanbodzijde continu schommelt zoals de vraagzijde. De resterende onbalans moet dus weggeregeld worden met diverse initiatieven die elk hun marktwaarde hebben. De manier om deze flexibiliteit te bekomen, zal verder toegelicht worden doorheen dit document.



Figuur 1.1: Invloed van hernieuwbare energiebronnen op de marginale kost, gebaseerd op [11]

## 1.3 Marktwerking

### 1.3.1 Ontwikkelingen op de energiemarkt

Technische uitdagingen die gepaard gaan met de toename van duurzame bronnen, hebben ook een directe impact op energieprijzen. Het niveau van de beoogde bevoorradingszekerheid, wordt bepaald door een berekening van de LOLE (Loss of Load Expectation<sup>3</sup>) van minder dan 3 uur en van een LOLE95 van minder dan 20 uur in geval van een statistisch uitzonderlijk jaar. Echter tonen rapporten [13] aan, dat voor verschillende scenario's het aantal uren voor de LOLE kunnen oplopen (tot zelfs 10 uur tegen 2020 en meer) door een gebrek aan flexibiliteit.

De strategische reserve werd in het leven geroepen om de TSO de mogelijkheid te geven om de elektriciteitscapaciteit te activeren indien er op korte termijn een niet te verwaarlozen elektriciteitsschaarste wordt vastgesteld. Mede door dit mechanisme is het energiesysteem dus ontwikkeld om maximaal drie uur per jaar de gevraagde energie niet door eigen productie of import te voorzien. Bevoorradingszekerheid kan dus technisch gezien geen 100 % garantie bieden. De wens naar lage energieprijzen en permanente zekerheid is dus tegenstrijdig.

Variërende prijzen in dit transitieverhaal nodigen uit tot de ontwikkeling van nieuwe structuren voor meerdere partijen om in te spelen op schommelende marktprijzen of marktparticipatie in het algemeen. Variabele productie heeft immers de nood aan nieuwe mechanismen die vraag en aanbod terug in evenwicht brengen. Zo kunnen eindgebruikers hun impact versterken op bevoorradingszekerheid en afnameprijzen. Als zodoende meerdere partijen d.m.v. flexibiliteit hun beschikbare middelen inzetten om schaarste of overvloed op te nemen, dan zal de marktprijs deze flexibiliteitskosten wel compenseren en blijft het energiesysteem houdbaar.

Het golvend markt karakter van de verschillende markten biedt financiële kansen voor meerdere betrokken partijen. Het is dan ook van belang de verschillende markt vormen in de komende paragrafen te ontdekken om te weten aan welke participatievoorwaarden er moet worden voldaan. Aansluitend zal dit hoofdstuk dan ook inzicht bieden in welke technische uitwerkingen de verschillende types afnemers kunnen profiteren van financiële opportuniteiten.

### 1.3.2 Marktstructuur

Gezien de laatste jaren de marktstructuur (balanceringsmarkt) sterk wijzigde, lijkt het opportuun de structuur kort toe te lichten alvorens dieper te gaan met de elektriciteitsmarkten. Figuur 1.2 geeft een overzicht van de marktstructuur volgens het Universal Smart Energy Framework (USEF) weer. Startend vanuit de productie-eenheden, geeft de blauwe lijn de fysieke stromen weer die via de distributienetbeheerders tot de eindgebruikers aankomen. Sinds de lancering van de groenestroomcertificaten (GSC) is het aantal residentiële afnemers in het bezit van een fotovoltaïsche paneelinstallatie drastisch gestegen.<sup>4</sup> Met als gevolg dat

---

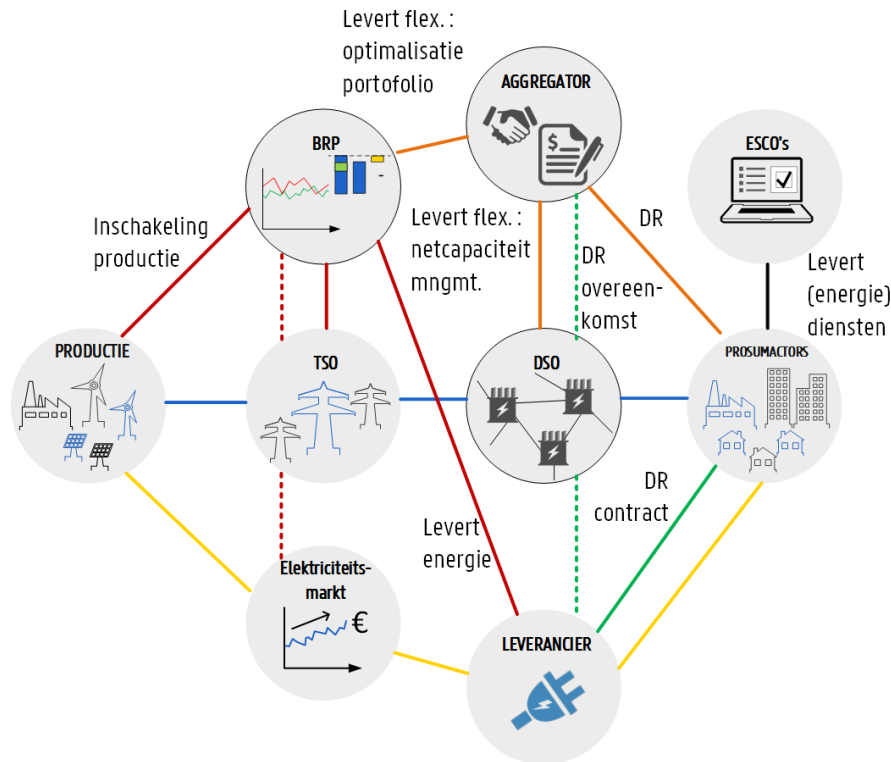
<sup>3</sup>Loss of Load Expectation (LOLE) is de gehanteerde maatstaf om de voorzieningszekerheid te beoordelen, alsook om een betrouwbaarheidsnorm te stellen in de elektriciteitsmarkt. Het vertegenwoordigt het aantal uren per jaar dat statistisch gezien op lange termijn verwacht wordt, dat het aanbod niet aan de vraag zal voldoen [12].

<sup>4</sup>Sinds enkele jaren is een residentiële zonnepaneelinstallatie rendabel zonder GSC. De huidige drijfveren zijn dan ook de dalende investeringkost en het grote aandeel van de ODV's op de elektriciteitsfactuur.

de klassieke consument meer en meer een prosumant geworden is - *die naast het afnemen van energie, op zijn beurt ook energie op het net injecteert en dus op sommige momenten als een producent optreedt* -. De combinatie van de liberalisering van de energiemarkt en de toename van het aantal prosumanten zorgden ervoor dat nieuwe actoren zich op de markt vestigden, nl. aggregatoren en ESCOs.

Onder ESCOs opereren instanties die diensten leveren aan de elektriciteitsafnemer, hiertoe behoren niet alleen energiediensten. Hoofdstuk "*Overige Stakeholders in het energiesysteem*" beschrijft de functie van deze actoren en hun marktaandeel t.g.v. een incentive of verdienmodel. Daarentegen nemen de aggregatoren een andere plaats op de markt door zowel contracten en overeenkomsten aan te gaan met de evenwichtsverantwoordelijken (BRPs), de distributienetbeheerders (DSOs) en de prosumanten. Zo heeft een aggregator een 'Flexible Service contract' met de BRP of DSO terwijl ze een 'Flexible Purchase contract' aangaat met prosumanten. Door een cluster van prosumanten gelijktijdig te kunnen (aan)sturen, komen ze als een virtuele energiecentrale (VPP) naar voren. Op die manier kan de VPP op vraag van een BRP of DSO aangestuurd worden tegen een vergoeding. Op vraag van een BRP kan de aggregator bijvoorbeeld flexibiliteit leveren zodanig dat deze laatste zijn portfolio kan optimaliseren (zie Onbalansmarkt). Analooq zal de aggregator op basis van de overeenkomst ook flexibiliteit leveren aan de DSO zodanig dat deze laatste zijn netcapaciteit kan beheren.

De transmissienetbeheerder TSO is eindverantwoordelijke voor de algemene stabiliteit van het net, namelijk een goede afstemming op elk ogenblikkelijk tussen de vraag en het aanbod. Hiervoor zal de TSO beroep doen op de BRP, die op zijn beurt zijn klanten zal vragen te reageren (*in- of uitschakelen van productie, consumptie of opslag*). Aan de andere zijde van het verhaal zal de elektriciteitsprijs sterk afhangen van de regelingen en dus continu schommelen, dit is vnl. het geval voor de onbalansmarkt. Het verhaal beperkt zich niet enkel tot dit type markt, eindgebruikers zoals residentiële spelers gaan eveneens contracten aan bij leveranciers, dit gebeurt op de retailmarkt, gezien contracten in het algemeen op langere termijn vastliggen en de prijzen niet schommelen, zullen de volgende hoofdstukken zich dieper toespitsen tot de verschillende elektriciteitsmarkten.



Figuur 1.2: Overzicht van de marktstructuur, figuur gebaseerd op USEF [14]

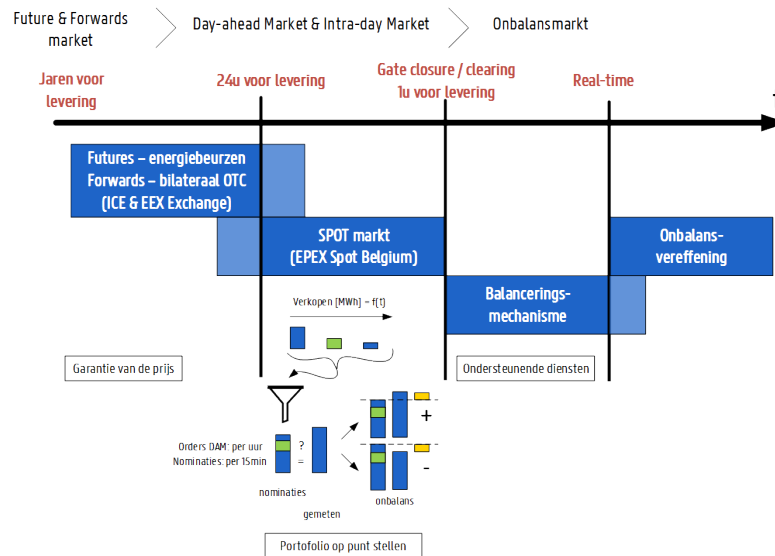
### 1.3.3 Soorten elektriciteitsmarkten

Op basis van het type handelsplatform en tijdsperiode komen elektriciteitsmarkten in verschillende vormen voor. Drie veelvoorkomende types markten zijn de elektriciteitsmarkt, over-the-counter markt (OTC) en georganiseerde OTC-markt. Bij een elektriciteitsmarkt gebeurt de handel anoniem en transparant. Door middel van een multilateraal handelsplatform vinden biedingen plaats voor zowel vraag als aanbod. Vervolgens brengt de marktbeheerder alle aanbiedingen en vragen samen en matcht deze over een vooraf bepaalde periode - voor België is dit om het uur -. Een typisch voorbeeld hiervan is een day-ahead market (zie verder).

Behalve multilaterale, kan ook bilaterale handel plaatsvinden, dit gebeurt in de OTC-markt. Hierin kunnen d.m.v. handelspartijen diverse elektriciteitsproducten onderhandeld en verhandeld worden. Dit gebeurt meestal via raamcontacten, maar directe handel tussen twee partijen is eveneens mogelijk. Prijzen zijn vertrouwelijk en niet transparant voor andere marktpelers. Ten slotte onderscheidt een georganiseerde OTC-markt zich van de normale OTC doordat hier de marktdeelnemers biedingen indienen op een marktplatform voor vraag en aanbod, net zoals op de elektriciteitsmarkt. Deze markt onderscheidt zich doordat ze voortdurend gecleard wordt, dit betekent dat overeenstemmende vraag-en-aanbodbiedingen continu gematcht worden. De CREG houdt toezicht over de verschillende markten.

Tegelijk zorgen onvoorspelbare omstandigheden ervoor dat vraag en aanbod van elkaar kun-

nen afwijken, hierdoor heeft de TSO de verantwoordelijkheid om het evenwicht tussen productie en consumptie te beheren. Door de verantwoordelijkheid te besteden aan evenwichtsverantwoordelijken (BRPs - Balancing Responsible Parties) en toegangsverantwoordelijken (ARPs - Access Responsible Parties) verzekert de TSO het evenwicht in zijn controlegebied. Veelal worden beide termen gebruikt voor dezelfde doelstellingen, vandaar er verder in dit hoofdstuk uitsluitend over BRPs gesproken wordt, daarnaast worden alle aspecten van de BRP in het ARP-contract opgenomen. Onderstaande Figuur 1.3 geeft een overzicht van de verschillende markten en de tijdsschaal waarop ze responderen.



Figuur 1.3: Overzicht van de elektriciteitsmarkten, gebaseerd op [15]

### Toekomst- of termijnmarkt

Heel wat energiecontracten baseren zich op de termijn- en toekomstmarkt, hierin worden prijzen onderhandeld van drie jaar vóór tot en met de dag vóór de leveringstermijn. De contracten bepalen de hoeveelheid elektriciteit die op een bepaald tijdstip in de toekomst dient geleverd of verbruikt te worden, tegen een vandaag overeengekomen prijs. Enerzijds (i) kunnen de contracten verhandeld worden op energiebeurzen (Futures) en anderzijds (ii) kunnen ze ook bilateraal over-the-counter verhandeld worden (Forwards), wat de betrokken partijen meer flexibiliteit biedt<sup>5</sup>.

In België vindt de verhandeling van de termijncontracten voor de basislast plaats op de Intercontinental Exchange (ICE) en de European Energy Exchange (EEX). Grote spelers op deze markten zijn producenten die hun energie verhandelen dusdanig ze hun toekomstige verkoop verzekeren en dus anticiperen tegen eventuele prijsdalingen. Analoog hieraan zijn er leveranciers en grote industriële bedrijven die op een vooraf bepaalde prijs energie willen kopen zodat ze voorbereid zijn tegen eventuele prijsstijgingen. Het spreekt voor zich dat dergelijke type contracten het werkelijke afnameprofiel niet in rekening brengen en bijgevolg is de resterende benodigde energie speculatief.

<sup>5</sup>Er bestaat een onderscheid tussen fysische contracten voor levering en financiële contracten voor trading.

### Day-ahead en Intra-day market

Naast de termijnmarkten worden nauwkeurige schattingen gemaakt van de vraag om zo energie te verhandelen op korte termijn, nl. op de spotmarkten, hierin onderscheiden we de:

- Day-Ahead Market (DAM);
- Continuous Intraday Market (CIM).

Deze marktvormen worden door leveranciers gebruikt om hun portfolio op punt te stellen zodat op elk uur van de dag de geproduceerde energie overeenstemt met de gevraagde energie van hun klanten.

#### *Day-ahead Market (DAM)*

Op deze groothandelsmarkt verhandelen de deelnemers elektriciteit een dag voor de werkelijke levering. Dit kunnen zowel aan- of verkopen zijn ('sales' of 'purchases'). Het dagelijks verhandelen berust op de planning van de deelnemers. De koper beoordeelt hoeveel energie (in termen van volume) hij de volgende dag nodig heeft om aan de vraag te voldoen en tegen welke prijs hij bereid is te kopen. Daartegenover staat de verkoper, hij beslist uur per uur hoeveel hij kan leveren en voor welke prijs hij dit wilt leveren (meer uitleg via:[16, 17]). Belangrijk hierbij is dat op het einde van de day-ahead markt de marktzone in evenwicht dient te zijn, o.a. moet de geplande productie gelijk zijn aan de verwachte vraag in de marktzone alsook dient de netto invoer overeen te stemmen met de netto uitvoer in die marktzone (1.1).

$$\sum P_{gen} + \sum P_{imp} = \sum P_{cons} + \sum P_{exp} \quad (1.1)$$

met:

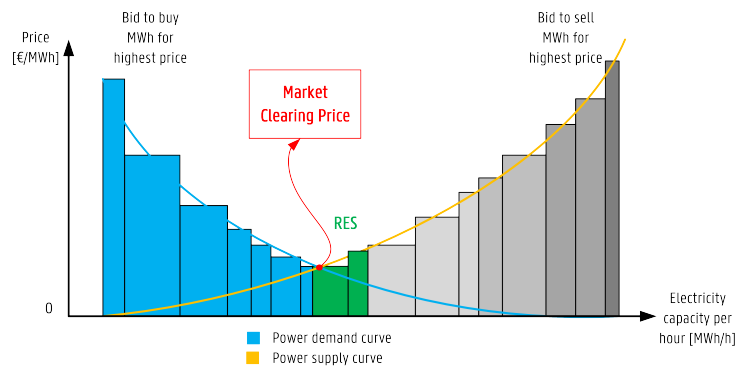
$$\begin{aligned} P_{gen} &= \text{geproduceerde energie} \\ P_{imp} &= \text{geïmporteerde energie} \\ P_{cons} &= \text{verbruikte energie} \\ P_{exp} &= \text{geëxporteerde energie} \end{aligned}$$

Het verhandelen van elektriciteit gebeurt ofwel bilateraal (OTC), ofwel via de day-ahead energiebeurzen, in de Belgische marktzone beheert EPEX SPOT Belgium de markt. Het principe berust op een veilingmarkt waarbij de deelnemers tot 12u de tijd krijgen om hun orders (per uurbasis) in te dienen. Deze markt staat de operatoren toe om de mix van elektriciteitsproductie te optimaliseren binnen de Belgische markt. Aangezien er tussen verschillende West-Europese landen een marktkoppeling bestaat, wordt er op elk moment de meest competitieve prijs onder invloed van een Europese 'Merit Order' verkregen (CWE markt). Op basis van de verkoopprijs per uur (VKP/u) en aankoopprijs per uur (AKP/u) waartegen respectievelijk de verkoper en koper bereid zijn te handelen verwerkt en bepaalt een algoritme de prijs.

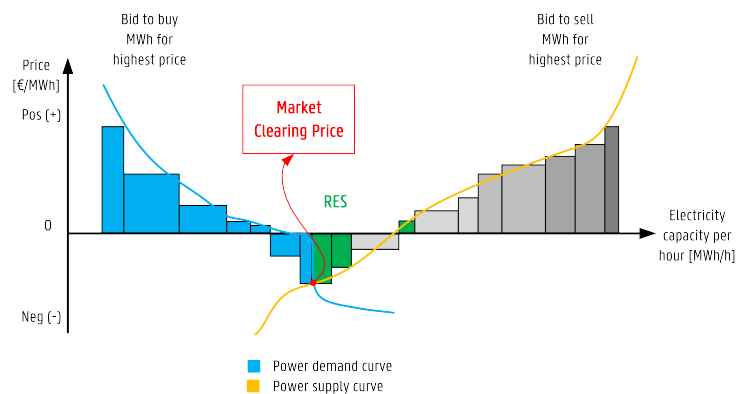
Uit hun verwachtingen volgen twee curves (power supply en power demand curves, zie Figuur 1.4, het snijpunt van die curves bepaalt de prijs [€/MWh] voor een bepaald volume. In de literatuur spreekt men van de 'Market Clearing Price'. Er valt dus op te merken dat de prijzen in de geïnterconnecteerde landen gelijk zijn zolang er voldoende interconnectiecapaciteit beschikbaar is. Dit garandeert op elk moment de meest competitieve prijs onder invloed van de 'Merit Order'.



Voor het eerst werd in 2008 ook een negatieve elektriciteitsprijs op de Duitse elektriciteitsbeurs opgemerkt. Oorzaak hiervan was te wijten aan een combinatie van hoge hernieuwbare energieproductie (zon en wind), subsidiëring, inflexibele elektriciteitsproductie en een lage energievraag. Algemeen komt dit voor op feestdagen. In tijden van hoge productie moeten producenten worden gestimuleerd om capaciteit offline te halen, terwijl grote consumenten bij lage prijzen de vraag kunnen opvoeren. Vooral gedurende uren met (een voorspelbaar) hoge duurzame stroomvoorziening (uit RES) bieden energieproducenten hun elektriciteit tegen negatieve prijzen aan op de elektriciteitsbeurs. Aanbieders van hernieuwbare energie doen dit regelmatig, maar ook de conventionele energiecentrales - o.m. kerncentrales en bruinkoolcentrales, daar ze technisch meestal niet in staat zijn of te duur zijn om op korte termijn aan te sturen - doen hieraan mee. Duurzame energiebevoorrading heeft prioriteit in het elektriciteitsnet en staat daarom altijd op de eerste plaats (volgens de merit-order), waardoor conventionele elektriciteit soms overbodig wordt. Figuur 1.5 visualiseert het fenomeen. De marktverrekeningsprijs (market clearing price) kan in dit geval negatief zijn.



Figuur 1.4: Positive market clearing price



Figuur 1.5: Negative market clearing price, gebaseerd op [18]

Zo dient elke BRP een evenwichtige portefeuille (nominaties) voor te leggen aan de TSO op het einde van de day-ahead. Nominaties (per 15min) geven de geplande opwekking en

verbruik voor ieder unit van de BRP en verschillen naargelang de EPEX SPOT DAM, als volgt:

- ze bevatten alle geplande productie of verbruik (amper een deel wordt verhandeld op het niveau van de Belpex);
- vinden plaats op centrale-niveau, terwijl de elektriciteit op BRP-niveau verhandeld op het niveau van Belpex DAM;
- ze hebben een kwartuurreolutie t.o.v. de DAM die een uurresolutie heeft. In België moet een BRP tegen 14u zijn portefeuille aan Elia voorleggen.

Concreet zorgt een goede planning ervoor dat na sluiting van de DAM er een evenwicht bereikt wordt tussen de verwachte vraag en aanbod.

#### *Continue Intra-day Market (CIM)*

Aangezien voorspellingen op day-ahead-niveau sterk kunnen verschillen met de realiteit door externe factoren (verschillende windcondities, onverwachte uitvallen van centrales, verkeerde inschatting van verbruiksprofielen,...) is een derde type markt in het leven geroepen. De intra-day groothandelsmarkt verhandeld elektriciteit op de leveringsdag tot één uur voor het leveren. Hierdoor zijn marktparticipanten in staat verschuivingen in hun nominaties te corrigeren. In België organiseert de EPEX SPOT Belgium de CIM waarin bilaterale OTC-deals gerealiseerd worden.

In tegenstelling met de DAM, kan de portefeuille van de BRPs in onevenwicht zijn na de intra-day markt. Binnen in de CIM berusten de prijzen op basis van het *first-come is first-served* principe, waar de hoogste aankoopprijs en laagste verkoopprijs eerst verhandeld worden. Met de vooruitzichten van de energiemarkt speelt de CIM een alsmaar grotere rol voor een groter aandeel aan RES.

### **Onbalansmarkt**

Tot slot behandelt de onbalansmarkt de onevenwichtigheden in de portefeuille van de intra-day markt. Individuele BRPs kunnen te maken krijgen met een real-time onbalans. Hierbij is het onbalans, het netto verschil tussen de kwartiersom van de afname, injectie en elektriciteitshandel in de regelgebied van de BRP, vergelijking (1.2) geeft dit wiskundig weer. Wanneer de TSO een onevenwicht detecteert, rekent de TSO een onevenwichtstarief aan. Het onevenwichtstarief is een tarief voor het handhaven en herstellen van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken en wordt berekend op basis van het geldende balancingmechanisme.

$$\sum P_{gen} + \sum P_{imp} + \sum P_{purch} = \sum P_{cons} + \sum P_{exp} + \sum P_{sales} \quad (1.2)$$

met:

- $P_{gen}$  = geproduceerde energie
- $P_{imp}$  = geïmporteerde energie
- $P_{purch}$  = aangekochte energie
- $P_{cons}$  = verbruikte energie
- $P_{exp}$  = geëxporteerde energie
- $P_{sales}$  = verkochte energie

Door het activeren van systeemdiensten die op voorhand gecontracteerd waren op de reservemarkt, verzekert de TSO (Elia) een evenwicht in het systeem. Op hun beurt resulteren de activaties in een toename of afname van zowel vraag als aanbod. Op de reservemarkt koopt de TSO diverse producten aan die verschillende marktspelers aanbieden. Zo kunnen energieproducenten, energieleveranciers en grote industriële afnemers de functie van marktspeler innemen en producten aanbieden. In realiteit onderscheidt men de reserveproducten op basis van de tijdspanne waarin ze reageren alsook op het type dienst, met name energiediensten of capaciteitsdiensten. Bij de betrokken tijdsintervallen en doelstellingen van de onbalansmarkt, spreekt het voor zich dat ramp constraints, notification time, enz. niet mogen worden verwaarloosd.

Onder energiediensten verstaan we het flexibel aanwenden van productie-eenheden, opslag-systemen of grote verbruikers. Capaciteitsdiensten daarentegen zijn diensten zoals het reserveren van een bepaalde capaciteit op voorhand. Binnen de Europese gesynchroniseerde netwerk (ENTSO-E) worden de verschillende markten onderscheiden, nl. FCR, aFFR, mFRR en tot slot RR. De volgende paragrafen bespreken chronologisch de verschillende soorten diensten, vervolgens vat Tabel 1.1 ze samen.

### FCR - Frequency Containment Restoration

Frequency Containment Reserve ook wel de primaire reserve of R1 genoemd, heeft als doel de balans tussen elektrische vraag en aanbod van een intergeconnecteerde zone te bewaren. De primaire reserve werkt binnen de Europese synchrone zone, nl. het ENTSO-E net, dit is kort voor European Network of Transmission System Operators for Electricity. Binnen die zone [19] bestaat er een verdere verdeling waarbinnen België tot de IGCC-zone<sup>6</sup> behoort (zie Figuur 1.6). De netinterconnectiviteit tussen de landen onderling dient stabiel te blijven op 50 Hz. Het voordeel van deze internationale netinterconnectiviteit is dat onevenwichten op het net minder snel grote gevolgen met zich meebrengen, echter zijn incidenten merkbaar over gans de ENTSO-E zone waardoor de communicatie tussen TSOs onderling uitermate goed moet verlopen.

Een grootschalig incident binnen de IGCC-zone (bijv. onverwacht uitvallen van een centrale of offshore windpark) kan leiden tot een onevenwicht op het elektriciteitsnet. Zodoende de frequentie te stabiliseren en bijgevolg black-outs te voorkomen wordt de primaire reserve automatisch geactiveerd in een fractie van de tijd ((milli)seconden). Een voorwaarde hiervan is dat de activering niet kunstmatig mag worden vertraagd en dient uiterlijk 2 seconden na het begin van de frequentieafwijking te beginnen, binnen het bereik van het betrokken diensttype<sup>7</sup>. Voor alle diensttypen stijgt het FCR-vermogen lineair tot 50% van de vereiste vermogenvraag na 15 seconden en bereikt het 100% na 30 seconden [20]. Op Figuur 1.6 valt te zien hoe de frequentie daalt bij het wegvallen van een productie-eenheid. Volgens vergelijkingen (1.3) en (1.4) zal dus de frequentie dalen of stijgen naargelang het onevenwicht tussen vraag en aanbod.

<sup>6</sup>Het IGCC maakt het Europese balanceringsstelsel efficiënter. In de toekomst zal een nieuw platform ontstaan, nl. PICASSO. Hierin zullen balancing service providers aFRR-balanceringsenergie kunnen verkopen aan de deelnemende Europese TSOs.

<sup>7</sup>Een diensttype varieert naar gelang de nodige regeling, zo bestaat er een onderscheid tussen de symmetrische 100 mHz, symmetrische 200 mHz of asymmetrisch omhoog of asymmetrisch omlaag diensttypes, (R1-up en R1-down in het vakjargon)

$$\sum P_{gen} < \sum P_{cons} \implies f \downarrow \quad (1.3)$$

$$\sum P_{gen} > \sum P_{cons} \implies f \uparrow \quad (1.4)$$

Bij een te lage frequentie wordt extra capaciteit aangesproken, terwijl het omgekeerde geldt bij een te hoge frequentie. Het aanspreken van de FCR zorgt bijgevolg voor het stabiliseren van de netfrequentie. Mits de regeling, zal de netfrequentie geen 50 Hz meer bedragen, maar ergens schommelen tussen de 49.8 Hz en 50.2 Hz (binnen de toelaatbare marges). Het bekomen verschil in frequentie noemt de quasi-stationaire frequentieafwijking en is gelimiteerd tot 200 mHz [21].

Voor België onderscheidt Elia vier producten voor de primaire reserve-regeling, waarvan de indeling i.f.v. het activeringsmoment en de regelrichting (opwaarts, neerwaarts en bidirectioneel) verschilt zoals hieronder weergegeven.

- **R1 asymmetrisch:** Hier stemmen beide partijen in met een unidirectionele regeling. Er wordt onderscheidt gemaakt tussen een opwaartse en neerwaartse regeling. Bij de opwaartse regeling vindt een toename van productie en/of afname van consumptie plaats indien de frequentieafwijking zich tussen de  $-200$  mHz en  $-100$  mHz bevindt. Bij de neerwaartse regeling vindt een afname van productie en/of toename van consumptie plaats indien de frequentieafwijkingen zich tussen de  $100$  mHz en  $200$  mHz bevindt. Frequentieafwijkingen kleiner dan  $100$  mHz spreken dit product niet aan.
- **R1 symmetrisch:** Deze overeenkomst stemt in met de mogelijkheid tot een bidirectionele regeling. Hierbij onderscheidt men opnieuw twee sub-producten:
  - **R1 symmetrisch 100 mHz:** Het regelvermogen is proportioneel aangesproken in een frequentierange tussen de  $-100$  mHz en  $100$  mHz. Dit maximaal gecontracteerde volume moet echter ook geactiveerd blijven bij frequentieafwijkingen groter dan  $100$  mHz.
  - **R1 symmetrisch 200 mHz:** Analoog als vorige, is het regelvermogen proportioneel aangesproken. Ditmaal in een frequentierange tussen de  $-200$  mHz en  $200$  mHz. Het maximaal gecontracteerde volume moet echter ook geactiveerd blijven bij frequentieafwijkingen groter dan  $200$  mHz, zodoende bij lichte afwijkingen onmiddellijk bij te sturen.

Vanaf juli 2020 kan enkel nog het symmetrische 200 mHz product verhandeld worden. Hierdoor zijn alle contracten die geen symmetrisch reservevermogen kunnen aanbieden in de  $-200$  mHz en  $200$  mHz range, individueel uitgesloten. Via een derde partij bestaat de mogelijkheid geaggregeerd primair regelreserve aan te bieden, dit profiel moet verplicht de symmetrische 200 mHz regelstrategie volgen.

Aangezien Elia deel uitmaakt van de Europese synchrone zone bepaalt ENTSO-E elk jaar het vereiste FCR-volume dat de TSOs moeten aankopen om de stabiliteit van de frequentie te garanderen. Voor 2019 bedroeg het vereiste Belgische volume aan primaire reserve  $80$  MW<sup>8</sup>, terwijl dit voor 2020  $78$  MW was.

Het kopen van energievolumes op de primaire energiemarkt gebeurt tegenwoordig volgens het ‘Pay-as-Bid’ principe. Dit prijszettingsmechanisme maakt het mogelijk een verschillende

---

<sup>8</sup>Voor de eerste veiling van januari 2019 werd  $80$  MW aangekocht.

prijs te hebben voor iedere transactie, m.a.w. wordt elke transactieprijs bepaald door de prijs die in de aanvaarde bieding is vastgesteld. Volgens [22] kan dit ook wijzigen naar een ander prijszettingsmechanisme. Namelijk de ‘Pay-as-Cleared’ methode (ook de marginale prijsstelling genoemd), deze berust op een uniforme prijs voor alle transacties van een bepaald product op een bepaald moment in de tijd voor een marginaal overeengekomen order.

Momenteel vinden veilingen wekelijks plaats, in de toekomst kan dit mogelijks evolueren naar dagelijkse veilingen [22]. De voorwaarde om deel te nemen aan de primaire reserve is een minimumvermogen van minstens 1 MW, dat binnen de 30 seconden geleverd kan worden. Aggregatie van verschillende energiebronnen en verbruikers is toegelaten. Er geldt een minimale activeringsverplichting van 25 minuten voor elke ‘FCR providing group’.

### **aFFR - Automatic Frequency Restoration Reserve**

De secundaire reserve (R2) ofwel aFFR heeft als doel zowel het herstellen van de frequentie in de synchrone (Europese) zone, als het evenwicht bewaren in de regelzone. De TSO is verantwoordelijk voor het regelen binnen zijn eigen perimeter. Nadat de frequentie d.m.v. de R1 in het quasi-stationaire frequentieafwijking gebied geregeld is, zal de R2 de taken van de R1 trachten over te nemen zodanig deze laatste opnieuw vrij is om tegen ‘nieuwe’ frequentieafwijkingen in te schakelen. Naast de lastovername zorgt de aFFR er ook voor dat de netfrequentie opnieuw naar 50 Hz gebracht wordt, hiervoor is een bepaalde capaciteit noodzakelijk die van de regelzone vastgelegd wordt. Evenwicht binnen een bepaalde regelzone wordt niet alleen bepaald door de productie en consumptie, het is het verschil tussen enerzijds productie en import tegenover anderzijds consumptie en export. Het herstellen van dit evenwicht betekent dus ook de fysische import/export balans correct afstemmen. De volledige regeling gebeurt automatisch door de TSO die het verschil tussen de fysische stromen en de contractuele afspraken berekent.

Bij situaties waarbij de secundaire reserves dienen te worden opgeroepen stuurt Elia een activeringssignaal aan de leveranciers van de secundaire reserve. Contractueel wordt er afgesproken dat deze leveranciers in staat zijn hun capaciteit binnen de 7,5min te leveren en dit zolang de dienst noodzakelijk is. Leveranciers worden op basis van hun capaciteit belast, m.a.w. is de verhouding gelijkmatig verdeeld. De verwachte hoeveelheid bedraagt voor 2020, 145 MW. Twee types regelingen vallen voor binnen de aFFR. Opwaartse regeling vindt plaats ingeval er te weinig productie is, neerwaartse regeling daarentegen indien er elektriciteitsoverschotten zijn. Het spreekt voor zich dat de TSO extra productie bij de leveranciers vraagt bij een opwaartse regeling en andersom. Het nadeel van de R2 is dat enkel grote generatoren (lees: minimum vermogen van 1 MW) kunnen deelnemen.

Verwacht wordt dat medio 2020 het minimaal vermogen om toe te treden verlaagt alsook de mogelijkheid om via demand-response deel te nemen [22]. Een tweede verandering die zijn introductie zou moeten doen in 2020, zijn de dagelijkse veilingen en de invoering van de merit-order lijst. Het aankopen van capaciteit volumes gebeurt tot op heden vooraf en contractueel ofwel via zogenaamde ‘free bids’. Net als bij de primaire reserve worden leveranciers vergoed op basis van de beschikbaarheid en hoeveelheid energie. De TSO gaat na of de beloftes worden nagegaan en ingeval de eisen niet voldoen, kan hij boetes uitreiken.

### **mFRR - Manual Frequency Restoration Reserve**

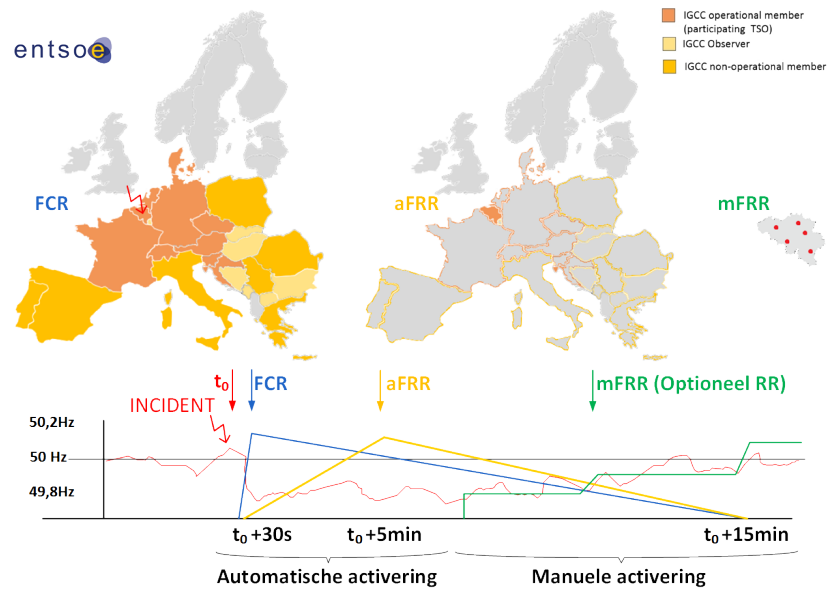
Uiteindelijk is er nog de tertiaire reserve of Manual Frequency Reserve die analoog aan de aFFR de voorgaande reserve ontlast op het moment dat deze verzadigd dreigt te worden. Marktdeelnemers van de R3 ontvangen na berekening van de TSO een bevel om capaciteit te leveren waarbij ze manueel moeten inschakelen. Hoewel ze op hetzelfde eindresultaat mikken, bezit de mFRR t.o.v. de aFFR een vlakkere hellingsgraad of ‘ramp rate’ en een langere activatieperiode. Het leveren van capaciteit vergt een minimum van 1 MW en kan bekomen worden door middel van pooling, DR is tevens toegestaan. Ook hier zijn volgens SmartEN veranderingen op komst, nl. de toetredingsvoorwaarde van 1 MW zou in 2020 verlagen. Daarnaast onderscheidt men de mFRR van de RR (Restoration Reserve), de vervangingsreserves (RR) hebben als doel het overnemen van de functionaliteiten van de geactiveerde reserves zodanig deze kunnen herstellen, of omwille van mFRR optimalisaties. Algemeen geldt voor de RR een langere looptijd alsook een lagere hellingsgraad vergeleken met mFRR. De Belgische transmissienetbeheerder maakt onderscheid tussen diverse ‘mFRR-contracten’:

- R3 standaard;
- R3 flex;
- R3 non-reserved.

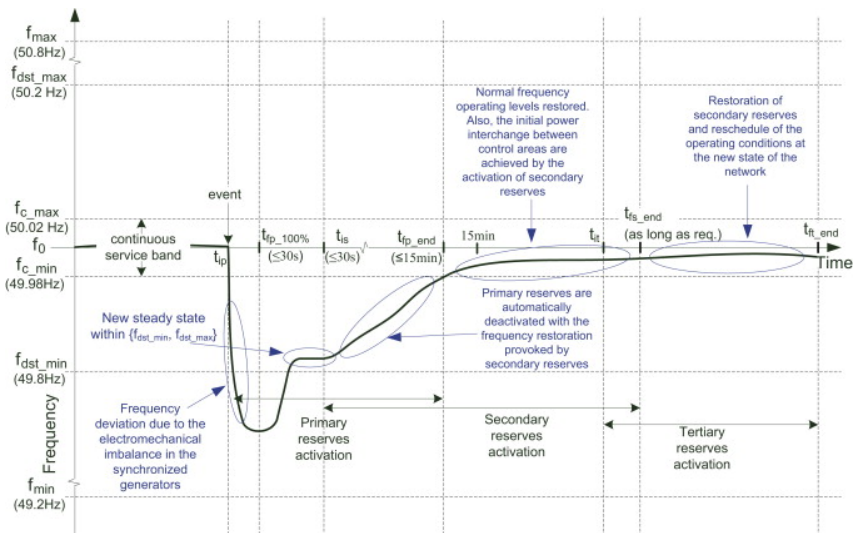
Waar de meeste reserves (R3 stand. en R3 flex.) via beurzen op voorhand d.m.v. volumes gereserveerd worden, kunnen marktdeelnemers ook volumes aankopen die niet gereserveerd waren op de zogenaamde R3 ‘Non-reserved’. Hetzelfde rapport van SmartEN [22] geeft tevens aan dat de aankopen naar een dagelijkse basis zullen omschakelen. De TSO heeft nog steeds de vrijheid te opteren om de niet gereserveerde volumes te activeren naargelang de vraag, of onbalans in het elektriciteitsnet.

Activering van de R3 varieert in de loop van het jaar naargelang de incidenten en congestieproblemen op het elektriciteitsnet. Net als voor de aFFR maakt men hier ook een onderscheid tussen opwaartse en neerwaartse regeling. Het spreekt voor zich dat dergelijke regeling frequenter zal voorkomen (bij kleinere interventies binnen de frequentiemarge (49.8 Hz - 50.2 Hz)) en dus een groter volume vergt, zo schat Elia het volume voor 2020 op 844 MW waaronder 314 MW onder de vorm R3 standaard opgenomen is. Hier kunnen ook stilstaande productie-middelen ingezet worden, indien deze over een snelle opstarttijd (lees ramp-rate) beschikken.

Onderstaande Figuren (1.6 en 1.7) verduidelijken het principe van de onbalansmarkt.



Figuur 1.6: Overzicht van de ondersteunende diensten



Figuur 1.7: Regeling van de frequentie bij onevenwicht [23]

Tabel 1.1: Overzicht van de reservemarkten [24, 25]

Type		Activatie	Volume (2020)	Doel	
FCR	Frequency Containment Reserve	R1 (primaire reserve)	auto. ms..30s	78MW VW: $\geq 1MW$ (25min)	Frequentie stabiliseren Verschillende types: R1 <sub>100</sub> ; R1 <sub>200</sub> ; ..
	Automatic Frequency Restoration Reserve	R2 (secundaire reserve)	auto. 30s..5min	145MW VW: $\geq 25MW$	Frequentie herstellen
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve	R3 (tertiaire reserve)	man. 7,5..15min	844MW VW: $\geq 1MW$ (mag via pooling)	R2 ontlasten Verschillende types: R3 stand; R3 flex; ..
RR	Restoration Reserve	R3 (optioneel)	man. ca. 15min		

Voor opwaartse regulatie – *wanneer in real-time, de energiebevoorrading onvoldoende is om de totale vraag te beantwoorden* - kunnen beheerders van elektriciteitscentrales een zekere capaciteit ter beschikking stellen van de TSO. Soortgelijk kunnen productie-eenheden hun productie inperken indien er een elektriciteitsoverschot is op het elektriciteitsnet. Vaak sluiten grote consumenten met de TSO deals om hun energieverbruik op vraag te reduceren of verhogen, dit wordt vaak als vraagsturing (of demand-response, DR) beschreven.

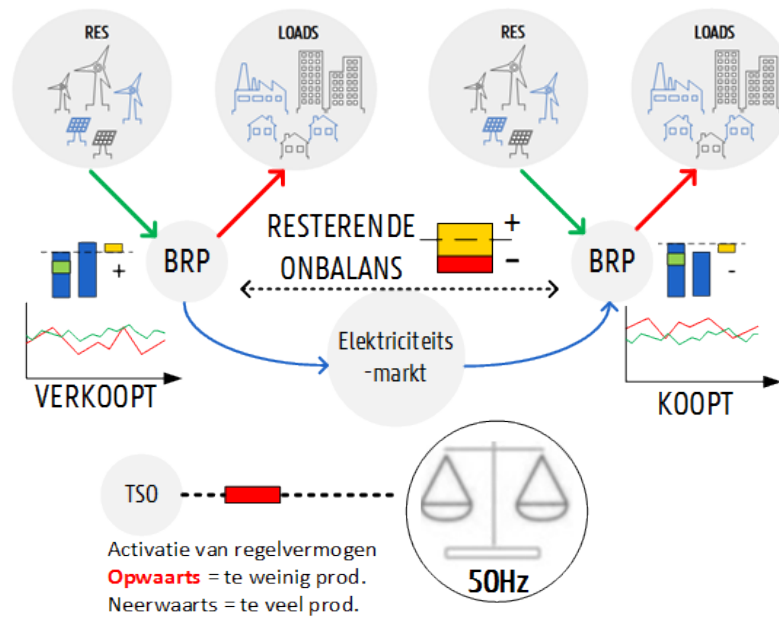
Het bedrag van de door Elia geactiveerde reserves wordt het nettoregelvolume (NRV) genoemd. Positieve NRV stemt overeen met een opwaartse regulering (m.a.w. een toename van de netinjecties of daling van de netafnames), analoog zal een negatieve NRV gepaard gaan met een neerwaartse regulering (d.i. een afname van de netinjecties of een toename van de netafnames). Balanceringsmarkten worden (i) enerzijds opgesplitst in een aankoopzijde waar de aankoop en activering van reserves door de TSO plaatsvindt, (ii) anderzijds in een vereffeningzijde waarbij de TSO een financiële vereffening van de onbalans(en) van de BRP verricht.

Figuur 1.8 illustreert de regeling tussen de evenwichtsverantwoordelijken en de transmissienetbeheerder. BRPs sluiten bilaterale contracten met marktspelers (energieleveranciers). Op die manier speelt de BRP een cruciale rol binnen de onbalansregeling, als partij stelt deze laatste zich financieel verantwoordelijk voor het onevenwicht. Dit komt er op neer dat indien één van zijn leveranciers faalt, de BRP schuldig is tegenover de TSO. Hierdoor is er een ‘imbalance settlement’ tussen de BRP en TSO onderling. Waarvan, afhankelijk van de situatie, de geldstromen in de ene ofwel in de andere richting stromen, Figuur 1.9.

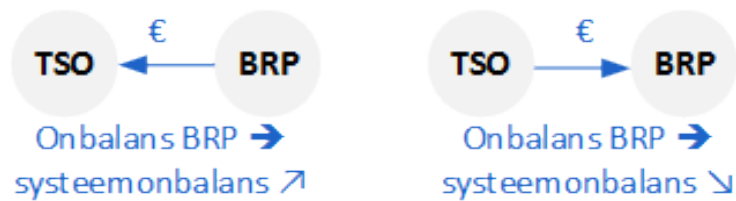
In geval van een positieve NRV koopt Elia opwaartse regulering en betaalt het de reserveaanbieder voor deze extra productie of de load shedding. De duurste eenheid van opwaartse regulering bepaalt de MIP<sup>9</sup>. In geval van een negatieve NRV heeft Elia een neerwaartse regulering nodig en ontvangt het een vergoeding van de reserveaanbieders die bereid zijn

<sup>9</sup>Marginale Incrementele Prijs (MIP): hoogste prijs die de TSO betaalt voor opwaartse activeringen gedurende een bepaald kwartier





Figuur 1.8: Onbalansmarkt gebaseerd op next-kraftwerke [26]



Figuur 1.9: Vergoedingsmechanisme

hun productie te verminderen (en productiekosten te vermijden) of hun verbruik te verhogen. In het geval van een grote negatieve NRV kan het mogelijk zijn dat Elia neerwaartse reguleringsleveranciers moet betalen om hun productie te verminderen (producenten willen bijvoorbeeld betaald worden omwille van de hoge stilleggingskosten).

De laatste eenheid van neerwaartse regulering bepaalt het MDP<sup>10</sup>. Indien netto opwaartse regulering nodig is in de Belgische regelzone (positieve NRV), betaalt Elia MIP aan BRPs met een positieve onbalans en ontvangt het MIP+ $\alpha_2$  van BRPs met een negatieve onbalans. Indien een netto neerwaartse regulering nodig is (negatieve NRV), betaalt Elia MDP- $\alpha_1$  aan de BRPs met een positieve onbalans en ontvangt het MDP van de BRPs met een negatieve onbalans (de geldstromen worden omgekeerd voor een negatieve MDP).

Op die manier kan Elia tarieven opleggen voor elke BRP met een onevenwichtige portefeuille, de onevenwichtsregeling vindt plaats na de eigenlijke levering. Tabel 1.2 geeft de tariefactoren weer voor het behoud en herstel van het evenwicht van de evenwichtsverantwoordelijken. Hierbij is  $\alpha$  een bijkomende incentive die bovenop reguleringkosten van grote systeemonevenwichten wordt toegepast.

Tabel 1.2: Tariefactoren voor het behoud en herstel van het evenwicht

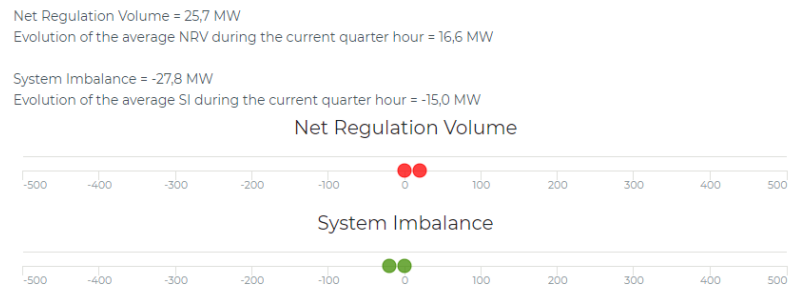
		Net Regulation Volume (NRV)	
		Neerwaartse regeling	Opwaartse regeling
BRP onbalans	Positief	MDP- $\alpha_1$	MIP
	Negatief	MDP	MIP+ $\alpha_2$

De ‘imbalance settlement’ gebeurt bijgevolg ook tussen de BRP en zijn marktspelers. De inkomsten van de BRP worden verdeeld met de diverse marktspelers binnen zijn cluster van leveranciers. Echter is dit eveneens geldig voor de kosten die de BRP draagt. De kost voor onbalansvereffening kan deel uitmaken van het tarief (retailmarkt) van residentiële verbruikers.

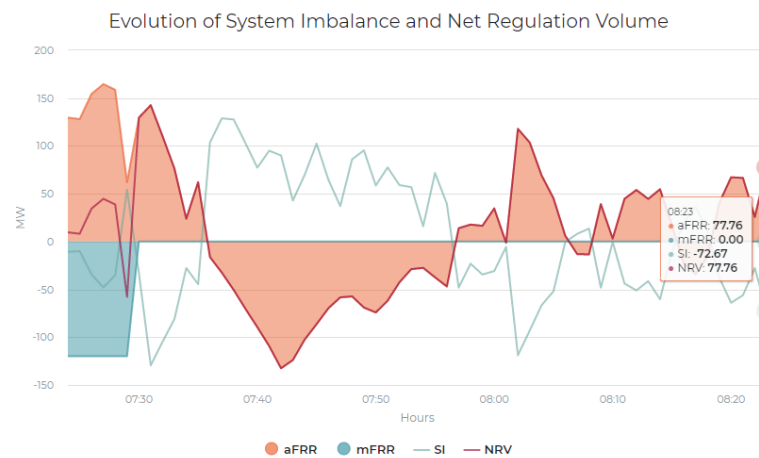
Indien de BRP’s onbalans niet bijdraagt tot de reductie van de netto-onbalans in de regelzone, zal op basis van de NRV een boete opgesteld worden aan de hand van de geactiveerde reserves (merit order). Zo kan één verantwoordelijk gestelde BRP de factuur ontvangen, deze kan hij later verdelen met zijn pool BRPs, op basis van de onderlinge (individuele) contracten die ze sloten.

Bij grote incidenten zal de prijs, indien er een groot tekort aan energiebevoorrading is, stijgen of dalen bij een energiesurplus met factor  $\alpha$ . Hierbij neemt  $\alpha$  bij NRV < 140 MW een waarde van 0€/MWh aan en bij een NRV > 140 MW, wordt de waarde berekend. Figuren 1.10 en 1.11 geven een voorbeeld van het nettoregelvolume op het moment van schrijven van deze paragraaf. Hierbij is ook een visuele weergave van de diverse activaties per tijdstip waar te nemen (Figure 1.12).

<sup>10</sup>Marginale Decrementele Prijs (MDP): laagste door de TSO verkregen prijs voor neerwaartse activeringen voor een gegeven kwartier



Figuur 1.10: Systeem onbalans in real-time [27]



Figuur 1.11: Net Regulation Volume activiteiten [27]

## 1.4 Toekomst

Het evenwicht van het elektriciteitsnet bewaren en ons behoeden van een black-out blijft in eerste instantie een taak van de TSO. De interconnectie met andere landen en de flexibele assets op HS-niveau (vb. Spaarbekcentrale in Coe) zijn voorbeelden hiervan. Om het evenwicht ook in de toekomst te bewaren wordt het steeds belangrijker complementair op middenspanning en laagspanning flexibele assets ter beschikking te stellen. De sterke groei van RES doet ons ook nadenken over de stabiliteit van ons net. De vraag die gesteld mag worden, 'wat gebeurt er met het spinning reserve door de steeds grotere toename aan RES'? Komt er een nieuwe markt, de 'R0' met een duur < 1 sec? Door het statistische van de RES, blijft de vraag zich voordoen: waar zal de spinning reserve vandaan komen? Bijvoorbeeld bij microgrids.. ?

Welke gevolgen op de regeling kan de onvoorspelbaarheid van het aanbod teweeg brengen? Denk aan de term 'donkerluwte' die Duitsland meemaakte in 2017, waarbij er gedurende 10 dagen noch zonne- noch windproductie was. Is er dan ook een noodzaak om een 'R4-markt' te integreren? Een lange termijn opslag als het ware, maar wat is dan de grootteorde (> 1 GW) en de duur (1..10..20..dagen)?

Time	Strategic Reserves		Upward regulation volume								Downward regulation volume							
	SI (MW)	NRV (MW)	SR (MW)	aFRR				mFRR				Inter-TSO Import (MW)	aFRR			mFRR		Inter-TSO Export (MW)
				GUW (MW)	IGCC+ (MW)	R2+ (MW)	Bids+ (MW)	R3Std (MW)	R3Flex (MW)	ICH+ (MW)	GDV (MW)		IGCC- (MW)	R2- (MW)	Bids- (MW)			
07...	-34,333	34,451		154,561	152,167	2,394	0,000	0,000	0,000			120,110	0,000	0,110	120,000			
07:27	-48,022	44,722		164,722	161,850	2,872	0,000	0,000	0,000			120,000	0,000	0,000	120,000			
07...	-35,168	38,766		158,789	157,333	1,456	0,000	0,000	0,000			120,023	0,000	0,023	120,000			
07...	54,184	-57,892		71,500	71,500	0,000	0,000	0,000	0,000			129,392	0,000	9,392	120,000			
07...	-32,968	129,586		134,977	134,433	0,544	0,000	0,000	0,000			5,391	0,000	5,391	0,000			

Figuur 1.12: Net Regulation Volume activiteiten per type [27]

Deze bemerkingen laten inzien dat de energietransitie een heel complex verhaal is, waarbij flexibiliteit een kernrol speelt. Volgens [28] zijn op korte en lange termijn reeds ontwikkelingen beschikbaar die flexibiliteit bieden. Een eerste optie is een verhoogde *internationale* netinterconnectiviteit. Belgische voorbeelden hiervan zijn het project Nemo (interconnectie met het Verenigd Koninkrijk) en project ALEGRO (interconnectie met Duitsland), merk op dat beide lijnen uitgevoerd zijn om HVDC (High Voltage Direct Current) te transporteren. Daardoor hoeven de onderling verbonden wisselstroomnetten niet te worden gesynchroniseerd. Daarnaast is het efficiënter om op lange afstand energie te transporteren in gelijkspanning waardoor er ook een betere controleerbaarheid heerst voor beide transmissienetten, alsook operationele voordelen.

Ten tweede is er meer nood aan flexibele energieproductie-eenheden, zoals CCGT en OCGT centrales, dit werd reeds aangehaald in 1.3.3. Ook de nauwkeurigheid van de forecasting dient te verbeteren zodanig dat er in eerste instantie minder nood is aan marktmechanismen. Energieopslag is eveneens een interessante piste die in de toekomst nog véél kan bewijzen, net als het curtaillen van hernieuwbare energiebronnen steeds meer voorkomt in de literatuur als mogelijke piste. Tot slot geven ze nog demand-side en demand-response aan, uit het rapport van SmartEN bleek de trend zich ook al te bevestigen op een hoggerliggend niveau. In 2019-2020 is de nieuwe trend Demand-Side Flexibility, waarbij slimme apparatuur een beduidende rol speelt (denk maar aan de uitrol van de digitale meter). Dit wijst er nogmaals op hoe iedere stakeholder van het energiesysteem een rol zal spelen.

De verschuivingen van TSO naar DSO, de voorstellen tot meer flexibiliteit, alsook het nieuwe marktdesign (nieuwe rollen en actieve prosumactors) wijzen er op dat de energietransitie zich dus ook in nieuwe verdienmodellen kan vertalen. Dit wordt in het volgend hoofdstuk dieper toegelicht.

# Bibliografie

- [1] Synergrid, “Regulatoren,” 2019.
- [2] Vlaams Energieagentschap, “Statistieken elektriciteit,” 2018.
- [3] Albrecht, Johan and Hamels, Sam and Thomas, Lennert, *Energie Trilemma*. SKRIBIS, 2017.
- [4] European Commission, “2030 Climate and Energy Framework,” 2020.
- [5] Elia, *Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020 - 2030*. Elia, 2019.
- [6] IRENA, “Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition),” tech. rep., International Renewable Energy Agency, 2019.
- [7] Masson-Delmotte and P. Zhai and H.-O. Pörtner and D. Roberts and J. Skea and P.R. Shukla and A. Pirani and W. Moufouma-Okia and C. Péan and R. Pidcock and S. Connors and J.B.R. Matthews and Y. Chen and X. Zhou and M.I. Gomis and E. Lonnoy and T. Maycock and M. Tignor and T. Waterfield, “Special Report on Global Warming of 1.5 degrees,” tech. rep., IPCC, 2018.
- [8] Werkgroep Stroomversnelling , “Vlaamse Stroomversnelling - werkgroep flexibiliteit,” 2020.
- [9] FEBEG, “Merit-Order,” 2019.
- [10] Frontier Economics, “CO2 Trading and it’s influence on electricity markets - Final Report For DTE,” tech. rep., Frontier Economics Ltd, London, February, 2006.
- [11] Wainstein, Martin and Bumpus, Adam, “Business models as drivers of the low carbon power system transition: a multi-level perspective,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 126, pp. 572-585, 2016.
- [12] European Union Emissions Trading Scheme, “Loss of Load Expectation (LOLE),” 2019.
- [13] ENTSO-E AISBL, *Mid-term Adequacy Forecast (edition 2018)*, *MAF-2018*. ENTSO-E, 2018.
- [14] Backers, Arnoud and Blik, Frits and Broekmans, Milo and Groosman, Claire and de Heer, Hans and van der Laan, Marten and de Koning, Marijn and Nijtmans, Jan and Nuygen, Phuang and Sanberg, Tjerk and Staring, Berry and Volkerts, Marcel and Woittiez Eric, *Introduction to the Universal Smart Energy Framework*. USEF, 2014.
- [15] Lane, Robert and King, Sarah and Majumder-Russell, Dalia, “CMS guide to electricity in the UK,” 2015.

- [16] Nordpool, “Trading,” 2019.
- [17] Belpex, “Trading-Clearing,” 2019.
- [18] Clean Energy Wire, “The causes and effects of negative power prices,” 2018.
- [19] ENTSO-E, “Balancing,” 2018.
- [20] Elia, “General Framework for Frequency Containment Reserve Service by Non-CIPU Technical Units (2019-2021),” tech. rep., Elia, Januari, 2019.
- [21] Elia, “Evaluatiemethode van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2014,” 2013.
- [22] Pinto-Bello, Andres, “The smartEn Map - European Balancing Markets Edition 2018,” tech. rep., smartEN, 2018.
- [23] F. Díaz-González, M. Haub, A. Sumperad, and O. Gomis-Bellmuntac, “Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 34, pp. 551–564, 2014.
- [24] A. van der Veen, M. van der Laan, H. de Heer, E. Klaassen, and W. van den Reek, *USEF white paper: Flexibility Value Chain*. USEF, 2018.
- [25] Next-Kraftwerke, “Reservemarkten,” 2018.
- [26] Next-Kraftwerke, “BRP en Onbalans,” 2018.
- [27] Elia, “Actueel systeemonevenwicht,” 2020.
- [28] van der Burgt, Jos and Wouters, Carmen and van der Veen, Wim and van der Wijk, Pieter, *Flexibility in the power system*. DNV-GL, 2017.

## Hoofdstuk 2

# Shared profits in het energiesysteem

### 2.1 Intro

#### 2.1.1 Clean Energy Package

In oktober 2014 stelde Europe een nieuw doel waarbij minstens 27% van het energieverbruik geleverd wordt door hernieuwbare bronnen in 2030. Daarbij kregen de lidstaten aanvankelijk de vrijheid dit te vertalen naar nationale doelstellingen. Het "Energy Union package" van februari 2015 kondigde bijkomende maatregelen aan om deze doelen effectief te bereiken. Als gevolg daarvan presenteerde de Europese Commissie het Clean Energy Package, ook weleens het 'Winter Package' of 'Winter Package Energy' genoemd, in november 2016 met als doel de energiewetgeving in lijn te brengen met de energie- en klimaatdoelstellingen van 2030. De achtergrond van het "package" berust op de modernisering van de Europese economie en de creatie van groei en investeringsbereidheid in de energiesector. In juni 2018 werd provisorisch akkoord gesloten om de lat van hernieuwbare productie op 32% te leggen [1].

Het package bestaat uit zes reguleringen en vier richtlijnen ter ondersteuning van drie hoofd-doelen:

- Stijging van de energie-efficiëntie;
- Inzetten op hernieuwbare energiebronnen;
- Behartigen van correcte marktprijzen.

Zelf bevat het package in het bijzonder een nieuwe energie-efficiëntie directieve (EED), een revisie van de energieprestatie in gebouwen directieve, de revisie van de Eco-design directieve en de zogenaamde Governance Regulation die een betere coördinatie beoogt van nationale energiebeleidsniveaus [2].

De Governance Regulation wordt beschouwd als de hoeksteen van het Clean Energy Package. Deze regulering richt zich op het conformiteit tussen verschillende nationale energie

en klimaatdoelstellingen. Hierin worden beleidsmaatregelen voorgeschreven omtrent de vijf kern dimensies, zijnde:

- Decarbonisatie
- Energie-efficiëntie
- Veiligheid
- Interne marktwerking
- Onderzoek, innovatie en competitiviteit

Eind 2019 heeft België aan de Europese Commissie de definitieve versie van zijn Nationaal Energie- en Klimaatplan voor de periode 2021-2030 voorgelegd [3]. Met dit plan moet ons land aangeven hoe het zal bijdragen tot de langetermijndoelstellingen inzake broeikasgasemissiereductie in het kader van de Overeenkomst van Parijs. Er volgt een eerste progressietoets in maart 2023.

Tevens legt de Governance Regulation hernieuwbare energie en energie-efficiëntie-trajectoren op om het streefcijfer van 32% hernieuwbare energie tegen 2030 te behalen. Zo dient de EU tegen 2022 18% van het streefcijfer te behalen, in 2025 43% en in 2027 65%. Overeenkomstig moet de energie-efficiëntie voor diezelfde referentie jaren bereikt worden.

### 2.1.2 Energiegemeenschappen

De komst van het Clean Energy Package en de bijhorende herwerking van het energiedecreet opent nieuwe opportuniteiten voor netgebruikers en netwerkoperatoren om bij te dragen tot een decentraal, digitaal en flexibel energiesysteem. Artikel 16 van de directieve gaat in het bijzonder over lokale energiegemeenschappen, zogenaamde LECs. De definitie van een LEC wordt als volgt verwoord:

“Een associatie, coöperatie, vennootschap, non-profitorganisatie of andere juridische entiteit die effectief wordt gecontroleerd door lokale niet-commerciële aandeelhouders of leden die betrokken zijn bij decentrale opwekking en de uitvoering van activiteiten van een DNB, energieleverancier of aggregator op lokaal niveau, ook in het buitenland.”

Intussen is de term LEC reeds verouderd. In de finale Clean Energy Package spreekt men nu over twee definities van energiegemeenschappen, zie Tabel 2.1. Enerzijds is er de Citizen Energy Community CEC die opgenomen is in de voorlopig overeengekomen herschikte elektriciteitsrichtlijn, en Renewable Energy Community REC die opgenomen is in de herschikte richtlijn hernieuwbare energiebronnen.

De Europese regelgeving definieert CECs en RECs als niet-commerciële energiegerelateerde gemeenschap. Beide definities benadrukken het belang van burgerparticipatie, effectieve betrokkenheid en zeggenschap door burgers, lokale overheden en kleine ondernemingen. Ten slotte dient participatie ten allen tijde vrijwillig gebeuren.

Een CEC kan aanzien worden als een juridische entiteit die een hele reeks activiteiten uitvoert, een organisatorische structuur bevat en toegang verleent voor burgers, kleine ondernemingen en lokale overheden.

Voor RECs geldt dezelfde structuur. Echter speelt de geografische nabijheid hier een belangrijke rol, RECs zijn geworteld in een lokale gemeenschap. De activiteiten zijn in tegenstelling



Tabel 2.1: Europese omschrijving van energiegemeenschappen [4]

<b>Renewable Energy Community Artikel 2(16) richtlijn hernieuwbare energie</b>	<b>Citizen Energy Community Artikel 2 (11) elektriciteitsrichtlijn</b>
Een juridische entiteit:	Een juridische entiteit:
(a) die, in overeenstemming met de nationale wetgeving, gebaseerd is op een open en vrijwillige participatie, autonoom is en effectief gecontroleerd wordt door aandeelhouders of leden van de energiecommunity;	(a) die is gebaseerd op vrijwillige en open deelname en effectief wordt gecontroleerd door leden of aandeelhouders die natuurlijke personen zijn, lokaal autoriteiten inclusief gemeenten, of kleine ondernemingen;
(b) waarvan de aandeelhouders of leden natuurlijke personen, KMO's of lokale autoriteiten inclusief gemeenten kunnen zijn;	(b) die als voornaamste doel heeft het genereren van milieugerichte, economische of sociale gemeenschapsvoordelen voor de aandeelhouders of leden of voor de lokale gebieden waar het opereert, in plaats van zich te richten op het genereren van financiële winst;
(c) die als voornaamste doel heeft het genereren van milieugerichte, economische of sociale gemeenschapsvoordelen voor de aandeelhouders of leden of voor de lokale gebieden waar het opereert, in plaats van zich te richten op het genereren van financiële winst. <sup>1</sup>	(c) waarbij volgende energiediensten kunnen deelnemen aan het genereren van energie: hernieuwbare energie, distributie, levering, verbruik, aggregatie, energieopslag, diensten voor energie-efficiëntie of laaddiensten van elektrische voertuigen.

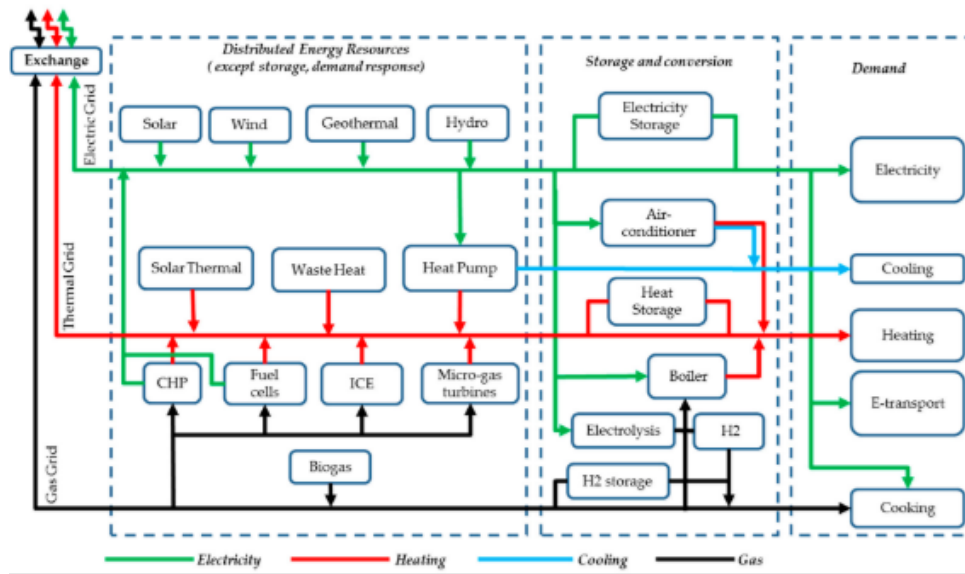
tot CEC technologiebonden, enkel hernieuwbare energie kan geproduceerd, verbruikt of verhandeld worden.

Het is de taak van de lidstaten om de Europese richtlijnen binnen afzienbare tijd om te zetten in een regelgeving. De VREG heeft hiervoor een omzettingsvoorstel (artikelen 4, 15 en 16 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en artikelen 21 en 22 van de herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen) opgesteld en ter advies voorgelegd via een consultatiedocument[5]. Het is aan de Vlaamse regelgever om deze richtlijnen om te zetten in een energiedecreet.

Naast energiegemeenschappen bestaan ook nog twee andere soorten communities op maat, nl. direct gekoppelde entiteiten en gesloten distributienetten. Beide varianten worden hier kort toegelicht maar komen verder nog uitvoerig aan bod in paragrafen Directe lijn en Gesloten distributienet (GDN).

Ten opzichte van directe verbindingen bieden energiegemeenschappen het voordeel dat geen extra kabel moet getrokken worden en dat gemeenschappelijke infrastructuur kan behouden blijven. Daarnaast is het matchen van verbruik en opbrengst eenvoudiger toepasbaar bij meerdere community deelnemers.

Een gesloten distributienet is een uitbating waarbij elektriciteit en/of gas wordt verdeeld binnen een geografisch afgebakend industriële, commerciële of multifunctionele site waarbinnen zich geen huishoudelijke afnemers bevinden. Binnen dit subnet moet een netbeheerder aangesteld worden die aan strenge voorschriften moet voldoen.



Figuur 2.1: Energiestromen in een microgrid [6]

## 2.2 Shared profit bij energiedelen

Het begrip shared profit kadert in de recente opkomst van de economieën. Net zoals Airbnb of Uber via een commercieel platform lokale behoeften vervult door vragende partijen te koppelen met aanbieders van diensten, kan dit ook toegepast worden in de energiesector. Aanbieders van lokaal opgewekte hernieuwbare energie hebben veelal niet voldoende eigenverbruik om hun productie ten gelde te maken. Het overaanbod van RES ter beschikking stellen van derden kan voor beide partijen financieel interessant zijn indien volgende voorwaarden gelden:

- De producent ontvangt meer inkomsten bij de verkoop aan derden dan de injectieprijs van de distributienetbeheerder (DSO);
- De verbruiker betaalt minder per kWh aan de lokale producent om zijn overtollige hernieuwbare energie op te kopen dan de eenheidsprijs van zijn klassieke leveringsovereenkomst.

Energie-opbrengst delen omvat dus een ruim begrip waarbij individuele of gezamenlijke investeringen in opslag en energievoorziening resulteren in een gedeeld en voordeliger gebruik van infrastructuur.

### 2.2.1 Reglementair kader van shared profit

Een duidelijk overzicht van het huidige reglementaire kader omtrent shared profit is essentieel om na te gaan wat wel en niet mogelijk is, met betrekking tot slimme distributie. Een distributiesysteem waarop alle regels voor netbeheer uit de elektriciteitswet van toepassing zijn vormt de hoofdregel, terwijl de uitzonderingen hierop extra mogelijkheden bieden voor

het slim distribueren van een net. De beschrijving, toegangsvoorwaarden en voordelen van de verschillende distributiesystemen komen aan bod.

### Distributiesysteem

Een distributiesysteem wordt volgens de Europese elektriciteitsrichtlijn beschreven als elke lijn of elk net van lijnen dewelke elektriciteit verdeeld aan afnemers. Verder verplicht Europa dat er voor elk distributiesysteem één DSO verantwoordelijk is voor de uitbating en exploitatie van een afgebakend gebied [7]. Door het toekennen van een monopolie aan de DSO in kwestie worden enkele risico's beperkt.

- **Risico inzake inefficiëntie**  
De bouw van een parallel distributienet vermijden, en op deze manier het net zo efficiënt mogelijk gebruiken.
- **Risico inzake veiligheid en exploitatie**  
Een duidelijk overzicht van de opbouw en situatie van het net bewaren.
- **Waarborgen van de rechten van afnemers**  
De rechten voor afnemers, dewelke aangesloten zijn op het distributienet in handen van een derde, zijn moeilijker en duurder te waarborgen dan dewelke aangesloten zijn op het openbaar distributienet.
- **Risico op ontwikkelingsgedrag**  
Aangesloten partijen vertonen ontwikkelingsgedrag indien ze zich economische baten weten toe te eigenen zonder dat ze in de kosten meedelen.

De algemene verplichtingen en taken van de DSO worden duidelijk omschreven in artikel 31 van de vierde Europese elektriciteitsrichtlijn. Daarnaast wordt wetmatig de bescherming van de consument gegarandeerd. Hierbij zijn de contractuele basisrechten, de vrije leverancierskeuze en de vrije toegang tot het distributienet de belangrijkste rechten van de consument [7].

Europa aanziet dus elk distributiesysteem waarvan de uitbater de algemene verplichtingen niet naleeft of waarbij de consument niet kan genieten van alle rechten als verboden. Toch zijn er enkele bijzondere subcategorieën van distributienetten in het leven geroepen om in bepaalde omstandigheden absurde situaties te vermijden.

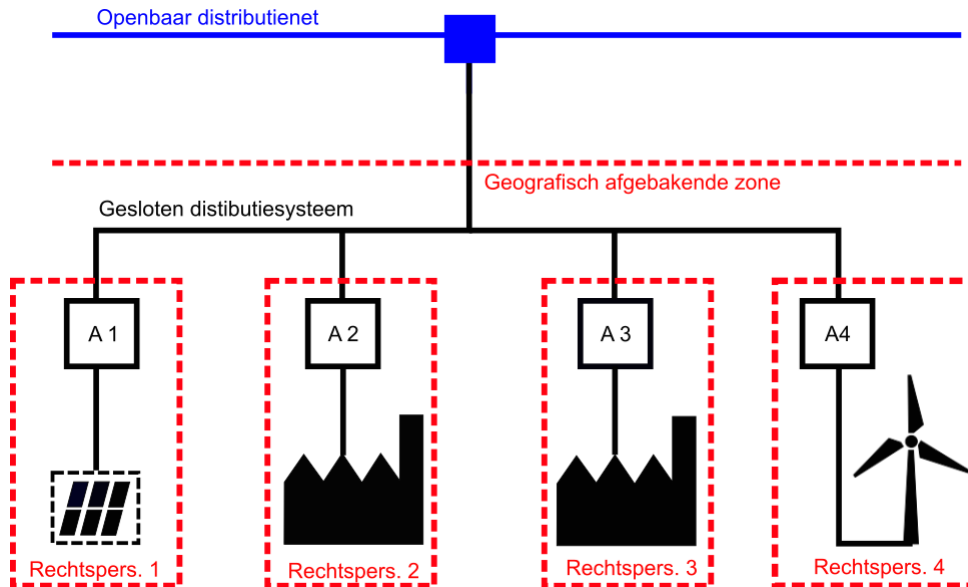
### Gesloten distributienet (GDN)

Een gesloten distributienet is een bijzondere vorm, nl. een subcategorie van een distributiesysteem. Volgens de definitie, omschreven in artikel 39 van de Europese elektriciteitsrichtlijn, bepalen enkele criteria welke netten in aanmerking komen om gedefinieerd te worden als een GDN [7].

- De elektriciteit wordt verdeeld binnen een geografisch afgebakende locatie.
- Het gaat om een industriële of commerciële locatie of een locatie met gedeelde diensten.
- De exploitatie of het productieproces van de afnemers van het net is om technische redenen of veiligheidsredenen geïntegreerd **of** het net distribueert elektriciteit primair naar de eigenaar of exploitant van het net.

- Incidenteel gebruik door een huishoudelijke afnemer die een tewerkstellingsverband heeft met de netbeheerder is toegelaten, elke andere vorm van huishoudelijke verbruiker is niet toegelaten.

In Figuur 2.2 wordt de opbouw van een GDN visueel voorgesteld. Het GDN is via één toegangspunt aangesloten met het openbaar distributienet, waardoor de eindverbruikers niet van hun recht op vrije leverancierskeuze kunnen genieten. Ze zijn contractueel gebonden aan de beheerder van het GDN. Binnen het GDN wordt de geproduceerde energie verdeeld tussen de aangesloten verbruikers. Bij een ogenblikkelijk tekort of overschot aan energie wordt het openbaar distributienet aangesproken.



Figuur 2.2: Gesloten distributienet

Gesloten distributienetten zijn onder de vorm van Europese wetgeving in het leven geroepen omdat voor volgende redenen een apart netbeheer noodzakelijk is:

- voor veiligheids- of efficiëntie redenen;
- het distributienet dient voornamelijk voor de verdeling van elektriciteit aan de beheerder van het betrokken net.

Voor de aanleg van een GDN dat buiten de eigen site gelegen is, heeft men de toelating van de VREG nodig. Deze instantie zal elke aanvraag individueel toetsen aan de criteria die per definitie opgesomd zijn. Elke vorm van dit type net moet gemeld worden, ongeacht of het GDN de eigen site verlaat of niet. Een overzicht van de reeds goedgekeurde GDN is terug te vinden op de website van de VREG [8]. Enkele praktische voorbeelden van dergelijke type netten zijn industriële of commerciële locaties, luchthavens en spoorwegstations.

Ook voor dit type distributiesysteem wordt een netbeheerder aangeduid die verantwoordelijk is voor het beheer en onderhoud van zijn net. De algemene plichten van de distributienetbeheerder blijven geldig voor de beheerder van het gesloten distributienet. Er kunnen weliswaar ontheffingen toegekend worden, bijvoorbeeld geen verplichte voorafgaande goedkeuring van

de nettarieven. Merk op dat de overige in de richtlijn bepaalde verplichtingen van de netbeheerder ook geldig blijven voor de beheerder van het GDN. Iedere beheerder maakt de geldende voorwaarden en tarieven bekend voor de toegang tot en het gebruik van zijn net. De beheerder kan de toegang tot zijn net in volgende gevallen weigeren:

- Het net beschikt niet over voldoende capaciteit;
- De veilige en betrouwbare werking van het net komt in gedrang;
- De aanvrager voldoet niet aan de geldende voorwaarden voor toegang tot het net, opgemaakt door de beheerder in kwestie.

Er geldt geen ontvlechtigingsvereiste voor de uitbater van een GDN. Met andere woorden mag de uitbater energie produceren en leveren.

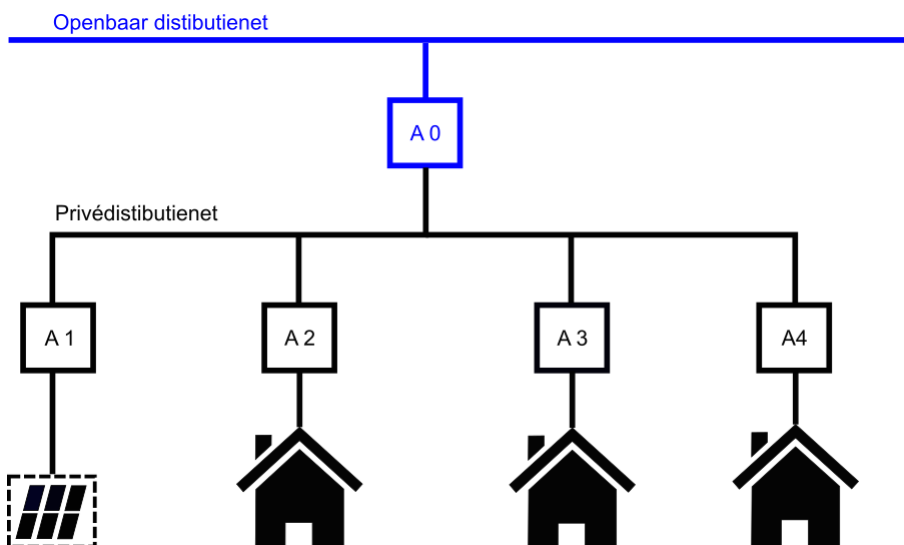
Een gesloten distributiesysteem biedt mogelijkheden tot het delen van energie tussen de verschillende betrokken partijen. Dit kan voor alle partijen een financieel voordeel opleveren. De toelatingsvoorwaarden van dit net zijn streng omschreven en de VREG geeft slechts in specifieke situaties een goedkeuring. Het zijn dan ook de industriële en commerciële verbruikers die kunnen genieten van de mogelijkheid tot energiedelen volgens dit type net. In de criteria wordt duidelijk omschreven dat dit distributienet geen woonverkavelingen of appartementsgebouwen kan bevatten. Met andere woorden kunnen residentiële verbruikers niet instappen in een GDN. Voor hen is er dus geen mogelijkheid tot energiedelen in een GDN.

### Privédistributienet

*”Een privédistributienet is elke elektriciteitslijn, of elk net voor distributie van elektriciteit dat niet wordt uitgbaat door een door de VREG aangewezen netbeheerder noch door een beheerder van het plaatselijke vervoernet, en dat geen gesloten distributienet of directe lijn is [9].”*

Het privédistributienet is via één punt aangesloten op het distributienet, en distribueert elektriciteit naar zijn achterliggende afnemers. Gezien de risico's op het ontstaan van parallelle distributienetten, wordt de aanleg en beheer van dit type net bij wet verboden. Deze wetmatigheid staat duidelijk omschreven in artikel 4.7.1. van het energiedecreet [9]. De Vlaamse regelgever voorziet twee uitzonderingen:

- **Distributienet met een breder dienstverleningspakket;**  
Bij de huur van een vakantiehuisje, het kamperen op een camping, de huur van een studentenkamer, het huren van een standplaats en dergelijke meer, neemt men als afnemer een dienst af van een partij die een toegangspunt heeft tot het distributienet, en is het afnemen van energie van deze partij een ondergeschikt element van de afgenomen dienst. De energie wordt via een derde partij doorgeleverd aan de eindverbruiker.
- **Laadpunten voor voertuigen.**  
Bij publieke laadpunten wordt de energie via een derde partij doorgeleverd aan de eindverbruiker. Ook hier is het niet opportuun om voor iedere afnemer een apart toegangspunt tot het openbaar distributienet te voorzien.



Figuur 2.3: Privédistributienet

In Figuur 2.3 wordt de opbouw van een privédistributienet visueel voorgesteld. Dit type net verschilt in opbouw niet veel van een GDN. Ook hier wordt een netbeheerder aangeduid die verantwoordelijk is voor het beheer en onderhoud van zijn net. Het specifieke toepassingsgebied van dit type net, maakt dat het vaak de eigenaar is die aangeduid wordt als beheerder. In tegenstelling tot de vorige distributiesystemen, heeft de beheerder van het privédistributienet geen openbaredienstverplichtingen<sup>2</sup> (ODV) ten aanzien van de achterliggende afnemers. Dit heeft bijvoorbeeld tot gevolg dat een afnemer niet van de bescherming tegen afsluiting van elektriciteit geniet. Het doorleveren van energie kan zonder leveringsvergunning, aangezien de uitbater niet levert via het openbaar distributienet. Zoals een GDN is het privédistributienet via één toegangspunt aangesloten met het openbaar distributienet, waardoor de eindverbruikers niet van hun recht op vrije leverancierskeuze kunnen genieten. Ze zijn contractueel gebonden aan de beheerder van het privédistributienet.

Een privédistributiesysteem biedt mogelijkheden tot het delen van energie tussen de verschillende aangesloten afnemers. Bij een ogenblikkelijk tekort of overschot aan energie wordt het openbaar distributienet aangesproken. Dit type net wordt slechts in enkele uitzonderlijke gevallen toegelaten.

### Directe lijn

*"Een directe lijn is een elektriciteitslijn met een nominale spanning die gelijk is aan of minder is dan 70 kilovolt, dewelke een productie-installatie met een afnemer verbindt [9]."*

In artikel 1.1.3. van het energiedecreet wordt bovenstaande definitie omschreven. De aanleg van een directe lijn is een alternatief voor de toegang tot het algemeen distributienet. Deze

<sup>2</sup>Openbaredienstverplichtingen zijn wettelijk verplichtingen die de netbeheerders moeten navolgen inzake sociaal-economisch, ecologisch en technisch vlak. Een overzicht van deze verplichtingen is terug te vinden op de website van de Vlaamse regulator: <https://www.vreg.be/nl/openbaredienstverplichtingen>

is in het leven geroepen als alternatief op de monopolie van de netbeheerder. Een rechtstreekse verbinding tussen een productie-installatie en een afnemer wordt overwogen als deze connectie economisch voordelig is dan een verbinding via de netbeheerder. De wetgeving omtrent de aanleg en het beheer van een directe lijn wordt omschreven in artikel 4.5.1 van het energiedecreet [9]. De concrete regels die gelden voor de aanleg van een directe lijn zijn:

- **Vrije leverancierskeuze**

Elke afnemer heeft het recht om van elektriciteit te worden voorzien door een leverancier naar keuze. Dit is technisch slechts mogelijk als de afnemer een apart toegangspunt heeft tot het distributienet, hij door de netbeheerder gekend is als een afnemer en er berichtenverkeer kan plaatsvinden tussen beide partijen.

- **Verbod van privé distributienetten**

Er geldt een principieel verbod op privé distributienetten, slechts in bepaalde uitzonderingen wordt toelating verleend onder de vorm van een gesloten distributienet, een privé distributienet met een breder dienstverleningspakket of een privé distributienet voor laadpunten.

- **Individueel toegangspunt voor elke woongelegenheid**

Een apart toegangspunt tot het distributienet garandeert de bescherming van de sociale ODV. De rechten die voor de eindverbruiker hieruit voortvloeien, kunnen enkel gegarandeerd worden indien de eindverbruiker zijn eigen toegangspunt tot het openbaar distributienet heeft.

- **Verbod op onderlinge verbinding van installaties met eigen toegangspunt tot het net**

Installaties gelegen achter verschillende toegangspunten mogen zonder expliciete toestemming van de distributienetbeheerder op geen enkele manier met elkaar verbonden worden. Dit verbod is gebaseerd op het vermijden van veiligheidsrisico's en technische risico's.

- **Toelating van de VREG voor de aanleg van een directe lijn**

Voor dit criterium wordt er een onderscheid gemaakt tussen een directe lijn op eigen site en een directe lijn die de grenzen van de eigen site overschrijdt. Het begrip '*eigen site*' wordt in het energiedecreet omschreven als het kadastraal perceel of de aansluitende kadastrale percelen van dezelfde natuurlijke persoon of rechtspersoon als eigenaar, opstalhouder of concessiehouder. De aanleg van één of meerdere directe lijnen op eigen site is zonder goedkeuring van de VREG toegelaten mits een meldingsplicht. De aanleg van een directe lijn die de grenzen van de eigen site overschrijdt, is pas toegelaten na goedkeuring van de door de VREG gecontroleerde aanvraag. De risico's die de aanleg teweegbrengen worden in dit geval nauwkeurig afgewogen.

Een rechtstreekse levering van eigen geproduceerde energie van punt A (productie) naar punt B (afnemer), zonder het net te passeren, is meestal ingegeven vanuit het vermijden van de kosten die gepaard gaan met een aansluiting op het openbaar distributienet. De aanlegger van een directe lijn ontwijkt op deze manier de systeemkost en heffingen, terwijl er van het openbaar distributienet nog steeds de back-up mogelijkheid verwacht wordt. Het gevolg is dat als de decentrale productie een zodanige vaart neemt, er uiteindelijk maar een beperkt aantal afnemers nog elektriciteit afnemen van het publieke distributienet, en enkel deze afnemers instaan voor alle kosten verbonden aan het beheer van het publieke distributienet. Om dit ontwijkingsgedrag te voorkomen, wordt een heffing in het leven geroepen zodat ook deze eindverbruikers bijdragen aan het gewestelijk energiebeleid. De heffing is enkel van

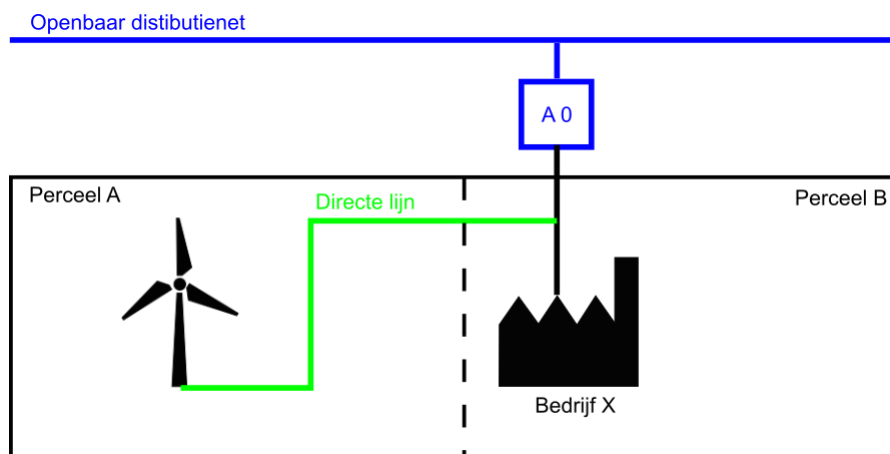
toepassing op de exploitatie van een directe lijn, indien deze de eigen site verlaat. De heffing wordt berekend op de hoeveelheid elektrische energie die jaarlijks in de directe lijn wordt geïnjecteerd. Bij de bepaling van de tarieven, is rekening gehouden met het aangesloten spanningsniveau van de directe lijn. Deze tarieven zijn bij wet vastgelegd in artikel 14.3.2. van het energiedecreet[9]. Voor een directe lijn waarbij:

- $U_n \leq 1kV \rightarrow \text{€ } 53.83/\text{MWh}$
- $1kV < U_n < 30kV \rightarrow \text{€ } 5.95/\text{MWh}$
- $U_n \geq 30kV \text{ of eilandwerking} \rightarrow \text{€ } 0.36/\text{MWh}$

Met behulp van drie praktische voorbeelden wordt het toepassingsgebied en de mogelijkheden van een directe lijn geduid.

### Voorbeeld 1: Decentrale productie-eenheid met levering aan één afnemer op eigen site

In een eerste voorbeeld levert een windturbine, gesitueerd op perceel A, energie aan een bedrijf X, gesitueerd op perceel B. De aaneensluitende percelen A & B zijn beide in handen van dezelfde eigenaar, opstalhouder of concessiehouder. Op Figuur 2.4 wordt dit voorbeeld schematisch weergegeven.



Figuur 2.4: Decentrale productie-eenheid met levering aan één afnemer buiten eigen site

Volgende criteria zijn van toepassing voor dit voorbeeld:

- Vrije leverancierskeuze;
- Verbod van privé-distributienetten;
- Individueel toegangspunt voor elke wooneenheid;
- Verbod op onderlinge verbinding van installaties met eigen toegangspunt tot het net.

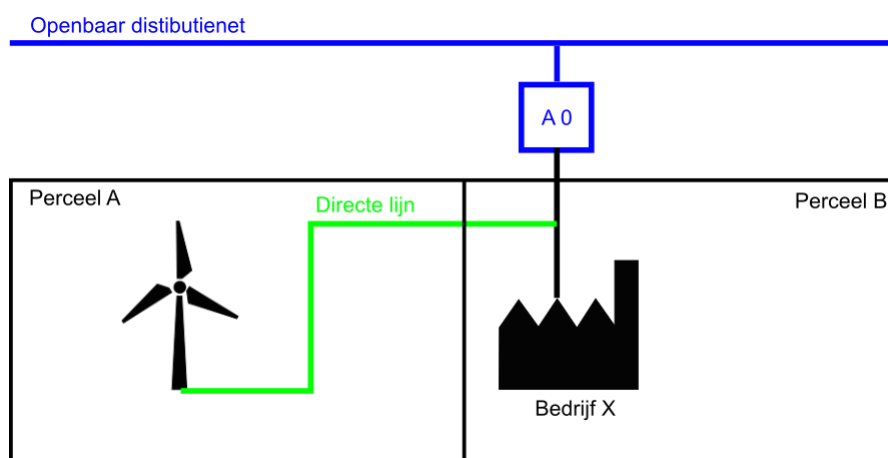
Gezien het recht op vrije leverancierskeuze en het verbod op privé-distributienetten is het vereist dat bedrijf X een individueel toegangspunt heeft tot het openbaar distributienet. Hiermee zijn de rechten van de afnemer afgedekt. Deze vereiste volgt uit artikel 4.4.1 van het energiedecreet[9]. Er geldt ook een verbod op het onderling verbinden van installaties



die aangesloten zijn op het net, volgens artikel 3.5.1.3 van het Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest (TRDE) [10]. Dit heeft tot gevolg dat de windturbine geen afzonderlijke toegangspunt tot het openbaar distributienet mag bezitten, indien er een directe lijn tussen de windturbine en bedrijf X geïmplementeerd wordt. Aangezien de directe lijn de eigen site niet verlaat, is een voorafgaande toelating van de VREG niet vereist en wordt er geen heffing op de directe lijn genomen.

### Voorbeeld 2: Decentrale productie-eenheid met levering aan één afnemer buiten eigen site

In een tweede voorbeeld levert een windturbine, gesitueerd op perceel A, energie aan een bedrijf X, gesitueerd op perceel B. De aansluitende percelen A & B zijn niet in handen van dezelfde eigenaar, opstalhouder of concessiehouder. Op Figuur 2.5 wordt dit voorbeeld schematisch weergegeven.



Figuur 2.5: Decentrale productie-eenheid met levering aan één afnemer buiten eigen site

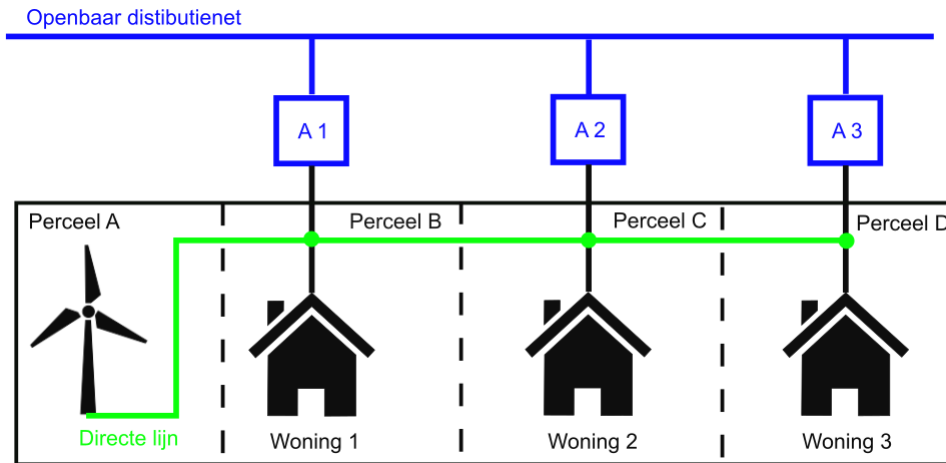
Volgende criteria zijn van toepassing voor dit voorbeeld:

- Vrije leverancierskeuze;
- Verbod van privé distributienetten;
- Individueel toegangspunt voor elke woongelegenheid;
- Verbod op onderlinge verbinding van installaties met eigen toegangspunt tot het net;
- Toelating van de VREG voor de aanleg van een directe lijn.

Net zoals het eerst voorbeeld moet bedrijf X beschikken over een individueel toegangspunt tot het openbaar distributienet. Aangezien de directe lijn de eigen site verlaat, is een voorafgaande toelating van de VREG vereist. Deze toelating wordt enkel verleend als de risico's inzake inefficiëntie en veiligheid onder controle zijn, en als de impact op de nettarieven aanvaardbaar is. Er wordt een heffing in rekening gebracht in functie van het spanningsniveau waarop de directe lijn energie uitwisselt.

### Voorbeeld 3: Decentrale productie-eenheid met levering aan meerdere afnemers buiten eigen site

In een derde voorbeeld levert een windturbine gesitueerd op perceel A, energie aan drie woonegelegenheden gesitueerd op perceel B, C & D. De verschillende aaneensluitende percelen zijn niet in handen van dezelfde eigenaar, opstalhouder of concessiehouder. Op Figuur 2.6 wordt dit voorbeeld schematisch weergegeven.



Figuur 2.6: Decentrale productie-eenheid met levering aan meerdere afnemers buiten eigen site

Volgende criteria zijn van toepassing voor dit voorbeeld:

- Vrije leverancierskeuze;
- Verbod van privé-distributienetten;
- Individueel toegangspunt voor elke woonelegenheden;
- Verbod op onderlinge verbinding van installaties met eigen toegangspunt tot het net;
- Toelating van de VREG voor de aanleg van een directe lijn.

Opnieuw moet elke afnemer over een eigen toegangspunt tot het distributienet beschikken, om het recht op vrije leverancierskeuze en het verbod op privé-distributienetten te waarborgen. Echter, door de koppeling van de verschillende woonegelegenheden op dezelfde windturbine worden zij onderling verbonden. Dit strijdt met het verbod op onderlinge verbinding van installaties die aangesloten zijn op het net<sup>[10]</sup>. Slechts in uitzonderlijke gevallen kan de DNB de vereiste toestemming hiervoor geven. Dit is enkel mogelijk en verantwoord als alle veiligheidsrisico's en technische risico's ondervangen zijn. Aangezien de directe lijn de eigen site verlaat, is ook een voorafgaande toelating van de VREG vereist. Het voldoen aan alle eisen is een grote uitdaging van zodra er sprake is van meer dan één afnemer.

Een rechtstreekse verbinding tussen een productie-eenheid en een eindverbruiker kan voor beide partijen een financieel voordeel opleveren. De criteria voor de aanleg van een directe lijn staan duidelijk omschreven in het energiedecreet en het bijhorende TRDE. De directe lijn vindt voornamelijk zijn toepassing in situaties waarbij één productie-eenheid verbonden wordt met één eindverbruiker. De investeringskost en de eventuele heffing wordt steeds afgewogen t.o.v. de uitgespaarde energiekost. Merk op dat er een voorafgaande toelating van de VREG vereist is, en een heffing op de directe lijn genomen wordt, van zodra de directe

lijn de eigen site verlaat. Het voldoen aan alle eisen wordt een grote uitdaging van zodra er sprake is van meerdere eindverbruikers, deze toepassing wordt dan ook zelden goedgekeurd.

### 2.2.2 Toekomstvisie shared profit

Energie decentraal produceren en verdelen tussen verschillende eindverbruikers is onafwendbaar en wordt vanuit de Europese Unie sterk aangemoedigd [7]. Door toenemende decentrale productie moet vraag en aanbod steeds meer lokaal afgestemd worden om congestieproblematieken, onbalans en de daar mee gepaarde volatiele energieprijzen te reduceren.

#### Energiedelen binnen éénzelfde gebouweenheid

In dit deel wordt een conceptnota besproken die ingediend werd door het Vlaams parlement op 19 november 2018. De conceptnota vormt een voorstel voor nieuwe regelgeving inzake energiedelen binnen een gebouweenheid [11]. Als voorbeeld wordt een appartement beschouwd met verschillende wooneenheden, waar de vraag komt een PV-installatie te installeren op het gemeenschappelijke dak. In dit voorbeeld wil de bouwheer, mede-eigenaars of een derde instantie elke wooneenheid voorzien van lokaal geproduceerde PV-energie. Volgens de huidige wetgeving moet er voor elke wooneenheid een aparte omvormer, aansluiting en bekabeling naar de meterkast voorzien worden. Bovendien moet elke inwoner een afzonderlijk akkoord hebben van de mede-eigenaars om het gemeenschappelijke dak te gebruiken. Door deze omslachtige en inefficiënte werkwijze haken veel potentiële prosumenten af.

De overtollige energie die opgewekt wordt op de teller van de individuele eigenaars, mag en kan vandaag niet gedeeld worden met de andere wooneenheden in het gebouw. De eigenaar van de installatie moet dus ook alle belastingen, heffingen en ODV op energie betalen. Daarbovenop moeten de eigenaars zonder een PV-installatie in het gebouw de duurdere energie van het net betalen. Het delen van energie binnen éénzelfde gebouweenheid levert een tal van voordelen op:

- Geaggregeerd verbruikersprofiel;
- Daling gelijktijdigheid van het verbruik;
- Stijging zelfconsumptie;
- Financieel voordeel voor de betrokken partijen;
- Stijging netstabiliteit;
- Schaalvoordeel bij de aankoop van een gemeenschappelijke PV-installatie;
- Drijfveer voor het investeren in RES.

Om energiedelen binnen een gebouweenheid mogelijk te maken zijn er enkele vereisten. De **digitale meter** is een cruciale bouwsteen om energiedelen mogelijk te maken. Zo zal de energiemeter al de energiestromen van iedere deelnemende eenheid meten en doorsturen naar een virtueel platform. De eigenaars betalen alleen voor het gedeelte dat ze momentaan van het net afhalen. Een **protocol** dat beslist hoe de opgewekte energie binnen het gebouw verdeeld wordt tussen de verschillende participanten is eveneens vereist. Het moet mogelijk zijn om de geproduceerde energie te verdelen volgens het investeringsaandeel per eenheid. Vanzelfsprekend wordt er steeds rekening gehouden met het momentaan verbruik. Zo kan een

wooneenheid zonder momentaan verbruik, geen aandeel in hernieuwbare energie verrekend krijgen. Eigenaars kunnen niet verplicht worden om in het project te stappen. Wie niet deelneemt, mag ook niet kunnen genieten van de opgewekte energie. Het energiedelen kan alleen maar plaatsvinden als de verschillende eigenaars en de vereniging van mede-eigenaars van het gebouw waarop de installatie geplaatst wordt, een **geregistreerd partnerschap** hebben. Dit partnerschap legt vast wie deelneemt aan het project en hoe de uitwisseling van energie verrekend wordt.

Ieder appartement vormt een aparte wooneenheid. Volgens de EPB-regelgeving mag de berekening van het E-peil<sup>3</sup> maximaal één wooneenheid bevatten. Dit heeft tot gevolg dat volgens de huidige wetgeving een gedeelde PV-installatie aangesloten op meerdere afnemers niet in rekening gebracht wordt bij de berekening van het E-peil. Ook wanneer de PV-installatie aangesloten wordt op de gemeenschappelijke teller, is er geen E-peil winst. Er bestaat een uitzondering waarbij een gemeenschappelijke warmtepomp geplaatst wordt in een appartementsgebouw. In deze situatie mag de E-peil winst verdeeld worden over de appartementen die gevoed worden door deze warmtepomp.

---

<sup>3</sup>Score die aangeeft in welke mate een woning of gebouw energiezuinig is, hoe lager de score, hoe energiezuiniger de woning of het gebouw is.

# Bibliografie

- [1] Bauer JV, Lehrter, “Clean Energy Package of the European Commission,” 2019.
- [2] European Commission, “Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition,” 2016.
- [3] European Commission, “Nationaal energie- en klimaatplan 2021-2030,” 2019.
- [4] Compile, “Energy Community Definitions,” 2019.
- [5] Vlaamse Regulator voor Elektriciteit en Gas, “CONS-2019-05 - Consultatiedocument energiegemeenschap - VREG,” 2019.
- [6] B. P. Koirala, J. P. C. Avila, T. Gomez, R. Hakvoort, and P. Herder, “Local Alternative for Energy Supply: Performance Assessment of Integrated Community Energy Systems,” *Energies*, vol. 9, 2016.
- [7] European Commission, “RICHTLIJN (EU) 2019/944 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU,” 2019.
- [8] Vlaamse Regulator voor Elektriciteit en Gas, “Gesloten distributienetten - VREG,” 2019.
- [9] Codex Vlaanderen, “Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid:het energiedecreet,” 2009.
- [10] Vlaamse Regulator voor Elektriciteit en Gas, “Technisch Reglement voor de Distributie van Electriciteit in het Vlaams Gewest - VREG,” 2015.
- [11] Vlaams Parlement, “1760 - Conceptnota voor nieuwe regelgeving betreffende het delen van energie binnen een gebouweenheid,” 2018.
- [12] Vancaeyzeele, Vincent, “Energy communities presentation @ FLUX50,” 2018.



## Hoofdstuk 3

# Verdienmodellen in het energielandschap

### 3.1 Spelers in het energielandschap

In de navolg van nieuwe energiegemeenschappen komen ook nieuwe verdienmodellen en uitbatingsvormen steeds meer onder de aandacht. Een community beoogt via gedeelde kosten en baten de energieverdeling en de wijze van netuitbating uit te voeren. Bij een steeds verdere toename van het elektrisch verbruik door verwarming (cfr. warmtepomp) en elektromobiliteit neigt de netinfrastructuur tegen haar limieten te botsen. Tenzij dat actief beheer van netten wordt toegepast, zal een capaciteitsverzwaring noodzakelijk zijn. Bovendien zal de transmissienetbeheerder meer flexibiliteit nodig hebben vanwege de toename van variabiliteit in productie. De nodige flexibiliteit kan evenwel vanuit het beperkt ontgonnen distributienet afkomstig zijn. Deze toekomstige aandachtspunten spelen in het voordeel van lokale gemeenschappen omdat hun verdienmodel hierop kan inspelen. Vooral projectontwikkelaars die actief zijn binnen steden en gemeenten met een bijkomende focus op de hernieuwbare transitie kunnen hieraan hun wagonnetje aanhaken.

#### 3.1.1 Stakeholders in een energiegemeenschap

Daar de investeringskost aanzienlijk blijft om een toekomstgericht energiesysteem uit te baten, is een geïntegreerde aanpak vereist om niet telkens tot suboptimale systemen te komen. Eveneens dienen maatregelen om de emissie (en ecologische kosten) te reduceren meteen in acht genomen te worden op korte termijn, indien Vlaanderen gezamenlijk de klimaatdoelstellingen wenst te behalen. Het vergt dus een opgave om de totale energiekost doorheen de ganse levensduur, zijnde de Total Cost of Ownership (TCO) en de Levelized Cost of Energy (LCOE) van de gedeelde infrastructuur in te schatten.

Een toekomstige trend lijkt in te zetten op de exclusie van de investeringskost van energiebeheer uit de ontwikkelingsfase en deze te spreiden doorheen de levensduur. Op die manier kan de gemeenschap de inspanningen verdelen doorheen de tijd en wordt een actieve bijdrage

geleverd aan de energietransitie. Om de verschillende betrokken partijen van een dergelijke energiebeheersysteem te omschrijven, worden de stakeholders kort toegelicht.

#### **Participanten**

De eindverbruikers vormen de gemeenschap. In feite kan dit elk type afnemer zijn (residentieel, commercieel of industrieel).

#### **Integrator**

Een integrator kan bestaan uit een consortium van meerdere spelers uit diverse segmenten van de energiesector en vertegenwoordigers van eindgebruikers. De integrator is als het ware de aanzetter van de gemeenschap om verdere stappen te ondernemen om actieve uitbating te realiseren.

#### **Energy provider**

De provider omvat een ruimer begrip dan het louter voorzien van energie aan eindklanten. In de vorm van een all-in-one energiepakket voor participanten zal de energy provider als verhuurder/verpachter (eng. lessor) naast de energievoorziening tevens diensten aanbieden zoals onderhoud en afrekeningen doorheen de levensduurcyclus. De energy provider verzamelt als centraal aanspreekpunt en als hoofdverantwoordelijke de noodzakelijke partijen om alle behoeftes te bieden aan eindklanten.

#### **Netbeheerder**

De rol van de netbeheerder situeert zich in het mogelijk maken van energiegemeenschappen op publieke infrastructuur met een bijzondere aandacht voor het vrijwaren van de vrije leverancierskeuze voor elke consument. Voor de netbeheerder introduceert deze verandering enkele vraagtekens omtrent zijn infrastructuur en verdienmodel. Mogelijks wordt de netbeheerder in de toekomst ook aanzien als een onderaannemer bij (micro) netuitbating naast een netwerkoperator met monopolie over het distributienet. Het winterdecreet biedt tevens ook geen andere mogelijkheid aan de DSO om te participeren in communities.

Bovendien kan deze netstructuur een uitweg bieden aan netafnemers die volledig wensen off-grid te gaan. Off-grid wordt door commerciële partijen als uitweg aangeboden omwille van het hoge aandeel van netwerkkosten en taksen in de energiefactuur, de lage vergoeding voor geïnjecteerde energie en de hoge additionele kosten om lokale energiebronnen netsynchroon te koppelen. Vanuit maatschappelijk en financieel standpunt veroorzaakt eilandwerking echter bij eindgebruikers in vele gevallen een verspilling van publieke en private infrastructuur. De simulaties die t.a.v. shared profit werden bediscussieerd staven deze gedachten.

### **3.1.2 Overige Stakeholders in het energiesysteem**

Binnen energiedelen worden bovenvermelde stakeholders frequent vermeld en beschreven. Begrippen zoals energy provider en integrator zijn relatief nieuw en ongekend. De kans is groot dat deze rollen worden opgenomen door de klassiek gekende stakeholders die hierna worden opgesomd.

#### **Energieproducent**

Producenten zijn verantwoordelijk voor opwekking via fossiele brandstoffen of hernieuwbare bronnen. Meerdere actoren van verschillende omvang (grote en kleinschalige opwekking) kunnen deze rol opnemen, dus ook prosumenten.

#### **Netwerkbeheerders**

In een LEC wordt de distributienetbeheerder als stakeholder beschouwd. Hier wordt alge-



meen zowel de distributie- als transmissienetbeheerder bedoeld resp. DSO en TSO. Naast de uitbating van het transmissienet en connecties met de distributienet, neemt de TSO ook de nodige acties om globaal aan de wijzigende energievraag te kunnen voldoen (capacity development). Bij het uitvoeren van deze rol heeft de TSO er dus alle baat bij dat ook flexibiliteit op het distributieniveau wordt bewerkstelligd, zoniet dringen investeringen in interconnecties of capaciteitsmaatregelen om de bevoorrading te verzekeren zich op. De DSO is verantwoordelijk voor de lokale capaciteitsplanning om aan de lokale vraag te voldoen en de inkoppeling van lokale bronnen.

#### **Groothandelsmarkt**

De groothandelsmarkt combineert de input van opwekkingskosten (cfr. Korte termijn marginale kost of ) en verbruiksvoorspellingen om groothandelsprijzen te voorspellen en verspreidt deze onder marktpartijen zoals producenten, retailers en BRPs.

#### **Leveranciers**

De leverancier regelt de finale verkoop van energie aan de eindgebruiker. Zij trachten accuraat het verbruik in te calculeren en reserveren een adequaat volume op de groothandelsmarkt, of via eigen productie, of door middel van OTC met andere marktspelers.

#### **Balance Responsible Party**

Een BRP opereert als intermediair tussen de groothandelsmarkt en eender welke marktpartij (leveranciers, producenten of aggregatoren). Zij beheren hun portfolio zodat hun gereserveerde energie effectief wordt gealloceerd. Deze marktpartijen kunnen uiteraard ook zelf bevoegd BRP zijn van hun klantenbestand.

#### **Aggregator**

Ook de aggregator treedt op als intermediair, maar dan tussen de eindgebruiker en andere marktpartijen zoals producenten, leveranciers en BRPs. Zij worden verantwoordelijk geacht om flexibele infrastructuur bij eindverbruikers te vermarkten zodat hun gezamenlijk afnamepatroon een technisch en financieel voordeel oplevert voor resp. de netbeheerder en de eindverbruikers.

#### **Energy Efficiency and Management Services Party**

Deze partij omvat een ruime groep van entiteiten zoals EV-operators, Battery Operators, (R)ESCOs. Deze spelers baten infrastructuur uit zoals EVs, batterijen en BMSen, digitale meters en stuurbare balastingen van eindgebruikers en bieden geautomatiseerd hun flexibi-liteitsdiensten (cfr. BRP) aan, aan marktpartijen zoals aggregatoren.

#### **Verbruiker**

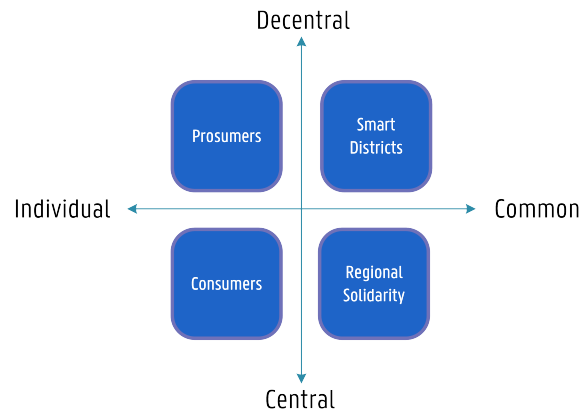
Het verbruik refereert naar alle elektrische toestellen die real time operationeel zijn bij eindverbruikers. Verder zal blijken dat een duidelijk onderscheid wordt gemaakt tussen verbruik en opslag.

#### **Energieopslag**

Opslag wordt nadrukkelijk beschouwd als een actor die energie accumuleert voor diverse businessmodellen. Deze rol kan ook de combinatie van verbruik en productie omvatten.

## 3.2 Verdienmodellen in het toekomstig energiesysteem

Het toekomstig energiesysteem kan volgens verschillende visies getekend worden. Courant kan een tweedimensionale opdeling gebruikt worden, waarbij vier visies worden geïdentificeerd [1] zoals in Figuur 3.1 weergegeven:



Figuur 3.1: Visies van het toekomstig energiesysteem

- **Consumer:** dit scenario refereert naar een klassieke conservatieve opvatting, waarbij verbruikers geen actieve motivatie aannemen om hun energievoorziening in handen te nemen. Investerings in hernieuwbare bronnen worden enkel overwogen als dit prijs(sub)optimaal zou zijn. Men acht de beleidsmakers verantwoordelijk voor klimaat en energiepolitiek. Verbruikers hebben in dit geval enkel een verbintenis met hun energieleverancier.
- **Prosumer:** in dit scenario beoogt de eindverbruiker zijn autonomie te vergroten en minder afhankelijk te worden van traditionele marktpartijen. De prosumer profileert zichzelf als een individu die tracht zijn eigen productie- en flexibiliteitswaarde te vermarkten via interacties met marktpartijen.
- **Slimme & lokale communities:** burgers beogen te evolueren naar een gecoördineerd geheel van verschillende verbruikers die via een gesofisticeerde aansturing van (collectieve) verbruik en flexibiliteitsmiddelen. Slim berust dus op het feit dat de vraag dermate gestuurd kan worden zodat het variërend aanbod van hernieuwbare energie wordt gevolgd.
- **Slimme & regionale communities:** eindgebruikers maken in dit scenario gebruik van collectieve oplossingen om de energietransitie vorm te geven. Lokaliteit wordt in dit geval niet prioritair beschouwd. Voorbeelden zijn het ‘peer-to-peer’ aanbieden van geproduceerde energie in een regionaal gebruikersnetwerk en het aankopen van niet lokaal geproduceerde hernieuwbare energie.

De huidige energiecontracten bieden beperkte markttoegang en transparantie omtrent de herkomst van energie. De mogelijkheden bij eindverbruikers tot marktdeelname blijven beperkt tot:

- Waste of variabele energiecontracten tussen leveranciers en eindverbruikers;

- Impliciete sturing door leverancier en eindverbruiker via dag-nacht tarieven, zonder werkelijke triggers om flexibiliteit te activeren;
- Complexe flexibiliteitsdiensten via aggregatoren voor grootverbruikers.

De nadelen van klassieke marktmodellen bieden perspectief aan evoluties waarbij marktmodellen met volgende karakteristieken ontstaan.

- Lokale platformen met toegang tot de groothandelsmarkt en onbalansmarkten;
- Bidirectionele communicatie tussen verbruikers en de markt ter anticipatie op dynamische tarieven;
- Automatische verhandeling van contractueel aangeboden flexibiliteit en ‘peer-to-peer’ transacties van energie;
- Aanbod van lokale marktopportunities zoals congestiemanagement.

Energie wordt echter door de gemiddelde eindgebruiker als een basisvoorziening beschouwd die permanent beschikbaar en zo goedkoop mogelijk moet zijn. Vanuit deze comfortgedachte is de eindgebruiker doorgaans niet betrokken of geïnteresseerd via welk medium deze energie wordt opgewekt. Informatietechnologie maakt het mogelijk om gecontroleerd hernieuwbare bronnen, opslag en flexibele vraagsturing te integreren, zonder dat de gebruiker zich hoeft te bekommeren over de techniciteit. Bijgevolg zullen twee niveaus moeten uitgewerkt worden om consumenten te laten participeren aan deze nieuwe marktmodellen:

- Fysieke laag: hardware componenten zullen een inkomstenbron betekenen voor een keten van fabrikanten, verdelers en installateurs;
- Intelligentie laag: de dimensionering en de sturing van het energiesysteem zullen een inkomstenbron betekenen voor studiebureaus, integratoren, ESCOs en serviceproviders. Zij zullen zich hiervoor beroepen op diensten die worden aangeboden door aggregatoren, waardoor hun transactievolume eveneens zal toenemen.

Centraal staat de dienstverlening voor de eindklant en daar spelen nieuwe businessmodellen van serviceproviders op in. Informatietechnologie biedt mogelijkheden om diensten aan te leveren onder het motto van Energy-as-a-Service met subcategorieën zoals verwarming, sanitair warm water, verlichting en elektromobiliteit. Telkens worden de diensten, de kosten en flexibiliteit gedefinieerd in een zogenaamde Service Level Agreement (SLA) vanuit de Service Providers. Deze ontwikkelaar bekommert zich omtrent de technische complexiteit, marktwerking, investeringen en duurzaamheidscriteria. Energy-as-a-Service herdefinieert het hedendaags energiemodel door niet meer te spreken over in termen van commodities - zijnde gas, water en elektriciteit - maar door de vertaling te maken naar een dienst voor de eindklant waarbij de ganse levensduurcyclus wordt ingecalculerd.

Het communitymodel zal echter pas interesse opwekken wanneer de initiële investeringskosten kunnen worden gespreid over de ganse levensduur. De prijs omvat dan een all-in oplossing die de klassieke prijsvorming niet overschrijdt. Energy-as-a-Service moet bijgevolg een verzekering bieden dat de kosten-batenanalyse van een toekomstgericht systeem goed wordt afgestemd zodat ook de “late majority” actief participeert in de energietransitie. De leaseformule moet dan wel optimaal geschaald zijn op de wensen van de doelgroep en een maatschappelijk goedkopere alternatief aanbieden dan de klassieke opwekkingsmechanismen. Bovendien zal een toekomstgerichte energievoorziening tot een financiële meerwaarde leiden van participerende eigendommen.

De concrete stappen die moeten genomen worden om shared profit te verwezenlijken [2]:

- Ontwikkelen van een legale structuur voor participaties tussen eindverbruikers;
- Ontwerpen van een energie management systeem (EMS);
- Installeren van bijkomende hardware waarmee hernieuwbare energie wordt geproduceerd en/of opgeslagen. Alle aanvullende componenten blijven eigendom van de service provider;
- Ontwikkelen van een financieel plan. In de leasing formule wordt de gemeenschap de zogenaamde pachter/huurder (lessee);
  - Contractueel vastleggen in een zogenaamde Power Purchase Agreement (PPA) wie energie produceert en aan welke prijs dit binnen de community wordt verhandeld;
  - Ontwikkelen van tariefmodellen om het resterend verbruik te vergoeden;
  - Contractueel vastleggen hoe de flexibiliteit binnen de gemeenschap wordt vermarkt.
- Vastleggen van administratieve formaliteiten zoals boekhouding, financiële transacties, contractbeheer met leveranciers en marktpartijen;
- Ontwikkelen van een overeenkomst voor toe- of uittreding van eindgebruikers. De installaties, onderhoud en diensten die zich situeren op het niveau van de netbeheerder blijven tot zijn bevoegdheid behoren (SLA). Dit laat toe voor netgebruikers om vrijwillige keuzes te maken tot deelname (opt-out);
- Terugname en vervanging van componenten, herconfiguraties en optimalisaties vallen onder de bevoegdheid van de service provider.

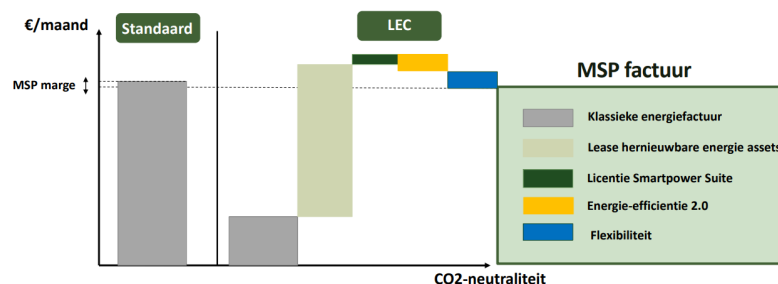
### 3.2.1 Community business plan

De essentie van het business plan schuilt in de winstfactor die wordt gerealiseerd door de zelfvoorziening van hernieuwbare energie, verhoogde energie-efficiëntie en het commercialiseren van flexibiliteit. In combinatie met lokale productie zorgt deze hefboomfactor - ook energy multiplier genoemd - ervoor dat voor elke verbruikte kWh slechts een deel ervan zal worden moeten aangekocht op de markt. Deze winstfactor wordt gemaximaliseerd door eigen opwekking te combineren met dynamisch beheer van intelligente toestellen en opslagmedia.

De energy service provider neemt publiekelijk de centrale rol in handen van de netwerkinfrastructuur om energiediensten aan te bieden in een leasemodel. De kost van de infrastructuur en software worden door de provider doorgerekend aan de deelnemers. Deze kosten zullen idealiter gecompenseerd worden door de winstfactor van eigen opwekking en het dynamisch beheer. De eindgebruiker zal namelijk permanent de meest competitieve marktprijzen voorgeschoteld krijgen. Het verschil tussen de infrastructuur- en beheerskosten enerzijds en de afgesproken vergoeding van de eindgebruikers anderzijds vormen de marge voor de service provider.

Het risico voor de service provider moet vermeden worden door de toekomstige operationele werking en kosten zo goed mogelijk in te schatten. Het kan evenwel interessant zijn om

vergoedingen vanuit de community te voorzien voor de energieleveranciers indien zij bijdragen aan een hogere winstfactor. De leverancier zou dan deel uitmaken van het consortium door de community te voorzien van hernieuwbare energie tegen een marktconforme prijs in geval van lokale productietekorten (back-up). De noodzaak hiertoe ligt voor de hand want in wezen wordt de community (grotendeels) leverancier van zichzelf en verliezen klassieke leveranciers vervolgens marktaandeel. Bovendien kan bij participatie van externe energieleveranciers het financieel risico deels worden overgedragen van de energy provider naar de leverancier. Bovendien reduceert de leverancier dan het risico om uit de boot te vallen in dit nieuw marktmodel, cfr. Figuur 3.2.



Figuur 3.2: Verdienmodel van een LEC [3]

### Criteria voor haalbaarheidsanalyse

Een community kan marktmodellen uitwerken die gebaseerd zijn op PPAs tussen lokale consumers en producenten, lange termijncontracten met leveranciers, spot en (OTC)/bilaterale transacties en het aanbieden van ondersteunende diensten tussen partijen onderling. De financiële transacties zelf kunnen via een peer-to-peer platform uitgevoerd worden.

De evaluatie van een community gedragen project kan in de ontwerp- en uitvoeringsfase via onderstaande **financiële criteria** beoordeeld worden:

- Life cycle cost & benefit analysis (LCCBA);
- Total cost of ownership (TCO);
- Net present value (NPV).

De **tijdshorizon** van het verdienmodel kan verschillende richtingen uitgaan. Een lange tijdshorizon is bevorderlijk voor maatregelen met een langdurige terugverdientijd, terwijl een kortere tijdshorizon het kredietrisico van de financierder beperkt en dus de financiële kosten reduceert. Een LEC blijft een complex gegeven met verschillende maatregelen die elk een verschillende levensduur. Hierin kunnen volgende opties gekozen worden:

- De langste levensduur van de installaties (bijv. 25 jaar voor PV-installaties);
- De levensduur van het vastgoed (bijv. 40 jaar);
- De gemiddelde economische levensduur van alle subsystemen;
- Conform met EPC<sup>1</sup> contracten kan een tijdshorizon van 15 jaar gehanteerd worden.

<sup>1</sup>Energy Performance Contract

Als **interestvoet** wordt de rentevoet gedefinieerd waarop de toekomstige kasstromen worden verdisconteerd tot hun huidige waarde. Voor een bedrijf komt dit overeen met de gewogen gemiddelde kapitaalkost (WACC), m.a.w. de minimale return die moet verkregen worden uit haar eigen activiteiten om al haar kredietverstrekkers te bekoren. Voor een publieke entiteit is dit doorgaans de rentevoet waaraan geld kan geleend worden bij een financiële instelling.

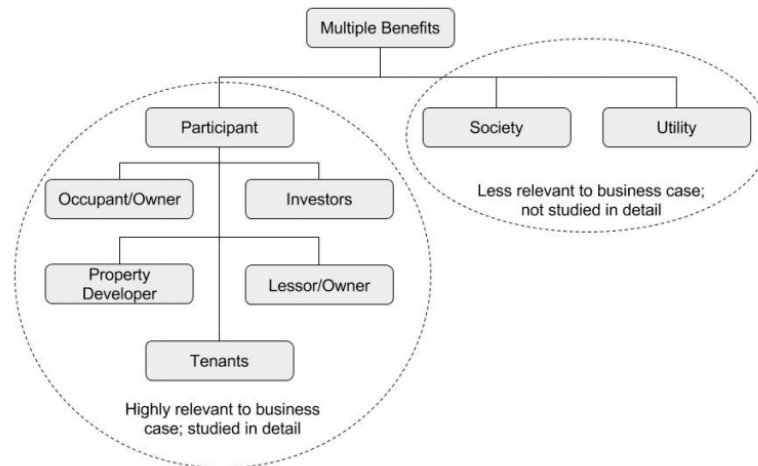
De **restwaarde** van het project na de contractduur dient ook in rekening gebracht te worden. Deze restwaarde kan volgens genormeerde regels worden bepaald (cfr. NEN2726 bij EPC) en wordt dan ook verdisconteerd naar een actuele waarde. Als gevolg van deze inrekening kunnen integratoren worden gestimuleerd om componenten met een lange levensduur op te nemen omdat die ook een resterende waarde en/of besparing creëren.

### Stappenplan kosten-baten analyse

1. Aanname van tijdsplanning: de initiële investeringen vinden plaats alvorens de community in dienst wordt genomen. De contractuele duur zal daarentegen afhangen van de gebruiksduur en kan verschillen voor elke netgebruiker;
2. Opsommen kosten-baten elementen: inbegrip van jaarlijkse onderhoudskosten, periodieke vervangingskosten en jaarlijkse gerealiseerde besparingen of opwekkingskosten;
3. Berekenen van NPV: kosten en baten actualiseren;

$$NPV = \text{geactualiseerde investeringskost} + \text{geactualiseerde vervanging} \\ \text{en onderhoudskosten} - \text{geactualiseerde winsten} - \text{restwaarde} \quad (3.1)$$

4. Berekenen LCCBA
5. Vergelijkende analyse tussen service providers op basis van kosteffectiviteit: de NPV hoeft daarbij niet het algemene beslissingscriterium te zijn. De community kan enkele voorkeurscriteria opsommen en er vervolgens gewichten aan toekennen (fig. 3.3);
6. Uitvoeren van sensitiviteitsanalyse: de impact van relatieve veranderingen op de NPV. De analyse kan uitgaan van een variatie van 50 tot 150 van criteria zoals inflatie, discount rate, elektriciteitsprijzen en hun weerslag op de NPV;
7. Analyseren van financiële indicatoren: de meest voor de hand liggende parameters zijn terugverdientijd (kleiner dan economische levensduur), NPV (positief), IRR (interestvoet waarbij NPV nul bedraagt) en de winstgevendheidsindex (ratio van NPV en investeringskost);
8. Financiële resultaten berekenen voor elke partner (Figuur 3.4).



Figuur 3.3: Classificatie van voordelen volgens begunstigde [4]

Multiple Project Benefits of DER	Range	Valuation		Beneficiaries			
		EUR/ (m <sup>2</sup> * y)	NPV: EUR/m <sup>2</sup>	Different owner perspectives			
				Property develop/	Occupant -owner	Lessor -owner	Tenant
1. Work productivity increase (0.57% - 1.14%)	Lower Upper	10,4 20,8	219 439	-	219 439	-	219 439
2a. Rental income increase (1% - 5.3%)	Lower Upper	1,2 6,4	25 134	-	-	25 134	-25 -134
2b. Building sales price increase (2.5% - 6.5%)	Lower Upper		100 260	100 260	[100] [260]	[100] [260]	-
3. CO <sub>2</sub> savings (6 - 79 EUR/t)	Lower Upper	0,3 3,8	6 79	-	6 79	-	6 79
4. Maintenance cost savings (2.1 - 3 EUR/m <sup>2</sup> /y)	Lower Upper	2,1 3,0	44 63	-	44 63	44 63	-
5a. Energy cost savings project term (25 years)	Lower Upper	16,8 16,8	354 354	-	354 354	-	354 354
5b. Add. energy cost savings over techn. lifetime (40 y.)	Lower Upper	16,8 16,8	157 157	-	157 157	-	[157] [157]
<b>Totals</b>				100 260	780 1092	69 197	554 738

Source: [Beyl et al 2017]

Figuur 3.4: Winstberekening per stakeholder [5]

### Financieringsmogelijkheden

Onderstaand worden enkele courant gebruikte financieringsmogelijkheden besproken [6].

1. Eigen middelen (Equity): het lijkt misschien vanzelfsprekend, maar het investeren met eigen middelen is niet altijd de meest goedkope oplossing. Eigen financiering heeft een positieve impact op de solvabiliteit en schuldgraad, maar kan een negatieve weerslag hebben op de liquiditeitsgraad. Bovendien treedt geen financieel hefboomeffect op vanwege de afwezigheid van vaste financiële kosten. Vaste financiële kosten hebben een groot effect op het bedrijfsresultaat (EBIT). Een toename van het bedrijfsresultaat

vanwege beperktere kosten leidt door het gebruik van vaste financiële kosten tot een stijging van de winst per aandeel en bijgevolg tot een toename van belastingen.

2. Financiële instellingen: om de investeringskost aan te gaan, wordt in het bijzonder gekeken naar de participatie van financiële instellingen en hun interesse in energietransitieprojecten. Duurzame investeringen zijn interessant voor de bankenwereld om langetermijnrelaties en recurrente inkomsten te genereren. Vanuit deze wereld is projectfinanciering pas interessant indien een standaard benadering kan gehanteerd worden die schaalgrootte biedt. Echter kunnen enkele oninteressante waarborgen vanwege de beperkte technische achtergrond voor financiële instellingen een hinderpaal vormen. Evenwel kunnen projectpartners met meer technische kennis zoals de integrator of ESCOs risico's overnemen (cfr. EPC). Zo neemt de meest gekwalificeerde partner het bijhorend investeringsrisico op zich en komt de investeringskost "off-balance" terecht bij de eindgebruikers. Eindgebruikers vergoeden dan gelijkmatig de financierder doorheen de levensduur met de winstfactor die wordt gehaald uit het actief beheer en hernieuwbare infrastructuur. Bij dergelijke circulaire projecten wordt een CAPEX voor de eindgebruiker vermeden en tegelijk vertaald naar een OPEX. In dit geval dient naast een financieringscontract ook nog een uitbatingscontract opgesteld te worden. Het instappen van een financiële instelling biedt ook een groter gevoel van zekerheid bij eindverbruikers van een energiegemeenschap dan louter het engagement van een service provider of ESCO.
3. ESCO: het grote voordeel van een onderhandse deal met een "energy service company" is dat slechts één contract dient opgemaakt te worden waarin zowel financiering als energiediensten vervat zitten. Het eigen vermogen van de ESCO wordt in dit geval aangesproken voor de volledige financiering. De eindgebruiker betaalt de investering terug gedurende een lange periode zoals een kredietaflossing of een leasecontract. Het kan een voordeel betekenen voor eindgebruikers om de investering off-balance te kunnen plaatsen, maar dit hangt af van het type afnemer. Als de ESCO eigenaar blijft van de infrastructuur van publieke klanten, is een off-balance regeling toegelaten (conform Eurostat regels). Bij private eigenaars is dit complexer omdat overdracht van legale en dus economische eigendom optreedt door "incorporatie" in de private gebouwen. In dit laatste geval is dit enkel mogelijk bij verplaatsbare assets zoals PV en WKK. Indien de projectpartner ten onder zou gaan, zou de investering moeten overgenomen kunnen worden door andere partijen. Dit lijkt niet vanzelfsprekend, vandaar dat het berusten op de solvabiliteit van één partij een risico inhoudt.
4. Derde partij (via (Renawable)ESCO): deze vorm uit zich als een combinatie van ESCOs en financiële instellingen of fondsen. Het vermogen komt dan niet van de energy service partner zelf, maar van een derde partij. Voorts neemt de ESCO dan de schulden op en lost de eindgebruiker zijn schuld af doorheen een lange periode zoals bij een kredietaflossing of een leasecontract. Mogelijks wordt de schuld doorheen de projectduur onderworpen aan herfinanciering door het in- of uitstappen van andere partijen.
5. Alternatieven: crowdfunding is tegenwoordig een populair instrument. De voornaamste voorwaarden van een administratief eenvoudige ophaling zijn de beperking tot 300.000 EUR per project en maximaal 1.000 EUR per funder. Beide limieten mogen overschreden worden, maar dan dient een prospectus opgemaakt te worden. Dit vormt een tijdrovende en kostenintensieve stap waarbij meer documentatie moet voorzien worden omtrent het voorgestelde project. Ook burgercoöperaties zoals REScoop zijn vandaag actief. Verder kan ook een entiteit worden opgericht om de projectfinanciering off-



balance uit te werken. Als laatste gelden ook publiek private samenwerkingen (PPS) als alternatief ter financiering van energiegemeenschappen. Meer exotische vormen van financiering komen hier niet aan bod, daar dit niet de focus omvat van het project [7].

Het spreekt voor zich dat een ESCO hoe dan ook een centrale rol zal opnemen in het businessmodel, zowel financieel als technisch. Deze entiteit zal zeer sterk verbonden zijn met de community door tools aan te reiken voor optimale participatie van prosumenten. Zijn vergoeding hiervoor zal proportioneel gelinkt worden aan de uitgespaarde energiekosten en een marge voor innovatieve netdiensten. Dit inkomstenmodel ligt in lijn met het rapport van de Europese Commissie, dat via een EPC de financiële modaliteiten tussen prosumenten en ESCOs regelt. Het EPC-model berust op een gewaarborgde vergoeding in functie van de gerealiseerde energiebesparing. Hierdoor wordt het investeringsrisico van de prosument overgeheveld naar de ESCO en marktcompetiviteit aangemoedigd [3].

Om de beste investeringsvorm voor een project te bepalen, kan een matrixmethode gebruikt worden. Dit kan door de verschillende financieringsvormen te plotten volgens twee dimensies: technische en legale complexiteit enerzijds en business- en governance model anderzijds.

- Dimensie 1: Technische en legale kenmerken, (fig. 3.5)
  - omvang van het project;
  - type RES;
  - timing van projectfinanciering;
  - sociale aanvaardbaarheid;
  - geografische scope.
- Dimensie 2: Business & governance model, (fig. 3.6)
  - aantal burgers betrokken;
  - aard van de betrokken actoren;
  - waarborggaranties van investeerders;
  - investeringsbereidheid van burgers.

De kenmerken van deze dimensies (Figuren 3.5 en 3.6) worden vervolgens afzonderlijk van laag naar hoog geschaald om een kwalitatieve beoordeling o.b.v. gewichten toe te kennen aan een project. Als illustratief voorbeeld wordt een biomassaproject in het Kluzendock gebruikt [8].

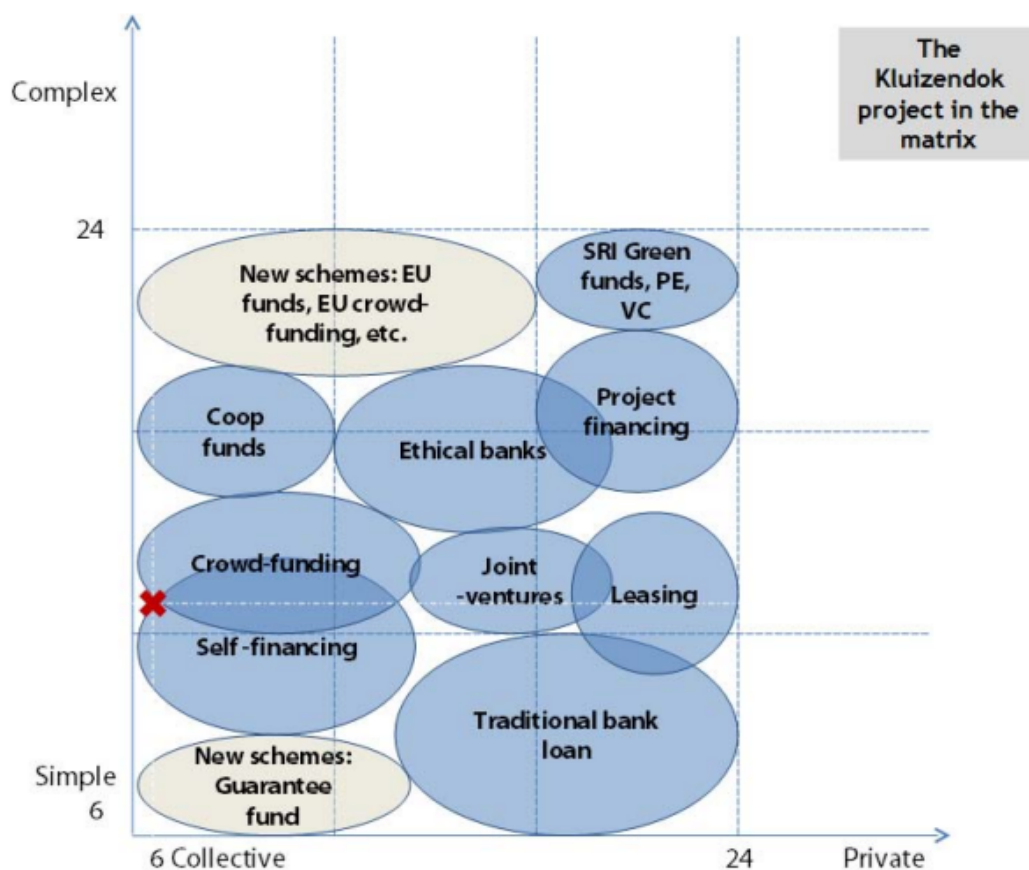
	Low (1)	Medium (2)	Medium-High (3)	High (4)
Size of the project	<200 kW	200-1000 kW	<b>1000-5000 kW</b>	>5000 kW
Type of RES	Mini wind, PV	Mini hydro, Biogas	<b>Wind on-shore, Solid biomass</b>	Wind off-shore, Wind on-shore, Hydro
Timing in the process (how is difficult to collect financing according to different phase?)	<b>Operating phase</b>	Construction phase	Permitting phase	Planning phase
Social acceptance of RES	Social acceptance	<b>Few opponents</b>	Local scepticism	NIMBY
Geographical Scope	Neighbourhood	<b>Local/Municipal</b>	<b>Regional</b>	National
National RES tariffs	High Feed in/premium tariff	<b>Medium tariff</b>	Low tariff	No tariff Selling to market
<b>Total Y</b>	Sum of row values (1-24): <b>13/24</b> (axis Y)			

Figuur 3.5: Dimensie 1: van simpel naar complex

	Low (1)	Medium (2)	Medium-High (3)	High (4)
Number of citizens/actors	<b>&gt;500</b>	100-500	30/09/00	1-10
Nature of the actors involved in the project (citizens, public administrations, private investors, corporations)	<b>4 types</b>	3 types	2 types	1 type of actors (i.e. corporation)
Patrimonial guarantees of investors	<b>No guarantees</b>	Few investors with patrimonial guarantees	Many investors with patrimonial guarantees	Patrimonial guarantees of all investors
Willingness of people to invest (capital endowment and trust) into new REScoop	<b>&gt;75% of engaged actors</b>	50-75% of engaged actors	25-50% of engaged actors	<25% of engaged actors
Legal forms (limit and constraints)	<b>Cooperative</b>	Community-owned company	Private company (Ltd)	Public company (Plc)
Mutual objective	<b>Energy consumption</b>	Capital remuneration and energy consumption	Low capital remuneration	High capital remuneration
<b>Total X</b>	Sum of row values (1-24): <b>6.5/24</b> (axis x)			

Figuur 3.6: Dimensie 2: van collectief naar privaat

De combinatie van de dimensies (figuren 3.5 en 3.6) geven een suggestie omtrent het meest optimale investeringsschema van het project, zie 3.7.



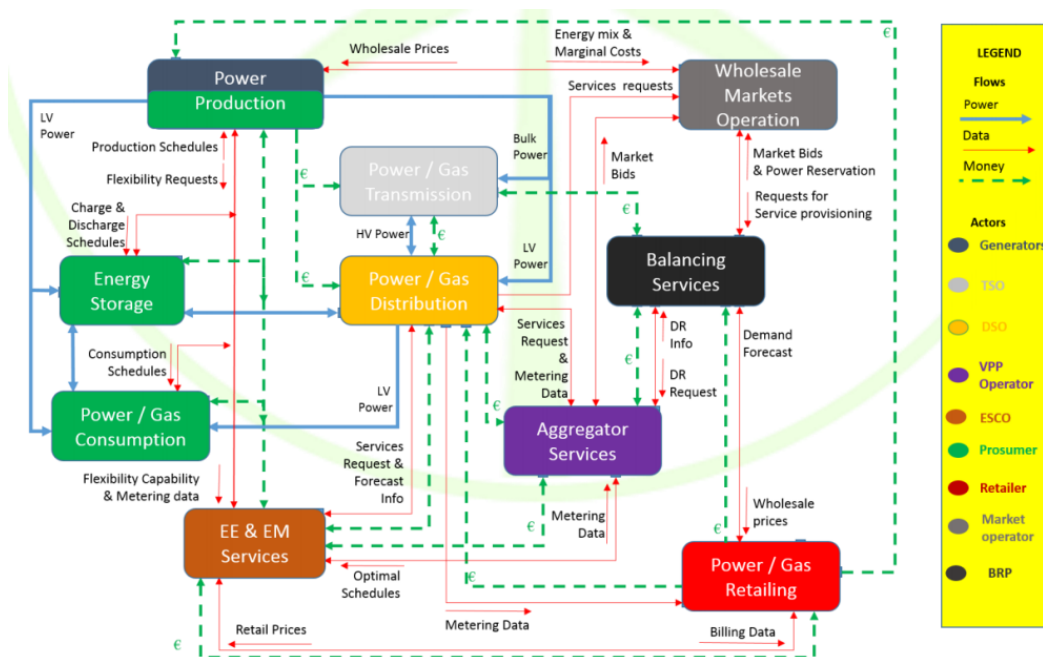
Figuur 3.7: Investeringschema's

### 3.2.2 Onderliggende verdienmodellen voor actoren

De voordelen van een energiegemeenschap zoals efficiëntietoename en de mogelijkheid tot flexibilitiediensten zijn ruime begrippen en dienen reeds geconcretiseerd te worden in een verdienmodel (cfr. Figuur 3.2). Deze voordelen kunnen op generieke wijze uitgesplitst worden in zogenaamde onderliggende verdienmodellen van stakeholders. De onderstaande figuur dient als leidraad en onderscheidt tien actoren met hun betreffende interacties, zowel in termen van energie-, informatie- en geldtransacties. Deze aanpak somt niet alle mogelijke businesscases op, maar dient om systematisch inzicht te verwerven in hun onderlinge verhoudingen. De regulator wordt niet weergegeven, gezien deze instantie geen commerciële partij vertegenwoordigt en enkel supervisie op de marktwerking verricht. De VREG garandeert een uniform speelveld met gelijke regels en info voor elke actor. Hoe meer marktrollen een entiteit kan opnemen, des te meer inkomstenstromen kunnen gerealiseerd worden en hoe meer impact ontstaat om een verdienmodel door te duwen. Ook kan één en dezelfde rechtspersoon meerdere rollen opnemen en bijkomende of nieuwe actoren kunnen ontstaan uit een verdere evolutie van de basisrollen. Een leverancier kan evengoed zijn eigen productiepark uitbouwen om minder afhankelijk te worden van volatiele groothandelsprijzen. Evenzeer

kan een leverancier ook aggregatordiensten leveren om zijn eigen klantenportfolio verder te benutten. Als tweede voorbeeld kunnen eindverbruikers ook de rol van producent en/of leverancier opnemen indien deze laatste zijn energie aan het net levert. Deze beschrijving stemt overeen met de definitie van prosumant en hierbij worden nog enkele kanttekeningen gemaakt:

- Een prosumant kan feitelijk ook een eindverbruiker zijn die geen energie genereert, maar wel deelneemt aan vraagsturing. Het niet consumeren kan immers fysisch equivalent beschouwd worden aan injectie;
- Een prosumant kan over opslag beschikken en deze aanwenden voor verhoogde zelfvoorziening of voor het energielevering aan derden;
- Een prosumant kan ook alle mogelijke voorgaande combinaties verenigen.



Figuur 3.8: Interacties tussen actoren in het energielandschap

Verder zullen submodellen weergegeven worden met scenarios voor winstmaximalisatie [9].

### Verdienmodel 1: Lokale opwekking met ESCOs

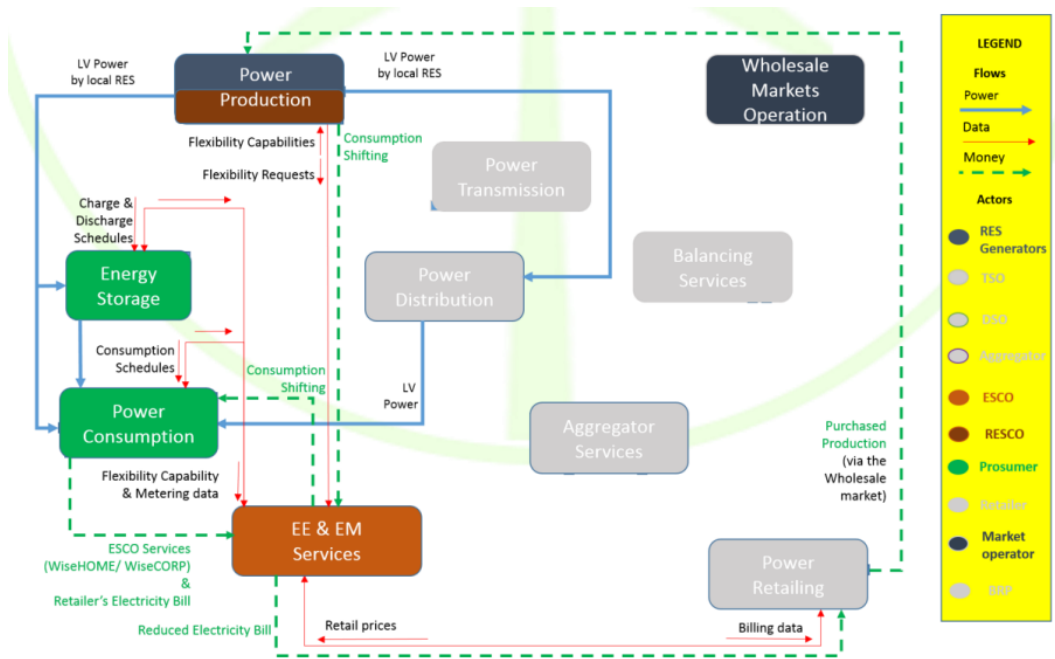
Dit verdienmodel gaat uit van een investering in hernieuwbare bronnen door een ESCO. De service provider huurt (een deel van) de private of publieke eigendommen om de installaties te huisvesten. Contractueel is vastgelegd dat opbrengst gebruikt wordt voor lokale zelfvoorziening en het surplus door de ESCO geaggregeerd wordt verhandeld op de groothandelsmarkt. Voor alle duidelijkheid wordt ervan uitgegaan dat de schaalgrootte van de RES voldoende is om geen bijkomende aggregator te moeten betrekken. Netgebruikers zien hun externe netafname dalen en krijgen een marge op de verhandelde energie, zie Tabel 3.1.

Dit model kan ook dynamische synergieën tussen netgebruikers en ESCOs bevatten. Indien de productievoorspelling aanwijst op overmatige injectie conform de afgesproken limieten met de netbeheerder, kan de ESCO de gemeenschap aansporen om verbruik te verhogen of opslag te benutten zodoende geen productiebegrenzing te hoeven toe te passen. In een omgekeerde beweging van hoge groothandelsprijzen kan eveneens aangespoord worden om minder te verbruiken of vanuit opslag te injecteren. Dynamische tarieven en vraagsturing zijn dus noodzakelijk in dit model. Dergelijke diensten hoeven zich niet te beperken tot lokaal niveau, maar kunnen ook geografisch uitgespreid worden als de ESCO en de gebruikers een coöperatie oprichten. In dit geval kan de opbrengst verbruikt worden door de naburige leden van de coöperatie en ontstaat vanwege de schaalgrootte meer flexibiliteit en onderhandelingsmarge voor goedkopere nettatarieven.

De levensvatbaarheid van dit model wordt geëvalueerd aan de hand van volgende KPIs:

- $$\frac{kWh_{verbruik}}{m^2}$$
- $$\frac{kWh_{verbruik}}{kWh_{productie}}$$
- $$\frac{kWh_{verbruik}}{kWh_{verschovenvolume}}$$
- $$\frac{kWh_{verbruik}}{eigeninvesteringsbijdrage}$$

De ESCO verrekent de initiële investeringskost en operationele kosten en weegt dit af tegenover de verwachte inkomsten van de verhandelde energie en vraagsturing. Finaal bepaalt de terugverdientijd en de totale winst doorheen de ganse levensduur van de installatie de impact voor de eindgebruiker. De ESCO daarentegen ontvangt een marge proportioneel aan de gerealiseerde baten.



Figuur 3.9: Verdienmodel 1 - Lokale opwekking met ESCO

Tabel 3.1: Verdienmodel 1: Lokale opwekking met ESCOs

Actoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument (consument met opslag of EV fleet manager)</li> <li>• ESCO</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energieverbruik</li> <li>• Energievoorziening</li> <li>• Energie-efficiëntie en management</li> </ul>
Waardecreatie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Reductie van de elektriciteitrekening t.a.v. de leverancier</li> <li>– Verhoogde benutting van opslag en flexibiliteit</li> <li>– Comfortbeperkingen worden vergoed</li> </ul> </li> <li>• ESCO                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Efficiënte benutting van RES productievoorziening</li> <li>– Aanbieden van winstgevende diensten aan netgebruikers</li> <li>– Marktparticipatie van netgebruiker verhogen</li> </ul> </li> </ul>

### Verdienmodel 2: Congestie management

Bij een verder aanhoudende elektrificatie zal efficiënte monitoring en management van het distributienet noodzakelijk zijn om congestieproblemen te vermijden. In geval van kritische situaties kan de netbeheerder zich beroepen op diensten die worden aangeboden door anticiperende netgebruikers. Vraagsturing, frequentiesturing en spanningssturing zijn voorbeelden van oplossingen die in dat geval door actoren verleend kunnen worden. Hiervoor kan het benodigd volume verkregen worden door voldoende grote installaties of via pooling van kleinere netgebruikers. De actor die de vraagsturing vervolgens ontvangt en naar prosumenten communiceert, kan een VPP-operator, EV-fleet manager of ESCO zijn.

De waardetoekenning van de businesscase gebeurt op basis van een gesofisticeerd algoritme dat berekent wat de toegevoegde waarde is wanneer de kritieke toestand kan worden vermeden door

- schakelacties die de nettopologie wijzigen
- vereiste compensatie voor de deelnemende actoren te minimaliseren wanneer de congestie onvermijdelijk moet worden opgeheven.

Om de status van het net real time in te schatten, moeten meettoestellen op strategische locaties gekozen worden. Deze apparatuur detecteert eventuele onbalans volgens locatie, type en intensiteit waarna een optimalisatiealgoritme de strategie van de DSO bepaalt. Verder draagt monitoring bij tot actief en efficiënt onderhoud van infrastructuur om vroegtijdige uitval te ontdekken.

Dit verdienmodel (zie Tabel 3.2) kan leiden tot bijkomende acties voor de DSO in de zin van aansturen van conventionele productie of opslag die rechtstreeks op distributieniveau zijn ingekoppeld. Het beheer en de operationele werking van dergelijke units behoort dus tot de verantwoordelijkheid van de netbeheerder vanwege de schaalgrootte en het specifieke technische karakter van de netstructuur. De DSO kan hiervoor bilaterale overeenkomsten sluiten met eigenaars van RES en opslag, aanbieders van vraagsturing tot zelf het inzetten van units plannen op de day-ahead (DAM) of intraday (CIM) markt.

Tabel 3.2: Verdienmodel 2: Congestie management

Actoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DSO</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energiedistributie</li> </ul>
Waardecreatie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DSO               <ul style="list-style-type: none"> <li>– Real time observatie van de netkwaliteit</li> <li>– Kosteneffectief beheer van het distributienet</li> </ul> </li> </ul>

### Verdienmodel 3: Uitrol en integratie van EVs

Deze businesscase analyseert de mogelijkheden van een verdere elektrificatie van de transportsector. De integratie van elektrische voertuigen en hun laadinfrastructuur kunnen toegevoegde waarde creëren voor leden van een community, Tabel 3.3. Dit verdienmodel kan tevens diensten omvatten die aggregatie van het wagenpark vereisen. Dit scenario onderscheidt de EV-operator die laadinfrastructuur beheert en de EV-fleet manager die eigenaar is van EVs, visueel weergegeven in Figuur 3.10.

De eigenaar van voertuigen wenst zijn wagenpark vanuit economisch perspectief zo efficiënt mogelijk op te laden en treedt op als prosumant. Deze partij dient te beschikken over de nodige tools om de inzetbaarheid van elk voertuig te bepalen om vervolgens de collectieve flexibiliteit van zijn infrastructuur te berekenen. De flexibiliteit kan vervolgens aangeboden worden aan de netbeheerder onder het mom van vraagsturing om energiestromen in het netwerk te optimaliseren. Zo kan laden aangewezen zijn om RES niet te hoeven limiteren of juist afgeraden worden om het netwerk te ontlasten. Voorafgaand wordt louter uitgegaan van grid-to-vehicle (G2V).

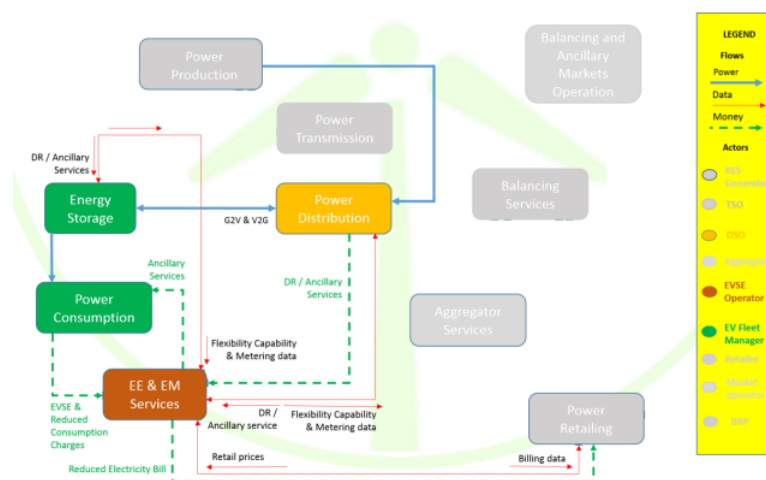
Als bijkomende insteek kan door het wagenpark aan te sturen de balans tussen lokaal geproduceerde en geconsumeerde energie in evenwicht gehouden worden. Als zo vermeden kan worden dat energie uit het transmissienet dient geïmporteerd te worden, hoeven de eindgebruikers geen transmissievergoeding te betalen. Dienstverleners en prosumanten met EV-toepassingen kunnen deelnemen aan een zogenaamde virtual power plant VPP. De VPP-provider biedt geaggregeerde volumes van lokale diensten van EV-providers met mogelijks andere volumes aan op de onbalansmarkten om ondersteunende diensten te leveren. De bijdrage die hiervoor wordt verkregen, kan gedeeld worden met de wagenbeheerders. Vervolgens kunnen zij goedkopere laadtarieven aanbieden aan eindgebruikers dan concurrerende leveranciers. Een andere manier om de eindgebruiker een prijsvoordeel te bieden is het optimaliseren en hertekenen van de laadprocedures zodat de fleet manager zijn operationele kosten kan reduceren. De rol van de VPP is niet noodzakelijk, tenzij zijn aanvullende diensten nog kunnen leiden tot gezamenlijke winsten. Indien dit onvoldoende tot uiting komt, kunnen EV-providers rechtstreeks bilaterale overeenkomsten aangaan met de netbeheerder.

Het belang van de participatie van de netbeheerder kan niet genoeg benadrukt worden, daar deze instantie over de kennis beschikt om de meest optimale locatie van de EV-infrastructuur te bepalen. De DSO kan een leidinggevende rol opnemen in de uitrol van elektrisch voertuigen door zijn kennis van de netinfrastructuur mee te nemen in het ontwerp en de uitbouw van laadstations. Vervolgens kan deze infrastructuur overgeleverd worden aan commerciële spelers om een optimale en competitieve uitrol te stimuleren. Aanvullend kan ook het particuliere scenario beschouwd worden waarbij de lokale consumenten zelf eigenaar zijn van een EV en deze wensen te laden in een publiek laadstation. De voorgenoemde voordelen kunnen ook perfect in dit scenario doorgegeven worden naar de particuliere prosumant. Enige voorwaarde is wel dat de contractuele voorwaarden die aan een fleet manager voorzien werden ook naar de lokale prosumant kunnen overgeheveld worden. Laden in private infrastructuur daarentegen kan beschouwd worden als een gelijkaardig verdienmodel als residentiële opslag. In dit geval is het opslagmedium ook niet permanent beschikbaar.



Tabel 3.3: Verdienmodel 3: Uitrol en integratie van EVs

Actoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument: EV-fleet manager</li> <li>• EV-operator</li> <li>• DSO</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energieverbruik door laden van EVs (EV-fleet manager)</li> <li>• Laadprocessen sturen en inplannen (EV-operator)</li> <li>• Energiedistributie (DSO)</li> </ul>
Waardecreatie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EV-fleet manager <ul style="list-style-type: none"> <li>– Laadbehoefte wordt volbracht</li> <li>– Optionele keuze om flexibiliteit aan het systeem te bieden</li> <li>– Verlagen van operationele kosten bij aanbieden van flexibiliteit</li> </ul> </li> <li>• EV-operator <ul style="list-style-type: none"> <li>– Aanbieden van competitieve prijzen aan eindgebruiker</li> <li>– Investerings in software sneller terugverdienen</li> </ul> </li> <li>• DSO <ul style="list-style-type: none"> <li>– Hulpmiddelen om netdecongestie te optimaliseren</li> <li>– Verhogen van leveringsgarantie door gesofisticeerde sturingen</li> </ul> </li> </ul>



Figuur 3.10: Verdienmodel 3 - Implementatie van EVs in het distributienet

### Verdienmodel 4: Energieopslag bij prosumenten

De integratie en benutting van opslag in huishoudelijke omgeving of tertiaire gebouwen brengt nieuwe toegevoegde waarde met zich mee (Figuur 3.11 en Tabel 3.4). Het verdienmodel kan verschillen afhankelijk van de implementatie. Er wordt onderscheid gemaakt tussen optimalisatie van inkomsten van solitaire gebruikers en geaggregeerd gebruik onder

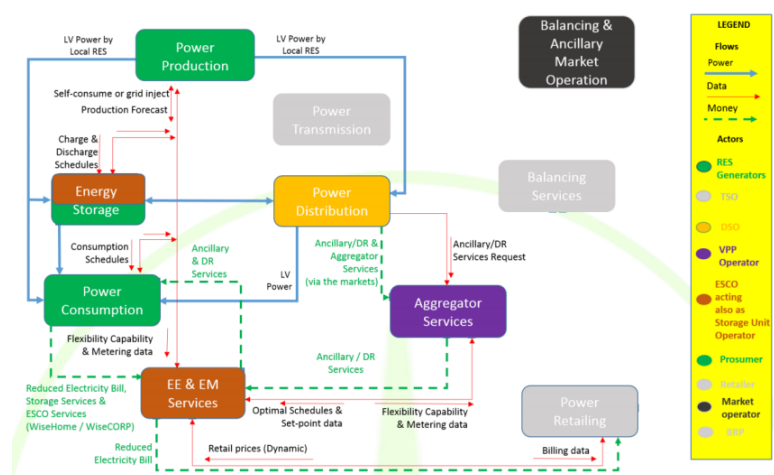
leiding van een VPP-integrator. Een aggregator kan meerdere individuen poolen en een groter volume van capaciteit trachten te vermarkten. Voor een prosumant kan de integratie van opslag een verbetering betekenen voor het verbruikstarief dat wordt betaald aan zijn leverancier. In dit geval reageert de batterij op dynamische tarieven, hetzij vooraf opgelegd in de vorm van time of use (ToU) of real-time pricing. Het reduceren van de energierekening wordt zo mogelijk geacht zonder dat zijn comfortniveau drastisch daalt t.g.v. zelf te moeten anticiperen op zijn verbruikswijze. Een prosumant kan zo zijn inkomstmaximalisatie kiezen door in te zetten op een combinatie van strategieën: zelfvoorziening, peer-to-peer energie verhandelen en marktgestuurd verbruiken. De configuratie en bewaking van de opslag kan ondersteund of volledig opgenomen worden door een ESCO in ruil voor een deel van de winst.

In een collectief verhaal ontstaan nog meer voordelen gelinkt aan VPP. Een VPP-operator kan geaggregeerde marktmechanismen benutten en decongestie aanbieden en zijn pool opschalen indien ook veel kleine entiteiten worden opgenomen. Opslagkarakteristieken en voorspellingssoftware van het lokaal netverbruik zal in de kostenfunctie dienen opgenomen te worden. Daarna worden participanten vergoed i.f.v. hun bijdrage en houdt de VPP-operator een marge voor de geleverde diensten. In dit scenario kan ook de ESCO een rol van betekenis spelen door een optimaal verbruikspatroon voor te stellen om de activatiekans te verhogen.

Voorts kunnen nog twee situaties uitgewerkt worden i.f.v. wie de eigenaar wordt van de batterij. Voorafgaand werd verondersteld dat de prosumant zelf de eigenaar is van de opslag-eenheid en bijgevolg de investering draagt. In dit geval moeten zijn inkomsten uit verhoogde zelfvoorziening en marktdeelname ruimschoots binnen de actieve levensduur terugverdiend worden. In het ander geval komt de zogenaamde “storage-operator” als extra speler in de waardeketen. Deze partij draagt de investeringskost bij de prosumant met als doelstelling om opslagdiensten te verlenen. Strategisch kan een deel van de batterij gealloceerd worden voor zelfvoorziening enerzijds en voor marktmechanismen anderzijds. Het risico en de winstmaximalisatie ligt dan volledig bij deze dienstverlener, wat opnieuw een ontzorging voor de prosumant betekent. Feitelijk kan deze partner als een volwaardige ESCO beschouwd worden gezien de kenmerken. Het contractueel vastleggen van de lokale capaciteit tussen de partijen wordt zeer belangrijk. Uiteindelijk kan dit model nog uitgebreid worden naar situaties waarbij de storage-operator op strategisch gekozen locaties opslag integreert en hiermee dan ook lokale behoeften en marktparticipatie garandeert. Bovendien kan dan nog back-up aangeboden worden of peakshaving op feederniveau. Het businessmodel zal m.a.w. continu wijzigen volgens behoeften en werkelijke tendensen in het energielandschap.

Tabel 3.4: Verdienmodel 4: Energieopslag bij prosumenten

Actoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument: consument met (eigen) batterij en RES</li> <li>• ESCO: Storage-operator</li> <li>• VPP-operator</li> <li>• DSO</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energieverbruik en -opbrengst (prosument)</li> <li>• Energieopslag (ESCO)</li> <li>• Energiedistributie (netbeheerder)</li> <li>• Aggregatordiensten (VPP-operator)</li> </ul>
Waardecreatie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument <ul style="list-style-type: none"> <li>– Verhogen van zelfvoorziening</li> <li>– Verhogen marktparticipatie en comfort</li> </ul> </li> <li>• ESCO <ul style="list-style-type: none"> <li>– Aanbieden van nieuwe diensten aan klanten</li> </ul> </li> <li>• DSO <ul style="list-style-type: none"> <li>– Reduceren van netcongestie</li> <li>– Uitstellen van investeringen door flex</li> </ul> </li> <li>• VPP-operator <ul style="list-style-type: none"> <li>– Dienstverlening via flex</li> </ul> </li> </ul>



Figuur 3.11: Verdienmodel 4 - Opslag bij prosumenten

### Verdienmodel 5: Cogeneratie

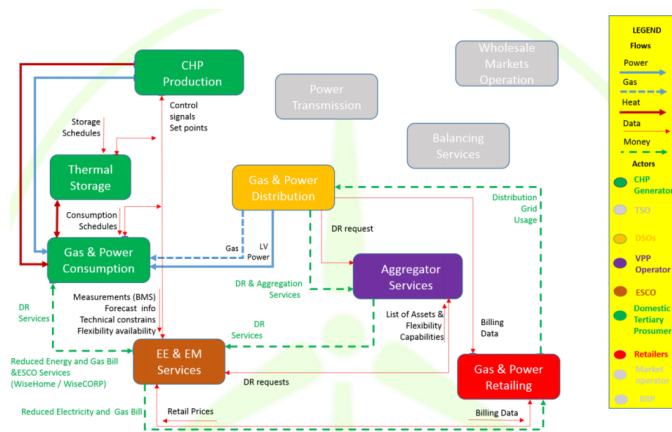
De integratie van WKK (warmte-kracht koppeling) is niet nieuw in het energielandschap. Voornamelijk in de tertiaire en industriële sector is cogeneratie al frequent van toepassing. Residentieel wordt deze technologie zelden toegepast vanwege de doorgaans onbestaande

businesscases. In een community kunnen toch ook synergieën ontstaan tussen warmte en elektriciteit. Gezien comfortinstallaties zoals verwarming en ventilatie een traagheid bezitten, kunnen zij als een onrechtstreekse vorm van flexibiliteit benut worden.

Als er wordt van uitgegaan dat (een groep van) gebouwen cogeneratie toepassen en niet beschikken over elektrische opslag, ontstaan twee scenario's waarbij de vraag thermisch en elektrisch wordt opgesplitst: de WKK verbruikt gas en de ontwikkelde warmte wordt realtime verbruikt of thermisch opgeslagen, terwijl de opgewekte elektriciteit enkel maar realtime kan worden verbruikt. Het managen van de verbruikspatronen (zowel thermisch als elektrisch) wordt in dit verdienmodel terug uitgevoerd door een ESCO, Figuur 3.12.

De ESCO combineert thermische metingen van verbruikers met hun verbruikspatronen om hun thermische noden te voorspellen. Zo wordt het potentieel berekend van thermische energie die kan verschoven of tijdelijk gereduceerd kan worden zonder dat verbruikers aan comfort inboeten. De connectie van deze gebouwen met de twee netwerken en de thermische flexibiliteit bieden mogelijkheden om de lokale behoeften economisch optimaal te voorzien. Gezien de gebruiker onderhevig is aan twee prijssignalen kan de ESCO adviseren wat de meest efficiënte verbruikersmix is, waarna een verbruiksplanning kan ontwikkeld worden. In feite kan terug een onderscheid gemaakt worden tussen het uitbaten van WKK in eigen bezit of via een derde partij. Dit onderscheid wordt hier niet specifiek toegelicht, maar beide situaties kunnen de eindgebruiker de mogelijkheid bieden tot deelname aan een vraagsturing via VPP.

De VPP-operator komt dus terug aan bod in dit verdienmodel, Tabel 3.5. Deze speler berekent welke WKK-assets uit zijn pool kunnen deelnemen i.f.v. de gestelde comforteisen van de eindgebruikers en geeft vervolgens opportuniteiten van vraagsturing door. Het is dan aan de ESCO om af te wegen of de aanvraag economisch potentieel biedt om het lokaal verbruikspatroon te wijzigen. De ESCO zal een cruciaal element zijn in deze waardeketting, omdat het thermisch gedrag van de gebouwen en dus de mogelijkheden vooral door deze partij gekend zullen zijn.



Figuur 3.12: verdienmodel 5 - Cogeneratie

Tabel 3.5: Verdienmodel 5: Cogeneratie

Actoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument: (Residentiële of tertiaire gebruikers van WKK)</li> <li>• ESCO</li> <li>• VPP-operator</li> <li>• DSO (elektriciteit en gas)</li> <li>• Leverancier (elektriciteit en gas)</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektriciteit en warmte opwekking/verbruik (prosument)</li> <li>• Thermische energieopslag (prosument)</li> <li>• Gasverkoop (leverancier)</li> <li>• Energiedistributie (DSO gas en elektriciteit)</li> <li>• Aggregator diensten (VPP-operator)</li> <li>• Energiebeheer (ESCO)</li> </ul>
Waardecreatie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument <ul style="list-style-type: none"> <li>– Reduceren van energiekosten door vraagsturing</li> <li>– Optimaliseren van WKK</li> </ul> </li> <li>• ESCO <ul style="list-style-type: none"> <li>– Efficiënt beheren van WKK-installatie</li> <li>– Verhogen van marktparticipatie van eindgebruikers</li> </ul> </li> <li>• DSO <ul style="list-style-type: none"> <li>– Verlagen netwerkcosten door efficiënte uitbating</li> </ul> </li> <li>• VPP-operator <ul style="list-style-type: none"> <li>– Uitbreiden van ondersteunende diensten</li> </ul> </li> <li>• Leverancier <ul style="list-style-type: none"> <li>– Vergroten van marktaandeel</li> </ul> </li> </ul>

### Verdienmodel 6 - Uitbaten van VPP

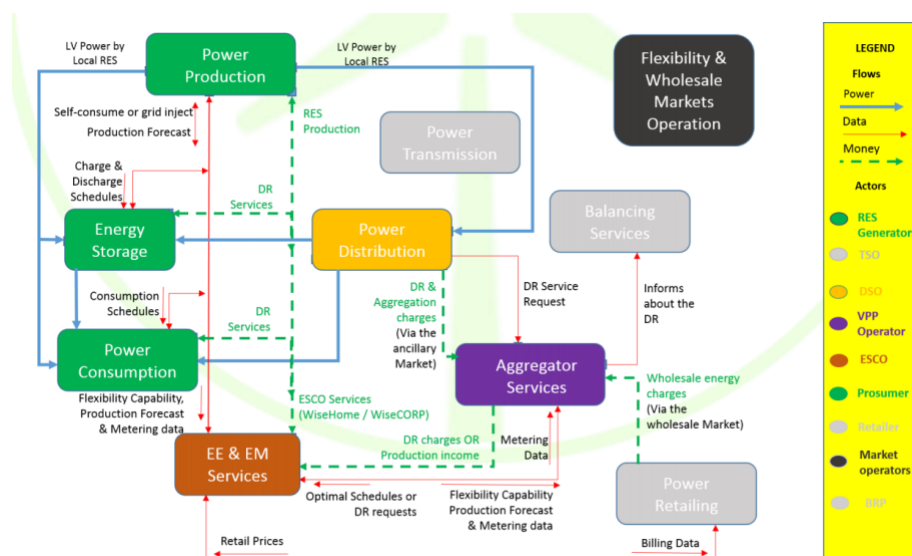
De optimale uitbating van een Virtual Power Plant (VPP) maakt gebruik van expliciete herplanning van eindgebruikers op aanraden van de VPP-operator. De VPP bezit de basiskenmerken van een dynamische distributienet bestaande uit verschillende bronnen zoals RES, opslag, aanstuurbare belasting van huishoudelijke, industriële en/of tertiaire netgebruikers. Afhankelijk van het verdienmodel worden de leden van deze pool volgens opgelegde patronen fysisch aangestuurd door een verantwoordelijke ESCO om kostenoptimaal aan de basisvoorziening van deze eindgebruikers te voldoen, Figuur 3.13. Geaggregeerd biedt de productiecapaciteit en consumptieflexibiliteit van deze pool mogelijkheden voor ondersteunende diensten. In dit geval treedt een VPP-operator op als intermediair tussen de marktspelers en de prosumenten.

Doorgaans zal de VPP-operator energie overschotten verkopen op de spotmarkten (day-ahead en intra-day) enerzijds en verbruiksflexibiliteit aanbieden op de onbalansmarkten of op distributieniveau. Het is een evenwichtsoefening tussen het maximaliseren van inkomsten en het reduceren van het gebruikerscomfort. In eerste instantie schat de operator het netto profiel van de pool in door opbrengst en verbruik te voorspellen. Vervolgens kan een vergelijking tussen de spot- en onbalansmarkt uitgewerkt worden en kan een gepast inplanning van de assets opgesteld worden. Ofwel wordt een eventueel surplus vermarkt door commando's door te geven aan de assets ofwel wordt dit opgespaard om toekomstige noden in te lossen. Bij vraagsturing contacteert de VPP-operator expliciet (een deel van) zijn pool om het lastprofiel aan te passen gedurende een afgesproken tijdstip en een contractueel volume. Afhankelijk van de contractuele basis kan de bediener van de virtuele energiecentrale de leden in zijn pool vrij verzoeken om tegen een vooropgestelde prijs zijn profiel aan te passen of kan een participant rechtstreeks worden geactiveerd tegen een vooraf vastgelegde prijs. In dit laatste geval volgt de VPP-operator een rangorde van deelnemers volgens de marginale activeringsprijs om zijn kostenoptimum te waarborgen. Bij vrije keuze wordt een aanbieding gelanceerd en dient de eindgebruiker zijn eigen optimum te berekenen om al of niet op het voorstel in te gaan.

Samengevat heeft dit verdienmodel als doel om toegevoegde waarde te creëren voor prosumenten vanuit hun bereidheid om deel te nemen aan een VPP, zie de overzichtstabel 3.6. Het resultaat is een efficiënter gebruik van eigen productie en verschuivingen in verbruik op advies van een VPP-operator. Extra inkomsten zullen voor het grootste deel gegeneerd worden door energiesurplussen te verkopen op de energiemarkt en vraagsturing toe te passen. De rol van de ESCO ligt in dit model terug in lijn met de ander scenario's, nl. bijdrage leveren in het hertekenen van het verbruik zodat het profiel overeenstemt met wat de VPP-operator oplegt. Hoewel er wordt van uitgegaan dat de prosumant zelf eigenaar is van productie-installatie, kan het model ook toegepast worden in geval de eigendomsrechten zich bij de energieservicebedrijven bevinden.

Tabel 3.6: Verdienmodel 6: Congestiemanagement

Actoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument</li> <li>• ESCO: Storage-operator</li> <li>• VPP-operator</li> <li>• DSO</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbruik, opbrengst en opslag (prosument)</li> <li>• Lokaal energiemanagement (ESCO)</li> <li>• Energiedistributie (netbeheerder)</li> <li>• Aggregatordiensten (VPP-operator)</li> </ul>
Waardecreatie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Efficiënt inplannen van verbruik, productie en opslag</li> <li>– Verhogen marktparticipatie via expliciete vraagsturing</li> </ul> </li> <li>• ESCO                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Verhogen van stuuracties bij netgebruikers</li> </ul> </li> <li>• DSO                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Reduceren van netcongestie met snelle actoren</li> <li>– Uitstellen van investeringen door flexibiliteitstoename</li> </ul> </li> <li>• VPP-operator                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Dienstverlening en marktmechanismen</li> <li>– Efficiënt inzetten van beschikbare middelen</li> </ul> </li> </ul>



Figuur 3.13: Verdienmodel 6 - VPP uitbaten

**Verdienmodel 7: Arbitrage door impliciete vraagsturing**

Energieleveranciers kunnen via dynamische prijszetting hun portfolio balanceren. Deze manier wordt in tegenstelling tot actieve vraagsturing als een impliciet balansmechanisme beschouwd. De uitkomst blijft echter dezelfde, nl. een gewijzigd verbruikspatroon van zijn klantengroep. Het verdienmodel wordt dus inherent gekoppeld aan de efficiëntie van lokale sturing, zie Figuur 3.14. Er wordt van uitgegaan dat de leverancier geen beroep doet op derde partijen om zijn portfolio te balanceren en evenwicht enkel via prijsmechanismen wordt bereikt. De leverancier neemt dus zelf de rol van VPP op. Het verbruiksvolume moet dus m.b.v. dynamische tarieven (ToU, real-time pricing of critical-peak pricing) overeenstemmen met het gereserveerd volume op de groothandelsmarkt.

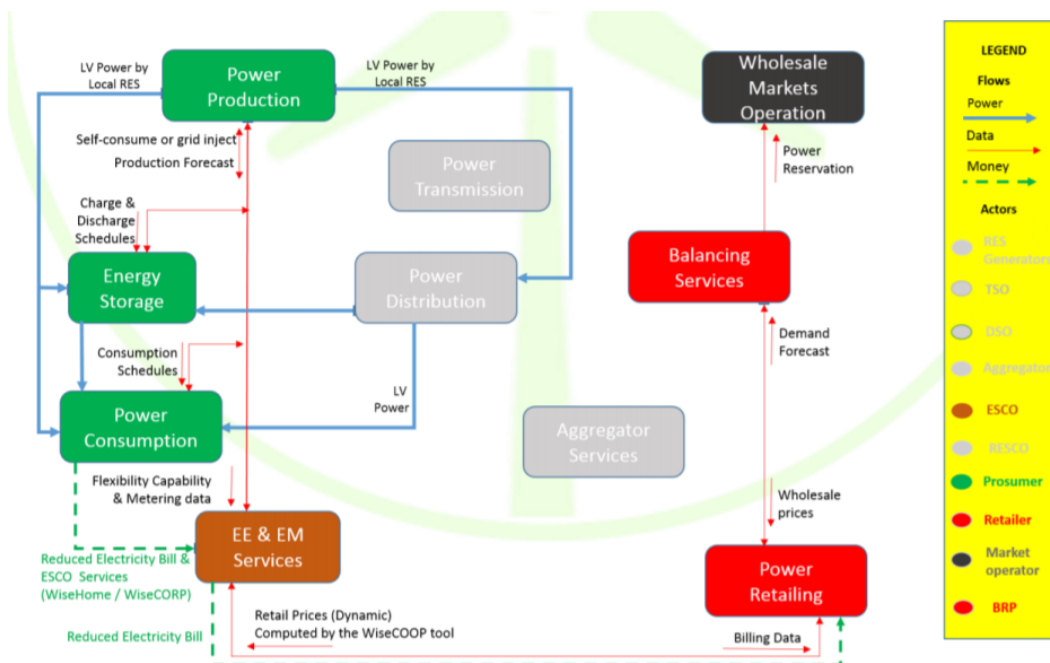
Gesteld dat de voorspelling van de leverancier betreffende het verbruik van zijn klantengroep niet accuraat genoeg was en een te klein volume reeds werd gereserveerd op de day-ahead markt. In dit geval treedt een negatieve onbalans op en is de leverancier als BRP genoodzaakt om actie te ondernemen. De leverancier kan een bijkomend volume aankopen op de intra-day markt tegen volatiele prijzen of een boete betalen aan de TSO a rato van zijn onbalans. Indien de leverancier zijn doelgroep dynamische prijzen oplegt die deze boete incalculeren, ontstaat mogelijks een gedragsverandering in zijn portfolio waardoor het verbruiksvolume terug in evenwicht komt. De exacte prijszetting voor gedragsverandering is afhankelijk van psychosociale karakteristieken van de eindverbruikers. Stapsgewijs kan de leverancier hiervoor zelflerende algoritmes aanwenden en bovendien kan een individuele of collectieve klantbenadering frequenter toegepast worden. De prijssensitiviteit van diverse types eindverbruikers kan immers zeer sterk verschillen i.f.v. hun comfortkeuze.

Het businessmodel biedt eigenaars van opslag een uitgelezen kans om de benutting van de batterij te verhogen. Prosumenten kunnen ook consistent dynamische prijzen afwegen als injectie in het net eerder aangewezen is t.o.v. zelfvoorziening. Uiteindelijk blijkt duidelijk dat meerdere partijen een verbruiksplanning kunnen voorstellen aan prosumenten, waardoor de eindgebruiker zal moeten afwegen welk model het meest oplevert. Het grote verschil met de voorgaande modellen is dat het impliciete kader vanwege het feit dat er geen noodzaak is om een specifiek volume te reserveren. Dynamische prijzen moeten bij voorkeur geïntegreerd worden in het verdienmodel van de ESCO. De prosument kan bijv. niet altijd ingaan op de dynamische tarieven waardoor de boete vervat zit in zijn factuur. Feitelijk betaalt de eindgebruiker dan mee aan de voorspellingsfout van zijn patroon. Indien de ESCO dit niet zou opnemen in zijn aansturing, kan de eindgebruiker dus inkomsten verliezen. In het ideale geval maakt de ESCO dus een sensitiviteitsanalyse op van eindgebruikers en worden bij voorkeur de prosumenten ingezet. Tabel 3.7 geeft een overzicht van de verschillende waardecreatie voor dit verdienmodel naargelang de participerende actoren.



Tabel 3.7: Verdienmodel 7: Arbitrage door impliciete vraagsturing

Actoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument</li> <li>• ESCO: Storage-operator</li> <li>• Leverancier</li> </ul>
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbruik, opbrengst en opslag (prosument)</li> <li>• Lokaal energiemanagement (ESCO)</li> <li>• Energieverkoop (leverancier)</li> </ul>
Waardecreatie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosument                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Optimale contracten onderhandelen met leverancier</li> <li>– Interne energievalans optimaliseren i.f.v. de marktprijs</li> <li>– Verhogen marktparticipatie via impliciete vraagsturing</li> </ul> </li> <li>• ESCO                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Verhogen van stuuracties bij netgebruikers</li> <li>– Vergelijken van inkomstenmodellen voor netgebruikers</li> </ul> </li> <li>• Leverancier                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Portfolio management door impliciete vraagsturing</li> <li>– Reduceren van netcongestie met snelle actoren</li> <li>– Uitstellen van investeringen door flexibiliteitstoename</li> </ul> </li> </ul>



Figuur 3.14: Verdienmodel 7 - Impliciete vraagsturing

### 3.3 Een voorbeeldproject

Stedin, een Nederlandse distributienetbeheerder, anticipeerde reeds in 2014 met een proeftuin genaamd ‘Energieproject Hoog Dalem’ op de meest courante vragen die gelinkt zijn aan de energietransitie. In de woonwijk Hoog Dalem werden met een consortium proactieve woningen gecreëerd die actief hun energiebeheer in handen nemen. Elke huis gebruikt een warmtepomp en diverse eigenaars beschikken onder meer over lokale PV-panelen en/of thuisbatterijen met het idee om een antwoord te formuleren op onderstaande vragen:

- Wat is de impact op het elektriciteitsnet van het overgaan op elektrisch verwarmen en het lokaal opwekken van elektriciteit?
- Hoe kunnen accu’s in combinatie met een slimme sturing de nadelige impact op het net minimaliseren?
- Kan het Universal Smart Energy Framework (USEF) een rol spelen in de sturing van vraag en aanbod in de wijk?
- Hoe kijkt de bewoner aan tegen de veranderingen waarmee hij in een slim energiesysteem wordt geconfronteerd?

Verder werd ook gefocust op shared profit naast de klassieke individuele benadering van netverbruikers. De aggregatie van huiseigenaars biedt immers de nodige inzichten voor een goede dimensionering van dergelijke laagspanningsnetten. Ook de opportuniteit van flexibiliteit a.d.h.v. thuisbatterijen werd onderzocht in het kader van USEF. Niet alleen technische aspecten kwamen aan bod, maar ook werden bewoners bevraagd naar hun drijfveer om al dan niet deel te nemen aan de community.

Concreet konden 30% van de inwoners of 42 huishoudens worden overtuigd om deel uit te maken van een LEC. Enkele verdienmodellen of tenminste een afgeslankte versie komen aan bod. Een eerste omvat zelfvoorziening door PV-panelen bij een deel van de netgebruikers. Een fractie van hen bezit zelf een batterij om de zelfvoorziening te verhogen. Gemiddeld hebben zij op jaarbasis 793 kWh opgeslagen en later zelf terug aangewend. Ook hadden een aantal huishoudens geen zonnepanelen, maar wel een batterij om aan prijsarbitrage te doen. Zij konden ’s nachts energie goedkoop laden aan daltarieven en overdag gebruiken. Momenteel bestaat nog geen positieve businesscase voor opslag, zowel bij verhoogde zelfvoorziening als bij arbitrage. De reden hiervoor is het salderingsprincipe in Nederland, de nog steeds hoge investeringskost voor batterijen en een gering verschil tussen piek- en daltarieven.

#### 3.3.1 Projectbeschrijving

Onderstaande Figuur (3.15) beschrijft de participatiemogelijkheden van de LEC. Er werd niet gekozen om een centrale batterij op wijkniveau te plaatsten omdat er initieel geen draagvlak was. Het in-home systeem is een smart start mechanisme waarbij de vaatwasser en wasmachine een commando krijgen om op te starten en het verbruiksprofiel te verschuiven. Als referentiegroep werden enkele passieve participanten gezocht zonder stuurbaar verbruik. Deze groep dient als basis om de impact op de actieve leden kwalitatief te interpreteren [10].

Propositie	Technische kenmerken	Aantal deelnemers
Zon in mijn huis	PV-systeem + in-home systeem + accusysteem	24
Bewaar mijn zon*	PV-systeem + in-home systeem + (buurtaccu)	0
Nacht overdag	In-home systeem + accusysteem	8
Referentiegroep	Alleen een slimme meter	10

Figuur 3.15: Profielen LEC

Het EMS-systeem werd eerst stand-alone gestest om de eigen woning te optimaliseren. Daarna werd het USEF-protocol geïmplementeerd voor een community gebaseerde sturing. Concreet worden de batterijen voorzien van een toestandsbewaking voor het leveren van flexibiliteit. Wanneer flex wordt gevraagd, wordt in dit geval voorrang gegeven aan de opportuniteit en niet aan het huishouden.

### 3.3.2 Analyse en resultaten

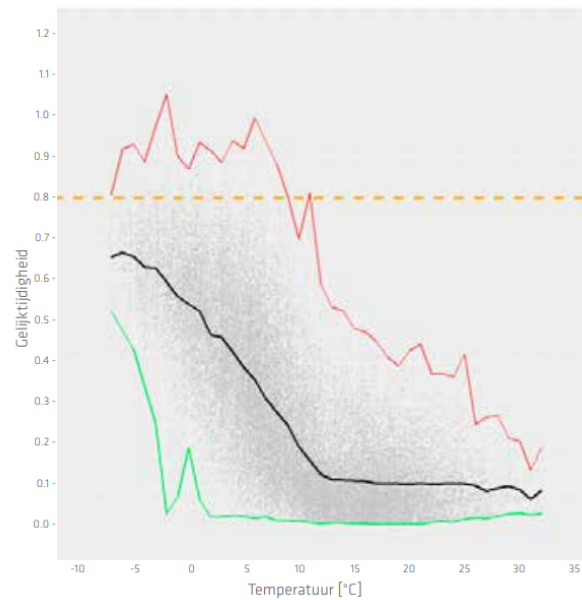
De analyse werd opgedeeld in twee delen, nl. de impact op het netwerk en de werking van USEF.

#### 1) Impact op het netwerk

Veelal wordt beweerd dat een goede verdeling van PV-installaties over de windrichtingen bevorderlijk is om de piekbelasting te reduceren. In het tussenseizoen blijkt vooral de som van de pieken (gelijktijdigheid niet in acht genomen) niet gelijk te zijn aan de piek van de sommen (gelijktijdigheid in acht genomen). Uit de proeftuin blijkt dit geen navenante impact te hebben op de dimensionering van het net, gezien in de zomer de piek van Oost-, Zuid- en Westgerichte installaties quasi samenvalt. Het procentuele verschil van gelijktijdige en ongelijktijdige pieken bedraagt ong. 1% op een zomerdag. Als conclusie dient de spreiding niet ingerekend te worden om de netbelasting te verbeteren. Evenwel kan een gelijkmatige verdeling een positief effect hebben op de zelfvoorzieningsgraad, maar dit werd in deze proeftuin niet toegelicht.

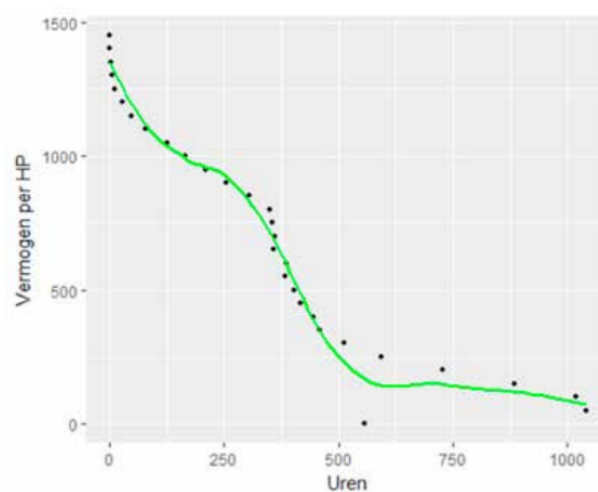
Warmtepompen werden in het bijzonder bestudeerd, vooral om hun gelijktijdigheidsfactor voor netontwerp en lastduurwerking. Toestellen - al dan niet modulerend - nemen niet op elk ogenblik hun maximale vermogen op en daarop mag de netbeheerder de impact van een geaggregeerde groep warmtepompen met een factor reduceren. Figuur 3.16 geeft de gelijktijdigheid i.f.v. de buitentemperatuur weer. De groene lijn geldt als minimumwaarde, zwart als gemiddelde en de rode lijn als maximumwaarde. Tussen  $-10^{\circ}\text{C}$  en  $10^{\circ}\text{C}$  neemt de gelijktijdigheid lineair af en in worst case ( $-10^{\circ}\text{C}$ ) kan een gemiddelde gelijktijdigheid van

0.8 aangenomen worden als richtwaarde. Uit de gemeten periode blijkt trouwens dat slechts 0.6% van de tijd deze waarde wordt overschreden.



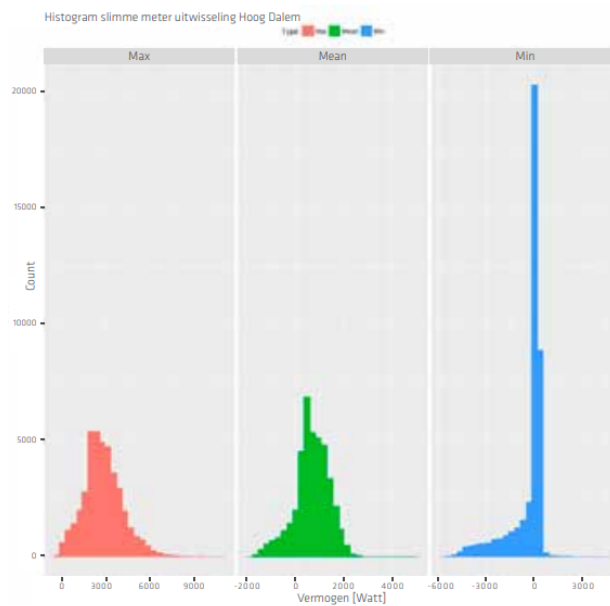
Figuur 3.16: Gelijktijdigheidsfactor

Uit de meetcampagne blijkt tevens dat de piekduur van een warmtepomp vrij beperkt is, zoals de jaarbelastingcurve Figuur 3.17 het aantoont. Hierop is te zien hoe frequent een bepaald vermogen gevraagd wordt.



Figuur 3.17: Duurcurve WP

Het geaggregeerd gedrag van woningen is een interessant onderzoekstopic en werd ook in deze proeftuin belicht. Alle participanten gaven toestemming om hun digitale meterdata zijnde het minimum, gemiddelde en maximum kwartiervermogen over de periode van 01-01-2016 t.e.m. 16-03-2017. De bijhorende histogrammen (Figuur 3.18) worden hieronder weergegeven en presenteren hoe frequent welke waarde werd opgemeten. Dit bezorgt de netbeheerder info omtrent het verschil tussen de beschikbare capaciteit en de effectief gebruikte capaciteit. Het gemiddelde histogram geeft het geaggregeerde gedrag weer en komt veelal tussen 1 en 1.5 kW te liggen. Het maximum overschrijdt dan weer zelden de 10 kW grens en de minimumwaarde gaat tot  $-6$  kW. Dit biedt inzicht voor vermogensplanning (cfr. capaciteitstarief) en kan gebruikt worden om de impact van de EV-uitrol in te schatten.



Figuur 3.18: Duurcurve WP

## 2) USEF-werking

In het proefproject wordt opslag voor verhoogde zelfvoorziening beschouwd als een verschuifbare belasting. Voor de batterij-eigenaars die aan dag-nacht arbitrage doen wordt de batterij beschouwd als een verschuifbare generator. Elke batterij wordt echter maar voor dit doel gebruikt en dit blijkt niet effectief te zijn. Het doel was eerder om het USEF-protocol te beproeven. Daar USEF sterk op voorspellingen berust, wat in deze case simplistisch werd vervangen door historische datasets van de referentiegroep (verbruik), PV-GIS (opbrengst) en Wunderground (weerdata). Aangezien geen werkelijke congestie optrad, werd gebruik gemaakt van fictieve congestiegrenzen.

Uit de proeftuin blijkt USEF effectief werkt, waarbij de ‘plan’, ‘validate’ en ‘operate’ acties aan de verwachting hebben gedaan. Een flexibiliteitsverzoek leverde bijna telkens een aanbod van flex op, gevolgd door een verzoek om de betreffende flex te leveren. Wanneer een flexrequest onbeantwoord bleef, bleek dit veroorzaakt te zijn door de onbeschikbaarheid van

flex bij de aggregator. Als kantekening dient wel gesteld te worden dat het flexvolume in de proeftuin te beperkt was. De geaggregeerde piek in de wintermaanden liep al snel op tot 60 kW, terwijl de opslag maar 6 kW kon ontladen. Verder bleken goede voorspellingen geen evidentie. De vereenvoudigde benadering bleek niet accuraat genoeg op wisselvallige dagen.

### 3.3.3 Conclusies

Enkele algemene conclusies uit het hoofdstuk:

- De dakoriëntatie en in het algemeen de schikking van de PV-panelen heeft nauwelijks invloed op de piekbelasting veroorzaakt door RES op feederniveau.
- De gelijktijdigheid van groepen warmtepompen werd vastgelegd op 0,8 voor netontwerp.
- In Nederland werd recent een aanpassing gedaan de gelijktijdigheidscriteria van woningen. Het ontwerpcriterium is nu 4 kW gelijktijdig per woning. Op de site van Hoog Dalem bleek het gemiddeld gemeten gelijktijdig piekvermogen zich tussen de 1 kW en 1.5 kW te situeren. Deze marge biedt dus nog mogelijkheid voor een verhoogde benutting bijv. door elektrisch laden.
- De opslagcapaciteit van de accusystemen bleek te klein en moet herbekeken worden.
- De USEF-handleiding incl. bijhorende deelprocessen van ‘plan’, ‘validate’ en ‘operate’ voldoen aan de verwachtingen. Wanneer flexibiliteit wordt verzocht is er meestal een aanbod van flex en kan dit geleverd worden. Het volume was echter te klein om significant congestiemanagement te voorzien.
- De deelnemers willen goed geïnformeerd zijn over de voortgang, het technisch nut en de financiële insteek. Het wordt dus belangrijk de inkomstenstromen continu te monitoren.

# Bibliografie

- [1] Energyville, “LOWRES; Towards a sustainable energy supply in cities,” tech. rep., Energyville, 2018.
- [2] FLUX50, “Microgrid services for local energy communities,” 2018.
- [3] European Commission, “Energy Service Companies,” 2016.
- [4] Bleyl, Jan W. and Bareit, Markus and Casas, Miguel A. and Coolen, Johan and De Bruyn, Benjamin and Hulshoff, Albert and Mitchell, Sarah and Robertson, Mark, “Building deep energy retrofit: Using dynamic cash flow analysis and multiple benefits to convince investors,” *Energy Efficiency*, vol. 12, 2018.
- [5] FLUX50, “Incorporating Multiple Project Benefits into Life-Cycle Cost-Benefit Analyses of Deep Energy Retrofits in Office Buildings,” 2018.
- [6] L. Vanstraelen, “EPC Financing in practice,” 2018.
- [7] M. Wirtz, “De wondere wereld van crowdfunding,” 2017.
- [8] REScoop, “Handbook on Investment schemes for REScoop projects,” tech. rep., RESCOOP 20-20-20, 2014.
- [9] WISEGRID, “Legislation, business models and social aspects,” tech. rep., WISEGRID: Wide scale demonstration of Integrated Solutions for European SmartGrid, 2017.
- [10] Stedin, “Energieproject hoog dalem: beschrijving, analyse en resultaten,” tech. rep., Consortium Hoog Dalem, 2017.





## Hoofdstuk 4

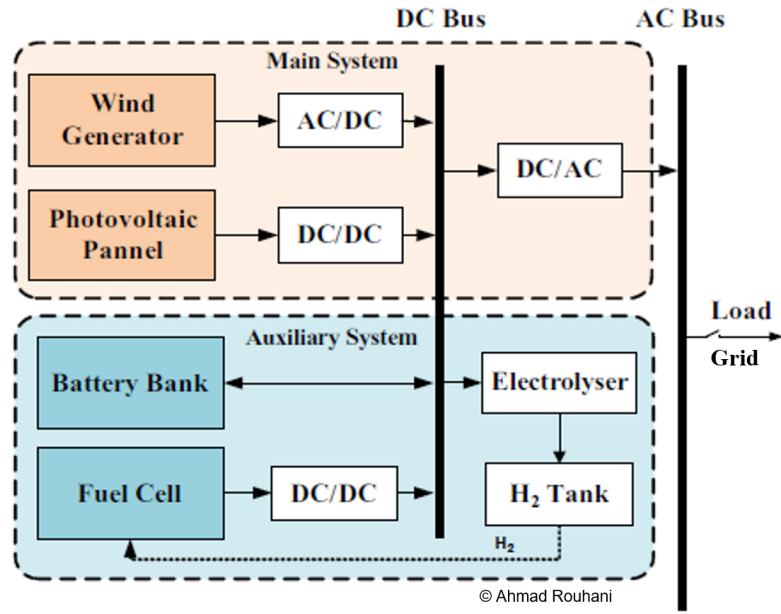
# Optimalisatietechnieken voor energievraagstukken

### 4.1 Intro

Het onderzoeksproject kaart vaak het begrip “optimalisatie” aan en dit wordt nu concreet uitgewerkt. In verschillende technologische domeinen wordt onafhankelijk van de specifieke context vaak dezelfde vraag gesteld: wat is de beste manier om een bepaald doel te bereiken? Zo ook bij energietoepassingen. De ontwikkeling van een hybride energievoorziening confronteert (zie Figuur 4.1) de ontwerper ook met de deze problematiek. Zijn vraagstelling kan immers nog concreter vertaald worden naar de volgende deelvragen:

- Wanneer zijn opkomende technologieën zoals hernieuwbare bronnen en opslag interessant?
- Wat is de ontwerp grootte van elke systeemcomponent in de vorm van het kenplaatvermogen en energievolume?
- Welke randvoorwaarden in het gebruik van elke technologie moeten in rekening gebracht worden?

Kortom, het optimaal ontwerpen van een gedistribueerd energiesysteem is geen sinecure. Gelukkig bestaan er op de dag van vandaag reeds heel wat technieken om dergelijke vraagstukken op te lossen. Dit hoofdstuk geeft wat achtergrond aan de ontwerper hoe optimalisatietechnieken kunnen toegepast worden. De casus wordt hier heel algemeen uitgewerkt door de zoektocht aan te vatten van de optimale energiemix. Daartoe behoren het klassieke distributienet, hernieuwbare bronnen en opslagsystemen, welke specifieke technologie dit ook moge zijn.



Figuur 4.1: Bouwstenen van een gedistribueerd energiesysteem [1]

## 4.2 Optimalisatie

Bij wijze van korte introductie dient enige woordenschat te worden benadrukt die frequent wordt toegepast in de literatuur:

- Decision variables (= beslissingsvariabelen): variabelen die de ontwerper wenst te optimaliseren, zoals bijv. het aantal geïnstalleerde panelen, het aantal windturbines op een site, het opslagvolume van een batterij. Dit kan nadien gespiegeld worden aan de nominale ontwerp grootte in de vorm van een kenplaatvermogen of energievolumes in geval van opslag.
- Decision vector (= beslissingsvector): samenvattende dimensioneringslijst, bestaat uit alle beslissingsvariabelen. Dit omvat elke dimensionering waarnaar de ontwerper op zoek is.
- Constraints/criterions (= beperkingen): specifieke regels en limieten die gebonden zijn aan het gebruik van de technologie bijv. de laad- en ontladbepalingen van een batterij, de beschikbare ruimte voor de installatie enz.
- Objective function (= kost- of doelfunctie): een wiskundige formulering die alle systeemcomponenten vertaalt naar een kwantitatieve kost, al dan niet uitgedrukt in valuta, uiteraard a rato van de grootte van de beslissingsvariabelen. Als algemene doelstelling dient deze functie geoptimaliseerd te worden door - afhankelijk van de context - een minimum of een maximum af te leiden.
- Multi-criterion objective function: een doelfunctie die onderworpen is aan meerdere beperkingen. Gezien een energiemix bestaat uit meerdere systeemcomponenten, zullen

meerdere beperkingen vanzelfsprekend zijn. Enkele vaak voorkomende voorbeelden:

- Loss of power supply probability (LPSP): procentuele maatstaf voor de tijd dat het energiesysteem niet in staat is om zelfvoorzienend te werken en bijgevolg beroep zal doen op het distributienet. De LPSP is dus de inverse van de zelfvoorziening en wordt geprefereerd in de literatuur. Beide parameters representeren de nood aan het distributienet.

$$LPSP = 100 \frac{\sum E_{grid}}{\sum E_{tot}} \quad (4.1)$$

met:

$$\begin{aligned} E_{grid} &= \text{afgenomen energie van het distributienet} \\ E_{tot} &= \text{totaal energieverbruik van de eindgebruiker(s)} \end{aligned}$$

- Utilization/capacity factor (CF): verhouding van het gemiddeld benodigde vermogen van de eindverbruiker(s) t.o.v. het nominaal vermogen van de netaansluiting, ook wel benuttingsfactor genoemd. Hoe groter de benuttingsgraad, des te beter de piek tot basislastverhouding zal zijn en des te goedkoper de netwerkkosten.

$$CF = \frac{P_{avg}}{P_{grid,max}} \quad (4.2)$$

met:

$$\begin{aligned} P_{avg} &= \text{gemiddeld belastingsvermogen} \\ E_{tot} &= \text{aansluitingsvermogen aan netzijde} \end{aligned}$$

- Renewable Energy Share (RE): verhouding van de opgewekte energie uit hernieuwbare bronnen t.o.v. het verbruik.

$$RE = \frac{E_{RES}}{E_{tot}} \quad (4.3)$$

met:

$$\begin{aligned} E_{RES} &= \text{geproduceerde hernieuwbare energie} \\ E_{tot} &= \text{totaal energieverbruik} \end{aligned}$$

- Total energy loss by curtailing (TEL): verhouding van de lokaal niet benutte hernieuwbare energie t.o.v. de totaal opgewekte hernieuwbare energie. Een begrenzing van deze parameter vermijdt overdimensionering van hernieuwbare en voorkomt overmatige injectie.

$$TEL = \frac{E_{injectie}}{E_{RES}} \quad (4.4)$$

met:

$$\begin{aligned} E_{injectie} &= \text{geïnjekteerde energie in het distributienet} \\ E_{RES} &= \text{geproduceerde energie d.m.v hernieuwbare bronnen} \end{aligned}$$

- Difference between power en energy storage capability (TELSUB): verhouding van resterend verbruik na toevoeging van hernieuwbare bronnen en het ontwerpvermogen van energieopslag. Een begrenzing van deze parameter bevordert het gebruik van lange termijn energieopslag en reduceert de toename van injectie (TEL).

$$TELSUB = \frac{\sum P_{verbruik} - \sum P_{RES}}{P_{ESS}} \quad (4.5)$$

met:

$$\begin{aligned} P_{verbruik} &= \text{balastingsvermogen} \\ P_{RES} &= \text{nominaal vermogen van hernieuwbare bronnen} \\ P_{ESS} &= \text{nominaal vermogen van energieopslag} \end{aligned}$$

- SoC grenzen bijv. het toepassen van depth of discharge bij batterijtechnologieën.
- Praktische beperkingen op het volume van opslag, het maximum aantal PV-panelen omwille van beperkte ruimte en oppervlakte.
- Een zeer belangrijke beperking is de systeembalans: de som van alle bronnen (eigen productie, afname vanuit het net, injectie uit een opslagmedium) moet uiteraard gelijk zijn aan afname (verbruiksprofiel en accumulatie van overschotten in een opslagmedium)

Een optimalisatieprobleem oplossen omvat een zoektocht naar de juiste keuze van de beslissingsvariabelen om finaal een optimaal beoogd ontwerp te bekomen. De dimensionering van de systeemcomponenten wordt in deze fase vastgelegd. Tegelijk wordt voldaan aan alle praktische beperkingen met betrekking tot de te integreren componenten. Daarom wordt deze stap ook de CAPEX optimalisatie genoemd. Gezien nog niets daadwerkelijk geïnstalleerd werd, moet op voorhand de meest ideale omvang van elke component gekozen worden. De doelfunctie moet zodanig worden gedefinieerd dat een minimum aan kosten en een maximum aan betrouwbaarheid wordt bereikt. De dimensionering gebeurt doorgaans op basis van een verbruikskarakteristiek van de afnemer(s), bij voorkeur een jaarprofiel met hoge resolutie zoals kwartiergegevens. De tijdsprofielen van de beslissingsvariabelen worden vele malen geëmuleerd met telkens een andere nominale waarde, zijnde het maximum van de tijdreeks. Uiteindelijk zal van elke systeemcomponent de meest geschikte tijdreeks uit de simulatie komen en wordt elk maximum van deze tijdreeks beschouwd als de nominale dimensioneringswaarde. [2]

Wat na het vastleggen van de beslissingsvariabelen in de ontwerpfase? In de vorige paragraaf werd CAPEX optimalisatie reeds uitgelegd. Eens de dimensionering op basis van een referentiejaar een feit is, opent zich een nieuw optimalisatieprobleem waarbij de verschillende systeemcomponenten met een setpoint moeten aangestuurd worden. Dit behuist een real-time controlestrategie in een EMS-controller die de dispatch van de meest geschikte referenties continu berekent. De controller houdt dan rekening met ogenblikkelijke informatiestromen, zoals marktinfo en weersvoorspellingen, aangevuld met historische gegevens over het lastprofiel en opgemeten opbrengsten uit gelijkaardige periodes. Dit wordt de fase van OPEX optimalisatie genoemd. Verdere beschouwingen zijn louter uitgewerkt ter optimalisatie van de dimensionering.

### 4.2.1 Kostfunctie

Het opstellen van de kost- of doelfunctie vormt één van de voornaamste stappen in het definiëren van het optimalisatieprobleem. Uiteindelijk worden alle systeemcomponenten gelinkt aan elkaar via deze kostfunctie en de energiebalans (hoofdconstraint). De kostfunctie specificeert van elke technologie de investeringskost (CAPEX) en de operationele werking (OPEX). Doorgaans worden deze kosten geannualiseerd naar één referentiejaar zodat een equivalente systeemkost kan worden afgeleid voor dit referentiejaar. Variaties in elke beslissingsvariabele van de beslissingsvector wijzigen de uiteindelijke systeemkost, waardoor verschillende resultaten worden bekomen. Het is de taak van het optimalisatiealgoritme om zo snel mogelijk de optimale invulling van de beslissingsvector te vinden die de kostfunctie naar een globaal minimum brengt.

Het resultaat van de optimalisatie, zijnde de minimale systeemkost voor het referentiejaar, kan dan vertaald worden naar financiële indicatoren voor beslissingsnemers. Zo vertaalt de optimalisatie zich uiteindelijk volgens de noden van de eindgebruiker als:

- een minimalisatie van de netto actuele waarde (Netto present value NPV)
- een maximalisatie van de winstgevendheidsindex (verhouding NPV/investeringskost)
- een minimalisatie van de gewogen gemiddelde energiekost (Levelized Cost Of Energy LCOE)
- een maximalisatie van de interne rendementsgraad (Internal Rate of Return IRR)

Onderstaand een voorbeeld van de netto actuele waarde voor een referentiejaar:

$$NPV = RES_{capex} + RES_{opex} + opslag_{capex} + opslag_{opex} + net_{capex} + net_{opex} - rest \quad (4.6)$$

met:

$TPV$	= totale actuele waarde van alle systeemcomponenten voor één referentiejaar
$RES_{capex}$	= geactualiseerde investerings- en installatiekost van hernieuwbare bronnen
$RES_{opex}$	= geactualiseerde onderhoud- en werkingskosten van hernieuwbare bronnen
$opslag_{capex}$	= geactualiseerde investerings- en installatiekost van energieopslag
$opslag_{opex}$	= geactualiseerde onderhoud- en werkingskosten van energieopslag
$net_{capex}$	= geactualiseerde investerings- en installatiekost van het distributienet
$net_{opex}$	= geactualiseerde energie- en distributiekosten gelinkt aan de eindfactuur
$rest$	= geactualiseerde geschatte restwaarde bij einde levensduur

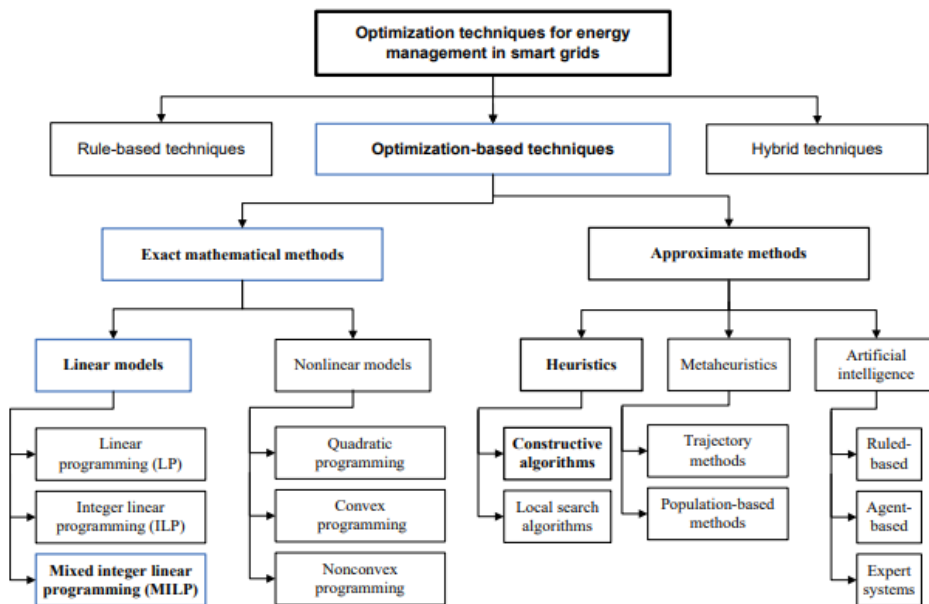
### 4.2.2 Gewogen criteria

Het toekennen van beperkingen vormt eveneens een belangrijk onderdeel in het optimalisatieproces. Beperkingen bepalen immers de beweegruijnte van het algoritme en sturen het finaal resultaat in een richting. Het instellen van randvoorwaarden gebeurt bij voorkeur stapsgewijs om de invloed van elke begrenzing in te schatten op het resultaat. Dit omvat dan feitelijk een sensitiviteitsanalyse die heel wat inzicht kan verschaffen over de impact van een randvoorwaarde op het finale systeem. De optimalisatie wordt doorgaans stapsgewijs aangepakt. Aanvankelijk worden TEL, TELSUB en LSPS niet opgenomen als beperkingen. Het resultaat zal bijgevolg een puur economische insteek geven die rekening houdt met de

maximale beschikbare ruimte en volume voor hernieuwbare bronnen en opslag. Dit resultaat kan in een daaropvolgende stap nog subjectief gewijzigd worden door de ontwerper. De economische optimalisatie is immers maar het resultaat van de informatie die op vandaag gekend is. Door bijkomende begrenzingen zoals TEL, TELSUB en LPSP stelselmatig toe te voegen, kan de energiemix verschoven worden, cfr. het behalen van bijv. duurzaamheidscriteria of een opgelegd aandeel van eigen energievoorziening. Zo kan bijv. een extra investering in opslag een overdimensionering van hernieuwbare beperken en bijgevolg de injectiegraad positief beïnvloeden.

### 4.2.3 Optimalisatiemethodes

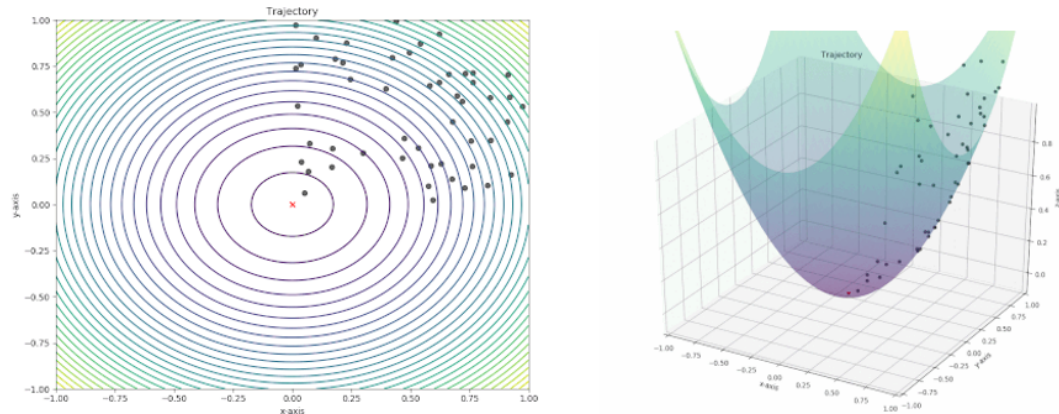
Er bestaan talloze optimalisatiemethodes, maar doorgaans worden combinaties van twee strategieën toegepast voor energiesystemen, Figuur 4.2.



Figuur 4.2: Overzicht van optimalisatietechnieken [3]

1. Benaderende methodes: steekproefgewijs zoeken naar een optimum onder de gegeven beperkingen en de opgestelde doelfunctie. De kans dat het globaal optimum wordt gevonden verkleint naarmate de omvang van het vraagstuk toeneemt. Er wordt onderscheid gemaakt tussen (meta)heuristische methodes en technieken die gebaseerd zijn op artificiële intelligentie. De essentie van deze methodes ligt in de kunst van het selectief zoeken in een deel van alle oplossingsmogelijkheden. Het bekomen resultaat wordt verondersteld voldoende accuraat te zijn in verhouding tot de gebruikte reken-capaciteit. Veel van deze methodes zijn immers gebaseerd op evolutietheorieën die afstammen uit de genetica. Veelal laat men het oplossingsdomein willekeurig doorzoeken door een populatie en wordt informatie-uitwisseling voorzien tussen generaties. Daarbij worden de beste resultaten doorgegeven aan de volgende generatie, waarop zij dan verder bouwen. Zo wordt een specifieke zoekfocus ontwikkeld die de rekeninten-

siteit ten goede komt. Gezien simulaties bij voorkeur niet oneindig lang op zich laten wachten, krijgen deze methodes de voorkeur bij zeer complexe problemen. Vrij vertaald komt dit neer op probleemstellingen met een groot aantal beslissingsvariabelen en tijdreeksen met hoge resolutie (kwartierbasis en kleinere intervallen), Figuur 4.3.

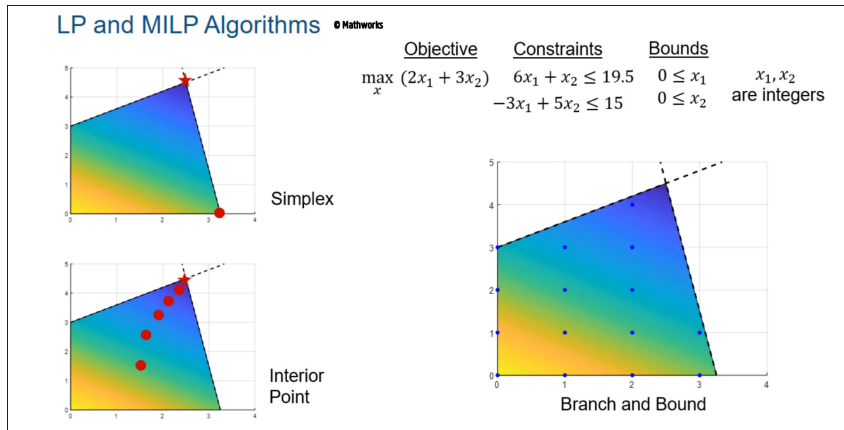


Figuur 4.3: Heuristische methodes [4]

2. Exact mathematische methodes: Alle oplossingsmogelijkheden worden getoetst, wat uiteraard de rekenintensiteit verhoogt. Er wordt onderscheid gemaakt tussen lineaire en niet-lineaire technieken:

- Doelfunctie en constraints zijn louter lineair: het optimum is enkel te vinden aan de grenzen van van een gebied dat wordt afgetekend door samengestelde beperkingen. Een lokaal optimum is tevens ook een globaal optimum.
- Niet-lineaire doelfunctie of constraints: het optimum is niet uitsluitend te vinden aan de de grenzen van de beperkingen. Een lokaal optimum is niet per definitie ook het globaal optimum. Niet-lineaire functies vormen daarom grotere uitdaging, Figuur 4.4.

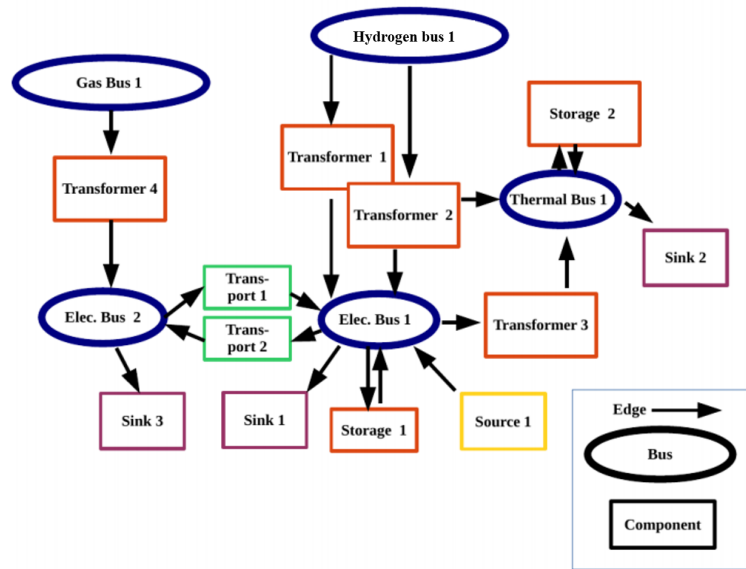
Een goed algoritme moet dus keuzes maken tussen enerzijds het doorzoeken van alle mogelijke oplossingen met een navenante berekeningstijd en anderzijds een gerichte efficiënte zoektocht met het risico om een lokaal i.p.v. een globaal optimum te vinden. De meeste tools maken gebruik van de exacte mathematische benadering. Een gekend voorbeeld daarvan is Homer, een commercieel beschikbare tool die werd ontwikkeld door het US National Renewable Energy lab. Als alternatief biedt de DER-CAM tool van het Berkeley Lab gelijkaardige functionaliteiten. Daarnaast biedt ook Mathworks een optimalisatiebibliotheek aan die geraadpleegd kan worden via haar programmeeropgeving Matlab. Binnen het kader van TETRA gaat de voorkeur uit naar open en vrij beschikbare tools voor de projectdoelgroep waarbij eenvoudig een kostenfunctie, eigen constraints en beslissingsvariabelen kunnen worden gemodificeerd.



Figuur 4.4: Exact mathematische methodes [5]

Daartoe werden ook enkele open source modellen van hybride systemen gescreend:

- micrOgridS: ontwerp van opslag in combinatie met PV;
- OpenDSS: powerflow simulatiemodel, vnl. op power quality gericht;
- Open Energy Modelling Framework (Oemof): generiek model ontwikkeld in het kader van het "Open Energy Modelling Initiative" met als voornaamste drijvers open source, open data en open science. Figuur 4.5 geeft een graafnetwerk weer, waarbij de bussen (netwerknodes) verbonden zijn d.m.v. (bidirectionele) flows.



Figuur 4.5: Graafnetwerk in Oemof [6]



# Bibliografie

- [1] A. Rouhani, H. Kord, and M. Mehrabi, "A Comprehensive Method for Optimum Sizing of Hybrid Energy Systems using Intelligence Evolutionary Algorithms," *Indian Journal of Science and Technology*, vol. 6, 2013.
- [2] H. Bakhtiari and R. A. Naghizadeh
- [3] M. Fady Y., "Optimization methods and energy management in smart grids," 2018.
- [4] Pyswarm - MIT licence, "PySwarms, an extensible research toolkit for particle swarm optimization (PSO) in Python," 2020.
- [5] Mathworks, "Linear programming: Solve Linear Optimization Problems," 2020.
- [6] Oemof, "Oemof solph," 2020.