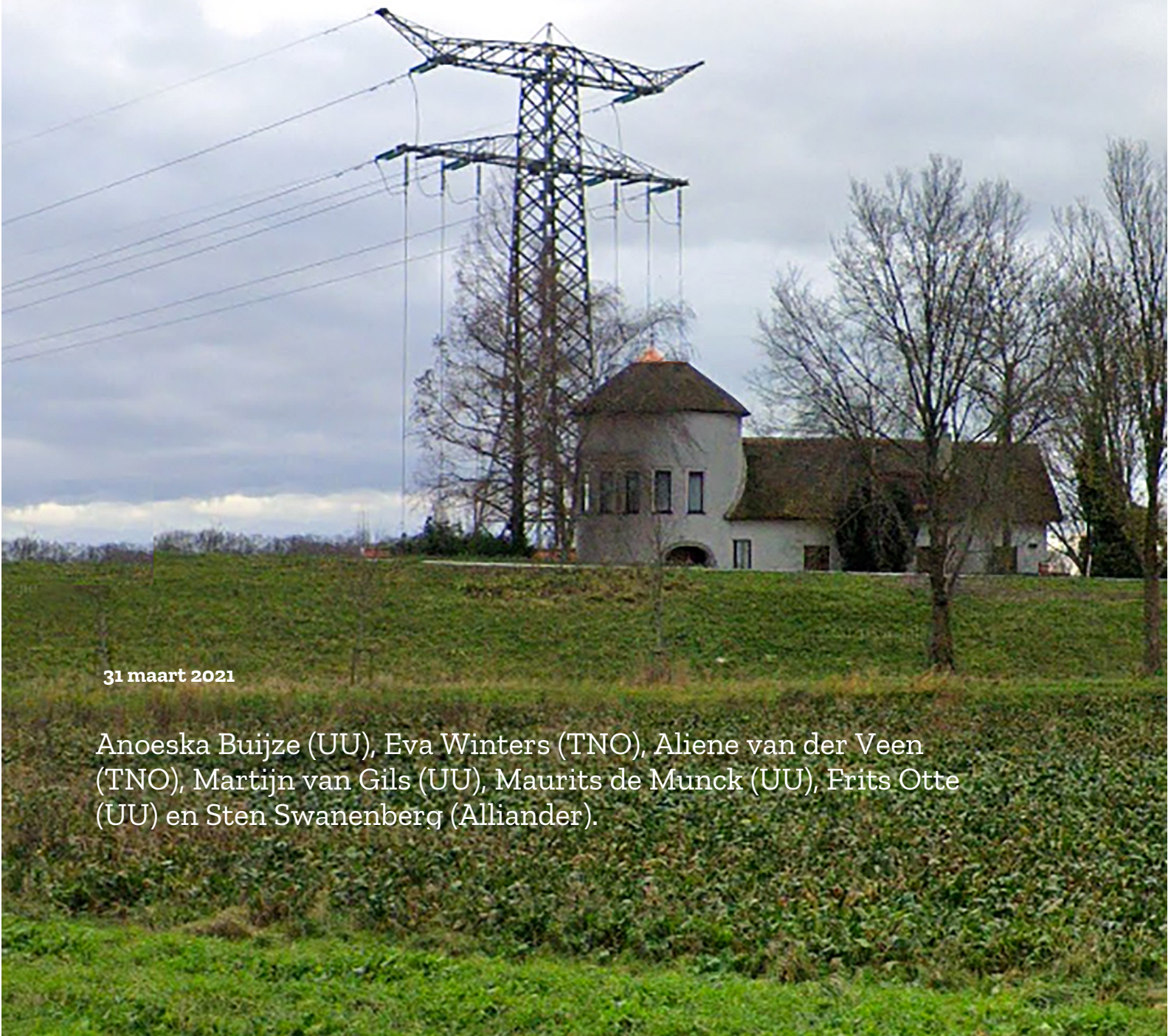




"Power to the People"

een onderzoek naar alternatieven voor de huidige
balans-onverantwoordelijkheid van kleinverbruikers



31 maart 2021

Anoeska Buijze (UU), Eva Winters (TNO), Aliene van der Veen (TNO), Martijn van Gils (UU), Maurits de Munck (UU), Frits Otte (UU) en Sten Swanenberg (Alliander).

Inhoudsopgave

DEEL A: “DOELSTELLINGEN, BELEID EN WETGEVING”	8
A.1. INLEIDING	9
A.1.1 ONDERWERP VAN DIT ONDERZOEK	9
A.1.2 ONTWIKKELINGEN	9
A.1.3 NIEUWE ROLLEN	10
A.1.4 LEESWIJZER	12
A.2. ‘STATE-OF-PLAY’ EN TOEKOMSTIGE ONTWIKKELINGEN VAN DE ELEKTRICITEITSMARKT IN NEDERLAND	13
A.2.1 DE NEDERLANDSE ENERGIEKETEN	13
A.2.2 DE LIBERALISERING	14
A.2.3 DIVERSE ELEKTRICITEITSMARKTEN	14
A.3. PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID	15
A.3.1 HET STELSEL VAN PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID	15
A.3.2 PV-HOUDERS	16
A.3.3 HET UITOEFENEN VAN PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID	18
A.3.3.1 <i>Het indienen en wijzigen van een extern commercieel handelsprogramma en energieprogramma</i>	18
A.3.3.2 <i>Goedkeuring van een energieprogramma door TenneT</i>	18
A.3.4 HET UITOEFENEN VAN PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID IN DE PRAKTIJK: EEN SCENARIO	20
A.3.5 PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID EN ONBALANS	20
A.3.6 PASSIEVE PROFIELEN EN DE ONBALANS	21
A.3.6.1 <i>Kleinverbruikers: passieve klanten</i>	21
A.3.6.2 <i>Meters</i>	22
A.3.6.3 <i>Bepalen van de onbalans</i>	22
A.3.6.4 <i>Kosten onbalans profielklanten</i>	23
A.3.6.5 <i>Geen onbalans voor profielklanten</i>	23
A.3.6.6 <i>Onbalans en zonnepanelen</i>	23
A.3.6.7 <i>Administratie aangeslotenen en energieverbruik</i>	24
A.4. KLEINVERBRUIKERS	25
A.4.1 INLEIDING	25
A.4.2 DE POSITIE VAN KLEINVERBRUIKERS IN HET RECHT	25
A.4.2.1 <i>Elektriciteitswet 1998 en Burgerlijk Wetboek 6 en 7</i>	25
A.4.3 ELEKTRICITEITSPRIJS EN REDELIJKE TARIEVEN	27
A.4.3.1 <i>Elektriciteit</i>	27
A.4.3.2 <i>Netkosten</i>	28
A.4.3.3 <i>Belastingen</i>	29
A.4.3.4 <i>Redelijke prijs</i>	29
A.4.3.5 <i>Redelijke voorwaarden</i>	30
A.4.3.6 <i>Andere relevante bepalingen uit Elektriciteitswet 1998</i>	31
A.4.3.7 <i>Conclusie kleinverbruikers in de wet</i>	32
A.5. EU-RECHT: BALANCERINGSVERANTWOORDELIJKE EN NIEUWE ROLLEN VOOR KLEINVERBRUIKERS	33
A.5.1 INLEIDING	33
A.5.2 VERANTWOORDELIJKHEID VOOR BALANCERING: WAT IS HET, EN WIE HEEFT HET?	35
A.5.3 DE ROL VAN KLEINVERBRUIKERS IN HET CEP: VERANTWOORDELIJK VOOR ONBALANS EN OF NIET	36
A.5.4 NIEUWE ROLLEN IN DE RICHTLIJN EN HUN VERANTWOORDELIJKHEDEN	37
A.5.4.1 <i>Actieve afnemers</i>	37
A.5.4.2 <i>Energiegemeenschappen</i>	38
A.5.4.3 <i>Zelfverbruikers van hernieuwbare energie</i>	39

A.5.4.4.	Conclusie.....	40
A.5.5	RECHTEN VAN EINDAFNEMERS.....	41
A.5.6	BESCHERMING VAN KLEINVERBRUIKERS IN HET EU-RECHT.....	44
A.6.	DE ONAFHANKELIJKE (VRAAGRESPONS-) AGGREGATOR.....	46
A.6.1	HET BELANG VAN DE AGGREGATOR VOOR DE ENERGIETRANSITIE.....	46
A.6.2	DE POSITIE VAN DE AGGREGATOR: STATUS QUO.....	47
A.6.3	EUROPEESRECHTELIJK KADER.....	49
A.7.	CONCLUSIES DEEL A.....	52
A.8.	SAMENVATTING.....	55
DEEL B.: MARKTEN & INNOVATIES.....		58
B.1.	INLEIDING.....	59
B.1.1	ACTOREN.....	59
B.1.2	MARKTEN, HANDEL EN PV.....	59
B.2.	GROOTHANDELSMARKTEN.....	61
B.2.1	BILATERAAL EN OTC.....	61
B.2.2	ENERGIEBEURZEN.....	61
B.2.2.1.	Forward & futures.....	62
B.2.2.2.	EPEX Spot (Day-ahead market).....	62
B.2.2.3.	EPEX Spot (Intra-day market).....	62
B.2.3	TOEGANKELIJKHEID.....	62
B.2.3.1.	Toegang tot de OTC-markt.....	63
B.2.3.2.	Toegang tot ICE ENDEX.....	63
B.2.3.3.	Toegang tot EPEX Spot en Intra Day.....	64
B.3.	RETAILMARKT.....	66
B.3.1	KLEINVERBRUIKERS.....	66
B.4.	ONBALANSMECHANISME.....	67
B.4.1	ALGEMENE OPZET.....	67
B.4.2	UITWERKING.....	67
B.4.3	AANBIEDEN VAN BALANCERINGSCAPACITEIT EN -ENERGIE.....	69
B.4.4	ACTIVEREN VAN BALANCERINGSENERGIE DOOR TENNET.....	70
B.4.5	DE ONBALANSPRIJSSYSTEMATIEK.....	71
B.4.5.1.	De biedladder.....	71
B.4.5.2.	De hoogste inzetprijs.....	71
B.4.6	ROL PV EN NIET-PV.....	72
B.4.7	TOEGANKELIJKHEID VOOR KLEINVERBRUIKERS.....	73
B.5.	ONTWIKKELINGEN EN INNOVATIES.....	74
B.5.1	FLEXIBILITEIT VOOR BALANSHANDHAVING EN CONGESTIEMANAGEMENT.....	74
B.5.2	RELEVANTE INNOVATIES.....	75
B.5.3	TIME OF USE PRIJZEN (REAL TIME PRICING).....	78
B.5.3.1.	Dynamische energieprijzen.....	78
B.5.3.2.	Impliciete en expliciete demand response.....	79
B.5.3.3.	Dynamische nettarieven.....	80
B.5.4	LAADREGIME THUISBATTERIJEN EN ELEKTRISCHE AUTO'S.....	80
B.5.4.1.	Slim laden.....	80
B.5.4.2.	Smart Charging TSE Urban Energy (Jedlix, Eneco en Sogeti).....	81
B.5.4.3.	Onbalansreductie door het ontsluiten en slim laden van elektrische auto's in de blockchain (TenneT en Vandebron).....	82
B.5.4.4.	Onbalansreductie door energy pooling e-boilers (PEEEKS BV en ENECO).....	82
B.5.4.5.	Crowdnett.....	82

B.5.4.6.	Jouw Energie Moment GO.....	83
B.5.4.7.	Jouw Energie Moment 2.0.....	83
B.5.5	LOKALE ENERGIE-INITIATIEVEN	84
B.5.5.1.	Huishoudens als energiebedrijf.....	84
B.5.5.2.	Lokale duurzame energie-initiatieven	84
B.5.5.3.	Aggregatie: gebundelde flexibiliteitsdiensten.....	85
B.5.6	PEER-TO-PEER DIENSTEN	86
B.5.6.1.	Afbakening Peer-to-Peer diensten.....	86
B.5.6.2.	Pilot Lochem en Hanzenet	86
B.5.6.3.	Pilot Jouliette.....	87
B.5.6.4.	Pilot Gorinchem.....	87
B.5.7	ONTSLUITING MARKTEN:	87
B.5.7.1.	Handelsplatform ETPA.....	87
B.5.7.2.	Toegang tot ETPA	87
B.5.7.3.	Balanceringsverantwoordelijkheid voor transacties op ETPA.....	88
B.5.8	CONGESTIEMANAGEMENT.....	88
B.5.9	INNOVATIE EN PROGRAMMA-VERANTWOORDELIJKHEID.....	88
B.6.	CONCLUSIES DEEL B.....	92
DEEL C.:	"VERKENNING ALTERNATIEVE PV-MODELLEN"	94
C.1.	INLEIDING	95
C.1.1	RELATIE MET ANDERE DEELKEN	95
C.1.2	METHODIEK.....	95
C.1.3	LEESWIJZER	95
C.1.4	ILLUSTRATIEVE VOORBEELDEN	96
C.2.	DE POSITIE VAN KLEINVERBRUIKERS (KVPV-METHODES).....	98
C.2.1	GEEN VERANTWOORDELIJKHEID.....	98
C.2.1.1.	Beschrijving 'Geen verantwoordelijkheid', maar socialisatie van onbalans van kleinverbruikers 98	
C.2.1.2.	Voordelen 'Geen verantwoordelijkheid'	98
C.2.1.3.	Nadelen 'Geen verantwoordelijkheid'	98
C.2.2	VERPLICHT VERLEGGEN VAN DE PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID	99
C.2.2.1.	Voordelen 'Verplicht verleggen'	99
C.2.2.2.	Nadelen 'Verplicht verleggen'.....	99
C.2.3	DE INDIVIDUELE KLEINVERBRUIKER IS ZELF PROGRAMMAVERANTWOORDELIJK.....	99
C.2.3.1.	Voordelen 'Zelf-verantwoordelijkheid'	99
C.2.3.2.	Nadelen 'Zelf-verantwoordelijkheid'.....	99
C.3.	OMGAAN MET MEERDERE DIENSTVERLENERS (PV-MODELLEN).....	101
C.3.1	DEFINITIES.....	102
C.3.1.1.	Allocatiepunten.....	102
C.3.1.2.	Hoofd-PV-switch.....	103
C.3.1.3.	Energieoverdracht.....	103
C.3.1.4.	Baseline	107
C.3.1.5.	Aansluitings-BRP en Handels-BRP.....	107
C.3.1.6.	Tussenmeters.....	107
C.3.2	WANNEER MOET JE AFSPRAKEN MAKEN?.....	108
C.3.3	DE KLEINVERBRUIKER PROGRAMMAVERANTWOORDELIJK, HOE ZIT HET DAN?	110
C.3.4	GEÏNTEGREERD MODEL + MLOEA	111
C.3.4.1.	Voordelen MLOEA.....	111
C.3.4.2.	Nadelen MLOEA	111
C.3.5	CONTRACTUEEL HOOFD-PV MODEL	112
C.3.5.1.	Voordelen Contractueel hoofd-PV model	112
C.3.5.2.	Nadelen Contractueel hoofd-PV model.....	113
C.3.6	REGULATORISCHE MULTI-PV MODELLEN	113

C.3.6.1.	Voordelen Regulatorische multi-PV model.....	114
C.3.6.2.	Nadelen Regulatorische multi-PV model.....	114
C.4.	PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID IN NEDERLAND	115
C.4.1	PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID IN WET EN PRAKTIJK	115
C.4.2	DE POSITIE VAN KLEINVERBRUIKERS.....	115
C.4.3	OMGAAN MET ANDERE DIENSTVERLENERS	115
C.4.4	RESERVEVERMOGEN (AFFR) LEVEREN AAN TENNET	116
C.5.	PROGRAMMAVERANTWOORDELIJKHEID IN ANDERE EU-LANDEN	118
C.5.1	DUITSLAND	118
C.5.1.1.	Programmaverantwoordelijkheid in wet en praktijk.....	118
C.5.1.2.	De positie van kleinverbruikers (KVPV-methode).....	118
C.5.1.3.	De positie van kleinverbruikers (KVPV-methode).....	118
C.5.1.4.	Omgaan met andere dienstverleners (PV-model).....	119
C.5.2	FRANKRIJK	119
C.5.2.1.	Programmaverantwoordelijkheid in wet en praktijk.....	119
C.5.2.2.	De positie van kleinverbruikers (KVPV-methode).....	120
C.5.2.3.	Omgaan met andere dienstverleners (PV-model).....	120
C.6.	TOEPASSING VAN ALTERNATIEVEN IN NEDERLAND.....	121
DEEL D.: GEVOLGEN PV-SYSTEMEN VOOR KLEINVERBRUIKERS		123
D.1.	INLEIDING	124
D.1.1	RELATIES MET ANDERE DEELTEN	124
D.1.2	METHODIEK.....	124
D.1.3	LEESWIJZER	126
D.2.	BESCHOUWING ‘USE CASES’	127
D.2.1	USE CASE A: ZELFOPGEWEKTE ENERGIE MEENEMEN NAAR EEN ANDERE AANSLUITING	127
D.2.2	TYPE 1: VAKANTIEHUISJE IN OVERIJSEL.....	127
D.2.2.1.	Geïntegreerd model	128
D.2.2.2.	Contractueel model met verplichte overdracht naar de leverancier	128
D.2.2.3.	Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	128
D.2.2.4.	Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 128	
D.2.2.5.	Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	129
D.2.2.6.	Eisen CEP	129
D.2.3	TYPE 2: OPLADEN MET ELEKTRICITEIT VAN JE EIGEN ZONNEPANELEN BIJ EEN PUBLIEKE LAADPAAL	130
D.2.3.1.	Geïntegreerd model	130
D.2.3.2.	Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 131	
D.2.3.3.	Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	131
D.2.3.4.	Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 131	
D.2.3.5.	Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	131
D.2.3.6.	Eisen CEP	131
D.2.4	USE CASE B: MEERDERE DIENSTVERLENERS VOOR EEN HUISHOUDEN	132
D.2.1	TYPE 1: APARTE LEVERANCIER VOOR MIJN EV	132
D.2.1.1.	Geïntegreerd model	132
D.2.1.2.	Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 133	
D.2.1.3.	Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	133
D.2.1.4.	Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid	133
D.2.1.5.	Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	133
D.2.1.6.	Eisen CEP	134
D.2.2	TYPE 2: IK WIL EEN AGGREGATOR.....	134

D.2.2.1.	Geïntegreerd model	135
D.2.2.2.	Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid.....	135
D.2.2.3.	Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	135
D.2.2.4.	Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid	136
D.2.2.5.	Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	136
D.2.2.6.	Eisen CEP	136
D.2.3	USE CASE C: EIGEN ENERGIE VERHANDELEN	137
D.2.4	TYPE 1: IK WIL MIJN EIGEN OPWEK VERKOPEN OP DE GROOTHANDELSMARKT	137
D.2.4.1.	Geïntegreerd model	138
D.2.4.2.	Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 138	
D.2.4.3.	Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	138
D.2.4.4.	Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 138	
D.2.4.5.	Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	139
D.2.4.6.	Eisen CEP	139
D.2.5	TYPE 2: IK WIL ENERGIE VAN ZONNEPANELEN LEVEREN AAN FAMILIE EN VAN HUN ENERGIE KUNNEN KOPEN 139	
D.2.5.1.	Geïntegreerd model	139
D.2.5.2.	Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 140	
D.2.5.3.	Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	140
D.2.5.4.	Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 140	
D.2.5.5.	Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	140
D.2.5.6.	Eisen CEP	140
D.2.6	USE CASE D: ENERGIEGEMEENSCHAP	141
D.2.7	TYPE 1: ENERGIEGEMEENSCHAP ACHTER EEN PRIVATE AANSLUITING	141
D.2.7.1.	Geïntegreerd model	142
D.2.7.2.	Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 142	
D.2.7.3.	Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	142
D.2.7.4.	Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier 142	
D.2.7.5.	Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	142
D.2.7.6.	Eisen CEP	143
D.2.8	TYPE 2: ENERGIEGEMEENSCHAP OP HET PUBLIEKE NET	143
D.2.8.1.	Geïntegreerd model	143
D.2.8.2.	Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid.....	144
D.2.8.3.	Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	144
D.2.8.4.	Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid	144
D.2.8.5.	Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer	144
D.3.	CONCLUSIES	145
D.3.1	VERPLICHTE OVERDRACHT OF NIET?	148
D.3.2	REGULATORISCH OF CONTRACTUEEL	149
DEEL E:	SAMENVATTING, CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	151
E.1.	DEEL A: DOELSTELLINGEN, BELEID EN WETGEVING.....	152
E.1.1	NEDERLANDSE JURIDISCHE KADER	152
E.1.2	EUROPESE JURIDISCHE KADER	152
E.2.	DEEL B: MARKTEN EN INNOVATIES.....	154
E.3.	DEEL C: BESCHRIJVING PV MODELLEN	155
E.4.	DEEL D: EVALUATIE PV-MODELLEN AAN DE HAND VAN USE CASES.....	156

DEEL F: BIJLAGEN	160
F.1. LIJST VAN AFKORTINGEN	161
F.2. OVERZICHT EUROPEES JURIDISCH KADER	163

PROJECTGEGEVENS

"Power to the People"

een onderzoek naar alternatieven voor de huidige balans-onverantwoordelijkheid van kleinverbruikers

Dit project is uitgevoerd in het kader van innovatieprogramma TKI Urban Energy. Hiervoor is gebruik gemaakt van de subsidieregeling Urban Energy.

Projectnummer: 1621504 (KVPV)

Uitgevoerd door: Universiteit Utrecht, CWOSL, Centrum voor Energievraagstukken,
TNO en
Alliander

DEEL A.: "DOELSTELLINGEN, BELEID EN WETGEVING"

A.1. Inleiding

A.1.1 Onderwerp van dit onderzoek

In dit onderzoek staat de relatie tussen kleinverbruikers en programmaverantwoordelijkheid centraal; twee begrippen die een toelichting behoeven. De kleinverbruiker is in het elektriciteitssysteem technisch gedefinieerd aan de hand van de capaciteit van de aansluiting op het net; alle huishoudens en een deel van het MKB hebben een dergelijke aansluiting, en zijn dus kleinverbruiker.

Programmaverantwoordelijkheid is een instrument dat helpt om continu de consumptie en productie van elektriciteit in evenwicht te houden. Dit is goed uit te leggen aan de hand van de verantwoordelijkheid van de traditionele molenaar. Als de molenaar graag gaat malen, moet hij de wieken in de wind zetten om de maalsteen te laten draaien. Houdt hij op met malen, dan moet hij de wieken uit de wind draaien om te voorkomen dat deze op hol slaan. In de moderne tijd is dat niet anders: als de bakker nu zijn elektrische maalwerk inschakelt, zal ergens in Nederland (of Europa) een elektriciteitscentrale een tandje hoger gezet moeten worden. Om te zorgen dat dit daadwerkelijk gebeurt, is iedere gebruiker van elektriciteit in beginsel verantwoordelijkheid van tevoren zijn elektriciteitsverbruik vast te leggen in een programma, en zich vervolgens volgens dat programma te gedragen. Alleen de kleinverbruikers zijn van deze plicht uitgezonderd.

A.1.2 Ontwikkelingen

Op het eerste gezicht ligt de samenhang tussen kleinverbruikers en programmaverantwoordelijkheid niet voor de hand. Kenmerkend voor programmaverantwoordelijkheid is immers, dat die zich juist niet uitstrekt naar kleinverbruikers. Het uitsluiten van kleinverbruikers van de regeling van programmaverantwoordelijkheid, deels ingegeven door technische beperkingen, is echter niet langer de enige mogelijkheid. Wellicht doet een andere regeling van de programmaverantwoordelijkheid voor kleinverbruikers meer recht aan hun veranderende positie op de energiemarkt, nu en in de toekomst. Voordat in meer detail wordt ingegaan op de programmaverantwoordelijkheid (PV) van eindverbruikers, is het noodzakelijk de ontwikkelingen in de energiemarkt in meer algemene zin te schetsen. Deze ontwikkelingen hebben de nodige consequenties voor kleinverbruikers, die gezamenlijk de vraag rechtvaardigen of de huidige regeling van PV nog past bij hun positie.

In de energietransitie komt een drietal ontwikkelingen samen, die grote invloed hebben op de elektriciteitsmarkten. Het gaat om de trits van decarbonisatie, decentralisering en digitalisering. Decarbonisatie, het binnen enkele decennia terugbrengen van de netto CO₂ uitstoot naar 0, is noodzakelijke om gevaarlijke klimaatverandering zo veel mogelijk te beperken. Ook rechtens is decarbonisatie vereist, om gevolg te geven aan het Parijs-akkoord¹ en te voldoen aan EU-richtlijnen.² Op nationaal niveau is in het Klimaatakkoord afgesproken dat in 2030 70% van de opgewekte elektriciteit uit duurzame bronnen komt.³ Daarvoor moet een aanzienlijk deel van de elektriciteit die nu wordt opgewekt met behulp van fossiele brandstoffen in de toekomst worden vervangen door duurzame opwek. In die duurzame opwek zal vooral voorzien worden met zonne- en windenergie.⁴

Deze duurzame bronnen zijn meestal kleinschaliger dan conventionele elektriciteitscentrales. Het sterkst geldt dat voor zonnepanelen, die er voor zorgen dat energieproductie binnen bereik komt van huishoudens en andere kleine verbruikers.

De opwek van elektriciteit wordt daardoor deels gedecentraliseerd. Waar eerst op een klein aantal centrale locaties grote hoeveelheden elektriciteit werden opgewekt om vervolgens naar eindgebruikers te worden getransporteerd, komen er verspreid over het land steeds meer kleine productiecentra bij.

1 Overeenkomst van Parijs van 12 december 2015, Trb 2016, 162.

2 Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen. PbEU 2018 L 328/82.

3 <https://www.klimaatakkoord.nl/elektriciteit>

4 Ibid.

Decarbonisatie gaat hand in hand met elektrificatie: het gebruik van olie- en gasproducten wordt vervangen door elektriciteitsgebruik. Hierdoor kunnen transport, door middel van elektrische auto's, en verwarming, door middel van bijvoorbeeld warmtepompen of infraroodpanelen, worden gedecarboniseerd.⁵ Onder andere vanwege deze reden maken huishoudens en bedrijven met een kleine aansluiting steeds meer gebruik van warmtepompen en elektrische vervoersmiddelen. Hierdoor neemt de vraag van kleinverbruikers naar elektriciteit toe.

Digitalisering ten slotte, zorgt ervoor dat steeds meer relevante data over productie, transport, en consumptie van elektriciteit beschikbaar komen én dat die data verwerkt kunnen worden. Daardoor ontstaan allerhande mogelijkheden, die voorheen niet bestonden. Zo kunnen consumenten real-time inzicht krijgen in hun energieverbruik met behulp van een slimme meter, terwijl zij voorheen maar één keer per jaar inzage kregen in hun verbruik. Voor marktpartijen ontstaat door het beschikbaar komen van real-time data de mogelijkheid nieuwe type leveringscontracten en andere te diensten te ontwikkelen. In de toekomst zal bovendien een steeds grotere rol zijn weggelegd voor zogenaamde smart grids. De term “smart grids” kan op diverse manieren worden gedefinieerd.⁶ De Europese Commissie, de Council of European Energy Regulators (CEER) en de European Regulators’ Group for Electricity and Gas (ERGEG) hanteren de volgende definitie: “A smart grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both - in order to ensure economically efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety”.⁷ Smart grids kunnen over het algemeen worden beschreven als verbeterde elektriciteitsnetwerken waarin bilaterale communicatie tussen leveraars en consumenten is mogelijk gemaakt. Consumenten, en hun elektrische apparaten, kunnen daardoor gaan reageren op signalen die zij krijgen vanuit de grid.

A.1.3 Nieuwe rollen

Deze ontwikkelingen hebben twee consequenties die relevant zijn voor dit onderzoek. In de eerste plaats ontstaan meer mogelijkheden voor kleinverbruikers. Zij kunnen gemakkelijk zelf energie opwekken door bijvoorbeeld zonnepanelen aan te schaffen. Zij kunnen, met andere woorden, optreden als ‘prosumers’.⁸ Zo dragen ze bij aan zowel de decarbonisatie als de decentralisering van elektriciteitslevering. Opgewekte energie kunnen zij zelf consumeren, maar ook, met behulp van slimme meters en andere IT-oplossingen, aan andere partijen verkopen. Ook zouden zij flexibiliteit kunnen leveren (verkopen), bijvoorbeeld door thuis- of buurtbatterijen te installeren, of door hun verbruik aan te passen. Hun vermogen tot het leveren van flexibiliteit wordt vergroot door de hierboven beschreven tendens tot elektrificatie. Door elektrische auto's en warmtepompen verschuift de vraag van kleinverbruikers van olie en gas naar elektriciteit, en daarmee ook de relevantie van het aanpassen van die vraag aan het op dat moment beschikbare aanbod. Ook hier geldt, dat digitalisering noodzakelijk is om dit potentieel te realiseren. Slimme toepassingen zullen ervoor moeten zorgen dat apparaten op het juiste moment in- dan wel uitschakelen.

Nu al is een snelle groei te zien van lokale en regionale initiatieven op het gebied van energiebesparing en duurzame energie.⁹ Groepen burgers, bedrijven, maar ook instellingen als universiteiten, ziekenhuizen, gemeenten en woningcorporaties zetten lokaal duurzame energie-initiatieven op (bijvoorbeeld een zonnestroom collectief).¹⁰ De elektriciteitsmarkt zal veranderen van een regime van centrale ordening

5 Klimaatakkoord C5 Elektriciteit (2019), p. 168.

6 Leal-Arcas, R. et al - Prosumers as New Energy Actors (2018), p. 142

7 Idem

8 Ines et al - Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU (2020), p. 1

9 Donker, J. e.a., Naar een toekomstbestendig energiesysteem: Flexibiliteit met waarde, TNO-rapport 2015, p. 27.

10 Hajer, M., De energieke samenleving. Op zoek naar een sturingsfilosofie voor een schone economie, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving 2011.

van productie, transport en distributie, naar een systeem waarin op steeds meer plaatsen in verschillende omvang van grootte stroom wordt geproduceerd.¹¹

Het opwekken en verkopen van energie, en het aanbieden van flexibiliteit hoeft natuurlijk niet op individueel niveau plaats te vinden. Collectieve oplossingen waarbij groepen burgers gezamenlijk energie opwekken en uitwisselen, of flexibelheidsdiensten aanbieden, liggen binnen handbereik.

Voor kleinverbruikers biedt de transitie dus kansen. Het handhaven van de netbalans wordt echter ingewikkelder. Veel duurzame energiebronnen laten zich niet sturen en zijn daarnaast slechts beperkt voorspelbaar. Wanneer het aandeel van wind- en zonne-energie in de energiemix toeneemt, wordt het steeds moeilijker het aanbod van energie af te stemmen op de ook al grillige vraag. De wind gaat niet harder waaien op het moment dat de vraag toeneemt.

Daarnaast kunnen problemen ontstaan met congestie. Het net moet grote pieken verwerken op het moment dat duurzame bronnen energie leveren. Daarnaast staan die bronnen verspreid over een groot aantal locaties. Het elektriciteitsnet is echter ontworpen op éénrichtingsverkeer, waarbij elektriciteit vanuit centrale locaties in een steeds fijner vertakt netwerk naar eindverbruikers wordt getransporteerd.¹² Ook elektrificatie leidt tot een grotere belasting van het net. Kleinverbruikers zijn momenteel verantwoordelijk voor ongeveer één derde van het totale verbruik in Nederland.¹³ Elektrificatie leidt niet alleen tot een sterke toename van de vraag naar elektriciteit, maar kan ook leiden tot een toename in de gelijktijdigheid van die vraag.¹⁴ Zo zullen huishoudens in de verleiding komen om hun elektrische auto's na het werk op te laden, waardoor er op de vooravond een piek in de vraag ontstaat.

Om deze problemen te ondervangen kan de flexibiliteit aan vraagzijde worden vergroot. Daarbij wordt nadrukkelijk niet alleen gedacht aan grote spelers, maar juist ook aan kleinverbruikers.¹⁵ Zoals hierboven geschetst bieden decentralisering, digitalisering en verduurzaming hen juist de mogelijkheid om anders dan voorheen flexibiliteit te bieden. Daarbij zij opgemerkt, dat wet- en regelgeving dat wel nadrukkelijk mogelijk moeten maken.¹⁶ Vervolgens zullen markten zich op de nieuw geschapen mogelijkheden moeten aanpassen. Om congestie te voorkomen is het daarnaast belangrijk dat elektriciteit zo veel mogelijk wordt geconsumeerd waar die wordt opgewekt. Dat voorkomt immers dat lange afstanden over het net moeten worden afgelegd. Ook hier geldt dat kleinverbruikers een rol kunnen spelen.

De twee bovengenoemde aspecten (enerzijds de consequenties voor kleinverbruikers en anderzijds de uitdagingen voor het netwerk) hangen dus samen. Kleinverbruikers kunnen een rol spelen bij het handhaven van de netbalans, doordat zij flexibiliteit kunnen bieden, en kunnen helpen congestie te voorkomen door lokaal opgewekte energie te gebruiken wanneer die beschikbaar is dan wel die op te slaan. Dergelijke opslag van elektriciteit bij kleinverbruikers zou vraag- en aanbod pieken kunnen reduceren.¹⁷ Dat gaat echter niet vanzelf. Voor individuele kleinverbruikers en energiecollectieven kan het aantrekkelijk zijn zelf de baten van hun investeringen te genieten, terwijl zij kosten afwentelen op alle energiegebruikers. Zo kunnen zij bijvoorbeeld een buurtbatterij installeren en vervolgens op een moment dat er veel vraag is naar elektriciteit, en het net dus zwaarbelast is, hun elektriciteit het net op sturen. Zij kunnen dan een goede prijs krijgen voor hun elektriciteit, maar hun activiteiten ontlasten dan niet het net, maar belasten het juist.

-
- 11 Leal-Arcas, R. et al - Prosumers as New Energy Actors (2018), p. 142 en Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (2014), p. 4
 - 12 Donker, J. e.a., Naar een toekomstbestendig energiesysteem: Flexibiliteit met waarde, TNO-rapport 2015, p. 27.
 - 13 Donker, J. et al – Naar een toekomstbestendig energiesysteem: Flexibiliteit met waarde (TNO, 2015), p. 65.
 - 14 Overlegtafel Energievoorziening - Belemmeringen in nettarieven (2018), p. 12.
 - 15 IRENA 2019.
 - 16 Ibid.
 - 17 Donker, J. et al – Naar een toekomstbestendig energiesysteem: Flexibiliteit met waarde (TNO, 2015), p. 45.

Het systeem van programmaverantwoordelijkheid is opgezet in een situatie van centrale opwekkers en éénrichtingsverkeer van leverancier naar verbruiker. Kleinverbruikers waren passieve ontvangers van energie. De omstandigheden op de energiemarkt waren bovendien zodanig, dat kleinverbruikers beschermd dienden te worden tegen machtsmisbruik van monopolistische producenten. Die situatie bestaat niet meer. Dat geldt ten dele ook voor de juridische positie van kleinverbruikers. Denk bijvoorbeeld aan de gestadige afbouw van prijsbescherming voor de levering van energie. De regeling voor programmaverantwoordelijkheid van kleinverbruikers blijft echter ongewijzigd, en als zodanig gebaseerd op een niet langer actueel beeld van de mogelijkheden en de positie van kleinverbruikers. Dat roept de vraag op of die regeling niet gewijzigd zou moeten worden. Wij zien daarbij twee potentiële voordelen. Ten eerste zou het kleinverbruikers in staat kunnen stellen gebruik te maken van de mogelijkheden die zij door technologische ontwikkelingen en veranderende marktomstandigheden hebben gekregen, voor zover de huidige regeling voor programmaverantwoordelijkheid daar nu aan in de weg staat. De onderliggende aanname is, dat kleinverbruikers die zelf hun programmaverantwoordelijkheid willen en kunnen dragen – of die althans zelf willen kiezen aan wie zij hun programmaverantwoordelijkheid overdragen – dat zouden moeten kunnen doen. Voor dat standpunt zijn voldoende aanknopingspunten te vinden in de in paragraaf 4 te bespreken EU-rechtelijke ontwikkelingen met betrekking tot de juridische positie van de zogenaamde ‘actieve afnemer’.

Ten tweede, en samenhangend met het eerste punt, kan het geven van meer mogelijkheden met betrekking tot het uitoefenen van hun programmaverantwoordelijkheid aan kleinverbruikers ertoe leiden, dat zij in staat worden gesteld nieuwe functies binnen het elektriciteitssysteem te vervullen, die met het oog op het handhaven van de netbalans in een situatie met een (veel) groter aandeel variabele duurzame energiebronnen wenselijk zijn.

In dit onderzoek wordt daarom onderzocht of de huidige regeling van de programmaverantwoordelijkheid kleinverbruikers in staat stelt gebruik te maken van de nieuwe mogelijkheden die de hierboven beschreven technische ontwikkelingen creëren, of dat die juist in de weg staat aan het ontplooiën van initiatieven door of voor kleinverbruikers. Kunnen kleinverbruikers vrijelijk overeenkomsten aangaan, met welke partijen, en hebben zij toegang tot de verschillende markten? En zo niet, kan een wijziging van de regeling van programmaverantwoordelijkheid dit dan vergemakkelijken?

A.1.4 Leeswijzer

In dit eerste deel van het onderzoek wordt het juridisch kader geschetst. In sectie 2 wordt daarbij eerst ingegaan op de huidige inrichting van de elektriciteitsmarkt. In sectie 3 wordt het huidige systeem van programmaverantwoordelijkheid geschetst. In sectie 4 worden de eisen besproken die het clean energy package stelt aan de regeling van de equivalente balanceringsverantwoordelijkheid. In sectie 5 komt de aggregator aan de orde, waarbij eerst de rol van de aggregator in het huidige systeem wordt geschetst, waarna in sectie 6 de eisen aan de orde komen die het CLEAN ENERGY PACKAGE stelt aan het recht van de lidstaten aangaande de aggregator. In sectie 7 wordt besloten met een overzicht van de consequenties van het CLEAN ENERGY PACKAGE voor de Nederlandse regeling van programmaverantwoordelijkheid van kleinverbruikers.

A.2. ‘State-of-play’ en toekomstige ontwikkelingen van de elektriciteitsmarkt in Nederland

In dit hoofdstuk worden diverse aspecten van de Nederlandse elektriciteitsmarkt besproken. De programmaverantwoordelijkheid en kleinverbruikers zijn fundamenteel voor dit onderzoek, en worden daarom niet beknopt in dit hoofdstuk, maar uitgebreid in aparte hoofdstukken (3 en 4) besproken.

A.2.1 De Nederlandse energieketen

De elektriciteits- en energieketen in Nederland omvat diverse partijen: producenten, netbeheerders, programmaverantwoordelijken, meetbedrijven, oda’s (onafhankelijke dienstverleners), leveranciers en afnemers. Het opwekken van elektriciteit wordt gedaan door enkele grote producenten in elektriciteitscentrales plus een groot aantal kleinere producenten. De grootste producenten in Nederland zijn Vattenfall, Essent, Engie Electrabel, Intergen, EPZ en Uniper.¹⁸ De kleinere producenten zijn reeds decennia te vinden als warmte-kracht-installaties (warmte voor de exploitant, elektriciteit deels voor de markt) bij de industrie en bij glastuinders. Daar komen in rap tempo kleine duurzame producenten bij: exploitanten van één windmolen op het erf of van windparken en huishoudens, collectieven en bedrijven met enkele tot duizenden zonnepanelen.

De netbeheerders zijn verantwoordelijk voor de aanleg en het onderhoud van de elektriciteitsnetwerken in Nederland en het transport van elektriciteit over deze netten. TenneT draagt als landelijke netbeheerder of Transmission System Operator verantwoordelijkheid voor het Nederlandse hoogspanningsnet voor spanningen boven 110 kV.¹⁹ Als transmissienetbeheerder heeft TenneT aanvullende wettelijke verplichtingen, waaronder: dienstverlening voor het handhaven van de balans tussen elektriciteitsvraag en -aanbod, zorgen voor een veilige en betrouwbare stroomvoorziening, import en export van elektriciteit, en het systeem van programmaverantwoordelijkheid beheren.²⁰ Het handhaven van de netbalans, de balans tussen elektriciteitsvraag en -aanbod, is noodzakelijk om over- of onderbelasting van het elektriciteitsnet te voorkomen.²¹ Het systeem van programmaverantwoordelijkheid is één van de instrumenten die TenneT ter beschikking heeft om de netbalans te handhaven. Daarop wordt in hoofdstuk 3 nader ingegaan.

Regionale netbeheerders of Distribution System Operators beheren hoogspanningsdistributienetten tot 110 kV. Er zijn in Nederland zeven regionale netbeheerders, waaronder Liander, Enexis, Stedin en Enduris.²² Meetbedrijven zijn verder verantwoordelijk voor de opname van de meterstanden en de doorname van deze standen aan de netbeheerders. Meetbedrijven moeten worden erkend door TenneT. In Nederland zijn 12 meetbedrijven erkend.²³ Als laatste zijn de leveranciers verantwoordelijk voor het inkopen van energie bij producenten en het verkopen hiervan aan bedrijven en consumenten. Nederland kent twee typen leveranciers: leveranciers die uitsluitend leveren aan grootverbruikers en leveranciers die tevens over een vergunning beschikken op grond van art. 95a Elektriciteitswet, waardoor zij aan kleinverbruikers mogen leveren. Nederland kent diverse elektriciteitsleveranciers, waaronder Budget Energie, Eneco, Essent en Vattenfall. Momenteel zijn deze energieleveranciers automatisch programmaverantwoordelijk voor de eindverbruikers met een kleinverbruikersaansluiting aan wie zij

18 Lindenschot, G., L’Herminez, R. & Wuts, F. - Ketenanalyse Energiedistributie (2016), p. 7

19 Kusters, D. - Invloed van slimme meters op de energiebalans (2007), p. 38

20 Netbeheerders (Tennet.eu)

<https://www.tennet.eu/nl/onze-kerntaken/energie-industrie/netbeheerders/>

21 Kusters, D. - Invloed van slimme meters op de energiebalans (2007), p. 38

22 Overzicht netbeheerders elektriciteit (Energieleveranciers.nl)

<https://www.energieleveranciers.nl/netbeheerders/elektriciteit>

23 MV Register Elektriciteit (Tennet.eu)

<https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/nederlandse-markt/mv-register-elektriciteit/>

leveren. De Autoriteit Consument en Markt (ACM) houdt toezicht op de Nederlandse elektriciteitsmarkt.²⁴

A.2.2 De liberalisering

Tot zo'n dertig jaar geleden werden de Europese elektriciteitsmarkten gedomineerd door nationale organisaties en staatsbedrijven, welke vaak het exclusieve recht genoten om elektriciteit te leveren. Vanaf de jaren '90 zijn door de Europese Unie echter verschillende richtlijnen geïntroduceerd om deze nationale elektriciteitsmarkten te liberaliseren.²⁵ Hiermee werd beoogd om meer keuzevrijheid voor consumenten te genereren, met meer concurrentie, hogere efficiëntie en lagere prijzen tot gevolg.²⁶ In Nederland is de liberalisering van de energiemarkt op 1 juli 2004 voltooid.²⁷

Met de liberalisering van de elektriciteitsmarkt zou de noodzaak consumenten te beschermen moeten verminderen, waardoor uiteindelijk zou kunnen worden volstaan met de reguliere consumentenbescherming zoals die is geregeld in onder meer Richtlijn 2011/83/EU.²⁸ In de praktijk blijkt dat dat toch niet volstaat. Immers, 'energiediensten zijn van fundamenteel belang voor de bescherming van het welzijn van de burgers van de Unie. Voldoende verwarming, koeling, en verlichting en energie voor de aandrijving van apparaten zijn diensten die van essentieel belang zijn om een redelijke levensstandaard en de gezondheid van de burgers te waarborgen. Bovendien stelt toegang tot deze energiediensten de Europese burgers in staat om hun mogelijkheden te benutten en wordt de sociale inclusie erdoor versterkt.'²⁹ In paragraaf 4 wordt dan ook duidelijk, dat kleinverbruikers nog altijd een bijzondere positie innemen in het energierecht.

A.2.3 Diverse elektriciteitsmarkten

Verschillende markten zijn relevant voor de elektriciteitsmarkt: de 'forward' of termijnmarkt, de ³⁰ markt, de intra-day markt beslaat de kortere termijn en bestaat uit vraag- en aanbodvolumes van elektriciteit voor de volgende dag. Volumes op deze markt worden op uurbasis aangeboden. Nadat de day-ahead markt is gesloten, kunnen er echter nog veranderingen in vraag en aanbod voorkomen. Op deze veranderingen wordt ingespeeld op de intra-day-markt. Als laatste wordt de onbalansmarkt gebruikt om het verschil tussen het ingekochte en dus voorspelde volume van elektriciteitsverbruik en het daadwerkelijke elektriciteitsverbruik te verrekenen. Onbalans verwijst naar het verschil tussen productie en verbruik binnen een kwartier, en dit verschil wordt door TenneT met de programmaverantwoordelijke partijen verrekend tegen de onbalansprijs.³¹ In deel B wordt geschetst welke rol deze markten spelen binnen het systeem van programmaverantwoordelijkheid.

24 Wat doet de ACM op de energiemarkt? (acm.nl)

<https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/wat-doet-de-acm-op-de-energiemarkt>

25 Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity, 1996 O.J. L 27/29; Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, 2003 O.J. L 176/37; Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, 2003 O.J. L 211/55

26 Rathke, L. - *The Effects of Electricity Market Liberalisation in the European Union* (2015), p. 4

27 ACM: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/6985/Marktmonitor-kleinverbruikersmarkt>

28 Richtlijn 2011/83/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2011 betreffende consumentenrechten, tot wijziging van Richtlijn 93/13/EEG van de Raad en van Richtlijn 1999/44/EG van het Europees Parlement en de Raad en tot intrekking van Richtlijn 85/577/EEG en van Richtlijn 97/7/EG van het Europees Parlement en de Raad Voor de EER relevante tekst, OJ L 304, 22.11.2011, p. 64–88

29 (59) Elektriciteitsrichtlijn.

31 Van den Berg, P., Feijen, C. & de Vetten, R. - *De elektriciteitsmarkt in vogelvlucht* (2017), p. 2.

A.3. Programmaverantwoordelijkheid

Het Nederlandse energiebeleid is gericht op het bevorderen van een betrouwbare, duurzame, doelmatige en milieuhygiënisch verantwoord functionerende energiehuishouding.³² Betrouwbaarheid vormt dus één van de belangrijke pijlers in ons energiesysteem en in Nederland is dan ook een zeer betrouwbaar systeem (99,995%), met betrouwbare infrastructuur, gerealiseerd.³³ Voor een betrouwbaar elektriciteitssysteem zijn twee zaken van cruciaal belang: er moet voldoende transportcapaciteit zijn en vraag en aanbod van elektriciteit moeten continu op elkaar zijn afgestemd. Aangezien elektrische stroom maar beperkt kan worden opgeslagen, is het noodzakelijk om een balans in de Nederlandse stroomvoorziening te handhaven.³⁴ Indien aanbod en vraag niet op elkaar zijn afgestemd, is er sprake van onbalans, wat direct leidt tot verstoring van de systeemfrequentie en tot productiestoring. Om deze reden bestaat in Nederland een stelsel van programmaverantwoordelijkheid, dat voorziet in een kostenefficiënt en effectief balanssysteem.³⁵

A.3.1 Het stelsel van programmaverantwoordelijkheid

Het stelsel van programmaverantwoordelijkheid is geregeld in de Elektriciteitswet 1998, Verordening (EU) 2017/2195 en Verordening (EU) 2019/943 en hoofdstuk 10 van de Netcode Elektriciteit (Besluit van de ACM uit 2016).³⁶ Dit stelsel noopt elke partij vraag en aanbod, ook in tijd, te laten samenvallen en daarvoor transacties aan te gaan. Volgens het stelsel van programmaverantwoordelijkheid zijn alle aangeslotenen in beginsel verplicht ieder kwartier in balans te zijn, dat wil zeggen dat voor het verbruik in ieder kwartier evenveel productie is gegarandeerd. Het gaat er dan niet om dat de productie en afname van een individuele PV-houder in balans is, maar dat de productie en afname van alle PV-houders gezamenlijk in balans is: de per kwartier door PV-houders opgewekte energie moet consistent zijn met de door PV-houders per kwartier verbruikte energie. Programmaverantwoordelijkheid kan worden overgedragen; voor kleinverbruikers draagt de leverancier deze plicht.

De programmaverantwoordelijke marktpartijen (PV-houders, zie volgende paragraaf) zijn wettelijk verplicht energieprogramma's bij TenneT in te dienen.³⁷ Een energieprogramma is een door een PV-houder opgestelde prognose van de hoeveelheid elektriciteit die een PV-houder voor elke onbalansverrekeningsperiode (15 minuten) in een etmaal zal leveren en/of afnemen. Een energieprogramma bestaat uit een extern (internationaal) commercieel handelsprogramma, een programma met betrekking tot de commerciële uitwisseling van elektriciteit tussen de PV-houder en marktdeelnemers in andere EU-lidstaten, en een intern commercieel handelsprogramma, een programma met betrekking tot de uitwisseling van elektriciteit tussen de PV-houder en marktdeelnemers in Nederland.³⁸

Een programma dient een dag van tevoren bij TenneT te worden ingediend, die het vervolgens moet goedkeuren.³⁹ De programma's moeten aan bepaalde eisen voldoen, waarvan de consistentie-eis de belangrijkste is: het programma van de ene PV-houder moet, wat betreft de daarin voorkomende

32 Artikel 2 Elektriciteitswet 1998.

33 Donker, J. e.a., Naar een toekomstbestendig energiesysteem: Flexibiliteit met waarde, TNO-rapport 2015, p. 19.

34 Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (2014), p. 3

35 Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (2014), p. 6.

36 In de Elektriciteitswet 1998 wordt gesproken over programmaverantwoordelijkheid, terwijl in de Verordeningen en de Netcode Elektriciteit wordt gesproken over balanceringsverantwoordelijkheid. Het gaat hier echter om dezelfde verantwoordelijkheid (artikel 10.1 lid 2 Netcode Elektriciteit).

37 Artikel 1 lid 1 onder o jo. artikel lid 2 Elektriciteitswet 1998; artikel 10.2 lid 2 onder c Netcode Elektriciteit.

38 Artikel 3, tweede lid, onderdelen 75, 79 en 91 van de Verordening (EU) 2017/1485; artikel 1.1 Begrippencode Elektriciteit jo. artikel 1.2 lid 1 Netcode Elektriciteit (Stcrt. 2018, 72074).

39 Artikel 10.12 lid 1 en artikel 10.14 Netcode Elektriciteit.

transacties, consistent zijn met het energieprogramma van de andere PV-houder waarin dezelfde transacties voorkomen.⁴⁰ Het totale aanbod en de totale afname van elektriciteit is daarmee dus in beginsel in balans.

Programmaverantwoordelijkheid omvat tevens de verantwoordelijkheid voor PV-houders zich volgens het ingediende en goedgekeurde programma te gedragen.⁴¹ PV-houders kunnen wel afwijken van hun programma's, maar als de volgende dag sprake is van onbalans, rekent TenneT dit met de PV-houders af tegen de onbalansprijs (de prijs die TenneT bij afroep van regel- en reservevermogen op de onbalansmarkt heeft betaald).⁴² PV-houders kunnen echter op verschillende manieren hun onbalans beperken.⁴³ Zij kunnen onbalans voorkomen door binnen hun ingediende energieprogramma's te schuiven.⁴⁴ Ook kunnen ze, zodra blijkt dat ze hun programma niet meer kunnen realiseren, tot aan het moment van levering elektriciteit (ver)kopen bij een andere marktpartij op de intra-day markt.⁴⁵ PV-houders kunnen al ingediende energieprogramma's immers tot een bepaald sluitingstijdstip wijzigen om zo onbalans te voorkomen (dit wordt meer uitgebreid besproken in paragraaf 3.3).⁴⁶

A.3.2 PV-houders

Programmaverantwoordelijkheid rust wettelijk gezien op energieleveranciers van kleinverbruikers en op afnemers van elektriciteit, afgezien van kleinverbruikers (zie hieronder).⁴⁷ Hoewel veel afnemers van elektriciteit in beginsel programmaverantwoordelijk zijn, heeft slechts een klein gedeelte daarvan een erkenning voor het uitoefenen van programmaverantwoordelijkheid van TenneT. Zij worden erkend als BRP (Balance Responsible Party) en zijn bevoegd om bij TenneT een energieprogramma in te dienen.⁴⁸ De overige programmaverantwoordelijke marktpartijen dragen hun verantwoordelijkheid over aan deze PV-houders.

Een BRP (in de *Systeemcode Elektriciteit* werd dit “PV-houder met volledige erkenning” genoemd) oefent balanceringsverantwoordelijkheid voor de eigen aansluitingen uit, kan de uitoefening van balanceringsverantwoordelijkheid voor de aansluitingen van derden aanbieden als dienst, dient energieprogramma's in en kan transactiepartij zijn in energieprogramma's.⁴⁹ Marktpartijen met een erkenning als BRP zijn in een BRP-register opgenomen.⁵⁰ Het onderscheid dat in de *Systeemcode Elektriciteit* bestond tussen de programmaverantwoordelijke met volledige erkenning en de programmaverantwoordelijke met een handelserkenning, die enkel het recht heeft om energieprogramma's in te dienen en transactiepartij te zijn in energieprogramma's, is in de *Netcode* weggefallen.

Overigens houdt het begrip “balanceringsverantwoordelijkheid” in de *Netcode Elektriciteit* hetzelfde in als het begrip “programmaverantwoordelijkheid”, dat voorheen in de *Systeemcode Elektriciteit* (de voorloper van de *Elektriciteit*) en nog steeds in de *Elektriciteitswet* gebezigd wordt. PV-houders aan wie eerder (vóór de komst van de *Netcode Elektriciteit*) een volledige of handelserkenning is verleend, zijn

40 Artikel 10.14 lid 1,5 en 7 *Netcode Elektriciteit*.

41 Artikel 1 lid 1 onder o *Elektriciteitswet* en artikel 10.2 lid 2 onder a en lid 3 *Netcode Elektriciteit*.

42 Van den Berg, P., Feijen, C. & de Vetten, R. - *De elektriciteitsmarkt in vogelvlucht* (2017), p. 2

43 Van der Meijden, M., *Een duurzaam én betrouwbaar elektriciteitssysteem. Onontkoombaar en uitdagend*, Oratie 10 februari 2012, TUDelft.

44 Pront, S. & Buist, G. - *Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie'* (2014), p. 15.

45 <https://www.epexspot.com/en/basicpowermarket#day-ahead-and-intraday-the-backbone-of-the-european-spot-market>

46 Artikel 10.14 lid 7 en 8 *Netcode Elektriciteit*.

47 Artikel 1 lid 1 onder o jo. artikel 1 lid 1 onder l en o jo. artikel 95a lid 1 *Elektriciteitswet* 1998.

48 Artikel 10.2 *Netcode Elektriciteit*.

49 Artikel 10.2 lid 2 *Netcode Elektriciteit*.

50 Artikel 10.2 lid 4 en artikel 10.3 lid 1 *Netcode Elektriciteit*.

51 Artikel 1 lid 1 onder o *Elektriciteitswet* en artikel 10.1 lid 2 *Netcode Elektriciteit*.

opgenomen in het openbare PV-register.⁵² Op dit moment worden ca. 50 marktpartijen door TenneT als BRP erkend.

Partijen met programmaverantwoordelijkheid mogen deze overdragen aan een PV-houder.⁵³ Partijen doen dat ook vaak, ook als ze grootverbruikers van elektriciteit zijn. Veel partijen die programmaverantwoordelijk zijn, kunnen of willen immers niet door ⁵⁴ erkend worden als PV-houder, omdat een aanvrager daarvoor aan onder andere een zware financiële eis moet voldoen.⁵⁵ Deze financiële eis bestaat uit jegens ⁵⁶ te stellen financiële zekerheid, die moeten blijken uit een bankgarantie, desgewenst aangevuld met een bij TenneT⁵⁷⁽⁰⁰¹⁾. Aan de hand van een rekenmodel wordt de omvang van de financiële zekerheid vastgesteld, waarbij een elektrisch vermogen van 50 MW als ondergrens wordt gehanteerd.⁵⁸ Daarnaast draagt een PV-houder het risico van financiële aansprakelijkheid wegens de door hem veroorzaakte onbalans en levert het uitvoeren van programmaverantwoordelijkheid aanzienlijke administratieve lasten op voor PV-houders.⁵⁹ Kleinverbruikers, dat wil zeggen huishoudens, bedrijven en organisaties die een aansluiting op het net hebben van ten hoogste 3*80A, zijn niet programmaverantwoordelijk.⁶⁰ Hun programmaverantwoordelijkheid is belegd bij hun leverancier, die hen op basis van prognoses (gebruiksprofielen) en gecollectiviseerd opneemt in zijn energieprogramma. De onbalanskosten van kleinverbruikers worden op dit moment gesocialiseerd, zie hierover in meer detail paragraaf 4.

De nadruk op grote producenten en verbruikers in het stelsel van programmaverantwoordelijkheid kan worden verklaard als een restant van de centrale ordening van productie, transport en distributie van elektriciteit, waarbij grote marktpartijen konden plannen welk aanbod nodig was om te kunnen voorzien in de voorspelbare behoefte van verbruikers.⁶¹ Bovendien kan zonder slimme meter (slimme meters zijn relatief nieuw en bovendien niet verplicht) het verbruik van individuele kleinverbruikers niet per kwartier bepaald worden, en dat maakt het uitvoeren van de programmaverantwoordelijkheid feitelijk onmogelijk (want afwijkingen van het programma kunnen niet worden vastgesteld).⁶² Voor een individuele verbruiker is het verder moeilijk zijn gebruik precies te voorspellen. Die verschillen middelen zich uit als een energieprogramma wordt vastgesteld voor een groot aantal gebruikers, maar voor een individuele kleinverbruiker levert dat problemen op: hij zou dan, in geval van een sterke (onverwachte) daling of stijging van zijn energievraag- of aanbod, op de intra-day markt extra energie moeten inkopen of verkopen. Dat was praktisch onmogelijk, maar zou nu dankzij innovaties mogelijk moeten zijn, en heeft bovendien het voordeel dat op deze manier de flexibiliteit van de kleinverbruiker wordt ontsloten. De kleinverbruiker heeft nu echter geen toegang tot die markt.⁶³

52 *PV Register* (Tennet.eu)
<https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/nederlandse-markt/pv-register/>

53 Artikel 10.2 lid 2 onder b en artikel 10.4 lid 2 Netcode Elektriciteit.

54 Artikel 10.7 lid 4 onder b jo. 10.8 Netcode Elektriciteit.

55 Artikel 10.8 lid 1 Netcode Elektriciteit.

56 Artikel 10.8 lid 2 tot en met 13 Netcode Elektriciteit, i.h.b. lid 3 en lid 11.

59 Artikel 10.7 lid 4 Netcode Elektriciteit.

60 Artikel 1 lid 1 onder o jo. artikel 95a lid 1 Elektriciteitswet 1998.

61 Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (2014), p. 14.

62 Donker, J. e.a., Naar een toekomstbestendig energiesysteem: Flexibiliteit met waarde, TNO-rapport 2015, p. 20-21.

63 EPEX SPOT:
<https://www.epexspot.com/en/small-market-participants>;
<https://www.epexspot.com/en/becomeamember>

A.3.3 Het uitoefenen van programmaverantwoordelijkheid

A.3.3.1. Het indienen en wijzigen van een extern commercieel handelsprogramma en energieprogramma

Voor een PV-houder geldt dat hij dagelijks om 9.00, of een door de gezamenlijke netbeheerders in onderling overleg te bepalen ander tijdstip, bij TenneT een extern commercieel handelsprogramma (onderdeel van het energieprogramma) indient voor de volgende dag (D-1).⁶⁴ Het externe commerciële handelsprogramma, dat de uitwisseling van elektriciteit tussen de PV-houder en marktdeelnemers in andere EU-lidstaten betreft, vloeit voort uit een eerder verkregen toestemming van TenneT voor importen, exporten en transits voor meer dan één dag.⁶⁵ Uiterlijk twee uur en vijftien minuten na het tijdstip waarop het handelsprogramma dient te worden ingediend (11.15 uur D-1), bericht TenneT aan de PV-houder welke in het handelsprogramma opgenomen importen, exporten en transits hij, rekening houdend met de beschikbare capaciteit van de landsgrensoverschrijdende verbindingen voor de volgende dag, heeft toegewezen en welke ruimte ten behoeve van de spotmarkt (de day-ahead markt) voor de volgende dag beschikbaar is op de landsgrensoverschrijdende verbindingen.⁶⁶ Als deze toewijzing niet overeenstemt met het handelsprogramma, dient de PV-houder vóór 14.00 uur (D-1) op dezelfde dag een bijgesteld handelsprogramma in.⁶⁷ Indien niet tijdig een handelsprogramma of een bijgesteld handelsprogramma is ingediend, wijst TenneT de PV-houder geen capaciteit op landsgrensoverschrijdende verbindingen toe voor in het handelsprogramma opgenomen transporten.⁶⁸ Vanzelfsprekend zijn de verplichtingen met betrekking tot externe programma's alleen relevant voor partijen die daadwerkelijk grensoverschrijdend handelen.

Een PV-houder dient dagelijks vóór 14.00 uur (D-1) een energieprogramma in bij TenneT, dat onder andere bestaat uit een intern en extern commercieel handelsprogramma.⁶⁹ Als het programma niet tijdig wordt ingediend, dan hanteert TenneT voor elke onbalansverrekeningsperiode (15 minuten) van het volgende etmaal de waarde van 0 MWh in het interne commerciële handelsprogramma.⁷⁰ Omdat de PV-houder dan geen capaciteit toegewezen krijgt, levert iedere uitwisseling van elektriciteit met een andere marktpartij in Nederland een afwijking van het interne commerciële handelsprogramma, en dus van het energieprogramma, op.

Indien een toewijzing van internationale transportcapaciteit niet vóór 17:30 uur (D-1) wordt bevestigd door de beheerder van het deel van de landsgrensoverschrijdende verbinding dat niet in Nederland is gelegen, vervalt de toewijzing.⁷¹ Zo spoedig mogelijk nadat TenneT de PV-houder daarvan heeft ingelicht, dient die een gewijzigd energieprogramma in.⁷² Die wijziging dient zodanig te zijn, dat daardoor het evenwicht wordt hersteld dat door aanpassing van het extern commercieel handelsprogramma verloren is gegaan.⁷³

A.3.3.2. Goedkeuring van een energieprogramma door TenneT

Energieprogramma's moeten worden goedgekeurd door TenneT. Er kunnen drie redenen zijn voor TenneT om die goedkeuring te onthouden.

64 Artikel 10.11 lid 1 Netcode Elektriciteit.

65 Artikel 10.11 lid 1 jo. artikel 12.7 lid 1 en 2 jo. artikel 12.3 Netcode Elektriciteit.

66 Artikel 10.11 lid 2 Netcode Elektriciteit.

67 Artikel 10.11 lid 3 Netcode Elektriciteit.

68 Artikel 10.11 lid 4 Netcode Elektriciteit.

69 Artikel 10.12 lid 1 Netcode Elektriciteit.

70 Artikel 10.12 lid 2 Netcode Elektriciteit.

71 Artikel 10.13 lid 4 Netcode Elektriciteit.

72 Artikel 10.13 lid 5 Netcode Elektriciteit.

73 Artikel 10.14 lid 6 Netcode Elektriciteit.

TenneT onthoudt zijn goedkeuring aan een energieprogramma, indien hetgeen in het extern commercieel handelsprogramma omtrent een landgrensoverschrijdende energietransactie is vermeld niet strookt met hetgeen over diezelfde transactie is vermeld in het extern commercieel handelsprogramma overeengekomen met de buitenlandse instelling die belast is met beheer van het transmissiesysteem aan de andere kant van de landsgrens.⁷⁴ Er is dan immers niet voldaan aan de consistentie-eis.

Gekoppeld aan het programma is een transportprognose, waarin de PV-houder vermeld op welke locaties hij zijn elektriciteit zal opwekken en afleveren. TenneT toetst de gezamenlijke transportprognoses op de capaciteit van de netonderdelen. TenneT onthoudt zijn goedkeuring aan een energieprogramma, indien dat programma, gelet op de bij de TenneT ingediende transportprognoses, de verwachting wettigt dat zich transportproblemen op de aankoppelpunten met het landelijk hoogspanningsnet zullen voordoen.⁷⁵ In dit geval wordt goedkeuring van het energieprogramma niet onthouden met het oog op het handhaven van de netbalans, maar met het oog op het voorkomen van congestie op het landelijk hoogspanningsnet; er worden geen eisen gesteld met betrekking tot de regionale distributienetten.⁷⁶ Aanstands nadat de PV-houder van TenneT bericht heeft ontvangen dat goedkeuring aan zijn energieprogramma is onthouden, dient hij een verbeterd energieprogramma in, dat opnieuw de goedkeuring van de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet behoeft.⁷⁷

Indien hetgeen in het intern commercieel handelsprogramma omtrent een energie-transactie is vermeld niet strookt met hetgeen omtrent diezelfde transactie is vermeld in het intern commercieel handelsprogramma van enige andere PV-houder, dan hanteert de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet voor beide PV-houders in de betreffende onbalansverrekeningsperiode (15 minuten) 0 waardes. De betreffende PV-houder wordt hiervan onverwijld geïnformeerd.⁷⁸ Gedurende die periode (15 minuten) levert iedere uitwisseling van elektriciteit door beide PV-houders dus een afwijking van het energieprogramma op.

Een goedgekeurd energieprogramma gaat in op 0:00 uur van de dag waarop het betrekking heeft (D).⁷⁹ Wijzigingen op een goedgekeurd energieprogramma kunnen ingediend worden tot uiterlijk 10:00 uur op de dag die volgt op de dag waar het energieprogramma betrekking op heeft (D+1).⁸⁰ Aanpassingen aan het energieprogramma zijn dus gedurende het hele etmaal waarop het programma betrekking heeft mogelijk, en hoeven pas de volgende ochtend uiterlijk te worden ingediend.

Een wijziging van een al goedgekeurd energieprogramma wordt door TenneT toegestaan, indien hetgeen in de ingediende wijziging omtrent een energietransactie is vermeld, strookt met hetgeen omtrent diezelfde transactie is vermeld in een ingediende wijziging op een ander goedgekeurd energieprogramma; of, wanneer de wijziging de in het goedgekeurde energieprogramma opgenomen extern commercieel handelsprogramma betreft, de beheerder van het in het buitenland gelegen deel van de verbinding de wijziging bevestigt.⁸¹ Om 10.00 uur D+1 start ook het proces van de financiële afhandeling. In deze fase worden de onbalansprijzen definitief vastgesteld en vervolgens de onbalans per PV-houder bepaald en gefactureerd.⁸² Hier wordt in paragraaf 3.5, waar de onbalansmarkt besproken wordt, verder op ingegaan.

74 Artikel 10.14 lid 1 Netcode Elektriciteit.

75 Artikel 10.14 lid 2 Netcode Elektriciteit.

76 Artikel 1 lid 1 onder j jo. artikel 10 lid 1 Elektriciteitswet.

Zie ook Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (2014), p. 8.

77 Artikel 10.14 lid 3 Netcode Elektriciteit.

78 Artikel 10.14 lid 5 Netcode Elektriciteit

79 Artikel 10.14 lid 4 Netcode Elektriciteit.

80 Artikel 10.14 lid 8 Netcode Elektriciteit.

81 Artikel 10.14 lid 7 Netcode Elektriciteit.

82 TenneT.eu:

https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/ALG_Onbalansprijssystematiek.pdf

A.3.4 Het uitoefenen van programmaverantwoordelijkheid in de praktijk: een scenario

Aan de hand van de volgende scenario's proberen we in deze paragraaf inzichtelijk te maken wat het uitoefenen van programmaverantwoordelijkheid in de praktijk inhoudt:

Een PV-houder heeft enkele centrales als klant en dient vóór 14.00 D-1 zijn energieprogramma in bij TenneT, dat vervolgens door TenneT wordt goedgekeurd. Bij de één van de centrales doet zich de volgende dag een grote storing voor en deze valt acuut uit. Het energieaanbod is nu veel te klein. Om de door het verkleinde energieaanbod ontstane onbalans te beperken, kan de PV-houder ervoor kiezen om ofwel te schuiven binnen zijn eigen energieprogramma, voor zover de flexibiliteit binnen zijn energieportfolio dat toelaat (bijvoorbeeld door het verminderen van de vraag van afnemers, of door het verhogen van het aanbod van energie van andere centrales), ofwel transacties met andere PV-houders bilateraal of op de intra-day markt aan te gaan. Zo'n tussentijdse wijziging van het energieprogramma is toegestaan: de PV-houder kan een aangepast energieprogramma nog indienen tot 10.00 D+1. Wanneer een PV-houder zijn energieprogramma heeft aangepast om de door hem veroorzaakte onbalans te beperken, maar het aangepaste programma niet tijdig (later dan 10.00 D+1) heeft ingediend, is hij in dat geval wel een prijs verschuldigd, omdat hij afwijkt van het laatst goedgekeurde energieprogramma.⁸³

Een PV-houder met windenergie in zijn energieportfolio dient vóór 14.00 D-1 zijn energieprogramma in bij TenneT, dat vervolgens door TenneT wordt goedgekeurd. Het gaat de volgende dag, als het goedgekeurde energieprogramma al in is gegaan (D 0:00), echter harder waaien dan voorspeld en dus is het energieaanbod van de PV-houder groter dan waar hij een dag eerder, bij het indienen van het energieprogramma, op gerekend had. Om de door het vergrote energieaanbod ontstane onbalans te beperken, kan de PV-houder ervoor kiezen om ofwel te schuiven binnen zijn eigen energieprogramma, voor zover de flexibiliteit binnen zijn energieportfolio dat toelaat (bijvoorbeeld door het verminderen van het aanbod van energie uit fossiele centrales), ofwel transacties met andere PV-houders op de intra-day markt aan te gaan. Zo'n tussentijdse wijziging van het energieprogramma is toegestaan: de PV-houder kan een aangepast energieprogramma nog indienen tot 10.00 D+1. Ook bij een zeer onverwachte toename van het energie-aanbod, bijvoorbeeld doordat plotseling windstoten optreden, kan de PV-houder de ontstane onbalans nog beperken, omdat hij tot vijf minuten voor levering nog transacties kan aangaan op de intra-day markt. Wanneer een PV-houder zijn energieprogramma heeft aangepast om de door hem veroorzaakte onbalans te beperken, maar het aangepaste programma niet tijdig (later dan 10.00 D+1) heeft ingediend, is hij in dat geval wel een prijs verschuldigd, omdat hij afwijkt van het laatst goedgekeurde energieprogramma.⁸⁴

A.3.5 Programmaverantwoordelijkheid en onbalans

De pogingen van de PV-houder om onbalans op het elektriciteitsnet te voorkomen, zijn in de praktijk altijd onvoldoende. De onbalans die ontstaat wordt door TenneT gesignaleerd en TenneT grijpt in om de fysieke balans te herstellen. Balanshandhaving is de exclusieve taak van TenneT.⁸⁵ TenneT handhaaft de netbalans door balanceringsenergie (regelvermogen en reservevermogen) of balanceringscapaciteit (noodvermogen) in te kopen bij een BSP (Balancing Service Provider) op de onbalansmarkt.⁸⁶ Balanceringsenergie en balanceringscapaciteit kunnen vrijwillig worden aangeboden, maar moeten in sommige gevallen verplicht worden aangeboden.⁸⁷ TenneT koopt, wanneer dat nodig is, balanceringsenergie of balanceringscapaciteit in bij een BSP die dat (verplicht of vrijwillig) heeft aangeboden, aan de hand van een biedladder. TenneT verhaalt een gedeelte van deze kosten vervolgens

83 Artikel 10.30 lid 5 Netcode Elektriciteit.

84 Artikel 10.30 lid 5 Netcode Elektriciteit.

85 Artikel 1 lid 1 onder p en artikel 31 lid 1 onder i Elektriciteitswet.

86 Artikel 10.36 lid 1 en artikel 10.37 lid 2 Netcode Elektriciteit.

87 TenneT.eu: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/ALG_Onbalansprijsystematiek.pdf

op de PV-houders die zich niet in overeenstemming met het door hen ingediende en goedgekeurde energieprogramma hebben gedragen, en daarmee onbalans hebben veroorzaakt.⁸⁸

A.3.6 Passieve Profielen en de onbalans

A.3.6.1 Kleinverbruikers: passieve klanten

Hierboven is beschreven hoe het systeem van programmaverantwoordelijkheid functioneert. Daarbij zijn de kleinverbruikers even buiten beschouwing gelaten. Zij dienen geen energieprogramma in. In plaats daarvan past de leverancier voor hen een profiel toe. De E-wet legt vast dat de leverancier verantwoordelijk is voor het programma van de kleinverbruiker. De leverancier kan zelf BRP zijn, maar kan ook een BRP inhuren voor deze aansluitingen.

Sinds 2017 is het ook mogelijk om meerdere leveranciers op een aansluiting te contracteren, op grond van het Codebesluit Meerdere leveranciers op een aansluiting (MLOEA besluit). Een kleinverbruiker heeft één aansluiting op het openbare net en daarachter kunnen twee of meerdere allocatiepunten worden gecreëerd; een primair en secundaire allocatiepunt. In dat geval wordt het net achter de meter in twee delen gesplitst met één deel op de bestaande meter en een tweede meetpunt voor het andere deel (parallele aansluiting). De leverancier en de andere BRP nemen zo elk een deel van het verbruik voor hun rekening (zowel de levering met elektriciteit als de BRP-diensten). Ook bij MLOEA draagt iedere leverancier op het allocatiepunt de programmaverantwoordelijkheid en bij meerdere leveranciers op een aansluiting, ieder op een eigen allocatiepunt, zullen dus doorgaans ook meerdere BRP's op een aansluiting zitten, tenzij de leveranciers een gezamenlijke BRP kiezen. De kleinverbruiker draagt niet zelf balanceringsverantwoordelijkheid. De kleinverbruiker kiest de leverancier(s) en kiest niet de BRP, ook niet op het secundaire allocatiepunt.

Vanuit de oude situatie is het begrijpelijk dat kleinverbruikers niet in staat werden geacht zelf verantwoordelijkheid te nemen voor de balans van vraag en aanbod: de slimme meter was nog niet in beeld en daardoor zou het volstrekt ondoenlijk zijn om bij de (ca 6 miljoen) kleinverbruikers de benodigde meetgegevens (96 aflezingen per dag) op te halen en te verwerken. Het verbruik van de kleinere verbruikers is wel goed te ramen, zeker omdat bij grote aantallen de verschillen van de individuele verbruikers in het gemiddelde wegvallen. De leveranciers hebben daarom het verbruik van de verbruikers met een aansluiting van minder dan 100 kW vastgelegd in standaardprofielen.

Kleinverbruikers worden ingedeeld in één van vijf profielen: een aansluitcapaciteit tot 3 * 25 A (tot 17 kW: alle huishoudens en een deel MKB) of van 25 tot 80 A (tot 55 kW), met een enkel of dubbel telwerk (dag- en nachtmeter) en het uur dat nachttarief ingaat (21 of 23 uur).⁸⁹

Elk profiel bevat voor elke dag per kwartier de fractie van het jaarverbruik dat in dat kwartier verbruikt zal worden. De profielen worden continu herzien en afgestemd op weekend- en feestdagen, vakantieperiodes en de trends in het verbruik; elk kwartaal worden deze vastgesteld voor het volgende kwartaal.

Ter illustratie volgen enkele cijfers uit deze profielen. Een huishouden met een jaarverbruik van 3.300 kWh en een meter met enkel telwerk, verbruikte op 29 juni 2020 van 11:00 tot 11:15 uur $0,0002190 * 3.300 = 72,3$ Wh; op 5 december 2020 van 20:15 tot 20:30 was dat $0,00005024 * 3.300 = 165,8$ Wh (profiel E1A). Een grotere aansluiting van 40 kW en een jaarverbruik van 250.000 kWh komt in deze perioden op $0,00002541 * 250.000 = 635,2$ kWh resp. $0,00002864 * 250.000 = 716,0$ kWh (profiel E3D); dit

88 Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (2014), p. 18-19. Artikel 10.30 Netcode Elektriciteit.

89 Informatiecode, bijlage 1. De grootgebruikers tot 100 kW kennen vier profielen, waarbij het aantal bedrijfsuren (als vollasturen) bepalend is: minder dan 2.000, tussen 2.000 en 3.000, tussen 3.000 en 5.000 en meer dan 5.000 uur per jaar. Het negende profiel betreft openbare verlichting.

weerspiegelt het vrijwel constante verbruik van deze verbruiker (een kwartier komt overeen met 0,00002846-ste deel van het jaar).⁹⁰

A.3.6.2. Meters

Voor het uitvoeren van de programmaverantwoordelijkheid is een goede meetinrichting essentieel. Voor ieder kwartier moet immers vastgesteld worden hoeveel energie is afgenomen of ingevoerd. Daarom is in principe elke aansluiting van een grootverbruiker voorzien van een ‘telemetriemeetinrichting’: een meter die op elk kwartier de meterstand registreert en op afstand afleesbaar is.⁹¹

Kleinverbruikers beschikken in toenemende aantallen over een slimme meter, die ook op elk kwartier de meterstand registreert en op afstand afleesbaar is. Bij een deel van de kleinverbruikers is echter nog een traditionele meter (analoge draaischijfmeter - Ferrarimeter) geïnstalleerd. Bovendien kunnen kleinverbruikers met een slimme meter aangeven dat de slimme meter niet op afstand uitgelezen mag worden.

De slimme meter wordt bij alle kleinverbruikers gebruikt voor de maandelijkse terugkoppeling van verbruiksgegevens, voor het vaststellen van het jaarverbruik ten behoeve van de jaarlijkse eindafrekening en voor de administratieve afwikkeling van verhuizingen en wijzigingen van leverancier. Deze metingen hebben geen relatie met de onbalans of de programmaverantwoordelijkheid.

Kleinverbruikers kunnen kiezen voor ‘slimme-meter-allocatie’⁹² waardoor zij bijvoorbeeld voor de gebruikte elektriciteit de prijs van de spotmarkt betalen (‘real time pricing’). Dan wordt wel elk kwartier de meter uitgelezen.

A.3.6.3. Bepalen van de onbalans

Na realisatie stelt TenneT voor elke PV-houder voor elk kwartier (PTE) de opgetreden onbalans vast als het verschil tussen het ingediende programma en het gerealiseerde verbruik of productie. Per kwartier en voor grootverbruikers zijn de meetgegevens van op afstand uitgelezen meters bekend en voor grootverbruikers zonder op afstand uitleesbare meter (een deel van de grootverbruikers tot maximaal 100 kW) worden de metingen aangevuld met de gegevens per kwartier aan de hand van algemeen geldende standaardprofielen. Deze gegevens ontvangt TenneT van de andere netbeheerders.⁹³ De resultaten van deze berekeningen zendt TenneT aan de PV-houders met een specificatie voor de onbalans per gemeten aansluiting en per profielcategorie (kleinverbruikers en grootverbruikers) een totaal per PV-houder.

Van de kleinverbruikers heeft een klein deel gekozen voor ‘slimme-meter-allocatie’ waardoor zij bijvoorbeeld voor de gebruikte elektriciteit de prijs van de spotmarkt betalen (‘real time pricing’). Van deze groep wordt de onbalans ook bepaald aan de hand van de meetgegevens van de slimme meter en daarmee neemt de PV-houder het risico van de onbalans veroorzaakt door zijn kleinverbruikers.⁹⁴

Het merendeel van de kleinverbruikers heeft geen keuze gemaakt voor deze dynamische afrekening, maar zijn “profielklanten” waarvan het verbruik tevoren wordt geraamd aan de hand van standaardprofielen. Ook wordt het aan de hand van standaardprofielen geraamde verbruik van de

⁹⁰ NEDU, <https://www.nedu.nl/documenten/verbruiksprofielen/>

⁹¹ Meetcode, artikel 2.4.1. Voor grootgebruikers met een aansluiting tot 100 kW bestaat hierop tot 2025 een uitzondering; voor deze aansluitingen kan een standaardprofiel gebruikt worden (artikel 2.4.2).

⁹² Dit is mogelijk sinds 1 januari 2017.

Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 27 oktober 2016, kenmerk ACM/DC/2016/206237, tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 54, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 en artikel 22, eerste lid, van de Gaswet inzake individuele slimme-meter-allocatie, gegevensverstrekking aan regionale netbeheerders en termijnen voor bulk-PV switch. Staatscourant 2016, 596466.

⁹³ Netcode, artikel 10.17 lid 2.

⁹⁴ Netcode, artikel 10.17 lid 2.

kleinverbruikers niet opgenomen in de onbalansberekening. Bij het vaststellen van de onbalans speelt het feitelijke verbruik van de kleinverbruikers derhalve géén rol.

A.3.6.4. Kosten onbalans profielklanten

Het gebruik van standaardprofielen leidt tot een verschil tussen het geraamde en het daadwerkelijke verbruik. Ook dit verschil moet TenneT corrigeren door het inkopen van regelvermogen en het leidt dus tot niet toe te rekenen kosten. Samen met andere kosten, zoals het niet-meetbare deel van het netverlies, komen deze voor rekening van TenneT; via het nettatarief van TenneT worden deze kosten gesocialiseerd onder alle eindgebruikers van elektriciteit.⁹⁵

A.3.6.5. Geen onbalans voor profielklanten

Voor de leverancier en de PV-houder is het gebruik van standaardprofielen dus aantrekkelijk: hij loopt geen enkel risico in onbalans te geraken, zolang het energieprogramma ook op de standaardprofielen is gebaseerd. De betekenis van de PV-houder voor kleinverbruikers is enkel gelegen in de aankoop van elektriciteit voor zijn klanten; om ook daar geen onbalans te veroorzaken, zal de PV-houder conform de profielen inkopen.

Deze wijze van socialiseren van de onbalans van kleinverbruikers leidt er toe dat de leveranciers thans geen belang hebben bij de flexibiliteit die een kleinverbruiker kan leveren. Zij kunnen immers alleen aan deze flexibiliteit verliezen.

A.3.6.6. Onbalans en zonnepanelen

Veel kleinverbruikers hebben zonnepanelen geïnstalleerd; CBS-cijfers⁹⁶ vermelden over 2019 963.000 woningen met in totaal 3.200 MW-piek geïnstalleerd vermogen (in 2014 217.000 en 670 MW). Dit komt overeen en een productie van 3,2 TWh en per woning een vermogen van met 3,3 kW-piek en een productie van 3.300 kWh (dit meer dan het gemiddelde verbruik in 2018 van 2.700 kWh per woning).

Voor de verwerking van meetgegevens van kleinverbruikers, bestaan zonnepanelen niet.

De raming van het verbruik aan de hand van standaardprofielen houdt geen rekening met deze ontwikkeling. Daarom zijn de uitkomsten van deze systematiek ook in toenemende mate onjuist. Door deze omissie wordt het onbalanssysteem op drie punten met onjuiste gegevens gevoed:

1. Er is geen standaardprofiel gedefinieerd voor kleinverbruikers met zonnepanelen;
2. Het jaarverbruik leidt tot onderschatting van de afname; en
3. De standaardprofielen worden drie maanden vooraf vastgesteld en houden dus geen rekening met de voorspellingen van zonnige en donkere dagen of uren.

Het eerste punt leidt ertoe dat alle kleinverbruikers op dezelfde wijze worden behandeld. Er is geen mogelijkheid de feitelijke belasting door kleinverbruikers met zonnepanelen in het systeem te ramen.

Het tweede punt vergt een korte uitleg. Het jaarverbruik van een kleinverbruiker wordt vastgesteld op basis van een jaarlijkse meting; zie de bijlage bij de Informatiecode:

B1.3.1

Het standaardjaarverbruik van een aansluiting die op grond van B1.2.1 tot en met B1.2.5 of B1.2.10 is ingedeeld in de profielcategorieën E1A, E1B, E1C, E2A, E2B of E4A, wordt bepaald door het gemeten verbruik op die aansluiting over de kleinst mogelijke verbruiksperiode van minimaal 300 dagen te delen door de som van de profiel fracties in het standaardprofiel over de desbetreffende periode. De

⁹⁵ Netcode, artikel 10.31.

⁹⁶ CBS-Statline publicatie 10 december 2020 'Zonnestroom; vermogen bedrijven en woningen, regio (indeling 2019)

verbruiksperiode gaat in de eerste hele dag (vanaf 00:00 uur) na de eerste meteropname en loopt tot en met de dag van de laatste meteropname (tot 24:00 uur). Hierbij wordt uitsluitend gebruik gemaakt van afgelezen of uitgelezen meterstanden. Het standaardjaarverbruik bestaat uit een positief getal.

Indien de zonnepanelen over de meetperiode meer opgewekt hebben dan het verbruik, is het jaarverbruik negatief. Volgens de laatste zin kan dat niet. Hoe het jaarverbruik dan vastgesteld moet worden is niet duidelijk. Of de waarde 0,00 wordt toegekend, of alleen de positieve meterstanden (momenten van afname) worden opgeteld, maar dit kan niet in het geval detailmetingen niet beschikbaar zijn, als een oude draaistroommeter is geïnstalleerd of de slimme meter niet uitgelezen mag worden.

Indien het jaarverbruik op 0,00 wordt vastgesteld, resulteert dit in een onbalans van 100%: alle afgenomen of opgewekte elektriciteit draagt bij aan de onbalans.

Indien het jaarverbruik alleen met de afnamemetingen wordt vastgesteld, wordt het directe verbruik van opgewekte zonne-energie gemist en weerspiegelt dit niet langer het totale verbruik van de kleinverbruiker. Deze te lage raming van de belasting geldt voor alle kwartieren van het jaar, ook op de donkere uren als het standaardprofiel wél een goede raming zou opleveren. Als alleen de afgenomen elektriciteit gemeten wordt als jaarverbruik, is de onderschatting in de orde van 30 à 40%⁹⁷,

Het derde punt betreft het in het geheel niet betrekken van de zonneproductie in de berekeningen. Een raming van de profielen enkele dagen voor de toepassing, zou een grote verbetering betekenen.

De financiële waarde van de onbalans die hierdoor in de metingen geïntroduceerd wordt, is thans in de orde van € 100 miljoen per jaar; € 40 miljoen als gevolg van de onderschatting van het jaarverbruik plus € 60 miljoen als gevolg van het missen van de zonne-productie. Deze kosten worden gesocialiseerd in de nettarieven en zullen groter worden naarmate meer zonnepanelen worden geïnstalleerd. Zij worden gedragen door alle aangeslotenen op het net, en dus niet door de eigenaren van de zonnepanelen.

Bovenstaande bedragen zijn geraamd op basis van metingen aan een individuele zonne-installatie gedurende 4 weken in 2020, in elk seizoen één. Daarmee is een beeld verkregen van de omvang van het effect, maar er kan geen nauwkeuriger uitspraak op worden gebaseerd.

A.3.6.7. Administratie aangeslotenen en energieverbruik

De energie-administratie van de kleinverbruikers is de facto gecentraliseerd in de databanken van de EDSN. Na de liberalisatie van de kleinverbruikersmarkt van energie, bleken de geautomatiseerde systemen van de verschillende energiebedrijven niet op elkaar aan te sluiten. Dit leidde tot veel fouten bij verhuizingen en bij het overstappen van leverancier. Onder politieke druk hebben de energiebedrijven (leveranciers) in samenspraak met de netbeheerders een centraal systeem opgetuigd, waar alle gegevens zijn samengebracht die nodig zijn voor de registratie en afwikkeling van het energieverbruik en de afrekening daarvan. Het betreft registers waarin per aangeslotene is vastgelegd de naam, het adres, de netbeheerder, de leveranciers, de meetgegevens en de verbruiksgegevens, plus extra verificatiecode's, bestaande uit delen van het bankrekeningnummer van de aangeslotene.

Dit uitgebreide systeem is niettemin niet geschikt om de frequente meetgegevens van actieve klanten op te slaan en te verwerken. Kleinverbruikers die slimme meter allocatie aanvragen, worden van het KV-datasysteem overgebracht naar de datasystemen voor grootverbruikers. Daar is de verwerking van kwartiermeetgegevens immers reeds jaren de praktijk. Zolang dit betrekkelijk weinig kleinverbruikers betreft, hebben de systemen van de EDSN voldoende capaciteit.

Het beleid om de elektriciteitsmarkten in een aantal aspecten te ontsluiten voor actieve afnemers, zal ook gevolgen hebben voor deze datasystemen. De vraag die zich dan aandient, is of de huidige systemen gewijzigd kunnen worden, of dat een geheel nieuw systeem ontwikkeld moet worden. Waar het huidige systeem is toegeschreven op de passieve kleinverbruiker, lijkt voor de actieve afnemers een nieuwe aanpak voor de hand te liggen.

97 meting aan individuele zonne-installatie, 2019 – 2020.

A.4. Kleinverbruikers

A.4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt de positie van kleinverbruikers binnen het energierecht besproken. Daarbij beperken we ons tot de levering van elektriciteit aan kleinverbruikers. In hoofdstuk 3 bleek al dat kleinverbruikers geen programmaverantwoordelijkheid hebben. Zij vallen buiten de definitie van programmaverantwoordelijke die in de Elektriciteitswet wordt gegeven. Ook de redenen daarvoor zijn in hoofdstuk 3 besproken. Wel werd de vraag opgeworpen in hoeverre deze regeling nog terecht is.

Gegeven de veranderende technologische mogelijkheden, toenemende vraag naar flexibiliteit en een positie van de kleinverbruikers als volwaardige deelnemer op de markt, onderzoeken we welk systeem rond programmaverantwoordelijkheid hierbij past. In dit hoofdstuk wordt gekeken in hoeverre kleinverbruikers nog een bijzondere positie hebben binnen het recht en welke redenen daarvoor zijn. Ook wordt gekeken naar ontwikkelingen in de positie van kleinverbruikers. Zo wordt duidelijk in hoeverre een veranderende regeling van de programmaverantwoordelijkheid van kleinverbruikers aansluit bij actuele ontwikkelingen met betrekking tot de positie van kleinverbruikers.

Daartoe wordt in de paragrafen 4.2 en 4.3 ingegaan op de positie van kleinverbruikers binnen het energierecht. Daarbij wordt in paragraaf 4.2 eerst aandacht besteed aan de Elektriciteitswet en de onderhangende AMvBs en ministeriële regelingen. Daarnaast worden consumenten ook door het nationale en Europese consumentenrecht beschermd. Dat laatste geldt in elk geval voor niet-zakelijke kleinverbruikers, maar soms ook voor zakelijke kleinverbruikers. In paragraaf 4.3 komt de positie van kleinverbruikers binnen het Europese elektriciteitsrecht aan bod.

A.4.2 De positie van kleinverbruikers in het recht

A.4.2.1. Elektriciteitswet 1998 en Burgerlijk Wetboek 6 en 7

Volgens de Elektriciteitswet zijn kleinverbruikers afnemers op de Nederlandse elektriciteitsmarkt, die beschikken over een aansluiting op het elektriciteitsnet met een totale maximale doorlaatwaarde van $3 \cdot 80 \text{ A}$.⁹⁸ Of een afnemer kwalificeert als kleinverbruiker hangt dus af van de capaciteit van zijn aansluiting, ook al is deze groter aangelegd dan noodzakelijk zou zijn.⁹⁹ Zolang een huishouden, bedrijf of organisatie beschikt over een aansluiting zoals hierboven beschreven, kwalificeert een huishouden, bedrijf of organisatie als kleinverbruiker.

De Elektriciteitswet beschermt kleinverbruikers beter dan grootverbruikers.¹⁰⁰ Zo heeft een energieleverancier een speciale vergunning van de ACM nodig om energie aan kleinverbruikers te mogen leveren. De wet maakt binnen de categorie kleinverbruikers een verder onderscheid tussen consumenten en zakelijke klanten. Dit verdere onderscheid beïnvloedt bijvoorbeeld de hoogte van de opzegvergoeding die mag worden gerekend.¹⁰¹

De bijzondere positie van kleinverbruikers blijkt allereerst uit Artikel 95a Elektriciteitswet. In lid 1 van dit Artikel is het uitgangspunt vastgelegd dat leveranciers een vergunning behoeven om elektriciteit aan kleinverbruikers te leveren.¹⁰² Deze vergunning is niet vereist voor de levering van elektriciteit aan niet-kleinverbruikers, lees grootverbruikers. Lid 2 van Artikel 95a beschrijft enkele uitzonderingsgronden op lid 1. De gedachte achter het vergunningstelsel was aanvankelijk dat de gefaseerde vrijmaking van de elektriciteitsmarkt zou leiden tot afnemers die wel van hun vrije leverancierskeuze gebruik konden

98 Elektriciteitswet 1998, Artikel 95a en Regeling afsluitbeleid voor kleinverbruikers van elektriciteit en gas, artikel 1.

99 Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (Universiteit van Amsterdam, 2014), p. 14.

100 'Netbeheerder en energiemarkt: Kleinverbruikers en grootverbruikers' ACM (2020).

101 Idem.

102 Elektriciteitswet 1998, Artikel 95a.

maken, en afnemers die dit nog niet konden.¹⁰³ Doordat laatstgenoemde afnemers nog geen vrije leverancierskeuze hadden, zouden zij volledig afhankelijk van hun leveranciers zijn. Om de afnemers tegen de leveranciers te beschermen en leveringszekerheid te bewerkstelligen, is bovengenoemd vergunningstelsel in het leven geroepen. Het stelsel verbindt voorwaarden aan de verkrijging van de leveringsvergunning. Zo geeft de vergunning leveranciers niet alleen het recht om aan beschermde afnemers te leveren, maar levert ook een plicht op om aan die afnemers te leveren tegen ten hoogste de vastgestelde prijs.¹⁰⁴ De prijs kan per leverancier verschillen en de gehanteerde prijs dient aan de ACM te worden medegedeeld.¹⁰⁵ De grens tussen vrije en beschermde afnemers valt samen met de grens tussen groot- en kleinverbruikers. Leveringszekerheid voor kleinverbruikers wordt verder gewaarborgd door het Besluit leveringszekerheid Elektriciteitswet 1998. Zo is de vergunninghouder, indien hij voorziet of behoort te voorzien dat hij geen elektriciteit meer aan kleinverbruikers kan leveren, verplicht om hiervan mededeling te doen aan de netbeheerder.¹⁰⁶ In dat geval zal de vergunninghouder, samen met de bewindvoerder en curator, er zorg voor dragen dat elektriciteit voor kleinverbruikers wordt ingekocht en kleinverbruikers van elektriciteit gebruik kunnen blijven maken.¹⁰⁷

Verdere verplichtingen omtrent het vergunningstelsel zijn opgenomen in het Besluit vergunning levering elektriciteit aan kleinverbruikers. Zo stelt Artikel 2 eisen aan de aanvraag voor de vergunning: de aanvrager moet bijvoorbeeld niet in staat van faillissement verkeren, en de aanvrager moet de door hem gehanteerde klachten- en geschillenregeling voor kleinverbruikers in de aanvraag beschrijven.¹⁰⁸ Ook beschrijft Artikel 3 een aantal organisatorische, financiële en technische kwaliteiten waarover de aanvrager dient te beschikken.¹⁰⁹ Aanvankelijk was het de bedoeling dat het vergunningstelsel tijdelijk van aard zou zijn en afgeschaft zou worden wanneer de markt volledig geliberaliseerd was. Zo zouden kleinverbruikers in eerste instantie slechts tot en met 31 december 2001 beschouwd worden als beschermde afnemers.¹¹⁰ Bij de derde nota van wijziging van de Gaswet in 2000 is echter een permanent vergunningstelsel voor de levering van gas en elektriciteit aan kleinverbruikers ingevoerd. Tijdens de plenaire behandeling bleek er namelijk brede steun in de Tweede Kamer te zijn voor de invoering van een vergunningsregime ten behoeve van een betrouwbare energievoorziening voor kleinverbruikers.¹¹¹ Bij de derde nota van wijziging zijn Artikelen 95a tot en met 95i ingevoegd. Daarnaast is bij amendement Kortenhorst op de Wijziging van de Elektriciteitswet Artikel 95c ingevoegd en zijn de oude Artikelen 95c tot en met 95j vernummerd tot Artikelen 95d tot en met 95j.¹¹² De beoogde vergunningstelsels zijn van kracht geworden op 1 juli 2004, de datum waarop de liberalisering van de elektriciteitsmarkt voor kleinverbruikers is voltooid. Op grond van Artikel 95a van de Elektriciteitswet is het, zoals reeds beschreven, verboden zonder vergunning elektriciteit aan kleinverbruikers te leveren. Vergunninghouders zijn daarbij verplicht om elektriciteit tegen redelijke voorwaarden en tarieven te leveren. Hiermee wordt bewerkstelligd dat kleinverbruikers ook in een vrije markt nog een zekere mate van bescherming genieten.¹¹³ Ook moeten energieleveranciers kleinverbruikers voorzien van een verbruiks- en indicatief kostenoverzicht, waarin de energieleverancier de hoeveelheid energie die is afgenomen in de periode van het leveringscontract vermeldt.¹¹⁴ Energieleveranciers hoeven echter alleen aan deze verplichting te voldoen indien de kleinverbruiker beschikt over een op afstand uitleesbare elektriciteitsmeter die op afstand wordt uitgelezen.¹¹⁵ Op grond van het Besluit op afstand uitleesbare

103 Elektriciteitswet 1998, Memorie van Toelichting, p. 12.

104 Idem.

105 Elektriciteitswet 1998, Artikel 95b, lid 2.

106 Besluit leveringszekerheid Elektriciteitswet 1998, Artikel 2, lid 1.

107 Besluit leveringszekerheid Elektriciteitswet 1998, Artikel 2, lid 5, sub b en c, en lid 6, sub b en c.

108 Besluit vergunning levering elektriciteit aan kleinverbruikers, Artikel 2, lid 2, sub c en f.

109 Besluit vergunning levering elektriciteit aan kleinverbruikers, Artikel 3.

110 Elektriciteitswet 1998, Memorie van Toelichting, p. 12.

111 *Kamerstukken II 1999/2000*, 26 463, nr. 95.

112 *Kamerstukken II 2002/03*, 28 665, nr. 17.

113 *Kamerstukken II 1999/2000*, 26 463, nr. 95.

114 Besluit factuur, verbruiks- en indicatief kostenoverzicht energie, Artikel 11.

115 Besluit factuur, verbruiks- en indicatief kostenoverzicht energie, Artikel 11.

meetinrichtingen dient de netbeheerder er zorg voor te dragen dat kleinverbruikers uiterlijk op 31 december 2020 kunnen beschikken over een dergelijke elektriciteitsmeter.¹¹⁶ Zodra de kleinverbruiker beschikt over een dergelijke meetinrichting, stelt de Regeling gegevensbeheer en afdracht elektriciteit en gas leveranciers verplicht om in de toelichting op hun jaarrekening verantwoording af te leggen over hoe zij de gegevens van kleinverbruikers, die over zo'n meetinrichting beschikken, vastleggen, uitwisselen, gebruiken en bewaren.¹¹⁷

Artikel 95b van de Elektriciteitswet gaat verder in op de rechten en plichten van vergunninghouders bij de levering van elektriciteit aan kleinverbruikers. Allereerst is de vergunninghouder verplicht om op een betrouwbare wijze elektriciteit te leveren aan iedere afnemer die daarom verzoekt.¹¹⁸ De vergunninghouder mag hierbij dus geen enkel onderscheid maken. Ten tweede moet de vergunninghouder elektriciteit leveren tegen redelijke tarieven en voorwaarden. Redelijke tarieven en voorwaarden worden ook geborgd door het consumentenrecht. Voor een deel overlapt de bescherming die wordt geboden in het consumentenrecht met de bescherming voor kleinverbruikers, maar niet helemaal. Bescherming voor consumenten geldt immers in het algemeen niet voor commerciële partijen, ook al vallen deze onder de definitie van kleinverbruiker. In 4.2.1.1 worden daarom de elektriciteitsprijs en redelijke tarieven door middel van het consumentenrecht besproken. Redelijke voorwaarden en het consumentenrecht komen aan bod in 4.2.1.2. Andere relevante wettelijke bepalingen uit de Elektriciteitswet worden in 4.2.1.3 behandeld.

A.4.3 Elektriciteitsprijs en redelijke tarieven

A.4.3.1. Elektriciteit

Het feit dat vergunninghouders elektriciteit moeten leveren tegen redelijke prijzen, heeft zijn weerslag op de elektriciteitsprijs voor kleinverbruikers. De elektriciteitsprijs wordt gevormd door diverse componenten.¹¹⁹ Afnemers betalen voor de levering van elektriciteit, voor het gebruik van het elektriciteitsnetwerk, en voor het meten van hun verbruik.

De elektriciteitsprijs is in de huidige praktijk opgebouwd uit een vast en een variabel deel.¹²⁰ Het vaste leveringstarief is een vast bedrag per jaar, dat wordt betaald voor de vaste kosten voor de levering van elektriciteit, zoals administratieve kosten. Het variabele leveringstarief wordt betaald per verbruikt kilowattuur (kWh) en beweegt mee met de prijsontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt. Het variabele leveringstarief kan gedurende het jaar worden gewijzigd.¹²¹ Beide delen van de prijs zijn in beginsel vrij; iedere leverancier mag zelf bepalen hoeveel hij rekent. De ACM houdt echter wel toezicht op de energieprijzen. De wettelijke basis hiervoor is het hierboven al genoemde art. 95b Elektriciteitswet, dat energieleveranciers verplicht elektriciteit te leveren tegen redelijke prijzen. Deze zogenoemde vangnetregeling is met de voltooiing van de liberalisering in 2002 opgenomen in de wet, omdat de vrees bestond dat zogenaamde slapende consumenten zouden opdraaien voor de kortingen die energieleveranciers uitdeelden aan actieve overstappers.¹²² Hoewel de vangnetregeling eigenlijk tijdelijk van aard zou zijn, is de regeling nog niet afgeschaft. Het ligt voor de hand dat de vangnetregeling in toekomstige elektriciteitswetgeving zal worden aangepast of afgeschaft.

Op voorhand is niet vastgesteld wat een redelijk tarief is. De ACM grijpt in wanneer zij constateert dat er sprake is van een onredelijke prijsontwikkeling. Het variabele leveringstarief wordt per eenheid (kWh) elektriciteit betaald en kan gedurende het jaar wijzigen, afhankelijk van de ontwikkelingen op de globale

116 Besluit op afstand uitleesbare meetinrichtingen, Artikel 2.

117 Regeling gegevensbeheer en afdracht elektriciteit en gas, Artikel 8, sub a.

118 Elektriciteitswet 1998, Artikel 95b, lid 1.

119 'Waaruit bestaat de prijs van elektriciteit?' Essent (2019).

120 'Gemiddelde energietarieven voor consumenten', Centraal Bureau voor de Statistiek (2020).

121 'Vaste en variabele tarieven', Eneco (2020).

122 Kamerstukken II 2000/01, 27 250, nr. 30.

elektriciteitsmarkt.¹²³ Ook worden dynamische energieprijzen aangeboden, meestal day-ahead prijzen.¹²⁴ Deze prijzen verschillen per uur en per dag. Het voordeel van dynamische energieprijzen is dat de kleinverbruiker geld kan besparen door energie te verbruiken wanneer de prijs laag is en geen energie te verbruiken als de prijs hoog is.¹²⁵ Het nadeel is dat de kleinverbruiker minder zekerheid heeft: zo kan hij bij een flexibele energieprijs alsnog duurder uit zijn dan bij een vast tarief.¹²⁶ Ook zijn de vaste kosten van flexibele prijzen thans hoger en kost het veel tijd om in te spelen op de energieprijzen wanneer deze laag zijn.¹²⁷ Dit laatste bezwaar wordt deels ondervangen door het beschikbaar komen van smart toepassingen, die het aanpassen van de elektriciteitsvraag aan de prijs automatiseren. Dynamische prijzen kunnen bovendien bijdragen aan vraagrespons: op momenten van schaarste worden afnemers gestimuleerd om hun verbruik te beperken. Kleinverbruikers kunnen sinds 1 januari 2017 gebruik maken van flexibele prijzen. Voor grootverbruikers bestond die mogelijkheid al.¹²⁸ Hoewel kleinverbruikers dus nog steeds enige prijsbescherming genieten, schuift hun positie op in de richting van die van reguliere verbruikers, zodat ook zij ten volle kunnen profiteren van de mogelijkheden die de markt biedt. In de praktijk gebeurt dat nog weinig. Dynamische energieprijzen worden slechts door een beperkt aantal, kleine energieleveranciers geleverd¹²⁹, waardoor kan worden geconcludeerd dat het gebruik van flexibele energieprijzen in Nederland nog niet wijdverspreid is. Uit onderzoek van de ACM blijkt, dat leveranciers problemen voorzien bij de beoordeling van dynamische prijzen in het licht van de vangnetregeling, wat mogelijk de geringe populariteit van deze contractvorm verklaart.¹³⁰ De ACM houdt ook toezicht op mededinging op groot- en kleinverbruikersniveau.¹³¹

A.4.3.2. Netkosten

Ten tweede betaalt de kleinverbruiker voor netbeheer- en transportkosten, waarmee het elektriciteitsnet en de aansluitingen van consumenten worden onderhouden.¹³² Dit tarief wordt aan de netbeheerder betaald, maar wordt via de leverancier verrekend om administratieve lasten te voorkomen.¹³³ De hoogte van dit tarief wordt bepaald door de aansluiting en het netwerkgebied waarin de aansluiting zich bevindt. De kosten voor alle aangesloten kleinverbruikers met een aansluiting van een gegeven capaciteit, worden omgeslagen over al die kleinverbruikers. Het capaciteitstarief voor kleinverbruikers is in 2009 ingevoerd samen met de invoering van het leveranciersmodel, om 'de administratieve processen van levering van elektriciteit en gas in een geliberaliseerde energiemarkt te vereenvoudigen, de dienstverlening aan afnemers te verbeteren en kosten te besparen.'¹³⁴

Er gaan thans stemmen op om het capaciteitstarief los te laten, omdat het geen rekening houdt met de kosten die individuele verbruikers voor netbeheer en transport veroorzaken, en hen geen incentives biedt hun verbruik aan te passen. De ACM heeft dan ook geconstateerd dat flexibele nettarieven prijsprikkels aan afnemers kunnen geven om hun productie en consumptie aan te passen, maar heeft daarbij wel aangegeven dat flexibele nettarieven zich moeizaam verhouden tot de algemeen

123 Idem.

124 'Flexibele energietarieven', Pricewise (2020).

125 'Flexibel energiecontract: voor- en nadelen', Energie Zakelijk (2019).

126 Idem.

127 Idem.

128 'Flexibele energietarieven', Pricewise (2020).

129 Idem.

130 ACM, Vangnet in Transitie, 2019, p. 32

131 Elektriciteitswet 1998, Artikel 5b.

132 'Gemiddelde energietarieven voor consumenten', Centraal Bureau voor de Statistiek (2020).

133 'Waaruit bestaat de prijs van elektriciteit?' Essent (2019).

134 Zie ACM 2008, Wijziging TarievenCode Elektriciteit - invoering capaciteitstarief, bereikbaar via: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/3884/Wijziging-TarievenCode-Elektriciteit--invoering-capaciteitstarief>

geaccepteerde tarifieringsprincipes.¹³⁵ Zo kan er bij flexibele nettarieven discriminatie optreden en is de economische efficiëntie van flexibele tarieven onduidelijk.¹³⁶

De netbeheers- en transportkosten worden door de ACM vastgesteld.¹³⁷ De periodieke aansluitvergoeding en het capaciteitstarief bestaan uit vaste bedragen, welke kunnen verschillen per netbeheerder.¹³⁸ De ACM bepaalt de hoogte van de netbeheers- en transportkosten in de jaarlijkse tarievenbesluiten.¹³⁹ Verder stelt de ACM het meettarief voor kleinverbruikers op grond van de Regeling meettarieven vast.¹⁴⁰

A.4.3.3. Belastingen

Ten derde dienen overheidsheffingen en btw te worden betaald. De overheidsheffingen bestaan uit energiebelasting. De energiebelasting wordt per eenheid (kWh) elektriciteit betaald en de tarieven voor de energiebelasting op elektriciteit zijn vastgelegd in de Wet belastingen op milieugrondslag.¹⁴¹ De regulerende belasting op energie heeft als doel een bijdrage te leveren aan het verminderen van energieverbruik en daarmee vermindering van de emissie van CO₂.¹⁴² Voorts wordt over de levering van elektriciteit de Opslag Duurzame Energie geheven. Deze opslag is geïntroduceerd om de investering van duurzame energie te stimuleren.¹⁴³ De berekening van de btw geschiedt over de volledige elektriciteitsprijs, inclusief de energiebelastingen. Anderzijds ziet de overheid elektriciteit als een eerste levensbehoefte¹⁴⁴, op grond waarvan een deel van de overheidsheffing aan de consument wordt terugggegeven. Deze teruggave bestaat uit een vast, jaarlijks bedrag en geschiedt onder de noemer “vermindering energiebelasting”. Al deze heffingen worden formeel met de overheid verrekend, maar in de praktijk is de energieleverancier verantwoordelijk voor de verrekening met enerzijds de consument en anderzijds de overheid.

A.4.3.4. Redelijke prijs

Artikel 7:4 BW beschrijft dat, indien de koop van – in dit geval – elektriciteit zonder prijsafpraak is gesloten, de kleinverbruiker een redelijke prijs is verschuldigd. Bij de bepaling van de redelijke prijs wordt rekening gehouden met de door de leverancier ten tijde van het sluiten van de overeenkomst gewoonlijk bedongen prijzen. Er zal dus rekening worden gehouden met de prijs die de leverancier normaliter voor elektriciteit ontvangt.¹⁴⁵ Indien dit niet mogelijk is, kan ook worden gekeken naar de gangbare prijzen die worden gehanteerd door andere elektriciteitsleveranciers.¹⁴⁶

Hoe kunnen we bovenstaande nu duiden? Zoals reeds is beschreven, is de liberalisering van de Nederlandse elektriciteitsmarkt op 1 juli 2004 voltooid en wordt de elektriciteitsmarkt sindsdien gekenmerkt door marktwerking. In het Nederlandse energiebeleid is vastgelegd dat de geliberaliseerde

135 D-Cision & Ecorys – Verkenning naar de mogelijkheden van flexibilisering van nettarieven (ACM, 2019), p. 100.

136 Ibidem, p. 100 en 101.

137 Elektriciteitswet 1998, Artikel 41, en ‘Energiecontracten: Waar betaalt u voor?’ ACM (2020)

138 ACM - Besluit ACM/DE/2016/205072: Methodebesluit Regionale Netbeheerders Elektriciteit 2017–2021 (2016).

139 ‘Wat zijn netbeheerkosten en het capaciteitstarief?’ ACM (2020).

140 Regeling meettarieven, Artikel 4a en Overlegtafel Energievoorziening - Belemmeringen in nettarieven (2018), p. 46.

141 Zie Wet belastingen op milieugrondslag, Artikel 59, lid 1, sub c.

142 Wijziging van de Wet belastingen op milieugrondslag in verband met de invoering van een regulerende energiebelasting, Memorie van Toelichting, sectie 1.2.

143 ‘Waaruit bestaat de prijs van elektriciteit?’ *Essent* (2019).

144 ‘Wat u betaalt aan energiebelasting’ *Minder* (2020).

145 Castermans, A.G. & Krans, H.B. – Tekst & Commentaar BW, Artikel 7:4.

146 Idem.

elektriciteitsmarkt publieke belangen in de energievoorziening dient te borgen.¹⁴⁷ Deze publieke belangen zijn dat energie betaalbaar, betrouwbaar en duurzaam moet zijn.¹⁴⁸

In een geliberaliseerde markt komen prijzen tot stand op basis van vraag en aanbod. De ACM houdt toezicht op de werking van de elektriciteitsmarkt en zorgt dat de prijs van energie tot stand komt door eerlijke concurrentie. Wanneer concurrentie niet goed mogelijk is, reguleert de ACM prijzen c.q. tarieven en andere voorwaarden. De ACM voert hiertoe regelmatig onderzoeken uit naar de marktconcentratie (en ook al is deze hoog voor de KV-markt, heeft de ACM nog nooit ingegrepen).¹⁴⁹ Vanuit die optiek is te begrijpen, dat de tarieven voor levering grotendeels vrij zijn, terwijl de netbeheers- en transportkosten worden gereguleerd. Kleinverbruikers kunnen inmiddels hun leverancier vrij kiezen, maar hun netbedrijf of meetbedrijf niet. Voor netbeheerders geldt immers dat zij een monopolie hebben in hun verzorgingsgebied.

Desalniettemin blijkt dat kleinverbruikers volgens de wetgever ook binnen een geliberaliseerde markt bescherming behoeven. Dat is te zien aan het toezicht op prijzen voor levering aan kleinverbruikers, maar ook aan bijvoorbeeld het capaciteitstarief, dat deels is ingevoerd om voor kleinverbruikers de overzichtelijkheid van hun energierekening te vergroten. Hoewel de historische ontwikkelingen laten zien, dat de positie van kleinverbruikers verandert, worden zij nog altijd als beschermenswaardig gezien. Dat geldt des te meer voor kleinverbruikers, die geneigd zijn een passieve houding aan te nemen.

A.4.3.5. Redelijke voorwaarden

Het feit dat de vergunninghouder elektriciteit tegen redelijke voorwaarden moet leveren, is uitgewerkt in Artikel 95m Elektriciteitswet. Daarnaast heeft de uitbreiding van Artikel 95b ertoe geleid dat de bepalingen uit het Burgerlijk Wetboek over onredelijk bezwarende algemene voorwaarden van overeenkomstige toepassing zijn geworden op de relatie tussen vergunninghouder en zakelijke kleinverbruiker.¹⁵⁰

Artikel 95m geeft uitwerking aan de redelijke voorwaarden, welke verplicht zijn op grond van Artikel 95b. Artikel 95m biedt over het algemeen consumentenbescherming en draagt zorg voor een transparante informatieverstrekking en heldere contractvoorwaarden. Op grond van leden 5 en 6 wordt een kleinverbruiker op zijn minst een contract voor onbepaalde duur aangeboden. Op grond van lid 7 kan een kleinverbruiker iedere leveringsovereenkomst voor elektriciteit met een wettelijke opzegtermijn van 30 dagen opzeggen. Indien er sprake is van een overeenkomst van bepaalde duur, kan de leverancier wel in de overeenkomst opnemen dat een redelijke vergoeding is verschuldigd in geval van tussentijdse opzegging.¹⁵¹ Een opzegvergoeding kan niet worden vereist indien er sprake is van een overeenkomst van onbepaalde duur.

De ACM heeft in de Richtsnoeren Redelijke Opzegvergoedingen Vergunninghouders enkele richtlijnen opgenomen over de hoogte van de opzegvergoeding.¹⁵² De opzegvergoeding voor consumenten is afhankelijk van de contractduur en nog resterende looptijd van de elektriciteitsovereenkomst.¹⁵³ De opzegvergoeding voor kleinzakelijke afnemers is redelijk indien de vergoeding op één van de volgende drie manieren is berekend: de opzegvergoeding is maximaal 15% van wat de zakelijke kleinverbruiker nog zou hebben verbruikt, de opzegvergoeding is het verschil tussen de marktprijs van het contract en de verwachte opbrengst als de zakelijke kleinverbruiker was gebleven, of de opzegvergoeding is maximaal

147 ACM – Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer (2009), p. 5.

148 ACM – Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer (2009), p. 5 en ‘Missie & strategie: Energiemarkt in transitie’ ACM (2019).

149 Tot en met 2015 stond de HHI in de trendrapportage marktwerking en consumentenvertrouwen. De HHI was voor de consumentenmarkt steeds hoger dan 2000, wat geldt als hoog.

150 Kamerstukken II 2003/04, 29 372, nr. 3, Memorie van Toelichting, p. 53.

151 Elektriciteitswet 1998, Artikel 95m, lid 8.

152 Richtsnoeren Redelijke Opzegvergoedingen Vergunninghouders.

153 Richtsnoeren Redelijke Opzegvergoedingen Vergunninghouders, Artikel 4.

€ 100 per jaar dat eerder wordt opgezegd.¹⁵⁴ De energieleverancier moet in het contract aangeven welke van de drie methodes wordt gehanteerd. Een energieovereenkomst van onbepaalde tijd is in principe altijd tussentijds opzegbaar. Volgens de Hoge Raad dient de opzegbaarheid van dergelijke overeenkomsten af te hangen van de inhoud van de overeenkomst en de relevante wettelijke bepalingen.¹⁵⁵ Zo kunnen de eisen van redelijkheid en billijkheid en andere wettelijke bepalingen vereisen dat opzegging alleen mogelijk is indien er een zwaarwegende grond is, een bepaalde opzegtermijn in acht wordt genomen, of een aanbod tot (schade)vergoeding moet worden gedaan.¹⁵⁶ Indien de kleinverbruiker en energieleverancier de intentie hebben gehad om de energieovereenkomst van onbepaalde tijd als niet-opzegbaar te kwalificeren, kan de kleinverbruiker desalniettemin aanvoeren dat dit naar maatstaven van redelijkheid en billijkheid onaanvaardbaar is.¹⁵⁷ Ook kan hij zich beroepen op onvoorziene omstandigheden.¹⁵⁸

Met betrekking tot onredelijk bezwarende bedingen in algemene voorwaarden zijn Artikel 6:233, 6:236, 6:237 en 6:248 BW van belang. Onredelijk bezwarende bedingen in algemene voorwaarden kunnen worden vernietigd op grond van Artikel 6:233 BW. De zwarte lijst en grijze lijst van artikelen 6:236 en 6:237 BW beschrijven diverse (vermoedelijk) onredelijk bezwarende bedingen. Zo mag op grond van de Wet stilzwijgende verlenging een energiecontract voor bepaalde duur niet stilzwijgend worden verlengd.¹⁵⁹ Een overeenkomst met onbepaalde duur mag wel stilzwijgend worden verlengd, zolang de consument het contract op ieder moment kan opzeggen met een opzegtermijn van één maand.¹⁶⁰ Verder biedt Artikel 6:248 een contractueel vangnet voor kleinverbruikers: indien de kleinverbruiker te maken heeft met een regel in diens overeenkomst die naar maatstaven van redelijkheid en billijkheid onaanvaardbaar is, zal deze regel niet van toepassing worden verklaard.¹⁶¹ Het Burgerlijk Wetboek biedt de bescherming ten aanzien van onredelijk bezwarende algemene voorwaarden niet alleen aan huishoudelijke kleinverbruikers, maar ook aan kleinzakelijke afnemers.¹⁶²

A.4.3.6. Andere relevante bepalingen uit Elektriciteitswet 1998

Lid 7 tot en met 10 van Artikel 95b Elektriciteitswet zorgen ervoor dat kleinverbruikers 's winters niet zonder stroom kunnen komen te zitten. Deze leden verplichten netbeheerders en vergunninghouders om een beleid te voeren, dat erop is gericht om afsluiting van de kleinverbruiker in de winter te voorkomen. Deze bepaling wordt uitgewerkt in de Regeling afsluitbeleid voor kleinverbruikers van elektriciteit en gas. Deze Regeling bevat diverse bepalingen om te voorkomen dat kleinverbruikers worden afgesloten van elektriciteit. Artikelen 2 tot en met 4a beschrijven een procedure die moet worden doorlopen voordat een kleinverbruiker wegens wanbetaling kan worden afgesloten. Artikelen 5 en 6 bevatten eenzelfde procedure voor kwetsbare consumenten, maar met strengere voorwaarden, aangezien kwetsbare consumenten nog meer beschermd dienen te worden dan kleinverbruikers. Artikelen 7 tot en met 10 zien toe op afsluiting en heraansluiting in de winterperiode. Ook hier gelden strengere voorwaarden, aangezien de afsluiting van elektriciteit in de winter nog verstrekender is dan de afsluiting van elektriciteit tijdens andere seizoenen.

Artikel 95c verbiedt bepalingen die zijn opgenomen in energieovereenkomsten met kleinverbruikers, welke beogen om duurzame energieopwekking door kleinverbruikers te verbieden. Het doel achter dit

154 Richtsnoeren Redelijke Opzegvergoedingen Vergunninghouders, Artikel 6, en 'Energiecontracten: Opzegvergoeding' ACM (2020)

155 Hoekstra, E. – De opzegging van duurovereenkomsten voor onbepaalde tijd (Wieringa Advocaten, 2018).

156 Burgerlijk Wetboek, Artikel 6:248, lid 1.

157 Ibidem, lid 2.

158 Ibidem, Artikel 6:258.

159 'Beperking stilzwijgende verlenging van contracten' BASE Advocaten (2012).

160 Idem.

161 Burgerlijk Wetboek, Artikel 6:248, lid 2.

162 Kamerstukken II 2003/04, 29 372, nr. 3, Memorie van Toelichting, p. 53.

verbod is niet zo zeer het beschermen van kleinverbruikers. De bepaling beoogt bij te dragen aan de totstandkoming van een duurzame en milieuvriendelijke elektriciteitsvoorziening.¹⁶³

Artikelen 95ca en 95cb stellen dat de leverancier verantwoordelijk is voor het inschakelen van een meetbedrijf om de meetgegevens van kleinverbruikers in te zamelen. Ook is de leverancier verplicht om de facturen namens de netwerkbeheerder bij de kleinverbruiker te innen. In beginsel heeft de kleinverbruiker individuele contracten met de netbeheerder, leverancier en meetbedrijf, maar door deze bepalingen wordt de kleinverbruiker ontzorgd en heeft hij te maken met slechts één contactpunt.

Verder verplicht Artikel 95na leveranciers om elektriciteitslevering in ieder geval door middel van een modelcontract aan te bieden. Dit modelcontract wordt door de ACM vastgesteld.¹⁶⁴ De Regeling afnemers en monitoring Elektriciteitswet 1998 en Gaswet biedt verdere bescherming aan kleinverbruikers, doordat de Regeling voorwaarden verbindt aan het sluiten van leveringsovereenkomsten¹⁶⁵ en transportovereenkomsten¹⁶⁶ met kleinverbruikers. Ook zijn leveranciers verplicht om kleinverbruikers op toereikende wijze in kennis te stellen over onder andere de stijging van prijzen en de wijziging van de aan de overeenkomst verbonden voorwaarden.¹⁶⁷ Indien een kleinverbruiker wil wisselen van leverancier, kan hem hiervoor verder geen kosten in rekening worden gebracht.¹⁶⁸

Als laatste worden leveranciers door Artikel 95o verplicht om te voorzien in een transparante, eenvoudige en goedkope procedure voor de behandeling van klachten van afnemers. Dit Artikel implementeert onder andere bijlage A van Richtlijn 2003/54/EG, waarin is gesteld dat een procedure voor geschilbeslechting transparant, eenvoudig, goedkoop en snel moet zijn.

A.4.3.7. Conclusie kleinverbruikers in de wet

Op basis van bovenstaande analyse kan worden geconcludeerd dat de bescherming van kleinverbruikers ook in een geliberaliseerde energiemarkt noodzakelijk wordt geacht. Zij worden beschermd tegen onredelijke voorwaarden en tarieven, en zij worden in hoge mate ontzorgd. Die bescherming gaat in veel gevallen verder dan in het reguliere consumentenbeschermingsrecht. Dat is te verklaren uit de bijzondere aard van energie. Wel zijn er tekenen dat de wetgever vindt dat kleinverbruikers minder bescherming behoeven. Zo kunnen kleinverbruikers nu ook gebruikmaken van dynamische tarieven, waardoor zij meer worden blootgesteld aan de marktwerking op de Nederlandse elektriciteitsmarkt.

De huidige regeling van de programmaverantwoordelijkheid steekt daarmee niet vreemd af bij de rest van het energierecht. Zij past in het uitgangspunt dat kleinverbruikers ontzorgd worden, en dat zij niet moeten worden blootgesteld aan risico's. Wel zijn er ontwikkelingen, zowel in het recht als op de elektriciteitsmarkt, die maken dat dat in de toekomst wellicht niet zo blijft. Die worden hieronder in paragraaf 4.3 besproken.

163 Kamerstukken II 2002/03, 28 665, nr. 17.

164 Elektriciteitswet 1998, Artikel 95na, lid 2.

165 Regeling afnemers en monitoring Elektriciteitswet 1998 en Gaswet, Artikel 2.

166 Regeling afnemers en monitoring Elektriciteitswet 1998 en Gaswet, Artikel 3.

167 Regeling afnemers en monitoring Elektriciteitswet 1998 en Gaswet, Artikel 4.

168 Regeling afnemers en monitoring Elektriciteitswet 1998 en Gaswet, Artikel 10.

A.5. EU-recht: balanceringsverantwoordelijken en nieuwe rollen voor kleinverbruikers

A.5.1 Inleiding

In de bovenstaande hoofdstukken is de status quo met betrekking tot de positie van kleinverbruikers op de huidige elektriciteitsmarkt besproken, in het bijzonder met betrekking tot programma-verantwoordelijkheid. We hebben gezien dat kleinverbruikers een bijzondere positie innemen in het energierecht. Zij worden beschermd en ontzorgd. Een aspect van deze bescherming en ontzorging, is dat zij niet zelf verantwoordelijk zijn voor hun onbalansen. Zij dienen geen energieprogramma in. In plaats daarvan wordt hun verbruik voorspeld door hun leverancier met behulp van standaardprofielen. Wijkt het werkelijke verbruik daarvan af, dan worden de kosten van de onbalans gesocialiseerd. Kleinverbruikers kunnen ook kiezen voor slimme meter allocatie. In dat geval wordt wél afgerekend op basis van werkelijk verbruik. De programma-verantwoordelijkheid voor deze categorie ligt echter ook standaard bij de leverancier.

Hierboven is al aan de orde geweest, dat deze regeling minder goed past bij de ontwikkelingen die zich voordoen in de rol van de kleinverbruiker. Er is echter een tweede reden om het huidige systeem goed onder de loop te nemen, en dat is het van kracht worden van het Clean Energy Package.

In 2016 presenteerde de Europese Commissie een pakket maatregelen dat de doelstellingen van de Europese energie-unie moest verwezenlijken, het zogenaamde winterpakket. Het winterpakket bestaat uit een achttal wetgevingsinstrumenten, die inmiddels allemaal in werking zijn getreden.(zie bijlage .. voor een overzicht). Met het pakket komt de Unie tegemoet aan de in paragraaf 1 gesignaleerde veranderingen met betrekking tot het energiesysteem.¹⁶⁹ In het winterpakket is een belangrijke rol voorzien voor consumenten. Markten moeten zo worden vormgegeven, dat zij incentives bieden aan consumenten om zich actiever op te stellen, en bij te dragen aan de stabiliteit van het elektriciteitssysteem. Meer in het bijzonder worden eindafnemers in staat gesteld te profiteren van de mogelijkheden die de markt biedt en van scherpere concurrentie op de retailmarkten, en krijgen zij de mogelijkheid om als marktdeelnemers op te treden op de energiemarkt en bij de energietransitie.¹⁷⁰ Verder worden eindafnemers en kleine bedrijven in staat gesteld aan de markt deel te nemen door middel van de aggregatie van productie of vraagresponsinstallaties.¹⁷¹ Ook energiegemeenschappen bieden een mogelijkheid voor kleinverbruikers om gezamenlijk op te treden op de elektriciteitsmarkten. Daarbij blijft het uitgangspunt, dat kwetsbare consumenten bescherming krijgen.¹⁷²

Het Winterpakket bouwt voort op eerdere regulering met betrekking tot de elektriciteitsmarkt, en berust op de veronderstelling, dat een goed functionerende en toegankelijke markt het beste instrument is om de Europese beleidsdoelstellingen te realiseren. Deze interne markt heeft tot doel om, door concurrerende elektriciteitsmarkten te organiseren over de landgrenzen heen, een echte keuzevrijheid te bieden aan alle eindafnemers in de Unie, zowel particulieren als ondernemingen, nieuwe mogelijkheden voor economische groei te creëren, concurrerende tarieven, efficiënte investeringssignalen en een betere dienstverlening te bewerkstelligen, alsmede bij te dragen tot de voorzieningszekerheid en de duurzaamheid van de economie.¹⁷³

169 Overwegingen bij de Elektriciteitsrichtlijn, nr (3)

170 Art. 3 sub d E-Verordening.

171 Art. 3 sub e E-Verordening.

172 (4)

173 (2)

Voor de positie van kleinverbruikers zijn met name de Elektriciteitsrichtlijn en de Elektriciteitsverordening relevant, alsmede de Hernieuwbare Energie Richtlijn. Deze instrumenten worden hieronder in meer detail besproken.

In de Elektriciteitsverordening wordt het begrip balanceringsverantwoordelijke uitgewerkt, en is vastgelegd dat alle marktdeelnemers verantwoordelijk zijn voor hun onbalans. In de Elektriciteitsrichtlijn wordt dit nog nader verduidelijkt: voor een aantal rollen wordt verduidelijkt dat wanneer een afnemer die op zich neemt, hij daarmee ook de verantwoordelijkheid voor zijn onbalans moet dragen. Hieronder wordt uitgelegd wat het inhoudt om balanceringsverantwoordelijke te zijn, en wordt nader bekeken welke partijen in ieder geval balanceringsverantwoordelijk moeten zijn. Het zal blijken dat een deel van de kleinverbruikers verplicht balanceringsverantwoordelijk moet zijn.

Naast de Elektriciteitsverordening is ook de Balanceringsverordening relevant. De Balanceringsverordening stamt uit 2017 en is vastgesteld door de Europese Commissie op basis van de haar in artikel 18 lid 3 en 5 V 714/2009 gedelegeerde bevoegdheid. Op basis van de oude Elektriciteitsverordening dus. De Balanceringsverordening is juridisch gezien ondergeschikt aan de richtlijn en verordening uit 2019, omdat de Balanceringsverordening ouder is, maar primair omdat de Commissie de haar toegekende bevoegdheden uit dient te voeren binnen de door de Raad en het EP gestelde kaders. Art. 69 lid 1 van de Interne-Elektriciteitsmarkt-verordening verplicht de Commissie de geldende richtsnoeren uiterlijk 1 juli 2025 te herzien. Tot die tijd blijven zij van kracht.¹⁷⁴ Eventuele afstemmingsproblemen tussen de E-Verordening, de Elektriciteitsrichtlijn, en de richtsnoeren, zijn dus nog niet geadresseerd.

Hierbij dient tevens in gedachten gehouden worden, dat de richtlijn en de verordening zo zijn geschreven dat deze voor alle lidstaten en parlamentsfracties aanvaardbaar zijn. De bepalingen kunnen daardoor ambigu zijn en vragen daarom om een zorgvuldige interpretatie die recht doet aan de Nederlandse situatie.

Het Clean energy package is niet alleen van belang omdat het bepalingen bevat over balanceringsverantwoordelijkheid. De Elektriciteitsrichtlijn en de Hernieuwbare energierichtlijn kennen aan (categorieën van) kleinverbruikers een groot aantal rechten toe. Een aantal van die rechten is binnen het huidige systeem lastig te realiseren, denk aan de peer-to-peerhandel waar zelfverbruikers van duurzame energie op basis van de Hernieuwbare energierichtlijn toe gerechtigd zijn. Vaak zijn er meer barrières te slechten voor kleinverbruikers deze rechten daadwerkelijk kunnen effectueren, maar ook de regeling van programma-verantwoordelijkheid kan hieraan in de weg staan. Is dat het geval, dan is ook dat een argument om wijzigingen aan te brengen, en wel zodanig, dat kleinverbruikers wel, of beter, in staat worden gesteld van hun rechten gebruik te maken. In de navolgende delen zal dan ook worden verduidelijkt hoe verschillende modellen voor het vormgeven van programma-verantwoordelijkheid de mogelijkheden van kleinverbruikers beïnvloeden.

Ten slotte verplicht de Elektriciteitsrichtlijn lidstaten te zorgen dat de onafhankelijke aggregator toegang krijgt tot de markt. Het belang van de aggregator is groot. Kleinverbruikers kunnen dan het recht krijgen zich op de elektriciteitsmarkten te begeven, de volumes die zij daar kunnen aanbieden zijn per definitie klein. Door een aggregator in de arm te nemen, kunnen de volumes van kleinverbruikers gebundeld worden, en zijn zij gemakkelijker verhandelbaar. Voor de positie van kleinverbruikers is het daarom van belang, dat zij toegang hebben tot de diensten van een aggregator. De Elektriciteitsrichtlijn

¹⁷⁴ Ook de nieuwe Elektriciteitsverordening delegeert de betreffende regelgevende bevoegdheid aan de Commissie, en wel in artikel 61 lid 4, 5 en 6 (zie bijlage III bij de Interne-Elektriciteitsmarkt-verordening).

bevat bepalingen die die toegang moeten garanderen. Daarnaast is voor aggregatoren die aan vraagrespons doen bepaald, dat zij verantwoordelijk zijn voor de onbalansen die zij veroorzaken. Deze bepaling roept de nodige vraagtekens op, zoals hieronder zal blijken.

A.5.2 Verantwoordelijkheid voor balancering: wat is het, en wie heeft het?

De Elektriciteitsverordening definiëert een balanceringsverantwoordelijke als 'een marktdeelnemer of de door deze gekozen vertegenwoordiger die verantwoordelijk is voor diens onbalans op de elektriciteitsmarkt. De hoofdregel over balanceringsverantwoordelijkheid is te vinden in artikel 5 E-Verordening: alle marktdeelnemers zijn verantwoordelijk voor de onbalans die zij in het systeem veroorzaken. Daartoe zijn de marktdeelnemers balanceringsverantwoordelijken of delegeren zij hun verantwoordelijkheid op basis van een overeenkomst aan de balanceringsverantwoordelijke van hun keuze. Elke balanceringsverantwoordelijke partij is financieel aansprakelijk voor zijn onbalansen en streeft ernaar in evenwicht te zijn of het elektriciteitsstelsel in evenwicht te helpen houden.

Alle marktdeelnemers zijn dus balanceringsverantwoordelijk. Zij kunnen die verantwoordelijkheid ofwel zelf uitvoeren, of ervoor kiezen te contracteren met een BRP die namens hen deze verantwoordelijkheid uitvoert. Eén en ander is gevisualiseerd in de figuur hieronder.



De Elektriciteitsverordening biedt beperkt mogelijkheden om van deze hoofdregel te derogeren. Voor kleinverbruikers is relevant dat elektriciteitsproductie-installaties van beperkte omvang die hernieuwbare bronnen gebruiken de lidstaat kan besluiten de verantwoordelijkheid bij een andere marktdeelnemer kan leggen (artikel 5 lid 2 sub b jo lid 3).

De regel dat marktdeelnemers balanceringsverantwoordelijk zijn lijkt relatief eenvoudig. Toch kan niet geconcludeerd worden, dat kleinverbruikers balanceringsverantwoordelijk zijn. Zij zijn namelijk géén marktdeelnemer als bedoeld in artikel 2 E-Verordening. Een marktdeelnemer is een natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit aankoopt, verkoopt, of produceert, aan aggregatie doet of vraagrespons- of energieopslagdiensten verstrekt, onder meer door het plaatsen van handelsorders op een of meerdere elektriciteitsmarkten, waaronder op balanceringsenergiemarkten.

Daarmee sluit de definitie van marktdeelnemers kleinverbruikers niet uit, maar ook niet expliciet in. Een kleinverbruiker koopt immers energie in, maar doet dat niet op één van de in de definitie van elektriciteitsmarkten opgenomen markten. Hoewel de lijst van markten in de definitie van 'electriciteitsmarkten' gezien het gebruik van de term 'onder meer' niet limitatief bedoeld is, zijn er toch diverse argumenten die moeten leiden tot de conclusie dat kleinverbruikers niet tot de marktdeelnemers gerekend moeten worden.

Ten eerste is er artikel 3 van de E-Verordening, dat bepaalt dat eindafnemers in staat moeten worden gesteld als marktdeelnemer op te treden. Dat impliceert dat eindafnemers niet al per definitie marktdeelnemer zijn. Daarnaast zou de aanwijzing van actieve afnemers als verantwoordelijk voor balancering in art. 15 lid 1 sub f van de Elektriciteitsrichtlijn overbodig zijn, wanneer alle afnemers marktdeelnemer zijn. Zij zouden dan immers al op basis van art. 5 Elektriciteitsverordening

verantwoordelijk zijn. Ten slotte blijkt uit de travaux préparatoires dat art. 5 verantwoordelijkheid voor balancerings bij alle marktdeelnemers neerlegt om een einde te maken aan de uitzonderingspositie van RES E, waardoor een level playing field ontstaat voor alle marktdeelnemers. Als voorbeelden van BRPs worden uitsluitend grote spelers genoemd, zoals producenten en leveranciers. Over BRP voor kleinverbruikers wordt niet gesproken, en dat lijkt ook niet aan te sluiten bij de argumenten voor de keuze om alle marktdeelnemers verantwoordelijk voor balancerings te maken¹⁷⁵

De verantwoordelijkheid voor balancerings wordt dus niet zonder meer bij kleinverbruikers gelegd. Desalniettemin kunnen kleinverbruikers wel degelijk verplicht balanceringsverantwoordelijk zijn. De Elektriciteitsrichtlijn bevat namelijk een aantal toevoegingen aan en verduidelijking van de hoofdregel dat marktdeelnemers balanceringsverantwoordelijk zijn.

A.5.3 De rol van kleinverbruikers in het CEP: verantwoordelijk voor onbalansen of niet

Kleinverbruikers zijn niet per definitie marktdeelnemer. Zij zijn dus niet noodzakelijkerwijs balanceringsverantwoordelijk. Voor bepaalde categorieën kleinverbruikers ligt dat echter anders: zij worden in de E-Richtlijn aangewezen als balanceringsverantwoordelijke. Daarbij moet men in het achterhoofd houden, dat de richtlijn gebaseerd is op een andere logica dan de huidige Nederlandse elektriciteitswet. In die laatste wordt bepaald welke rechten en plichten een gebruiker heeft, aan de hand van de omvang van zijn aansluiting. In de Elektriciteitsrichtlijn wordt veeleer uitgegaan van de rollen die een partij op zich neemt, en de activiteiten die hij ontplooit. Is hij een actieve consument, een zelfverbruiker van energie, misschien zelf een (kleine) producent? Het antwoord op die vraag bepaalt welke rechten en plichten hij heeft, én of hij op basis van de Richtlijn zelf verantwoordelijk is voor zijn onbalansen. Wie een bepaling zoekt over de balanceringsverantwoordelijkheid van partijen met een kleine aansluiting zoekt dan ook tevergeefs. In plaats daarvan verplicht de Richtlijn ertoe een partij die een bepaalde rol op zich neemt, financieel verantwoordelijk te houden voor zijn onbalansen.

Hieronder wordt eerst besproken welke typen afnemers de richtlijn definieert. Vervolgens bekijken we welke andere rollen de Richtlijn kent. Ten slotte bekijken we, welke consequentie dat heeft voor de balanceringsverantwoordelijkheid van kleinverbruikers.

Artikel 2 van de richtlijn definieert verschillende typen afnemers. Afnemers kunnen eindafnemer of grootafnemer zijn. Eindafnemers kunnen huishoudelijke of niet-huishoudelijke afnemers zijn, en wel of niet actieve eindafnemer. Grootafnemers zijn altijd niet-huishoudelijke afnemers. Onderstaande tabel toont, hoe de typen overlappen: een huishouden met zonnepanelen dat energie terug levert aan het net is zowel een actieve eindafnemer, als een huishoudelijke afnemer, als een eindafnemer, als een afnemer. Deze getrapte definities zijn van belang, omdat de bepalingen in de richtlijn voor “afnemer” dus voor alle deelcategorieën gelden.

Tabel A.1: verschillende typen afnemers in de Elektriciteitsrichtlijn

Afnemer (lid 1) een groot-afnemer of een eindafnemer van elektriciteit	Eindafnemer (3) een afnemer die elektriciteit koopt voor eigen gebruik	Huishoudelijke afnemer (4) een afnemer die elektriciteit koopt voor eigen huishoudelijk gebruik en niet voor commerciële of professionele activiteiten	Actieve eindafnemer (8) een eindafnemer, of een groep gezamenlijk optredende eindafnemers, die op eigen terrein binnen afgebakende grenzen of, indien toegestaan door een lidstaat, op andere terreinen opgewekte elektriciteit verbruiken of opslaan, die door henzelf opgewekte elektriciteit verkopen, of die deelnemen aan
		Niet-huishoudelijke afnemer (5) een natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit koopt die niet	

175 Europese Commissie, SWD/2016/0410 final - 2016/0379 (COD)

		voor eigen huishoudelijk gebruik is bestemd	flexibiliteits- of energie-efficiëntieregelingen, mits die activiteiten niet hun belangrijkste commerciële of professionele activiteit vormen
	Grootafnemer (2) een natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit koopt voor wederverkoop binnen of buiten het systeem waarop deze persoon aangesloten is.	Niet-huishoudelijke afnemer (5) (vervolg) onder dit begrip vallen tevens producenten industriële afnemers, kleine en middelgrote ondernemingen, bedrijven	

Kleinverbruikers zijn altijd eindafnemers. Zij kunnen zowel huishoudelijke afnemer als niet-huishoudelijke afnemer zijn. Sommige kleinverbruikers zijn actieve eindafnemers, anderen niet. Het begrip 'eindafnemer' is wel ruimer dan 'kleinverbruiker'. Ook bedrijven met een vrij grote aansluiting vallen hieronder, zolang zij geen elektriciteit kopen voor wederverkoop.

Eindafnemers kunnen balanceringsverantwoordelijk zijn, maar dat hoeft niet. Het is afhankelijk van de activiteiten die zij ontplooiën. In de volgende paragraaf wordt dit nader uitgewerkt.

A.5.4 Nieuwe rollen in de richtlijn en hun verantwoordelijkheden

Hierboven is al gesteld, dat de Richtlijn het zijn van balanceringsverantwoordelijke koppelt aan de rol die een afnemer op zich neemt. Naast de actieve afnemer die hierboven al is aangestipt in figuur X introduceert de Clean Energy Package (CEP) een aantal andere rollen: de energiegemeenschap van burgers, de hernieuwbare energiegemeenschap, de actieve afnemer, en de zelfverbruiker(s) van hernieuwbare energie.

In deze paragraaf bespreken we deze nieuwe rollen en of zij financieel verantwoordelijk zijn voor de onbalansen die zij veroorzaken in het systeem. Hieronder worden achtereenvolgens de actieve afnemer, de energiegemeenschap van burgers en de hernieuwbare energiegemeenschap, en de zelfverbruiker(s) van hernieuwbare energie besproken.

A.5.4.1. Actieve afnemers

De richtlijn bepaalt voorts dat alle eindafnemers het recht hebben als actieve afnemer op te treden en daarmee het recht hebben (art 15):

- = *hetzij rechtstreeks, hetzij via aggregatie op te treden;*
- = *door henzelf opgewekte elektriciteit te verkopen, ook door middel van stroomafnameovereenkomsten;*
- = *deel te nemen aan flexibiliteits- en energie-efficiëntieregelingen;*
- = *het beheer van de installaties die nodig zijn voor hun activiteiten aan een derde te delegeren, ook wat betreft de installatie, de exploitatie, de verwerking van gegevens en het onderhoud, waarbij de derde niet als actieve afnemer wordt beschouwd;*
- = *onderwerpen te worden aan transparante en niet-discriminerende nettarieven die de kosten weerspiegelen, waarbij de elektriciteit die in het net wordt ingevoerd en de elektriciteit die uit het*

net wordt verbruikt, apart worden verrekend overeenkomstig artikel 59, lid 9, van deze richtlijn en artikel 18 van Verordening (EU) 2019/943, waarbij ervoor wordt gezorgd dat zij op een passende en evenwichtige wijze bijdragen aan het delen van de totale kosten van het systeem.

Daarbij wordt ook de plicht opgelegd dat actieve afnemers (art 15):

= *financieel verantwoordelijk zijn voor de onbalansen die zij in het elektriciteitssysteem veroorzaken; in dit verband zijn zij balanceringsverantwoordelijken of delegeren zij hun balanceringsverantwoordelijkheid overeenkomstig artikel 5 van Verordening (EU) 2019/943.*

Wanneer een (huishoudelijke) afnemer elektriciteit produceert, is de afnemer actief en daarmee financieel verantwoordelijk voor de onbalansen die de afnemer met deze activiteit in het systeem veroorzaakt. Als gezegd biedt de Elektriciteitsverordening beperkt mogelijkheden om van deze hoofdregel te derogeren. VOverweging 25 bij de Richtlijn benoemt het belang om huishoudens en het MKB te vrijwaren tegen onnodige administratieve kosten van het uitvoeren van balanceringstaken. De derogatiemogelijkheid lijkt dus onder meer bedoeld voor kleinverbruikers die kleinschalig elektriciteit opwekken.

De Hernieuwbare energierichtlijn spreekt van zelfverbruikers van hernieuwbare energie, artikel 2 lid 14. De zelfgebruiker van hernieuwbare energie wordt gedefinieerd als een gebruiker die actief is op een afgebakende locatie, of andere locatie als de lidstaat dit toestaat. Actief betekent dan dat de zelfgebruiker hernieuwbare elektriciteit opwekt en deze zelf mag opslaan of verkopen, bijvoorbeeld via hernieuwbare stroomafname overeenkomsten, via elektriciteitsproducenten, maar ook regelingen voor peer-to-peerhandel. Zelfverbruikers van energie wekken dus o.a. hernieuwbare elektriciteit op en vallen daarmee ook onder de definitie van de actieve afnemer. Ook zij zijn balanceringsverantwoordelijk en kunnen deze verleggen naar een andere partij. Ook voor de zelfverbruiker geldt dat de lidstaat de zelfverbruiker kan ontheffen op grond van de derogatiemogelijkheid in de Verordening ten aanzien van het opwekken en invoeden van elektriciteit. Er zijn geen derogatiemogelijkheden ten aanzien van de andere activiteiten die worden genoemd in de definitie.

A.5.4.2. Energiegemeenschappen

Art. 2 lid 11 Elektriciteitsrichtlijn omschrijft de energiegemeenschap van burgers als:

een juridische entiteit die:

- a) gebaseerd is op vrijwillige en open deelname en waarover leden of aandeelhouders, die natuurlijke personen, lokale autoriteiten, waaronder gemeenten, of kleine ondernemingen zijn, feitelijke zeggenschap hebben;*
- b) waarvan het hoofddoel veeleer bestaat uit het bieden van milieu-, economische of sociale gemeenschapsvoordelen aan haar leden of aandeelhouders of aan de plaatselijke gebieden waar ze werkzaam is dan uit winst maken, en*
- c) zich bezig kan houden met de productie, waaronder uit hernieuwbare bronnen, distributie, levering, verbruik, aggregatie, energieopslag, energie-efficiëntiediensten, oplaaddiensten voor elektrische voertuigen of andere energiediensten aan haar leden of aandeelhouders kan aanbieden.¹⁷⁶*

De leden van de gemeenschap zijn in de eerste plaats natuurlijke personen, vaak huishoudelijke of actieve afnemers. Verder kunnen ook lokale autoriteiten en ondernemingen lid zijn. Dit zullen meestal de wat kleinere niet-huishoudelijke afnemers zijn.

De energiegemeenschap heeft het recht op toegang tot de elektriciteitsmarkten zonder ten opzichte van andere deelnemers gediscrimineerd te worden. Daarnaast kan de gemeenschap een breed scala aan activiteiten ontplooiën in de hoedanigheid van eindafnemer, producent, leverancier, distributiesysteembeheerder, of marktdeelnemer die aan aggregatie doet. ((art. 16 lid 2 sub b), met dien verstande dat het aan de lidstaat is om te bepalen of energiegemeenschappen op mogen treden als distributiesysteembeheerder (art 16 lid 1 sub b). De Richtlijn erkent de mogelijkheid van

¹⁷⁶ Artikel 2 onder 11 Richtlijn 2019/944.

grensoverschrijdende gemeenschappen, maar het is aan de lidstaten om te bepalen of zij dit faciliteren (artikel 6 lid 1 sub a).

De energiegemeenschap kan verschillende functies hebben, art. 2 lid 11. De gemeenschap kan elektriciteit opwekken en verkopen, maar ook elektriciteit inkopen en leveren aan de leden. De gemeenschap kan flexibiliteit leveren aan een aggregator. Verder kunnen energiegemeenschappen net als aggregators de belasting of de opgewekte elektriciteit van verschillende afnemers voor verkoop, koop of veiling op een elektriciteitsmarkt combineren. Zij verkopen hun flexibiliteit dan niet aan een aggregator, maar nemen zelf de rol van een aggregator en daarmee ook de verschillende functies die een aggregator vervult, te denken aan een Balance Service Provider (BSP), zie ook paragraaf x.

De richtlijn bepaalt ook dat energiegemeenschappen van burgers financieel verantwoordelijk zijn voor de onbalans die zij veroorzaken en dat zij deze kunnen delegeren aan een BRP naar keuze. (art. 16 lid 3 sub c). In beginsel moet een energiegemeenschap van burgers verantwoordelijk zijn voor haar onbalansen. De hierboven besproken derogatiemogelijkheid biedt een kleine mogelijkheid om hierop (incidenteel) een uitzondering te maken. Dat geldt dan uitsluitend voor energiegemeenschappen die energie opwekken maar die geen andere activiteiten ontplooiën op basis waarvan zij balanceringsverantwoordelijk zouden moeten zijn. Energiegemeenschappen die leveren, onbalansdiensten of congestiemanagement diensten aanbieden, of een aggregator in de arm nemen, geldt dat zij altijd balanceringsverantwoordelijk moeten zijn.

Kortom: afhankelijk van de activiteiten van de hernieuwbare energiegemeenschap en of de lidstaat gebruik heeft gemaakt van een derogatiemogelijkheid, is de gemeenschap balanceringsverantwoordelijk.

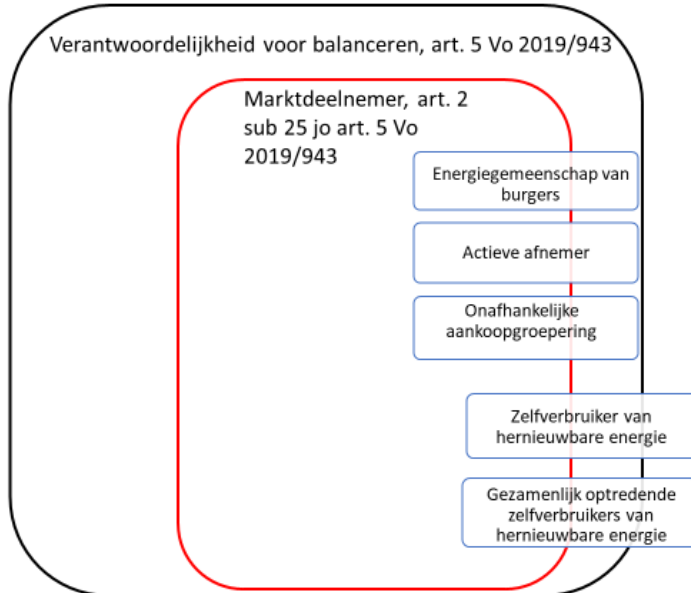
Naast de Energiegemeenschap van burgers introduceert de Hernieuwbare energierichtlijn (HER) de hernieuwbare energiegemeenschap. De hernieuwbare energiegemeenschap kenmerkt zich als een juridische entiteit waaraan eindafnemers deel kunnen nemen. De gemeenschap kan hernieuwbare energie produceren, verbruiken, opslaan en verkopen. De opgewekte energie die is opgewerkt door productie-installaties in eigendom van de gemeenschap, artikel 22, lid 2, sub b, kan binnen de gemeenschap worden gedeeld met de leden. Deze hernieuwbare energiegemeenschap zal meestal ook voldoen aan de definitie van een energiegemeenschap van burgers, en is uit dien hoofde verantwoordelijk voor haar onbalansen. Een enkele keer zal een hernieuwbare energiegemeenschap géén energiegemeenschap van burgers zijn. De gemeenschap kan dan toch verantwoordelijk zijn, wanneer zij op basis van haar activiteiten voldoet aan de definitie van marktdeelnemer, actieve afnemer, of vraagresponssaggregator.

A.5.4.3. Zelfverbruikers van hernieuwbare energie

De Hernieuwbare energierichtlijn spreekt van zelfverbruikers van hernieuwbare energie, artikel 2 lid 14. De zelfgebruiker van hernieuwbare energie wordt gedefinieerd als een gebruiker die actief is op een afgebakende locatie, of andere locatie als de lidstaat dit toestaat. Actief betekent dan dat de zelfgebruiker hernieuwbare elektriciteit opwekt en deze zelf mag opslaan of verkopen, bijvoorbeeld via hernieuwbare stroomafname overeenkomsten, via elektriciteitsproducenten, maar ook regelingen voor peer-to-peerhandel. Zelfverbruikers van energie wekken dus o.a. hernieuwbare elektriciteit op en vallen daarmee ook onder de definitie van de actieve afnemer. Ook zij zijn balanceringsverantwoordelijk en kunnen deze verleggen naar een andere partij. Ook voor de zelfverbruiker geldt dat de lidstaat de zelfverbruiker kan ontheffen op grond van de derogatiemogelijkheid in de Verordening ten aanzien van het opwekken en invoeden van elektriciteit. Er zijn geen derogatiemogelijkheden ten aanzien van de andere activiteiten die worden genoemd in de definitie.

A.5.4.4. Conclusie

Op basis van de Elektriciteitsverordening zijn marktdeelnemers balanceringsverantwoordelijk. Maar ook andere spelers krijgen in de Elektriciteitsrichtlijn balanceringsverantwoordelijkheid toegekend. Vaak zijn zij ook marktdeelnemer, maar niet altijd. Onderstaand schema verduidelijkt één en ander.



Niet alle kleinverbruikers zijn balanceringsverantwoordelijk. Kleinverbruikers zijn, in termen van de Elektriciteitsrichtlijn, eindafnemers. Eindafnemers zijn over het algemeen balanceringsverantwoordelijk wanneer zij activiteiten ontplooiën die hen tot actieve afnemers in de zin van de richtlijn maken. Daarnaast zijn energiegemeenschappen van burgers waarin eindafnemers zich verenigen en zelfverbruikers van hernieuwbare energie meestal balanceringsverantwoordelijk. In onderstaande tabel staat één en ander nog eens schematisch samengevat.

Tabel A.2 Nieuwe rollen in de Elektriciteitsrichtlijn en balanceringsverantwoordelijkheid.

Rol	Financieel verantwoordelijk voor onbalans/ balanceringsverantwoordelijk/BRP
Passieve consument	Nee
Onafhankelijke aankoopgroepering of marktdeelnemer die aan aggregatie doet (zie paragraaf x hieronder over de aggregator)	Ja (art. 2, sub 19 en art. 17 2019/944)
Actieve afnemer	Ja (artikel 16 2019/944). jo art. 5, lid 1, 2 en 4 Vo. 2019/943). Derogatie mogelijk tav de productie-installatie
Energiegemeenschap van burgers	Ja (artikel 16 2019/944). jo art. 5, lid 1, 2 en 4 Vo. 2019/943). Derogatie mogelijk tav de productie-installatie
Hernieuwbare energiegemeenschap	Ja of nee (art. 2, sub 16 en art. 22 2018/2001, jo art. 5, lid 1, 2 en 4 jo art. 2 (25)) Vo. 2019/943, Mogelijke financieel verantwoordelijk, afhankelijk van de implementatie in de MS,geïnstalleerde productiecapaciteit en het wel of niet gebruikmaken van de derogatie

Zelfgebruiker van hernieuwbare energie	Ja of nee (art. 2 sub 14, art. 21 2018/2001, art. 5, lid 1, 2 en 4 jo art. 2 (25)) Vo. 2019/943, Mogelijke financieel verantwoordelijk, afhankelijk van de implementatie in de MS, geïnstalleerde productiecapaciteit en het wel of niet gebruikmaken van de derogatie
gezamenlijk optredende zelfverbruikers van hernieuwbare energie	Ja of nee (art. 2 sub 15, en art. 21 2018/2001, art. 5, lid 1, 2 en 4 jo art. 2 (25)) Vo. 2019/943 Mogelijke financieel verantwoordelijk, afhankelijk van de implementatie in de MS, geïnstalleerde productiecapaciteit en het wel of niet gebruikmaken van de derogatie-implementatie

A.5.5 Rechten van eindafnemers

Eindafnemers, actieve afnemers, energiegemeenschappen en zelfverbruikers van hernieuwbare energie krijgen in de E-Verordening, de Elektriciteitsrichtlijn en de hernieuwbare energierichtlijn een groot aantal rechten toegekend. Een groot aantal daarvan is hierboven al aan bod gekomen. In de onderstaande tabel is nog eens een schematisch overzicht opgenomen. Daarbij zij opgemerkt, dat de rechten die aan afnemers toekomen, vanzelfsprekend ook aan actieve afnemers toekomen. Daarnaast behouden leden van gemeenschappen de rechten die hen als eindafnemer toekomen. Opvallend genoeg kent de Hernieuwbare energierichtlijn het recht zelfverbruiker van hernieuwbare energie te worden toe aan 'consumenten'. Alle rollen maken daarnaast aanspraak op non-discriminerende behandeling.

Niet alle bepalingen zijn even duidelijk. De Elektriciteitsrichtlijn kent actieve afnemers het recht op toegang tot de elektriciteitsmarkten toe. Maar betekent dat zij ook direct toegang moeten krijgen tot de wholesale-markten, of is het voldoende als zij toegang hebben via een aggregator? De tekst van de richtlijn maakt het niet duidelijk. De Elektriciteitsrichtlijn suggereert dat consumenten ook rechtstreeks deelnemen aan de markt, wanneer zij hun verbruik aan kunnen passen aan marktsignalen en in ruil daarvoor profiteren van lagere elektriciteitsprijzen of andere stimulerende vergoedingen, wat gerealiseerd kan worden door dynamische elektriciteitsprijzen.¹⁷⁷ Artikel 11 Elektriciteitsrichtlijn verplicht lidstaten dynamische prijscontracten toegankelijk te maken: de lidstaten zorgen ervoor dat eindafnemers bij wie een slimme meter is geïnstalleerd, kunnen verzoeken om een contract op basis van een dynamische elektriciteitsprijs met ten minste één leverancier te sluiten en met elke leverancier die meer dan 200.000 eindafnemers heeft. Voor hernieuwbare energiegemeenschappen is dan weer wel expliciet bepaald dat zij zowel direct als via een aggregator toegang moeten hebben, maar tot alle geschikte markten. Daar is niet duidelijk wat een geschikte markt is.

Het is op dit moment ook (nog) niet realistisch te verwachten dat kleinverbruikers actief zijn op groothandelsmarkten. Toegang tot die markten wordt bemoeilijkt door de minimum-handelsvolumes die markten doorgaans hanteren. Art. 8 lid 3 van de Elektriciteitsverordening verplicht benoemde elektriciteitsmarktbeheerders, oftewel "NEMOs", te voorzien in producten die kunnen worden verhandeld op de day-ahead- en intradaymarkten met een minimale omvang van de bieding van 500 kW of minder. Een benoemde elektriciteitsmarktbeheerder, oftewel "NEMO", is een marktbeheerder die door de bevoegde autoriteit is aangewezen om taken uit te voeren met betrekking tot eenvormige day-ahead- of eenvormige intradaykoppeling.¹⁷⁸ Voor individuele kleinverbruikers is die minimumomvang nog altijd veel te groot. In de praktijk hebben zij dus alleen via aggregators of energiegemeenschappen toegang tot de wholesale-markten, tenzij de NEMOs vrijwillig (veel) kleinere biedvolumes toestaan.

Het wordt afnemers dan ook mogelijk gemaakt hun krachten te bundelen, hetzij via een aggregator, hetzij door middel van een energiegemeenschap. Artikel 13 lid 1 van de Elektriciteitsrichtlijn verplicht lidstaten erop toe te zien dat het alle afnemers vrijstaat om onafhankelijk van hun

177 Elektriciteitsrichtlijn 2019/944: overweging (37)

178 Zie art. 2 Elektriciteitsrichtlijn.

elektriciteitsleveringscontract andere elektriciteitsdiensten, met inbegrip van aggregatie, dan levering te kopen en te verkopen bij een elektriciteitsbedrijf van hun keuze. Kleinverbruikers zijn dus vrij een aggregator te kiezen.

Rol	Toegekende rechten	Elektrisciteits- verordening	Elektriciteits- richtlijn	Hernieuwbare elektrisciteits- richtlijn
Afnemers				
	Vrij leverancier kiezen		art. 4	
	Met meerdere leveranciers contracteren		Art. 4	
	Elektriciteitsdiensten kopen bij dienstverleners naar keuze, zonder toestemming van hun leverancier		art. 13 lid 1 jo. 2	
Eindafnemers				
	Recht als marktdeelnemer op te treden	artikel 3 onder d		
	Recht door middel van aggregatie aan de markt deel te nemen onder niet discriminerende voorwaarden	artikel 3 onder e	art. 17 lid 1	
	Aanspraak op elektriciteitsvoorziening door een leverancier		art. 10 lid 1	
	Contract op basis van een dynamische elektriciteitsprijs		art. 11 lid 1	
	Optreden als actieve afnemer		art. 15 lid 1	
	Recht op een slimme meter		art. 21	
	Deelnemen aan een hernieuwbare energiegemeenschap			art.22 lid 1
Actieve afnemers				
	Hetzij rechtstreeks, hetzij via aggregatie optreden		art. 15 lid 2 sub a	
	Door henzelf opgewekte energie verkopen		art. 15 lid 2 sub b	

	Deelnemen aan flexibiliteits- en energieëfficiëntieregelingen		art. 15 lid 2 sub c	
Energiegemeenschappen van burgers				
	Distributienetten bezitten, oprichten, kopen of huren, als lidstaat daar voor kiest		art. 16 lid 2 sub b	
	Toegang tot alle elektriciteitsmarkten		art. 16 lid 3 sub a	
	Toegang tot elektriciteitsmarkten via een aggregator		art. 16 lid 3 sub a	
	Energie delen binnen de gemeenschap		art. 16 lid 3 sub e	
Hernieuwbare energiegemeenschappen				
	Hernieuwbare energie produceren, verbruiken, opslaan en verkopen			art. 22 lid 2 sub a
	Energie delen binnen de gemeenschap			art. 22 lid 2 sub b
	Toegang hebben to alle geschikte energiemarkten zowel rechtstreeks als via een aggregator			art. 22 lid 2 sub c
	Zelf aan aggregatie doen			art. 22 lid 4 sub c
Consumenten				
	Zelfverbruiker van hernieuwbare energie worden			art. 21 lid 1
Zelfverbruikers van hernieuwbare energie				
	Hernieuwbare energie te produceren, ook voor eigen verbruik			art. 21 lid 2 sub a
	Hun overtollige productie van hernieuwbare elektriciteit op te slaan en te verkopen			art. 21 lid 2 sub a

	regelingen voor peer-to-peerhandel			art. 21 lid 2 sub a
	Elektriciteitsopslagsystemen installeren en exploiteren			art. 21 lid 2 sub b
	Marktconforme vergoeding voor energie teruggeleverd aan het net			art. 21 lid 2 sub d

A.5.6 Bescherming van kleinverbruikers in het EU-recht

Hoewel dus in het EU-recht de positie van de kleinverbruiker fundamenteel anders is dan in de huidige energiewet, genieten met namen huishoudelijke afnemers wel degelijk extra bescherming. De Elektriciteitsrichtlijn draagt lidstaten op diverse plaatsen op, hun belangen te beschermen.

De lidstaten moeten ervoor zorgen dat huishoudelijke afnemers, en, indien de lidstaten dat dienstig achten, kleine ondernemingen, het recht hebben om tegen duidelijk vergelijkbare, transparante en concurrerende prijzen van elektriciteit van een bepaalde kwaliteit te worden voorzien.¹⁷⁹ Indien nodig biedt art. 27 Elektriciteitsrichtlijn lidstaten de mogelijkheid een universele dienstverlener aan te wijzen: De lidstaten waarborgen dat alle huishoudelijke afnemers en, indien zij dat dienstig achten, kleine ondernemingen, aanspraak kunnen maken op universele dienstverlening, dat wil zeggen het recht op levering van elektriciteit van een bepaalde kwaliteit tegen concurrerende, eenvoudig en duidelijk vergelijkbare, doorzichtige en niet-discriminerende prijzen op hun grondgebied. Daarbij is het uitgangspunt dat de leveringsprijzen op de vrije markt door middel van concurrentie tot stand komen.¹⁸⁰ De Elektriciteitsverordening benadrukt in de preambule het belang van prijzen gebaseerd op vraag en aanbod, waarbij de nadruk moet komen te liggen op kortetermijnmarkten en prijsbepaling op basis van schaarste.¹⁸¹ Kleinverbruikers houden daarbij wel een speciale positie: “Tegelijkertijd mogen betrouwbare en stabiele prijzen voor de eindafnemers, en met name voor huishoudelijke afnemers, kleine en middelgrote ondernemingen (kmo's) en industriële afnemers, niet in het gedrang komen indien

179 Elektriciteitsrichtlijn 2019/944: overweging (22)
 Hier zijn wel de nodige voorwaarden aan verbonden:
 Elektriciteitsrichtlijn 2019/944: overweging (23)
 “Openbaredienstverplichtingen die de vorm van prijsstelling voor de elektriciteitsvoorziening aannemen, moeten worden gebruikt zonder afbreuk te doen aan het beginsel van open markten, in duidelijk omschreven omstandigheden, ten aanzien van duidelijk omschreven begunstigden, en moeten beperkt zijn in duur. Deze omstandigheden kunnen zich bijvoorbeeld voordoen wanneer voorziening drastisch wordt ingeperkt, hetgeen aanleiding geeft tot aanzienlijk hogere elektriciteitsprijzen dan normaal, of in het geval van een marktfalen wanneer het ingrijpen door regulerende instanties en mededingingsautoriteiten niet doeltreffend is gebleken. Daardoor zouden huishoudens onevenredig hard worden getroffen, en met name kwetsbare afnemers die doorgaans een groter aandeel van hun beschikbare inkomen aan energierekeningen besteden dan consumenten met een hoog inkomen. Om de versturende effecten van openbaredienstverplichtingen bij de prijsstelling voor de elektriciteitsvoorziening te beperken, moeten de lidstaten die op deze manier ingrijpen aanvullende maatregelen treffen, waaronder maatregelen om te voorkomen dat de prijsstelling voor groothandelsmarkten wordt verstoord. De lidstaten moeten er tevens voor zorgen dat alle begunstigden van gereguleerde prijzen ten volle profijt kunnen trekken van de aanbiedingen op de concurrerende markt indien zij dit wensen. De begunstigden moeten daartoe worden uitgerust met slimme-metersystemen en toegang hebben tot contracten op basis van een dynamische elektriciteitsprijs. Bovendien moeten zij rechtstreeks en op gezette tijden worden geïnformeerd over de beschikbare aanbiedingen en besparingsmogelijkheden op de concurrerende markt, in het bijzonder wat betreft contracten op basis van dynamische elektriciteitsprijs, en hulp krijgen om te reageren pen te kunnen profiteren van marktgebaseerde aanbiedingen.”

180 Art. 5 Elektriciteitsrichtlijn.

181 Elektriciteitsrichtlijn 2019/944: overwegingen (22) en (23)

prijsbepaling op basis van schaarste zonder prijsplafonds op de groothandelsmarkt wordt toegepast.¹⁸² Lidstaten kunnen bovendien voor energiearme en kwetsbare huishoudelijke eindafnemers prijsbeschermende maatregelen nemen (waarbij indien mogelijk de voorkeur wordt gegeven aan andere maatregelen). Voor huishoudelijke afnemers en micro-ondernemingen kan ook prijsregulering plaatsvinden, maar dat is tijdelijk, tot voldoende concurrentie op de markt is gecreëerd.

Verder gelden voor huishoudelijke afnemers de nodige informatierechten wanneer afsluiting dreigt.¹⁸³ Wanneer zij overstappen van leverancier of aggregator geldt voor huishoudelijke afnemers en kleine ondernemingen dat de lidstaten er zorg voor moeten dragen dat zij geen overstapperelateerde vergoedingen hoeven te betalen, tenzij zij een contract voor bepaalde tijd hebben afgesloten. In dat geval zijn de vergoedingen gemaximeerd, en aan de nodige voorwaarden gebonden.¹⁸⁴ Art. 12 lid 5 ten slotte, kent specifiek aan huishoudelijke afnemers het recht toe deel te nemen aan collectieve overstapregelingen. Artikel 14 over vergelijkingsinstrumenten verplicht Lidstaten te zorgen dat huishoudelijke afnemers en micro-ondernemingen met een verwacht jaarlijks verbruik van minder dan 100.000 kWh toegang hebben tot ten minste één instrument waarin het aanbod van de leveranciers wordt vergeleken, waaronder aanbiedingen voor contracten op basis van een dynamische elektriciteitsprijs. Art. 26 lid 3 Elektriciteitsrichtlijn stelt deelname van elektriciteitsbedrijven aan buitengerechtelijke geschilbeslechtsmechanismen voor huishoudelijke afnemers verplicht.

Voor zogenaamde kwetsbare afnemers is extra bescherming voorzien. De Elektriciteitsrichtlijn definieert dit begrip niet, maar draagt elk van de Lidstaten op te definiëren wie als kwetsbare afnemers gelden. De Lidstaten nemen vervolgens passende maatregelen om deze afnemers te beschermen, waarbij geen afbreuk mag worden gedaan aan de uitgangspunten van de interne markt.

182 Elektriciteitsrichtlijn 2019/944: overweging (24)

183 Art. 10 lid 11 Elektriciteitsrichtlijn.

184 Art 12 lid 2 en 3 Elektriciteitsrichtlijn.

A.6. De onafhankelijke (vraagrespons-) aggregator

Hierboven is gebleken dat afnemers het recht hebben een aggregator in de arm te nemen. Dit is een belangrijke voorwaarde voor het succesvol ontsluiten van hun flexibiliteit. Het levert ook complicaties op met betrekking tot de balanceringsverantwoordelijkheid. Eén en ander wordt in deze paragraaf besproken. Hieronder wordt eerst besproken wat het belang van de aggregator is in de energietransitie, mede gegeven de beperkingen waar kleinverbruikers zich nog altijd voor gesteld zien.

A.6.1 Het belang van de aggregator voor de energietransitie

Kleinverbruikers van elektriciteit zijn thans niet programmaverantwoordelijk en kunnen niet handelen op de energiemarkten. Zij betalen doorgaans voor elektriciteit een vaste prijs: die wordt voor een bepaalde tijd (bijvoorbeeld een jaar) contractueel overeengekomen met de energieleverancier. Het heeft voor een kleinverbruiker met een vaste prijsafpraak dus geen financieel voordeel om flexibel te zijn in zijn energiegebruik). Bovendien is het de vraag of een individuele kleinverbruiker, zelfs wanneer hij toegang heeft tot de elektriciteitsmarkten, zijn flexibiliteit daarop kan verhandelen, omdat het volume waarschijnlijk te klein is voor afname en deelname aan bestaande elektriciteitsmarkten.¹⁸⁵ Of deze markten zich zullen aanpassen is nog zeer de vraag.

Een aggregator stelt een kleinverbruiker wel in staat om de flexibiliteit van zijn energieverbruik te benutten. Een kleinverbruiker kan een contract aangaan met een aggregator, dat inhoudt dat de aggregator het energieverbruik van een groep kleinverbruikers kan beperken of in tijd en/of plaats kan verschuiven als er een grote vraag is naar elektriciteit. Dat kan ook andersom: als de vraag naar elektriciteit laag is en de prijs laag, kan de aggregator het energieverbruik van deze kleinverbruikers verhogen. De aggregator kan hiervoor verschillende technische mechanismen gebruiken (impliciete flexibiliteit, waarbij de eindafnemer de regie heeft, en expliciete flexibiliteit, waarbij de aggregator elektrische apparaten direct aanstuurt).¹⁸⁶ In deze situatie controleert de aggregator slechts het energieverbruik van de eindafnemers.¹⁸⁷

Een aggregator kan echter ook als marktdeelnemer optreden, wat inhoudt dat hij de ontsloten flexibiliteit verhandelt op eigen risico.¹⁸⁸ De aggregator zal dan, wanneer de vraag naar en de prijs van elektriciteit hoog is, de ‘vermeden’ of ‘verschoven’ hoeveelheid verbruikte energie door de eindafnemer verhandelen op de elektriciteitsmarkten.¹⁸⁹ Dat geldt niet alleen voor de vraagzijde, maar ook voor de aanbodzijde: door een eindafnemer opgewekte energie (bijvoorbeeld door zonnepanelen) kan, wanneer de elektriciteitsprijs hoog is, worden verhandeld door de aggregator, in plaats van ingezet voor eigen gebruik.¹⁹⁰ Hoewel het aggregeren van het flexibiliteitspotentieel van kleinverbruikers kan bijdragen aan het functioneren van het elektriciteitssysteem, creëert het huidige stelsel daarvoor wel de nodige belemmeringen. Eén van die belemmeringen is gelegen in het feit, dat de onbalans van kleinverbruikers nu via hun leverancier wordt gesocialiseerd.

-
- 185 ACM, Verkenning naar belemmeringen voor de rol van de aggregator, april 2019, p. 9, <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/2019-04/verkenning-belemmeringen-rol-aggregator.pdf>
- 186 Idem, p. 6.
- 187 J.K. Juffermans, Aggregators and flexibility in the Dutch electricity system, Tue: 21 December 2018, p. 41.
- 188 Idem, zie ook USEF Foundation 2015, *USEF: The Framework Explained*, retrieved from: https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF_TheFrameworkExplained18nov15.pdf#popup_overlay1
- 189 BEUC (Bureau Européen des Unions de Consommateurs), Electricity aggregators: starting off on the right foot with consumers, rapport 15 februari 2018, zie: www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-010_electricity_aggregators_starting_off_on_the_right_foot_with_consumers.pdf
- 190 Dat eindverbruikers hun eigen opgewekte gebruik niet hoeven te verkopen aan een energieleverancier, is bepaald in artikel 15 lid 2 onder b Richtlijn 2019/944.

A.6.2 De positie van de aggregator: status quo

De rol van aggregator is op dit moment nog niet gedefinieerd in de Elektriciteitswet 1998.¹⁹¹

Binnen het huidige wettelijke kader is het wel al mogelijk om aggregatie voor grootverbruikers uit te oefenen.¹⁹² Voor grootverbruikers kan een aggregator zonder tussenkomst van een leverancier actief zijn, aangezien grootgebruikers zelf toegang kunnen hebben tot markten en zelf programmaverantwoordelijk (kunnen) zijn. Grootverbruikers kunnen dus zelf keuzes maken over wijzigingen in hun energieprogramma en daardoor afspraken maken over af- en opschakelen van flexibel vermogen en verrekening van de onbalanskosten met een aggregator. Wanneer een aggregator programmaverantwoordelijk is, zullen de transacties met betrekking tot het af- en opschakelen van flexibel vermogen in de energieprogramma's van de aggregator en de grootverbruiker moeten worden opgenomen.

Marktpartijen die flexibiliteit van kleinverbruikers willen aggregeren en verkopen, kunnen dat op dit moment alleen doen met een eigen leveranciersvergunning of in samenwerking met een bestaande vergunninghoudende leverancier.¹⁹³ Dat komt ten eerste omdat er zonder leveringsvergunning geen toegang is tot het verrekensysteem en tot meetdata voor kleinverbruikers.¹⁹⁴ Daarnaast bemoeilijkt de wijze waarop programmaverantwoordelijkheid voor kleinverbruikers is geregeld aggregatie. Het gaat dan om de slimme-meter-allocatie: een slimme meter is noodzakelijk om expliciete vraagresponsovereenkomsten te kunnen leveren, de leverancier draagt verplicht de programmaverantwoordelijkheid voor zijn kleinverbruiker-klanten. Wordt nu een aggregator actief dan kan dat leiden tot afwijkingen van het energieprogramma van de leverancier. Zonder programmaverantwoordelijkheid voor de rol van aggregator of aanvullende afspraken daarover, komen deze afwijkingen voor rekening van de leveranciers, die PV-houder voor deze kleinverbruikers zijn.¹⁹⁵

Aggregatie en programmaverantwoordelijkheid: voorbeeld grootgebruikers

Voor een grootverbruiker, bijvoorbeeld een industriële installatie, geldt dat aggregatie nu al mogelijk is. Wanneer de grootverbruiker zelf programmaverantwoordelijkheid draagt en deze niet heeft verlegd naar een andere partij, kan hij zelf keuzes maken over wijzigingen in zijn energieprogramma en daardoor afspraken maken over af- en opschakelen van zijn flexibel vermogen met een partij die de rol van aggregator uitvoert. Wanneer sprake is van een productieoverschot, kan de aggregator, door middel van technische mechanismen, het energiegebruik van de grootverbruiker vergroten, bijvoorbeeld door de productiesnelheid in de installatie gedurende die periode te verhogen. Wanneer sprake is van productieschaarste kan de aggregator het energiegebruik van de grootverbruiker verkleinen, bijvoorbeeld door niet-essentiële processen te vertragen of tijdelijk stop te zetten.

Wanneer de aggregator louter BSP is, en de balanceringsverantwoordelijkheid is belegd bij, de grootverbruiker, een externe partij, of de leverancier van de aggregator, zal er afstemming nodig zijn met de BRP op de aansluiting over de activatie van de aggregator.

Een andere mogelijkheid is dat de aggregator wel BRP is. Dan heeft de aggregator de mogelijkheid het beschikbare volume te verhandelen via de groothandelsmarkt en moet er een handelstransactie (energieoverdracht komen) tussen grootverbruiker (zijn PV) en deze aggregator-PV.

191 Hoewel aggregeren ook nu al mogelijk is, maar dan alleen door of in samenwerking met een energieleverancier (zie volgende paragraaf).

192 ACM, Verkenning naar belemmeringen voor de rol van de aggregator, april 2019, p. 12-13.

193 Idem, p. 13-14.

194 Idem, p. 13.

195 Idem, p. 17-18; J.K. Juffermans, Aggregators and flexibility in the Dutch electricity system, Tue: 21 December 2018, p. 41; USEF Foundation 2015, USEF: The Framework Explained, retrieved from https://www.usef.energy/app/uploads/2016/12/USEF_TheFrameworkExplained18nov15.pdf#popup__overlay1

Dat hoeft echter geen probleem te zijn: verrekening van de onbalanskosten met de aggregator (die immers de onbalans heeft veroorzaakt en daar economisch voordeel mee heeft behaald) kunnen dan via de PV-partij van de betreffende grootverbruiker plaatsvinden.¹⁹⁶ Dat past goed in het Nederlandse elektriciteitsstelsel: we kennen al een systeem van private afspraken voor de verrekening van onbalans tussen leveranciers en PV-partijen, waar afspraken over aggregatiediensten ook onderdeel van kunnen uitmaken.¹⁹⁷ Een dergelijk systeem zou goed georganiseerd kunnen worden met afzonderlijke meters. Dan kan, op basis van feitelijke metingen, een aparte verrekening tussen klant-leverancier en klant-aggregator plaatsvinden.

Aggregatie en programmaverantwoordelijkheid: voorbeeld kleinverbruikers

Bij kleinverbruikers is de situatie anders, omdat op hen geen programmaverantwoordelijkheid rust. Die rust bij de leverancier. Zouden kleinverbruikers toch gebruik maken van aggregatiediensten, dan leidt dat tot financiële risico's voor de leverancier. Verschuivingen in het verbruik en/of de invoeding van elektriciteit, omdat de aggregator het energieverbruik van groepen kleinverbruikers collectief vergroot of juist verlaagt, leiden in de huidige systematiek tot afwijkingen van het energieprogramma van de leverancier, dat het energieverbruik van huishoudens gecollectiviseerd opneemt in zijn programma. Deze afwijkingen leveren meer financiële risico's op naarmate de volumes en de waarde van flexibiliteit door aggregatie toenemen.

Om te voorkomen dat deze afwijkingen voor rekening van de leveranciers komen, kunnen de leverancier en de aggregator afspraken maken over de verrekening van de onbalanskosten: die kunnen binnen het Nederlandse stelsel van programmaverantwoordelijkheid immers nooit voor rekening van de kleinverbruiker komen. Een andere mogelijkheid is dat de aggregator programmaverantwoordelijk wordt. Ook in dat geval komen verschuivingen in het verbruik van een kleinverbruiker die het gevolg zijn van aggregatiedienstenvoor rekening van de aggregator, in plaats van de leverancier. Het ontsluiten van de flexibiliteit van de kleinverbruiker door de leverancier moet dan immers als transactie in het energieprogramma van zowel de leverancier (die programmaverantwoordelijk blijft voor de eindverbruiker)¹⁹⁸ als de aggregator worden opgenomen. Als de afwijking vervolgens niet het gevolg is van vermeerderd gebruik van de kleinverbruiker zelf (hij zet toevallig veel elektrische apparaten op hetzelfde moment aan), maar van het ontsluiten van flexibiliteit door de aggregator (die op een moment van energieoverschot het verbruik van een kleinverbruiker vergroot), is het de aggregator die afwijkt van de in zijn energieprogramma opgenomen verbruik. De onbalanskosten komen dan dus voor rekening van de aggregator.

Eén en ander brengt met zich mee, dat momenteel grootverbruikers wel kunnen contracteren met een onafhankelijke aggregator, maar kleinverbruikers niet. Het inschakelen van een aggregator kan onbalans veroorzaken. De grootverbruiker draagt daar zelf de consequenties van: wanneer hij contracteert met een aggregator spreken ze samen af hoe die consequenties verdeeld worden. Gaat het om kleinverbruikers, dan draagt de leverancier de consequenties. Zoals blijkt uit het kader 'Aggregatie en programmaverantwoordelijkheid: voorbeeld kleinverbruiker' is het essentieel dat wanneer vraagrespons van kleinverbruikers wordt geaggregeerd, de aggregator afspraken maakt met de leverancier. Daarom is

196 ACM, Verkenning naar belemmeringen voor de rol van de aggregator, april 2019, p. 13.

197 ACM, Verkenning naar belemmeringen voor de rol van de aggregator, april 2019, p. 18.

198 Marktdeelnemers zijn balanceringsverantwoordelijk (artikel 5 Richtlijn 2019/943). Een marktdeelnemer is een natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit aankoopt, verkoopt, of produceert, aan aggregatie doet of vraagrespons- of energieopslagdiensten verstrekt (artikel 2, punt 25 Richtlijn 2019/943 jo. artikel 2, punt 10 Richtlijn 2019/944). Een eindafnemer (huishouden) is niet balanceringsverantwoordelijk, behalve voor de door hemzelf opgewekte en verkochte energie (artikel 15 lid 2 onder f Richtlijn 2019/944).

het in het huidige systeem niet mogelijk voor een kleinverbruiker om zonder toestemming van zijn leverancier afspraken met een aggregator te maken. In de praktijk treden daarom meestal leveranciers op als aggregator voor hun eigen klanten.

Een alternatief voor kleinverbruikers is de Energy service company; de ESCo. De ESCo levert een dienst direct aan de consument, door bijvoorbeeld advies te geven wanneer wel of niet te gebruiken. Dat is met name handig wanneer een consument een contract op basis van dynamische tarieven heeft afgesloten. Andere marktpartijen worden hier niet bij betrokken; er is sprake van een relatie uitsluitend tussen klant en ESCo. Er wordt ook geen energie verhandeld en er is geen aanpassing vereist in het programma van de PV op de aansluiting. Uiteraard kan de afspraak tussen de klant en de ESCo wel impact hebben op het verbruikerspatroon van de afnemer en daarmee van invloed zijn op het portfolio van de programmaverantwoordelijk op de aansluiting, maar het is aan de programmaverantwoordelijk om die invloed in te schatten. Dat lijkt niet onredelijk: die heeft immers zelf een dynamisch prijscontract afgesloten met zijn klant.

De ESCo verhandelt niet de verandering van elektriciteitsbelasting van verschillende afnemers door het te verkopen, kopen of veilen op een elektriciteitsmarkt, zoals een aggregator. Dit vereist immers ook activiteiten voor de meter, zoals handelen op een markt. Hierdoor wordt een partij marktdeelnemer en draagt de partij ook financieel de verantwoordelijkheid voor de onbalansen die hij veroorzaakt, ofwel; is daarmee ook BRP. Een ESCo is echter als het ware ‘onzichtbaar’ in de markt. De rol van ESCo wordt dan ook niet in de Elektriciteitsrichtlijn of elders in het CEP gedefinieerd.

A.6.3 Europeesrechtelijk kader

Anders dan in de E-wet speelt de onafhankelijke aggregator in de Elektriciteitsrichtlijn een belangrijke rol. Weliswaar is de terminologie van de richtlijn wat verwarrend, omdat de aggregator als zodanig niet wordt gedefinieerd. In plaats daarvan introduceert art.2 Elektriciteitsrichtlijn de onafhankelijke aankoopgroepering: een marktdeelnemer die aan aggregatie doet en niet is aangesloten bij de leverancier van de afnemer.

Ten overvloede: er zijn dus partijen die doen aan aggregatie en tevens de leverancier zijn van de afnemer en er zijn onafhankelijke aankoopgroeperingen; ofwel er zijn onafhankelijke en niet-onafhankelijke aankoopgroeperingen. Met onafhankelijk wordt bedoeld dat de aankoopgroepering niet is aangesloten bij de leverancier van de afnemer. Hier kan ook worden gedacht aan de situatie waarin de aankoopgroepering is verbonden met een leverancier die niet de leverancier is van de afnemer. Of er sprake is van een onafhankelijke aankoopgroepering hangt dus af of de aankoopgroepering een relatie heeft met de leverancier van de desbetreffende afnemer. Zie figuur X voor een visualisatie van de definitie in de richtlijn.

Aggregatie wordt in de Elektriciteitsrichtlijn gedefinieerd als een functie van een natuurlijke of rechtspersoon die de belasting of de opgewekte elektriciteit van verschillende afnemers voor de verkoop, koop of veiling op een elektriciteitsmarkt¹⁹⁹ combineert (artikel 2 (18) Elektriciteitsrichtlijn). Aggregatie bestaat hiermee, volgens de richtlijn, uit twee verschillende elementen: 1. Het combineren van de belasting, op het net, van verschillende afnemers voor verkoop, koop of veiling en 2. Het combineren van de opgewekte elektriciteit van verschillende afnemers voor verkoop, koop of veiling. De eerste functie van een aggregator sluit aan bij de rol die wij zien voor aggregators. De tweede functie is in Nederland altijd gezien als teruglevering/ invoeding en valt onder verantwoordelijkheid van de leverancier op de aansluiting/ het allocatiepunt. De nieuwe definitie sluit om die reden niet aan bij de huidige Nederlandse context. In het wetsvoorstel Energiewet (17 december 2020) wordt er gesproken van 1. aggregatie inzake invoeding en 2. aggregatie inzake vraagresponso's.

De Richtlijn schrijft voor dat de EU-lidstaten erop toezien dat het alle afnemers, dus ook kleinverbruikers, vrijstaat om onafhankelijk van hun elektriciteitsleveringscontract andere elektriciteitsdiensten dan

199 balancerings- en capaciteitsdiensten vallen onder de definitie van elektriciteitsmarkten.

elektriciteitslevering, zoals aggregatie, te kopen en te verkopen bij een elektriciteitsbedrijf van hun keuze.²⁰⁰ Een eindafnemer kan dus een aggregatiecontract afsluiten bij elke andere marktpartij dan zijn eerste energieleverancier. Art. 13 lid 2 bepaalt daarnaast, dat de eindafnemer daarvoor geen toestemming nodig heeft van zijn leverancier. Ook mag de energieleverancier geen onnodige drempels introduceren in de vorm van ingewikkelde technische en administratieve voorschriften, procedures of kosten.²⁰¹

Deze bepaling, gecombineerde met de Nederlandse regeling van programmaverantwoordelijkheid voor kleinverbruikers, levert problemen op voor de leverancier. Zoals hierboven beschreven, is hij degene die de consequenties van eventueel door een aggregator veroorzaakte onbalans draagt. Een aggregator mag echter zonder zijn toestemming aan de slag. Het feit dat de Elektriciteitsrichtlijn eindafnemers het recht toekent een onafhankelijke aggregator in de arm te nemen, noopt dus tot heroverweging van die regeling. De richtlijn biedt daar ook de nodige handvatten voor.

In de eerste plaats is een onafhankelijke aggregator verplicht balanceringsverantwoordelijk. Op dit moment is dat in Nederland niet het geval. De definitie van marktdeelnemer benoemt expliciet dat een aggregator een marktdeelnemer is. Uit dien hoofde is hij dus balanceringsverantwoordelijk. Art. 17 lid 3 sub c Elektriciteitsrichtlijn benadrukt nog eens dat vraagresponsaggregatoren financieel verantwoordelijk dienen te zijn voor de onbalansen die door hun toedoen ontstaan, maar ook invoedingsaggregatoren zijn dus balanceringsverantwoordelijk.

Zoals hierboven besproken kan aan die verantwoordelijkheid maar op twee manieren gevolg worden gegeven: ófwel de aggregator laat zich erkennen als BRP, ofwel hij delegeert zijn verantwoordelijkheid aan een BRP. De verplichtingen van de BRP worden in detail uitgewerkt in, en op basis van, Elektriciteitsverordening 2017/2195. In de uitwerking van die voorwaarden hebben de TSBs de nodige vrijheid. Voor BRPs gelden in elk geval de volgende verplichtingen:

- BRPs streven ernaar om in realtime gebalanceerd te zijn of het elektriciteitssysteem te helpen balanceren. (art. 17 lid 1)
- Elke BRP is financieel verantwoordelijk voor de onbalansen die moeten worden verrekend met de connecterende TSB. (art. 17 lid 2 en artikel 18 lid 6 sub c, art. 52 lid 1)
- Elke BRP dient programma's in bij de TSB die vereist zijn om zijn positie te berekenen. (Art. 17 lid 3 en 4 en art. 54)

Een aggregator dient dus zelf een energieprogramma in, en verrekent zelf met de TSB zijn onbalans. Een contractueel systeem zoals dat nu wordt toegepast bij grootverbruikers is dus niet in overeenstemming met het EU-recht. De transacties tussen de grootverbruiker en de aggregator worden niet opgenomen in een energieprogramma, en de aggregator rekent niet af met TenneT.

Dat betekent dat er twee partijen verantwoordelijk kunnen worden voor de acties achter één aansluiting. In het kader 'Aggregatie en programmaverantwoordelijkheid: voorbeeld kleinverbruikers' werd deze mogelijkheid al voorzien. De kleinverbruiker of diens BRP is dan verantwoordelijk voor onverwachte gedragingen van de kleinverbruiker zelf, terwijl de aggregator verantwoordelijk is voor het activeren van vraagrespons op de aansluiting. Er moet dan nog wel vastgesteld worden, hoe wordt vastgesteld wie wat heeft gedaan en dus wie waar verantwoordelijk voor is. Diverse mogelijkheden daarvoor worden besproken in deel C.

Het activeren van vraagrespons kan ook resulteren in bijkomende kosten bij andere partijen, de energieleverancier of een BRP, die op de aansluiting actief is. Het gaat dan om de kosten geassocieerd met de transfer of energy, niet om de onbalanskosten die ontstaan door toedoen van de aggregator. Die is immers verplicht zijn onbalans direct met de TSB af te rekenen. Lidstaten kunnen er dan voor kiezen dat er een financiële vergoeding wordt betaald door de deelnemende afnemers aan vraagrespons aan de marktdeelnemer die hierdoor extra kosten maakt, artikel 17 lid 4. De richtlijn benadrukt dat een dergelijke financiële compensatie niet een obstakel mag vormen en dat de berekenmethode voor een

200 Artikel 13 lid 1 Richtlijn 2019/944.

201 Artikel 13 lid 4 Richtlijn 2019/944.

dergelijke compensatie moet worden goedgekeurd door de regulerende instantie of door een andere bevoegde instantie.

Om de eventuele financiële compensatie te kunnen berekenen zal er vastgesteld moeten worden over welk volume een compensatie moet worden betaald en wat de daarbij behorende prijs is. In Frankrijk wordt afgerekend op basis van wettelijk vastgestelde prijzen. Dit wordt centraal geregeld door de TSB (RTE in Frankrijk). De TSB corrigeert de Energieprogramma's van de BRP van de aggregator en de leverancier. Daarnaast wordt ook de energieoverdracht gecompenseerd en centraal wordt hiervoor afgerekend op basis van een van te voren afgesproken wijze.²⁰² In deel C wordt dieper ingegaan op hoe een dergelijke rekenmethode er uit zou kunnen zien.

202 USEF: Workstream on aggregator implementation models, Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response, September 2017, p. 44

A.7. Conclusies deel A.

In het huidige Nederlandse systeem zijn kleinverbruikers niet verantwoordelijk voor de door hen ontstane onbalans. Hun onbalans wordt gesocialiseerd, bij profielaansluitingen, of hun programmaverantwoordelijkheid wordt verplicht overgedragen aan hun leverancier, bij slimme-meter-allocatie.

Deze regeling kan onnodig belemmerend werken. Zo bleek in dit hoofdstuk dat een kleinverbruiker geen onafhankelijke aggregator in de arm kan nemen, maar volledig afhankelijk is van de medewerking van zijn leverancier. Dat is niet onbegrijpelijk, want de leverancier draagt in principe de consequenties van de onbalansen die de aggregator veroorzaakt, maar wel in strijd met het EU-recht. Richtlijn 2019/944 schrijft, zoals hierboven besproken, immers voor dat aggregatie wordt toegestaan en bevorderd door de lidstaten.

De omzetting van de bepalingen van de Elektriciteitsrichtlijn, de Elektriciteitsverordening en de Hernieuwbare energierichtlijn vragen om een vrij radicale herziening van het Nederlandse systeem van programmaverantwoordelijkheid. Ten eerste geldt voor veel, maar niet alle, kleinverbruikers dat zij balanceringsverantwoordelijk moeten zijn. Ten tweede leidt de verplichting in de Richtlijn dat vraagresponsaggregatoren balanceringsverantwoordelijk moeten zijn ertoe, dat meerdere partijen activiteiten kunnen ontplooiën op een kleinverbruikersaansluiting. De onbalans op die aansluiting moet dan over die partijen verdeeld worden.

Eerst de kleinverbruikers. Kleinverbruikers zijn ‘afnemer’ en zodra een kleinverbruiker elektriciteit verkoopt, bijvoorbeeld het overschot aan zonne-energie, of een aggregator inschakelt is de kleinverbruiker ook een ‘actieve afnemer’. De kleinverbruikers die dit niet doen (passieve kleinverbruikers), kunnen of ‘huishoudelijke eindafnemer’ zijn, of een ‘niet-huishoudelijke afnemer’ (ondernemingen).

Iedere afnemer of producent van elektriciteit dient toegang te hebben tot de diverse deelmarkten in het elektriciteitssysteem. Voor actieve afnemers gaat het recht tot marktdeelname nog verder, maar onder de bijbehorende voorwaarde van verantwoordelijkheid voor de onbalans. Dit laatste is omslachtig in de richtlijn en verordening verwoord, maar uiteindelijk komen de bepalingen er op neer dat ‘marktdeelnemers’, ‘actieve afnemers’ en ‘energiegemeenschappen van burgers’ balanceringsverantwoordelijkheid dragen en zowel de lasten als de lusten hiervan moeten aanvaarden.

Zij kunnen op twee manieren invulling geven aan die verantwoordelijkheid: ofwel door zelf BRP te worden, ofwel door hun verantwoordelijkheid te delegeren aan een BRP van hun keuze. Het systeem van verplichte overdracht zoals we dat nu kennen is dus niet houdbaar. De vrijheid een onafhankelijke BRP te kiezen geldt ook voor een deel van de ‘kleinverbruikers’: zij kunnen er zelfs voor kiezen zelf als BRP te opereren, al moeten waarschijnlijk wel de voorwaarden voor een BRP-erkenning worden bijgesteld om dit een realistische optie te maken.

Passieve afnemers hoeven geen balanceringsverantwoordelijke te zijn. De Nederlandse wetgever zou er dus voor kunnen kiezen twee verschillende regelingen van de programmaverantwoordelijkheid te behouden: één voor passieve afnemers, en één voor alle anderen. In de navolgende deelten zal blijken welke inrichtingskeuzen de wetgever precies heeft, en welke consequenties die verschillende keuzen hebben.

Daarnaast moet de wetgever een oplossing vinden voor het gegeven dat het implementeren van de Elektriciteitsrichtlijn er in resulteert, dat meerdere partijen onbalans kunnen veroorzaken op een aansluiting, en dat die onbalans op enigerlei wijze over die partijen moet worden verdeeld.

De Richtlijn en de verordening koppelen de balanceringsverantwoordelijkheid aan het gedrag van elke marktdeelnemer, ook als een aggregator wordt ingeschakeld en er dus twee partijen invloed hebben op wat er achter de aansluiting gebeurt. Dat betekent dat er niet langer één balanceringsverantwoordelijke is per aansluiting. Dit betekent het afscheid van één balanceringsverantwoordelijke per aansluiting. Om

verrekening mogelijk te maken, zullen afdoende meetpunten geïnstalleerd moeten worden²⁰³, maar de eisen aan de meetpunten mogen niet leiden tot discriminatie van marktpartijen. Met andere woorden: zij moeten proportioneel aan het doel zijn.

De verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid moet geregeld worden door de voorschriften van de systeembeheerder (TSB)²⁰⁴. Deze voorschriften moeten voldoen aan de Richtlijn en de Verordening: de BRP van iedere partij die actief is op die aansluiting, is daadwerkelijk verantwoordelijk voor de onbalans die die partij veroorzaakt. Deze BRPs dienen dus ook ieder een programma in bij de TSB, en zijn elk voor zich gehouden direct met de TSB af te rekenen voor hun onbalans.²⁰⁵ Daarbij is voor vraagresponssaggregatoren bepaald dat aan hen wordt toegewezen het energievolume dat fysiek wordt geactiveerd door de belasting van de deelnemende afnemers, op basis van een vastgestelde meet- en basislijn-methodologie²⁰⁶.

Artikel 17 lid 4 van de Elektriciteitsrichtlijn maakt één en ander niet anders. Weliswaar geeft deze bepaling lidstaten een mogelijkheid (niet een verplichting) te regelen dat partijen die een vraagresponss activeren een vergoeding betalen aan marktdeelnemers die door de activering van vraagresponss worden geraakt. Deze vergoeding ziet niet op de onbalanskosten.²⁰⁷ Deze rekenen partijen immers direct af met de TSB, aldus Elektriciteitsverordening 2017/2195. Bedoeld zijn hier de kosten die veroorzaakt worden door het verschuiven van het elektriciteitsgebruik in de tijd. Herrera Anchustegui legt uit hoe vraagresponss leidt tot een lagere elektriciteitsconsumptie tijdens uren met hoge piekprijzen. Eindafnemers zullen daardoor goedkoper af zijn, maar de leverancier had de elektriciteit al wel tegen de piekprijzen ingekocht. Het wordt voor producenten ook moeilijker investeringen in de duurdere piekcentrales terug te verdienen, maar dit is het rechtstreekse gevolg van het streven naar lagere kosten voor de afnemers dat leidt tot een efficiënter elektriciteitsstelsel waarin minder behoefte bestaat aan minder rendabele (zowel technisch als economisch) piekcentrales.²⁰⁸

Over de wijze waarop het bedrijf dat aan vraagresponss doet deze andere partijen zou moeten compenseren, is discussie mogelijk. Artikel 17(4) van de Elektriciteitsrichtlijn biedt lidstaten de mogelijkheid hier regels over op te stellen.

Er ligt dus een complexe taak voor de lidstaten en hun TSBs. Zij zullen moeten betalen hoe de verantwoordelijkheid voor onbalans op een aansluiting moet worden verdeeld. De lidstaten moeten voorts bepalen, of zij gebruik willen maken van de mogelijkheid die artikel 17 lid 4 van de Elektriciteitsrichtlijn hen biedt.

Nu het juridisch kader waarbinnen de wetgever de programmaverantwoordelijkheid voor kleinverbruikers moet regelen duidelijk is, zal in deel B aandacht worden besteed aan de werking van de elektriciteitsmarkten en innovaties die op dit moment ontwikkeld worden. Deze exercitie is relevant, omdat ze aantoont waar op dit moment in de praktijk obstakels bestaan voor kleinverbruikers bij het realiseren van de hen in het CEP toegekende rechten.

In deel C wordt een aantal PV-modellen beschreven. Hierdoor ontstaat inzicht in de keuzen die de wetgever heeft bij het vormgeven van een nieuw stelsel voor de programmaverantwoordelijkheid van kleinverbruikers. In deel D worden de verschillende modellen getoetst aan de praktijk, en aan de eisen

203 Artikel 4 van de RICHTLIJN (EU) 2019/944

204 Artikel 18 lid 6 Verordening 2017/2195

205 Artikel 17 en 18 lid 6 Verordening 2017/2195

206 overweging 15 bij de VERORDENING (EU) 2019/943

207 Zie in gelijke zin: Willems, B., & Zhou, J. (2020). The Clean Energy Package and Demand Response: Setting Correct Incentives. *Energies*, 13(21), 5672; Herrera Anchustegui, I. (2020). Is EU Competition Law a Hindrance for Aggregated Demand Response?. Is EU Competition Law a Hindrance for Aggregated Demand Response.

208 Herrera Anchustegui, I. (2020). Is EU Competition Law a Hindrance for Aggregated Demand Response?. Is EU Competition Law a Hindrance for Aggregated Demand Response, p. 7.

van het CEP. Maken de modellen het kleinverbruikers gemakkelijk hun EU-rechten te effectueren, en passen de modellen überhaupt binnen de kaders die het CEP stelt?

A.8. Samenvatting

Dit onderzoek stelt de relatie tussen kleinverbruikers en programmaverantwoordelijkheid centraal. Kleinverbruikers zijn alle huishoudens, en een deel van het MKB, die gebruikmaken van het Nederlandse elektriciteitsnet. Programmaverantwoordelijkheid is een instrument dat helpt om continu de consumptie en productie van elektriciteit in evenwicht te houden. Daartoe is iedere gebruiker van elektriciteit in beginsel verantwoordelijkheid van tevoren zijn elektriciteitsverbruik vast te leggen in een programma, en zich vervolgens volgens dat programma te gedragen. Alleen de kleinverbruikers zijn van deze plicht uitgezonderd. In het licht van recente en toekomstige ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkt, kan echter de vraag worden gesteld of de huidige regeling van programmaverantwoordelijkheid nog past bij de positie van kleinverbruikers.

Decentrale opwek van duurzame energie, met name door zonnepanelen, en digitalisering, zorgen dat kleinverbruikers meer mogelijkheden hebben dan voorheen. Zo kunnen zij gemakkelijk zelf energie opwekken door bijvoorbeeld zonnepanelen aan te schaffen, en deze energie weer aan andere partijen doorverkopen. Ook kunnen kleinverbruikers een rol spelen bij het ondervangen van problemen die door de energietransitie ontstaan door het vergroten van de flexibiliteit aan de vraagzijde en het consumeren van lokaal opgewekte energie.

Wijziging van de wettelijke regeling van de programmaverantwoordelijkheid zou twee potentiële voordelen kunnen opleveren. Allereerst zou, wanneer zou blijken dat de huidige PV-regeling het voor kleinverbruikers moeilijker maakt gebruik te maken van nieuw ontstane technologische mogelijkheden, wijziging van die regeling kleinverbruikers in staat stellen meer van die ontwikkelingen te profiteren. Ten tweede kan het geven van meer mogelijkheden met betrekking tot het uitoefenen van hun programmaverantwoordelijkheid aan kleinverbruikers ertoe leiden, dat zij in staat worden gesteld nieuwe functies binnen het elektriciteitssysteem te vervullen, die met het oog op het handhaven van de netbalans in een situatie met een (veel) groter aandeel variabele duurzame energiebronnen wenselijk zijn. Daarom wordt in dit onderzoek onderzocht of de huidige regeling van de programmaverantwoordelijkheid in de weg staat aan het ontplooien van initiatieven door of voor kleinverbruikers, en zo ja, hoe die regeling gewijzigd kan worden.

Zoals in het bovenstaande reeds is beschreven, is programmaverantwoordelijkheid een begrip dat betrekking heeft op de noodzaak om continu de consumptie en productie van elektriciteit in evenwicht te houden. Aangezien elektrische stroom maar beperkt kan worden opgeslagen, is het noodzakelijk om een balans in de Nederlandse stroomvoorziening te handhaven. Programmaverantwoordelijkheid voorziet in een kostenefficiënt en effectief balanssysteem. Volgens het stelsel van programmaverantwoordelijkheid zijn alle aangeslotenen in beginsel verplicht ieder kwartier in balans te zijn. Deze verplichting kan ook worden overgedragen. Voor kleinverbruikers geldt, dat hun leverancier voor hen de programmaverantwoordelijkheid draagt. Programmaverantwoordelijke marktpartijen zijn verplicht om energieprogramma's bij TenneT in te dienen, waarin de PV-houder een prognose opneemt van de hoeveelheid elektriciteit die voor elke onbalansverrekeningsperiode in een etmaal zal worden geleverd en/of afgenomen. TenneT dient deze energieprogramma's goed te keuren. PV-houders zijn gehouden zich volgens het ingediende en goedgekeurde programma te gedragen. Zij kunnen hier echter wel van afwijken, maar als de volgende dag toch sprake blijkt te zijn van een onbalans, rekent TenneT dit met de PV-houders af tegen de onbalansprijs. Kleinverbruikers zijn niet programmaverantwoordelijk. Hun programmaverantwoordelijkheid is belegd bij hun leverancier, die hen op basis van prognoses en gecollectiveerd opneemt in zijn energieprogramma. Wanneer toch op enig moment onbalans ontstaat, grijpt TenneT in om fysieke balanshandhaving te realiseren door balanceringsenergie (regelvermogen en reservevermogen) of balanceringscapaciteit (noodvermogen) in te kopen.

Kleinverbruikers zijn niet programmaverantwoordelijk en kunnen dus niet handelen op de energiemarkten. Ook zorgen stabiele elektriciteitsprijzen ervoor dat kleinverbruikers geen financieel voordeel hebben van flexibiliteit in hun energiegebruik. Een aggregator stelt een kleinverbruiker echter wel in staat om de flexibiliteit van zijn energieverbruik te benutten. De kleinverbruiker en aggregator spreken namelijk af dat de aggregator het elektriciteitsverbruik van de kleinverbruiker kan verhogen of

verlagen afhankelijk van de elektriciteitsprijs. De aggregator kan hiervoor verschillende technische mechanismen gebruiken. Een aggregator kan echter ook als marktdeelnemer optreden, wat inhoudt dat hij de ontsloten flexibiliteit verhandelt op eigen risico.

Het juridische raamwerk omtrent kleinverbruikers omvat veel wetgeving. De Elektriciteitswet bepaalt allereerst dat kleinverbruikers afnemers op de Nederlandse elektriciteitsmarkt zijn, die beschikken over een aansluiting op het elektriciteitsnet met een totale maximale doorlaatwaarde van 3*80 A. De kwalificatie als kleinverbruiker hangt dus af van de capaciteit van de aansluiting van de consument. De Elektriciteitswet biedt meer bescherming aan kleinverbruikers dan grootverbruikers. De bijzondere positie van kleinverbruikers blijkt uit diverse juridische bepalingen. Zo behoeven leveranciers een vergunning om elektriciteit aan kleinverbruikers te leveren, wat niet noodzakelijk is voor de levering aan grootverbruikers. Ook zijn vergunninghouders verplicht om elektriciteit op een betrouwbare wijze en tegen redelijke voorwaarden en tarieven te leveren. Dit vergunningstelsel is erop gericht om de kleinverbruikers tegen de leveranciers te beschermen en leveringszekerheid te bewerkstelligen.

Vergunninghouders zijn verplicht elektriciteit te leveren tegen redelijke prijzen. De elektriciteitsprijs bestaat uit een leveringstarief, netbeheer- en transportkosten, overheidsheffingen en btw. De ACM houdt toezicht op de werking van de elektriciteitsmarkt en zorgt dat de prijs van energie tot stand komt door eerlijke concurrentie. Wanneer concurrentie niet goed mogelijk is, reguleert de ACM prijzen. Zo houdt de ACM toezicht op diverse componenten van de elektriciteitsprijs en zorgt de ACM ervoor dat de gehanteerde prijzen niet buiten gestelde kaders vallen. De leveringstarieven zijn bijvoorbeeld grotendeels vrij, maar de ACM reguleert wel de netbeheer- en transportkosten.

Ook moeten redelijke voorwaarden worden geboden. Hieronder vallen onder andere transparante informatieverstrekking en heldere contractvoorwaarden. Ook zijn onredelijk bezwarende bedingen verboden. Verder mogen kleinverbruikers 's winters niet zonder stroom komen te zitten, en dienen netbeheerders en vergunninghouders een beleid te voeren, dat erop is gericht om afsluiting van de kleinverbruiker in de winter te voorkomen. Ook moeten leveranciers elektriciteitslevering in ieder geval door middel van een modelcontract, wat door de ACM is vastgesteld, aanbieden.

Bescherming van kleinverbruikers wordt in een geliberaliseerde energiemarkt dus noodzakelijk geacht. Deze bescherming gaat vaak verder dan in het reguliere consumentenbeschermingsrecht, wat valt te verklaren door de bijzondere rol die energie in onze levensbehoeften speelt. Wel zijn er tekenen dat de wetgever vindt dat kleinverbruikers minder bescherming nodig hebben. Zo kunnen zij nu ook gebruikmaken van dynamische tarieven, waardoor zij meer worden blootgesteld aan de marktwerking. Desalniettemin is het huidige systeem in de praktijk niet goed toegankelijk voor kleinverbruikers. Dit wordt veroorzaakt door het feit dat zij niet beschikken over de benodigde kennis, informatie en bevoegdheden om te kunnen handelen in elektriciteit. Het ontbreken van programmaverantwoordelijkheid leidt er immers toe dat zij niet kunnen handelen op diverse elektriciteitsmarkten.

De huidige positie van de kleinverbruiker is echter aan verandering onderhevig. Zo presenteerde de Europese Commissie in 2016 een pakket van acht maatregelen (het 'winterpakket') dat de doelstellingen van de Europese energie-unie moest verwezenlijken. In het winterpakket is een belangrijke rol voorzien voor consumenten. Volgens het pakket moeten markten zo worden vormgegeven, dat zij incentives bieden aan consumenten om zich actiever op te stellen, en bij te dragen aan de stabiliteit van het elektriciteitssysteem. Zo worden eindafnemers in staat gesteld om als marktdeelnemers op te treden op de energiemarkt en bij de energietransitie. Voor de positie van kleinverbruikers zijn met name de EnergieRichtlijn en de Verordening van 5 juni 2019 relevant, alsmede de Hernieuwbare Energie Richtlijn. Deze instrumenten zijn in detail in deel A besproken. Consumenten worden echter niet toe gedwongen tot actief afnemerschap: zij zijn vrij er voor te kiezen zich op de markt te begeven. Kiezen zij ervoor om deel te nemen aan de elektriciteitsmarkten, dan gelden voor hen dezelfde uitgangspunten als voor andere marktdeelnemers, die zelf verantwoordelijkheid dragen voor hun impact op het elektriciteitssysteem.

Het kleinschalige karakter verhindert thans in de praktijk hun individuele deelname aan de wholesale-markten. Niettemin zullen de lidstaten de toegang van kleinverbruikers tot markten, rechtstreeks of via dienstverlenende partijen, mogelijk moeten maken.

DEEL B.: MARKTEN & INNOVATIES

B.1. Inleiding

In dit deel worden de ontwikkelingen op de huidige elektriciteitsmarkten in kaart gebracht. Deze ontwikkelingen worden hieronder per markt besproken. Het is gebruikelijk onderscheid te maken tussen de groothandelsmarkt en de retailmarkt. De ACM hanteert het volgende onderscheid: Op de groothandelsmarkt kopen en verkopen producenten, handelaren, energiebedrijven en grootverbruikers (zoals industrieën) grote volumes elektriciteit en gas. Op de retailmarkt verkopen energieleveranciers elektriciteit en gas aan consumenten en zakelijke kleinverbruikers.²⁰⁹ Daarnaast onderscheiden we hier het onbalansmechanisme: het inkopen door TenneT van balanceringsdiensten. Ook DSO's kunnen soortgelijke diensten vragen, al dan niet in samenwerking met TSB TenneT. Deze ontwikkelingen zijn van belang om te beoordelen in hoeverre kleinverbruikers hun in deel A besproken rechten kunnen realiseren, en om meer inzicht te krijgen in de rol van de leverancier-BRP hierin.

B.1.1 Actoren

In de indeling van ACM wordt een aantal partijen op de markten genoemd. Deze indeling is gericht op de activiteiten en komt niet geheel overeen met de definities in de Elektriciteitswet en onderliggende regelgeving. Hieronder resumeren wij deze, voor zover voor dit hoofdstuk relevant.

Marktpartij	Activiteiten	PV-status	Voorbeelden
Producent	Grootschalige productie en verkoop elektriciteit	Volledig programma-verantwoordelijk	Amer-centrale (Essent), Windpark Kramer (Zeeuwind)
Grootverbruiker	Inkoop en gebruik van elektriciteit	Volledig programma-verantwoordelijk	Industrie (van de lokale timmerfabriek tot de hoogovens), ziekenhuizen, tuinders
Handelaren	Inkoop en (door-) verkoop van elektriciteit	Volledig of beperkt programma-verantwoordelijk	Essent Trading, Bergen,
Energiebedrijven	combinatie van producent en handelaar	Volledig programma-verantwoordelijk	Essent, Vattenvall, Engie, Greenchoice
Leveranciers	Verkoop van elektriciteit aan eindgebruikers	Volledig programma-verantwoordelijk	Essent, Vattenvall, Greenchoice
consumenten en zakelijke kleinverbruikers	Inkoop, lokale opwek en gebruik van elektriciteit	Niet programma-verantwoordelijk	Huishoudens en deel van het MKB

B.1.2 Markten, handel en PV

Elektriciteit wordt verhandeld op verschillende momenten voorafgaand aan het verbruik van elektriciteit en de gelijktijdige productie daarvan. Er bestaat een grote verscheidenheid aan contracten tussen de verschillende deelnemers aan de markt: van langjarige afnamecontracten voor nog te bouwen productie-eenheden tot overeenkomsten om in het laatste uur voor realisatie nog verplichtingen voor productie of afname over te nemen. Contracten worden tussen partijen onderling gesloten, de bilaterale handel, of komen via een beurs tot stand.

²⁰⁹ <https://www.acm.nl/nl/onderwerpen/energie/de-energiemarkt/de-energiemarkt>.

Eén dag voor realisatie (aangeduid als $D = -1$) zijn programmaverantwoordelijke partijen verplicht een energieprogramma in te dienen, waar ze zich aan zullen moeten houden (zie S). Dit programma vereist een opgave per kwartier van elektriciteitsverbruik en -productie en het dient kort na het sluiten van de spotmarkt ('day-ahead' beurs) te worden ingediend. De handel (voor zover via beurzen wordt gehandeld) voorafgaand aan deze spotmarkt kent géén differentiatie in de tijd, anders dan 'basislast' (24 uur per dag) en 'piekuren' (van 08 tot 20 uur). Daarmee hebben de transacties voorafgaand aan de spotmarkt geen tot weinig relatie met de programmaverantwoordelijkheid. De 'day-ahead'-markt en de 'intra-day'-markt zijn zeer relevant voor de programmaverantwoordelijke partijen.

Onderstaande schema schetst de voor het onderwerp programmaverantwoordelijkheid relevante markten.

	Tijd vòòr realisatie	Bilateraal / OTC / beurzen	TSO	Aggregatoren	Retailmarkt voor KV's
Langjarige afname contracten					
Forwards & futures	Y = -3 tot M = -1				
Contract KV-ers	kalenderjaar				
SPOT-markt	D = -1 'day ahead'				
Intra-day markt	'intraday'				
Onbalansmechanisme	T = 0 realisatie				

In het energieprogramma van de BRP zullen alle transacties uiteindelijk terugkomen. Voor partijen die zelf hun balanceringsverantwoordelijkheid uitoefenen is dit geen probleem. Andere partijen zullen zich alleen in overleg met hun BRP op de groothandelsmarkt kunnen begeven. Een aantal beurzen ontzorgt partijen die er handelen waar het gaat om de balanceringsverantwoordelijkheid door namens de deelnemer aan de beurs het energieprogramma bij TSB TenneT in te dienen op basis van de beurshandel.

B.2. Groothandelsmarkten

B.2.1 Bilateraal en OTC

Op de groothandelsmarkt kan op twee manieren in elektriciteit worden gehandeld: bilaterale transacties, ofwel 'over the counter' (OTC), en transacties via een beurs. In deze paragraaf behandelen we de bilaterale handel.

Bij OTC-transacties handelen partijen direct met elkaar, hetzij direct hetzij via een makelaar (broker, trader). Zij sluiten samen een contract, en kunnen daarin precies die afspraken neerleggen die zij samen overeenkomen. Een speciale categorie binnen de OTC-transacties vormen transacties binnen de eigen groep; voor kleinverbruikers zijn deze transacties niet interessant omdat zij geen deel uitmaken van dergelijke groepen.

Op de OTC markt gaan marktpartijen met elkaar contracten aan, die specifiek op hen kunnen worden toegesneden, met voorwaarden die zijn afgestemd op de partijen.²¹⁰ Op de OTC markt kunnen dan ook contracten voor op elke termijn worden afgesloten: van de lange termijn tot de uren of minuten vòòr realisatie. Tevens blijven de posities van partijen geheel verborgen voor andere, concurrerende marktpartijen.

Op deze markt zijn ook makelaars actief. Deze bieden hun expertise aan en de geheimhouding van de vraag of het aanbod van de marktpartij.

Een voorbeeld van een veelvoorkomende bilaterale overeenkomst is het lange termijn afnamecontract. Bij de nieuwbouw van een centrale (elk type), wordt een deel van de productie voor een groot aantal jaren (10 tot 15 jaar) onder vooraf bepaalde voorwaarden verkocht aan een energiebedrijf of een (meest industriële) afnemer. De investeerder in de centrale verwerft financiële zekerheid en de afnemer verwerft zekerheid van de beschikbare elektriciteit. De beurzen kunnen deze zekerheden niet bieden omdat zij slechts transacties voor drie jaren vooruit bieden. In het algemeen is de prijs van de aldus verhandelde elektriciteit gekoppeld aan de beursnotering in het jaar van levering.

B.2.2 Energiebeurzen

Op de beurs handelen partijen indirect en is de beurs voor iedere transactie de wederpartij.²¹¹ De beurs is in handen van de deelnemende handelaren en het beursbestuur bepaalt dan ook welke producten worden aangeboden.

Op energiebeurzen worden gestandaardiseerde producten verhandeld. Voor Nederland onderscheiden we voor forward contracten de beurs ICE ENDEX, en voor de 'day ahead' markt en de 'intra-day' markt de EPEX Spot.²¹² Het bijzondere karakter van de beurs is met name gelegen in de standaardisering van de handel en in de beursregels. De deelnemers aan de beurs stellen de standaarden en regels zelf op en daarin zijn ook de eisen ten aanzien van transparantie en non-discriminatie opgenomen.²¹³

210 Buist, Mr Gerrit, and Simone Pront-van Bommel. "Financieel toezicht op energiebeurzen." (2009), p. 9.

211 VEMW, <https://www.vemw.nl/Elektriciteit/Elektriciteitsmarkt/Handelsplaatsen.aspx>

212 Voor Elektriciteitsbeurzen zie artikel 86e E-wet. Dit artikel bepaalt dat de Minister van EZ één of meer rechtspersonen aanwijst die tot taak hebben een beurs tot stand te brengen en in stand te houden. (Overigens is een aanwijzing niet vereist om als elektriciteitsbeurs te mogen opereren, zie <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2006-215-p11-SC77560.html>, die zijn dan eventueel wel gereguleerd op basis van de Wft.)

213 Buist, Mr Gerrit, and Simone Pront-van Bommel. "Financieel toezicht op energiebeurzen." (2009), p. 6.

B.2.2.1. Forward & futures

De ICE-ENDEX is de termijnmarkt voor elektriciteit. Er wordt gehandeld in gestandaardiseerde producten, door leden die aan stevige toegangsvereisten moeten voldoen. ENDEX is voor kleinverbruikers niet toegankelijk.

ICE-ENDEX verhandelt contracten voor basislast en voor pieklast over termijnen van een maand in de toekomst tot drie jaar in de toekomst. De termijnen zijn gesplitst in maanden, kwartalen en jaren.

Peakload Futures zijn contracten voor de levering van energie van 8:00 tot 20:00 voor alle dagen in de contractperiode. Voor alle producten geldt, dat het minimum te verhandelen volume 1 MW bedraagt, gedurende 24 uur per dag (Baseload) resp. 12 uur per dag (Peakload).

Daarnaast kent de beurs de zgn. Dutch Power Financial Base Futures en Dutch Power Financial Peak Futures. Dit zijn geen contracten voor de levering van elektriciteit, maar financiële derivaten: de koper van het contract ontvangt het verschil tussen de prijs die hij op de beurs heeft betaald en de prijs die op het moment van levering geldt op de Day Ahead Markt.

B.2.2.2. EPEX Spot (Day-ahead market)

EPEX biedt de mogelijkheid te handelen op de spotmarkt, voor levering van elektriciteit op de volgende dag: de ‘day-ahead’ markt.

Op de day-ahead markt wordt elektriciteit verhandeld in blokken van één uur. Kopers kunnen bieden op een blok of een combinatie van blokken voor de volgende dag (van 0:00 tot 24:00 uur). Er vindt één dubbelblinde veiling per dag plaats, waar wordt uitgemaakt wie welke blokken koopt en verkoopt. Orders voor de volgende dag moeten zijn geplaatst voor 12:00 uur, de resultaten van de veiling zijn beschikbaar om 12:50.

Op de EPEX day-ahead markt wordt een minimumprijs gehanteerd van (minus) -500 €/MWh en - en een maximumprijs van 3.000 €/MWh. Het minimumvolume waarin kan worden gehandeld bedraagt 0,1 MW gedurende een kwartier resp. een uur.

B.2.2.3. EPEX Spot (Intra-day market)

Op de intra-day markt wordt elektriciteit verhandeld in blokken van 15 minuten of een uur. Deze blokken kunnen worden verhandeld vanaf 15.00 uur de dag voorafgaand aan de dag van levering (dus na sluiting van de day ahead markt), tot 5 minuten voor aanvang van het uur of kwartier waarin de elektriciteit wordt geleverd. Ook hier gelden minimum- en maximumprijzen van respectievelijk -9.999 €/MWh en +9.999 €/MWh. Het minimumvolume waarin kan worden gehandeld bedraagt opnieuw 0,1 MW.

Deze markt biedt marktpartijen de mogelijkheid tot continue aanpassing van vraag en aanbod op elk kwartier van de dag. Wisselingen in het aanbod, bijvoorbeeld door storingen in centrales, kunnen hier opgevangen worden evenals wisselingen in de vraag, door bijvoorbeeld storingen in fabrieken van afnemers. Ook de weersomstandigheden kunnen aanleiding zijn voor aanpassingen: de exacte uren van wind en zonneschijn zijn bepalend voor het aanbod van duurzame elektriciteit, maar evengoed zal op een bewolkte dag de vraag naar verlichting toenemen. De aan- en verkopen van elektriciteit op de intra-day markt leiden tot aanpassingen in het reeds ingediende energieprogramma.

B.2.3 Toegankelijkheid

Het groothandelskarakter van de transacties die plaatsvinden op de beurzen en in de bilaterale handel leidt tot bepaalde voorwaarden, die een obstakel kunnen vormen voor de toegang tot de groothandelsmarkt door alle marktpartijen.

Hieronder wordt steeds eerst in grote lijnen aangegeven hoe de betreffende markt functioneert, en onder welke voorwaarden partijen toegang tot die markt kunnen krijgen. Vervolgens worden innovatieve diensten in kaart gebracht, die de mogelijkheden van kleinverbruikers vergroten. Alvorens in te gaan op de markten, eerst een aantal inleidende opmerkingen over innovaties op de elektriciteitsmarkten.

B.2.3.1. Toegang tot de OTC-markt

Omdat op de OTC-markt partijen zelf besluiten met wie en onder welke voorwaarden zij contracteren, zijn er in theorie weinig beletsels om deze markt op te gaan. De volgende punt zijn relevant voor de (indirecte) toegang van kleinverbruikers tot deze markt.

Er zijn geen juridische beletsels voor bijvoorbeeld energiecollectieven (mits groot genoeg om grootverbruiker te zijn) om een contract te sluiten voor de aan- of verkoop van energie op de OTC-markt. Flexibele voorwaarden zijn een plus, maar het vinden van een handelspartner zal praktisch niet eenvoudig zijn.

Voor toegang via een broker (dat kan de leverancier zijn) gelden de voorwaarden van de betrokken broker, zoals [het minimumvolume](#).

Die transacties moeten wel in een energieprogramma belanden, dus het energiecollectief moet ofwel zelf PV uitoefenen, en dus een erkenning als PV-partij hebben van TenneT, of een PV-partij vinden die hiermee akkoord gaat.

Transacties op de OTC markt vallen onder REMIT.²¹⁴ Dat brengt de nodige administratieve verplichtingen ten opzichte van de ACM met zich mee.

B.2.3.2. Toegang tot ICE ENDEX

De voorwaarden voor lidmaatschap van ICE ENDEX zijn opgenomen in de Market Rules & Appendices.²¹⁵ Deze regels zijn opgesteld door de deelnemende bedrijven van de beurs.

Toegang is voorbehouden aan beleggingsondernemingen en financiële ondernemingen als bedoeld in de Wet op het financieel toezicht (Wft), zo blijkt uit artikel I-5.2,²¹⁶ of aan andere rechtspersonen die kunnen aantonen dat zij professioneel actief zijn in het verhandelen van de relevante producten én die voldoen aan de vereisten uit artikel 5:32c onder c Wft.²¹⁷ Lidmaatschap is daarmee gekoppeld aan de geschiktheids- en betrouwbaarheidseisen uit de Wet op het financieel toezicht. Daarnaast moet aan de nodige financiële, technische en administratieve vereisten worden voldaan.

Grootverbruikers kunnen toegang krijgen tot ENDEX via een ‘general participant’, onder voorwaarden die door dat lid worden opgesteld.²¹⁸ Om toegang te krijgen via zo’n general participant, moet men daarnaast voldoen aan de definitie van ‘client’ uit het rule book. Een client is gedefinieerd als een

214 Feltkamp, R., & Musialski, C. (2013). Integrity and Transparency in the EU Wholesale Electricity Market. OGEL (Oil, Gas & Energy Law), Advanced Publications.

215 https://www.theice.com/publicdocs/endex/ICE_Endex_Markets_B.V._Rules.pdf

216 Voor NL gaat het om bedrijven als ABN AMRO Clearing Bank N.V.; Anode International Trading SA; ENGIE Global Markets SAS en ENGIE SA; Eneco Energy Trade B.V.; Gasunie Transport Services BV; Northpool B.V.; NutsServices B.V.; PZEM Energy B.V.; Scholt Energy Control B.V.; Shell Energy Europe B.V.; TAQA Gas Storage B.V.; Vattenfall Energy Trading GmbH

217 personen die:

1°. daartoe geschikt zijn en wier betrouwbaarheid buiten twijfel staat;

2°. over toereikende bekwaamheden en bevoegdheden voor de handel beschikken;

3°. voor zover van toepassing, adequate organisatorische regelingen hebben getroffen;

4°. over voldoende middelen beschikken voor de activiteiten die zij als lid of deelnemer vervullen, rekening houdend met de verschillende financiële regelingen die de marktexploitant eventueel heeft vastgesteld om de adequate afwikkeling van transacties te garanderen.

218 Naast ‘general participants’, zijn er ook ‘trade participants’. Zij kunnen alleen in eigen naam handelen.

‘persoon’ die ofwel professioneel handelt in energie en energiegerelateerde producten, ofwel professioneel energiegerelateerde diensten verleent, en die géén ‘retail consumer’ is²¹⁹. Daarmee verbiedt ENDEX haar leden indirecte toegang te bieden aan kleinverbruikers. Een aggregator kan wel voldoen aan de definitie van client.

Voor kleinverbruikers die de groothandelsmarkt zouden willen betreden zijn deze ENDEX producten om meerdere redenen ongeschikt. Ten eerste zijn de minimumvolumes veel te groot (1 MW over minimaal 12 uur = 12 MWh op één dag, terwijl het jaarlijkse gebruik van een huishouden circa 3 MWh bedraagt); ten tweede moet de elektriciteit gelijkmatig worden geleverd gedurende de dag dan wel tijdens de piekuren.

B.2.3.3. Toegang tot EPEX Spot en Intra Day

Er zijn verschillende manieren om toegang te krijgen tot EPEX Spot, te weten via een direct lidmaatschap, een indirect lidmaatschap, of als derde partij. Met een direct lidmaatschap kan een partij handelen op EPEX, uit eigen naam of uit naam van een indirect lid dat het heeft aangewezen om het te vertegenwoordigen op EPEX. Met een indirect lidmaatschap kan een partij indirect handelen, een door dat lid aangewezen direct lid voert dan uit zijn naam transacties uit. De transactie wordt dan gesloten tussen het indirecte lid en EPEX. Een derde partij kan een direct lid opdracht geven voor hem te handelen op EPEX. De transactie vindt dan plaats tussen het lid en EPEX.²²⁰

Leden kunnen toegang krijgen tot EPEX Spot via een clearing bank of door een clearing agreement te sluiten met EPEX Spot. Daarnaast moeten zij BRP zijn, en een toelatingsproces doorlopen, inclusief een ‘trader exam.’ Wie een lidmaatschap aanvraagt, zal EPEX Spot ervan moeten overtuigen dat hij voldoet aan de criteria van betrouwbaarheid, goed gedrag en economische capaciteit (*reliability, good standing and economic capacity*). Alleen ‘companies’ kunnen lid worden van EPEX, zij wijzen dan individuen aan als ‘traders’. Leden moeten voldoen aan de administratieve verplichtingen die voortvloeien uit REMIT, en moeten beschikken over de technische faciliteiten om daadwerkelijk op EPEX te kunnen handelen.

Alle leden van EPEX zijn verder gebonden aan de Code of Conduct, waarin uitwerking wordt gegeven aan de eisen die voortvloeien uit REMIT. Ook voor derde partijen die via een lid van EPEX handelen geldt, dat het bedrijven zullen moeten zijn. Zulks valt onder meer op te maken uit sectie 17 van de Code of Conduct dat leden van EPEX verplicht een KYC procedure te volgen met betrekking tot de partijen voor wie zijn handelen. Die procedure is toegesneden op bedrijven,²²¹ waarmee kleinverbruikers niet zonder aggregator op EPEX terecht kunnen.

De exchange rules worden vastgesteld door de exchange council, die bestaat uit diverse leden van de beurs, uiteraard binnen de grenzen van geldende wet- en regelgeving.²²²

EPEX probeert op diverse manieren de toegankelijkheid van de beurs te vergroten. Speciaal voor kleinere deelnemers biedt EPEX diverse lidmaatschapsopties. Daarnaast experiment EPEX Spot met lokale

219 ICE_ENDEX Market Rules & Appendices: artikel I-5.2.

220 Sectie 32 EPEX Spot Exchange Rules.

221 “In de Know-Your-Customer procedure zijn drie stappen kritisch:

a) Vaststellen van het bestaan van uw onderneming bij de Kamer van Koophandel;

b) Identificatie (inclusief kopie geldig identificatie bewijs) van de gemachtigde zoals deze bij de Kamer van Koophandel is opgegeven;

c) Identificatie (inclusief kopie geldig identificatie bewijs) van de uiteindelijke belanghebbende (“Ultimate Beneficial Owner” (UBO)).”

222 Sectie 3 EPEX Spot Exchange Rules. Voor een actuele lijst:

<https://www.epexspot.com/en/governance#exchange-council>

flexibiliteitsmarkten.²²³ In de literatuur wordt wel gewezen op het feit dat de kosten voor kleinere deelnemers ondanks deze initiatieven hoog blijven.²²⁴

Voor kleinverbruikers die de groothandelsmarkt zouden willen betreden zijn deze EPEX producten om meerdere redenen ongeschikt. De minimumvolumes zijn veel te groot: ten minste 100 kW over minimaal een uur of een kwartier. Ook de grootste kleinverbruiker met een aansluiting van precies 3*80A zou hier niet voor kunnen kwalificeren: zijn maximaal te bieden vermogen is slechts 55 kW. Voor energiegemeenschappen kunnen deze beurzen wel van belang zijn. De beurs zou dan ook toegankelijk moeten zijn als de deelnemer zijn BRP heeft overgedragen aan een derde. De vraag blijft ook in hoeverre de beurs deze als ‘company’ wil zien en of alle bepalingen uit bijvoorbeeld REMIT uitvoerbaar blijken te zijn.

223 Het eenera project in Duitsland.

“Second, Enera is a joint project between the power exchange EPEX SPOT, one of the German TSOs TenneT DE and the German DSOs Avacon Netz and EWE NETZ. A scalable pilot is built up in a showcase region, in this case in the windy Northwest of Germany. The main goal is to enable flexible solutions to avoid uneconomic curtailment of excess wind energy. In Enera, network operators can buy flexibility in the intraday time frame to proactively alleviate congestion.⁶ The first trade was cleared on the 4th of February 2019 at 15h25. Audi (with a Power-to-Gas unit) committed to increase its consumption by 2 MW at the request of EWE NETZ for delivery on the same day from 17h00 to 18h00.” Schittekatte, T., & Meeus, L. (2020). Flexibility markets: Q&A with project pioneers. *Utilities policy*, 63, 101017.

224 Lampropoulos, I., van den Broek, M., van der Hoofd, E., Hommes, K., & van Sark, W. (2018). A system perspective to the deployment of flexibility through aggregator companies in the Netherlands. *Energy Policy*, 118, 534-551, p. 538.

B.3. Retailmarkt

B.3.1 Kleinverbruikers

Op de retailmarkt verkopen leveranciers elektriciteit aan kleinverbruikers: consumenten en kleine zakelijke afnemers.²²⁵ Hiervoor hebben zij een vergunning van de ACM nodig en de ACM houdt toezicht op de markt. Hoewel beide markten gescheiden van elkaar zijn, hebben de groothandelsmarkt en de retailmarkt indirect wel invloed op elkaar.

Sinds de liberalisering van de energiemarkt in 2004 is het aantal energieleveranciers op de Nederlandse markt bijna verviervoudigd. In 2018 waren er 47 energieleveranciers actief op de Nederlandse markt. De meerderheid van de energieleveranciers is zowel op de groothandels- als de retailmarkt actief: slechts 12 leveranciers richten zich alleen op de zakelijke of op de particuliere markt.²²⁶ De grote leveranciers, zoals Essent, Vattenfall, en Eneco, wekken stroom op en leveren deze aan klanten. De kleinere leveranciers wekken zelf geen stroom op, maar kopen elektriciteit van energieproducenten en leveren deze aan hun klanten. 31 van de 47 energiebedrijven leveren uitsluitend duurzame stroom, maar dit zijn voornamelijk de kleinere leveranciers met een beperkt marktaandeel.²²⁷

Met de liberalisering is er daadwerkelijk concurrentie op de Nederlandse elektriciteitsmarkt geïntroduceerd. In combinatie met meer duurzame energie leidt dit tot lagere winstmarges voor producenten en een nog verdere verlaging van de stroomprijzen vanwege het ‘merit-order effect’.²²⁸ Dit effect houdt in dat producenten van duurzame energie lagere bedrijfskosten hebben, waardoor zij energie als eerste en tegen de laagste prijs kunnen aanbieden.²²⁹ Hierdoor daalt de energieprijz op de groothandelsmarkt en dus ook op de retailmarkten. Hogere belastingen en heffingen en hogere transporttarieven van de netbeheerders leiden niettemin tot een prijsverhoging voor consumenten. De belastingen en heffingen dienen o.a. ter financiering van de subsidies voor de energietransitie en de investeringen in uitbreidingen van de netcapaciteit leiden tot hogere netwerk tarieven. De energietransitie naar een duurzame energievoorziening kan per saldo tot een hogere energierekening voor consumenten leiden.²³⁰

Desondanks stimuleren de toenemende concurrentie en prijsveranderingen energieleveranciers om nieuwe klantgerichte technologieën en aanvullende diensten te ontwikkelen. Deze technologieën en diensten leveren voordelen en nadelen voor zowel afnemers als energieleveranciers en netbeheerders op. Zo dragen afnemers met bepaalde diensten bij aan congestiemanagement, waarmee de piekbelasting op het elektriciteitsnet kan worden verminderd. Dergelijke technologieën en diensten worden in het navolgende uitgebreid besproken.

225 ‘De energiemarkt’, ACM 2020, acm.nl.

226 ‘Welke energieleveranciers zijn er?’, Energievergelijk 2020, energievergelijk.nl.

227 Idem.

228 Mulder, M. – Energietransitie en elektriciteitsmarkt (Rijksuniversiteit Groningen, 2017), p. 27.

229 Appunn, K., ‘Setting the power price: the merit order effect’, Clean Energy Wire 2015.

230 Mulder, M. – Energietransitie en elektriciteitsmarkt (Rijksuniversiteit Groningen, 2017), p. 27-28. Zie ook: ‘Energiebelasting grootzakelijk in 2020: gas duurder, stroom voordeliger’, Minder 2020, minder.nl en ‘Energiebelastingen stroom en gas’, Totaal Besparen, totaalbesparen.com.

B.4. Onbalansmechanisme

B.4.1 Algemene opzet

De onbalansmarkt, of ‘real time’ markt, is de markt die TenneT als landelijk netbeheerder in werking stelt op het moment waarop een fysieke onbalans op het net zich manifesteert, om zo de netbalans te handhaven of herstellen. Wanneer de fysieke netbalans wegvalt, heeft dit immers consequenties voor de stabiliteit van de stroomvoorziening; de netbalans is cruciaal om verstoringen van de systeemfrequentie en van productie-eenheden en te voorkomen.²³¹

In plaats van de term ‘onbalansmarkt’, is de term ‘onbalansmechanisme’ feitelijk correcter. De markt kent immers maar één koper (TenneT) en functioneert met vooraf overeengekomen contracten die door TenneT worden geactiveerd.

TenneT is exclusief belast met het beheer van de onbalansmarkt. Voor het handhaven van de netbalans stuurt TenneT op de netfrequentie (50 Hz); deze fungeert als zeer betrouwbare indicator van de balans en TenneT heeft dus geen ‘online’ overzicht bij te houden van alle productie, invoer, uitvoer en gebruik van elektriciteit. Als de vraag groter is dan het aanbod, worden de opwekeenheden zwaarder belast en gaan langzamer draaien en de frequentie daalt. TenneT, en de TSO's in de andere, gekoppelde landen, houden de netfrequentie op 50 Hz.

Daartoe sluit TenneT contracten met marktpartijen voor het ter beschikking stellen van capaciteit voor het regelen van de balans, de zogenaamde balanceringscapaciteit; dit kan zowel voor het opregelen bij tekorten (te lage frequentie) als het afregelen bij overschotten (te hoge frequentie). Dagelijks doen deze marktpartijen een gedetailleerde aanbieding van het inzetten van de capaciteit, waarbij omvang en prijs per kwartier (PTE) worden opgegeven. TenneT stelt uit deze aanbiedingen een biedladder samen, aan de hand waarvan op elk moment van de dag bepaald wordt welke marktpartijen worden ‘afgeroepen’ om een volume elektriciteit te leveren, de zogenaamde balanceringsenergie.

Na elke dag maakt TenneT de balans op van de ingezette balanceringsenergie en per kwartier de hoogste prijs die daarvoor betaald moest worden. Dit is de onbalansprijs die voor ieder volume balanceringsenergie geldt (dus ook als deze voor een lagere prijs is aangeboden).

Deze onbalansprijs wordt niet alleen betaald aan de aanbieders daarvan, maar deze prijs wordt ook doorberekend over de onbalans die elk van de marktpartijen blijkt te veroorzaken.

B.4.2 Uitwerking

De marktpartijen die op de onbalansmarkt aanbieden, worden in de Netcode Elektriciteit (in lijn met de recente Europese regelgeving) aangeduid als BSP, Balance Service Provider. TenneT kan aan een natuurlijk persoon, rechtspersoon of vennootschap een erkenning als BSP verlenen, alleen netbeheerders zijn gegeven hun wettelijke taken uitgezonderd.²³² De BSP heeft het recht om balanceringscapaciteit, en dus ook balanceringsenergie, ter beschikking te stellen aan TenneT; deze verplichting kan overgedragen worden aan een andere BSP.²³³ De partijen die hun vermogen aan TenneT aanbieden ten behoeve van de onbalansmarkt kunnen maar hoeven geen PV-houder (BRP) te zijn.

TenneT koopt om de netbalans te handhaven balanceringscapaciteit en balanceringsenergie aan van marktpartijen.²³⁴ In de Netcode Elektriciteit wordt een onderscheid gemaakt tussen verschillende balanceringsdiensten die TenneT kan aankopen: balanceringscapaciteit voor de fijnregeling van de frequentie (inzet binnen een halve minuut), regelvermogen voor het herstellen van afwijkingen van de frequentie (inzet binnen enkele minuten), en noodvermogen in het geval van grote afwijkingen in de

231 Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - ‘Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie’ (2014), p. 3.

232 Artikel 10.37 lid 1 Netcode Elektriciteit.

233 Artikel 10.37 lid 2 Netcode Elektriciteit.

234 Artikel 10.36 lid 1 Netcode Elektriciteit.

balans (inzet binnen een kwartier). Gecontracteerde marktpartijen stellen tegen een overeengekomen prijs op- of afregel capaciteit ter beschikking die ingezet wordt zodra TenneT daarom vraagt.

De eerste categorie, de fijnregeling, betreft de capaciteit FCR (frequentiebegrenzingsreserves, 'frequency containment reserves') voor een frequentiestabiliseringsproces of FCP ('frequency containment process').²³⁵ TenneT koopt dan balanceringscapaciteit in van BSP's om de systeemfrequentie te stabiliseren binnen de frequentiehersteltijd. FCR wordt automatisch geactiveerd binnen enkele seconden bij een afwijking in de netfrequentie en het gecontracteerd vermogen moet binnen 30 seconden volledig ingezet zijn. FCR staat ook wel bekend als het primaire reservevermogen, dat wordt geactiveerd als eerste balanceringsreserve om een stroomstoring te voorkomen.²³⁶

Voor het real-time handhaven van de Nederlandse vermogensbalans maakt TenneT voorts gebruik van regelvermogen (aFRR, 'automatic frequency restoration reserve') en reservevermogen (mFRR, 'manual frequency restoration reserve').²³⁷ TenneT koopt regelvermogen aan voor een automatisch frequentieherstelproces of aFRP ('automatic frequency restoration process') voor het herstel van de netfrequentie.²³⁸ Regelvermogen wordt centraal aangestuurd door TenneT en moet binnen 7,5 minuten volledig geactiveerd kunnen worden.

Is het regelvermogen niet afdoende, dan kan TenneT reservevermogen inkopen voor een handmatig frequentieherstelproces, of mFRP.²³⁹ Dit moet binnen 15 minuten volledig geactiveerd kunnen worden. In dit geval activeert TenneT reservevermogen.²⁴⁰ Wat dit betekent, kan het best met het volgende voorbeeld worden uitgelegd:

Na uitval van 400 MW productie zal onmiddellijk een onbalans van 400 MW ontstaan. Door de activatie van beschikbaar regelvermogen, 300 MW, wordt deze onbalans in maximaal 15 minuten (een ISP) teruggebracht tot 100 MW. Wordt daarnaast reservevermogen geactiveerd, bijvoorbeeld 250 MW, dan vervangt het reservevermogen als het ware het regelvermogen. En hoeft nog maar 150 MW opgevangen te worden met regelvermogen en er blijft 150 MW regelvermogen beschikbaar voor het opvangen van de 'normale' fluctuaties in de onbalans. Met reservevermogen wordt zo regelvermogen opnieuw beschikbaar gemaakt. Zo wordt voorkomen dat er een tekort ('verzadiging') aan aanbod van regelvermogen ontstaat.²⁴¹

Tenslotte kan TenneT noodvermogen inkopen voor een mFRP.²⁴² Als het regel- en reservevermogen samen nog niet toereikend is, bijvoorbeeld wanneer een centrale plotseling uitvalt, kan TenneT terugvallen op noodvermogen.²⁴³ Dit vermogen kan ook in poolverband worden aangeboden.²⁴⁴ Noodvermogen moet binnen 15 minuten volledig geactiveerd kunnen worden. Dit noodvermogen wordt vaak geleverd in de vorm van afschakelcontracten, waarbij grote industriële processen worden stilgelegd om het wegvallen van het elektriciteitsaanbod op te vangen.²⁴⁵

235 Artikel 3 onder 6 en 114 Verordening (EU) 2017/1485 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen.

236 <https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/ondersteunende-diensten/>

237 Artikel 3 onder 7 Verordening 2017/1485, <https://www.tennet.eu/nl/elektriciteitsmarkt/ondersteunende-diensten/>

238 Artikel 10.36 lid 1 onder b Netcode Elektriciteit en artikel 3 onder 42 en artikel 145 lid 1 Verordening 2017/1485.

239 Idem; Tennes, Productinformatie mFRRsa, rapport 23 juli 2019, https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/Productinformatie_mFRRsa_voor_balancing.pdf

240 Artikel 10.39 lid 2 Netcode Elektriciteit.

241 TenneT, Productinformatie mFRRsa, rapport 23 juli 2019, p. 2-3.

242 Artikel 10.36 lid 1 onder d Netcode Elektriciteit.

243 Artikel 2 onder c van bijlage 10 bij de Netcode Elektriciteit.

244 TenneT, productinformatie mFRRda, rapport 16 december 2019, https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/Productinformatie_mFRRda_incident_reserve.pdf

245 Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (2014), p. 19.

Tabel B.1. Overzicht van de verschillende typen balanceringsenergie

Type balanceringsreserve (Nederlandse naam)	Gebruikelijke Europese naam	Uitleg
Primair Reservevermogen	Frequency Containment Reserve (FCR)	Wordt automatisch geactiveerd binnen enkele seconden bij een afwijking in de netfrequentie, en moet het volledig gecontracteerd vermogen binnen 30 seconden kunnen leveren. De netfrequentie wordt binnen Europa constant gehouden op 50 Hz.
Regelvermogen	Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)	Wordt centraal aangestuurd door de netbeheerder TenneT en moet binnen 7,5 minuten volledig geactiveerd kunnen worden. Na activatie stuurt de netbeheerder elke 4 seconden een nieuw setpoint dat binnen een strikte nauwkeurighedsband gevolgd dient te worden. Op deze manier kan de netbeheerder het evenwicht op een nauwkeurige manier bijsturen.
Reservevermogen (mFRRsa) & Noodvermogen (mFRRda)	Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)	Nood- en reservevermogen worden ingezet om het Regelvermogen weer beschikbaar te maken bij grote en langdurige onbalans en moeten binnen 15 minuten volledig geactiveerd kunnen worden. Reservevermogen werkt volgens vrije biedingen, terwijl Noodvermogen vooraf gecontracteerd wordt. Bij een grote onbalans kunnen deze reserves gedurende minuten tot uren de netfrequentie ondersteunen.

Bron: Next Kraftwerke (<https://www.next-kraftwerke.nl/kennis/balanceringsenergie>)

B.4.3 Aanbieden van balanceringscapaciteit en -energie

Zoals hierboven beschreven, kan TenneT balanceringsenergie aankopen, die marktpartijen als balanceringscapaciteit ter beschikking hebben gesteld.²⁴⁶ Balanceringscapaciteit is een hoeveelheid reservecapaciteit die een BSP beschikbaar houdt en die hij zal aanbieden aan TenneT in prijsbiedingen voor het overeenkomende volume balanceringsenergie.²⁴⁷ Met andere woorden, door het contracteren van balanceringscapaciteit (vermogen, MW) verplicht de BSP zich om een volume balanceringsenergie (elektriciteit, MWh) op afroep van TenneT in te zetten gedurende een exact opgegeven tijdvak.²⁴⁸

Grote marktpartijen met een aansluiting van meer dan 60 MW vermogen, zowel producenten als gebruikers, zijn *verplicht* om dagelijks balanceringscapaciteit aan TenneT aan te bieden en dus ter

246 Artikel 10.36 lid 1 Netcode Elektriciteit.

247 Artikel 2 punt 5 Verordening (EU) 2017/2195.

248 Zie artikel 5 van bijlage 8 en artikel 1 van bijlage 10 bij de Netcode Elektriciteit; artikel 6 lid 9 Verordening 2019/943; Stort. 2020, 28764, par. 18-20.

beschikking te houden en prijsbiedingen te doen.²⁴⁹ Ze worden als BSP aangewezen, maar kunnen hun verplichting overdragen op een andere BSP.²⁵⁰

Overige BSP's – producenten en verbruikers met een vermogen van minder dan 60 MW – participeren vrijwillig op de onbalansmarkt en kunnen op vrijwillige basis een overeenkomst voor balanceringscapaciteit aangaan. Dan zijn zij echter verplicht om biedingen balanceringsenergie in te sturen.²⁵¹ Het aan te bieden volume balanceringsenergie is vastgelegd in de overeenkomst voor balanceringscapaciteit.²⁵² TenneT kan geen of minder vermogen afroepen dan gespecificeerd in het contract voor balanceringscapaciteit.²⁵³

Voor beide categorieën BSP's geldt dat zij dagelijks vóór 14:45 uur op de voorafgaande dag hun biedingen balanceringsenergie in moeten dienen.²⁵⁴

Alle BSP's kunnen daarnaast op vrijwillige basis balanceringsenergie indienen tot een half uur voorafgaand aan de onbalansverrekeningsperiode (ISP) waarop de aanpassing betrekking heeft tenzij TenneT de bieding al geactiveerd heeft.²⁵⁵ De BSP kan zowel de omvang als de prijs van een ingediende bieding aanpassen.

TenneT informeert een PV-houder (BRP) over de opname van een aansluiting waarover hij balanceringsverantwoordelijkheid uitoefent in een portfolio waarmee een BSP een bieding balanceringsenergie kan indienen.²⁵⁶ Wanneer TenneT deze balanceringsenergie daadwerkelijk inroept, zal TenneT voor de daardoor veroorzaakte (extra) onbalans corrigeren. Het is voor de BRP dus belangrijk om te weten dat een aangeslotene waarvoor hij balanceringsverantwoordelijkheid draagt als BSP een bieding bij TenneT heeft ingediend.²⁵⁷ Dit geldt ook wanneer een BSP balanceringsbiedingen indient waarvoor meerdere BRP's worden aangewezen: alle betrokken BRP's moeten dan worden geïnformeerd.²⁵⁸ Dat zorgt ervoor dat een BSP kan aggregeren voor partijen die niet allemaal dezelfde BRP hebben.

B.4.4 Activeren van balanceringsenergie door TenneT

Wanneer een bieding wordt geactiveerd, stelt TenneT de betreffende BSP daarvan op de hoogte.²⁵⁹ TenneT bepaalt het volume dat de BSP gedurende de ISP levert, verrekent dat volume met de BSP, en corrigeert de onbalans van de betrokken BRP's met het door TenneT geactiveerde vermogen.²⁶⁰ Voor noodvermogen worden geen biedingen ingestuurd maar wordt enkel de beschikbaarheid van vermogen gecontracteerd.²⁶¹ In de betreffende contracten is meestal wel een prijsclausule voor de geleverde volumes energie opgenomen.

Iedere dag stelt TenneT per BSP een overzicht samen van zijn geactiveerde biedingen met betrekking tot de vorige dag.²⁶² TenneT stuurt dit overzicht aan de desbetreffende BSP voor 17:00 uur van de eerste

249 Artikel 9.19 Netcode Elektriciteit.

250 Artikel 10.38 en artikel 9.19 onder a Netcode Elektriciteit.

251 Artikel 10.38 lid 1 Netcode Elektriciteit jo. artikel 2 punt 5 Verordening (EU) 2017/2195.

252 Artikel 7 van bijlage 8 en artikel 2 van bijlage 10 bij de Netcode Elektriciteit.

253 Dat geldt in ieder geval voor balanceringscapaciteit voor noodvermogen (artikel 4 van bijlage 10 bij de Netcode Elektriciteit); of dit ook voor regelvermogen geldt, wordt in de Netcode niet vermeld.

254 Artikel 10.38 lid 1 Netcode Elektriciteit.

255 Artikel 10.38 lid 2 Netcode Elektriciteit; TenneT, Handleiding bieden Balancerings- en Transportvermogen, rapport 13 januari 2020, https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/Handleiding_bieden_BTV.pdf

256 Artikel 10.38 lid 6 Netcode Elektriciteit.

257 Toelichting bij Besluit van de Autoriteit Consument en Markt tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in 31, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 (Stcrt. 2018, 72074, p. 41).

258 Idem, p. 36 en 41.

259 Artikel 10.39 lid 4 Netcode Elektriciteit.

260 Artikel 10.39 lid 3 Netcode Elektriciteit.

261 TenneT, Onbalansprijsystematiek, rapport 31 juli 2020, p. 7; artikel 10.39 lid 8 en 9 Netcode Elektriciteit.

262 Artikel 10.40 lid 1 Netcode Elektriciteit.

werkdag na het etmaal waarop dat overzicht betrekking heeft.²⁶³ De BSP stuurt iedere woensdag een factuur voor zijn geactiveerde biedingen balanceringsenergie van de voorafgaande week (van 00:00 uur op zaterdag tot 00:00 uur op de eerstvolgende zaterdag) aan TenneT. Deze factuur kan zowel voor een positief als een negatief bedrag zijn.²⁶⁴

B.4.5 De onbalansprijssystematiek

B.4.5.1. De biedladder

De biedingen van balanceringsenergie worden aan TenneT gedaan in de vorm van een tender: van alle biedingen en over alle onbalansperioden (ISP) stelt TenneT een biedladder op. Bij het afroepen van een bepaalde hoeveelheid, werkt TenneT van onder naar boven op de biedladder.²⁶⁵

TenneT publiceert, vanaf het moment dat hij zijn goedkeuring heeft verleend aan alle energieprogramma's voor de volgende dag (D-1), voor elke ISP van de volgende dag (D) de biedladder, geanonimiseerd naar de BSP's. TenneT herziet de biedladder iedere ISP.²⁶⁶

TenneT plaatst de biedingen op twee biedladders, één voor opregelbiedingen en één voor afregelbiedingen. Opregelbiedingen zorgen voor invoeding van elektriciteit in het geval van een productietekort, terwijl afregelbiedingen elektriciteit van het net afnemen in het geval van een productieoverschot.²⁶⁷ Een productietekort ontstaat wanneer BRP's minder elektriciteit invoeden dan wel meer onttrekken aan het net dan in energieprogramma's is vastgelegd (het zogenaamde BRP-tekort). Een productieoverschot ontstaat wanneer BRP's meer elektriciteit invoeden dan wel minder onttrekken aan het net dan in de energieprogramma's is vastgelegd (BRP-overschot).

Positieve prijzen voor opregelen resulteren in een financiële stroom naar de BSP (de BSP levert elektriciteit aan TenneT en TenneT betaalt aan de BSP), negatieve prijzen resulteren in een financiële stroom naar TenneT (de BSP betaalt). Vice versa voor afregelen: positieve prijzen voor afregelen resulteren in een financiële stroom naar TenneT (de BSP neemt stroom af van TenneT en de BSP betaalt aan TenneT), negatieve prijzen resulteren in een financiële stroom naar de BSP (TenneT betaalt).²⁶⁸

B.4.5.2. De hoogste inzetprijs

Per ISP wordt een uniforme prijs gebruikt voor de verrekening van de balanceringsenergie: de hoogste inzetprijs. Dit houdt in dat de inzetprijs voor opregelen per ISP gelijk is aan de hoogste biedprijs van alle geactiveerde opregelbiedingen binnen die ISP. De inzetprijs voor afregelen is gelijk aan de laagste biedprijs van alle geactiveerde afregelbiedingen binnen de betreffende ISP. Op deze manier wordt voorkomen dat flexibiliteit door BSP's wordt aangeboden tegen zeer hoge of zeer lage biedprijzen. Per ISP ontvangt een BSP van TenneT, dan wel betaalt een BSP aan TenneT, het geactiveerde volume balanceringsenergie vermenigvuldigd met de geldende inzetprijs.²⁶⁹

De onbalansprijs – de prijs die een BRP moet betalen voor de door hem veroorzaakte onbalans – per ISP wordt in beginsel bepaald door de inzetprijs voor balanceringsenergie in de betreffende ISP.²⁷⁰ In Nederland kennen we twee onbalansprijzen: een onbalansprijs voor BRP-overschot (zie hierboven voor definitie) en een onbalansprijs voor BRP-tekort. De onbalansprijs voor een BRP-overschot is in de meeste

263 Artikel 10.40 lid 2 Netcode Elektriciteit.

264 Artikel 10.40 lid 3 Netcode Elektriciteit.

265 Artikel 10.41 lid 1 Netcode Elektriciteit.

266 Artikel 10.41 lid 2 Netcode Elektriciteit.

267 TenneT, Onbalansprijssystematiek, rapport 31 juli 2020, p. 9.

268 Idem.

269 Idem, p. 10; artikel 10.39 Netcode Elektriciteit.

270 Zie artikel 10.29-10.31 Netcode Elektriciteit.

situaties gelijk aan die voor een BRP-tekort.²⁷¹ In sommige gevallen is de onbalansprijs gelijk aan de middenprijs in plaats van aan de inzetprijs. De middenprijs is het gemiddelde van de laagste prijs van opregelbiedingen en de hoogste prijs van afregelbiedingen.²⁷²

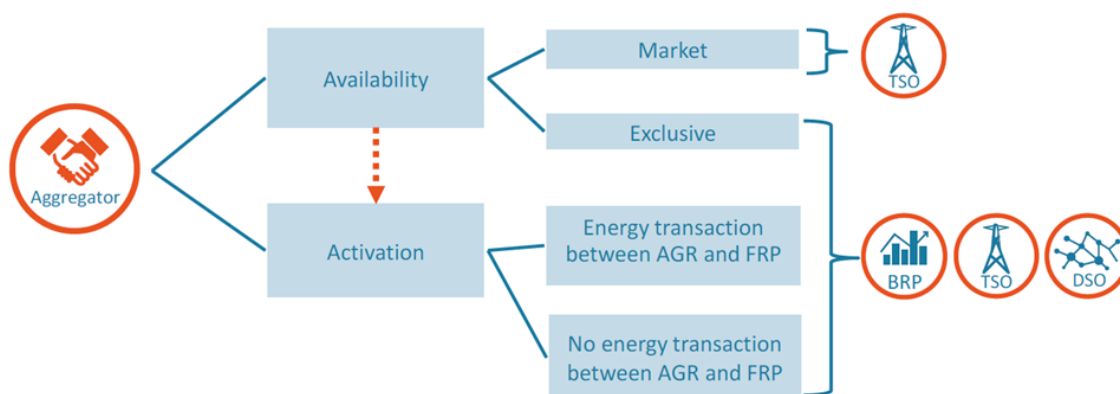
Het van belang dat de onbalansprijs gelijk is aan het bod van de laatst afgeroepen partij. Daarmee is het voor aanbieders (BSP's) aantrekkelijk laag aan te bieden, zodat de kans om afgeroepen te worden groot is. De opbrengst op de het inzetten van het aangeboden vermogen, wordt dan bepaald door de hogere biedingen van anderen. In andere landen (Duitsland) ontvangt de bieder de zelf aangeboden prijs (pay-as-bid); dit lijkt goedkoper voor de TSO, maar de dynamiek van de markt ontbreekt daardoor en per saldo zijn de biedingen hoger.

B.4.6 Rol PV en niet-PV

De rol van BSP is sinds 2018 gescheiden van die van de BRP.²⁷³

Dat betekent dat een partij actief kan zijn op de markt van balanceringsdiensten via een BSP, terwijl een andere partij zijn BRP is. Het blijft natuurlijk ook mogelijk dat de BRP en de BSP één en dezelfde partij zijn. Het activeren van flexibiliteit van de verbruiker door de BSP kan onbalans veroorzaken, waarvoor diens BRP dan verantwoordelijk is. Als de BRP en de BSP één en dezelfde partij zijn, is dat geen probleem. Zijn BRP en BSP gescheiden, dan rijst de vraag of de BRP gecompenseerd moet worden, en zo ja, door wie. In deel C worden diverse opties besproken om met dit belangenconflict om te gaan.

Niet elke dienst die wordt geleverd door de BSP is van invloed op het programma van de desbetreffende balanceringsverantwoordelijke. Wanneer er sprake is van een dienst die leidt tot een elektriciteitstransactie tussen de Flex Requesting Party (FRP) en de BSP of aggregator (AGR) in onderstaande figuur heeft dit impact op het programma en kan het wenselijk zijn het programma aan te passen.



Functie	Functie veroorzaakt onbalans?
---------	-------------------------------

271 TenneT, Onbalansprijsystematiek, rapport 31 juli 2020, p. 12. Dat is alleen anders wanneer de regeltoestand, een parameter die gebruikt wordt voor het bepalen van de onbalansprijs van een ISP, 2 is. In dat geval heeft TenneT gedurende een ISP zowel opgeregeld als afgeregeld, waarbij het netto-opregel en afregelvermogen (de balans-delta) zowel stijgt als daalt. In dat geval is de middenprijs de onbalansprijs.

272 Idem, p.12-13.

273 Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 20 december 2018, met kenmerk ACM/UIT/502876 tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in 31, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 in verband met het voorstel o.g.v. artikel 18 van de Verordening (EU) 2017/2195 van de Commissie van 23 november 2017 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancing

Wie: Balancing Service Provider (BSP)
Wat: Balanceringsdiensten aanbieden aan
een TSO.

De dienst FCR heeft geen impact op de onbalans, de
energiecomponent wordt als niet significant gezien.
Voor mFRR en aFRR geldt dat wel. De TSB houdt bij
hoeveel flexibiliteit geactiveerd is, ook als dat meer of
minder is dan de afgesproken hoeveelheid.

B.4.7 Toegankelijkheid voor kleinverbruikers

Voor een erkenning als BSP geldt geen ondergrens; voor een individuele kleinverbruiker is het echter ondoenlijk om als BSP op te treden en balanceringsenergie aan TenneT aan te bieden.²⁷⁴ Voor een erkenning als BSP moet de aanvrager namelijk aan een aantal vereisten voldoen: voor de verschillende balanceringsdiensten gelden minimumvereisten en hij moet beschikken over de deskundigheid en over de technische, administratieve en organisatorische faciliteiten die vereist zijn om als BSP te kunnen optreden.²⁷⁵ Deze eisen zijn begrijpelijk, maar het belang van het volume aan flexibiliteitsvermogen van een individuele kleinverbruiker is feitelijk te gering ten opzichte van de kosten die gemaakt moeten worden om aan deze vereisten te voldoen.

274 Pront, S. & Buist, G. - Onderzoeksnotitie Balanceren - 'Naar een nieuw evenwicht tussen aanbod en vraag in energie' (2014), p. 18.

275 Artikel 10.37 lid 5 jo. artikel 10.36 lid 1 Netcode Elektriciteit.

B.5. Ontwikkelingen en innovaties

B.5.1 Flexibiliteit voor balanshandhaving en congestiemanagement

De grootste uitdaging in het elektriciteitssysteem is de transitie naar een duurzaam systeem, terwijl tegelijkertijd de consument en andere kleine verbruikers een grotere rol krijgen. Vrijwel alle innovaties zijn daarom gericht op het beschikbaar maken van de flexibiliteit van consumenten ten behoeve van de balanshandhaving en het congestiemanagement.

De balanshandhaving is in het vorige hoofdstuk beschreven. Het congestiemanagement is daar mee vergelijkbaar. Bij de balanshandhaving moet op nationale schaal de optelsom van opwekking en import continu gelijk zijn aan de som van export en verbruik. Congestiemanagement betreft hetzelfde principe, maar dan op een deel van het net, waar de capaciteit voor import en export beperkt is. Het treedt dus doorgaans op bij de regionale netbeheerders.

In de Netcode is geregeld hoe de netbeheerder moet handelen als congestie dreigt te ontstaan. Met producenten en verbruikers die grote transportvermogens contracteren (meer dan 60 MW) worden vooraf afspraken gemaakt over de voorwaarden waaronder zij bijdragen aan congestiemanagement (art. 9.1 Netcode). Doet zich congestie voor, dan kan op deze partijen snel een beroep worden gedaan. Bij incidentele congestie constateert de netbeheerder een risico op congestie en zoekt ad hoc naar een oplossing. Indien nodig benadert hij marktpartijen om hun verbruik aan te passen (art. 9.2 Netcode). Bij structurele congestie treedt de procedure van art. 9.4 e.v. Netcode in werking. De netbeheerder onderzoekt dan of binnen een afgebakend gebied congestiemanagement een oplossing kan bieden voor een dreigend structureel capaciteitsstekort. Is dat het geval, dan worden partijen in het gebied uitgenodigd deel te nemen aan een veiling. In principe op vrijwillige basis, maar wanneer dat niet voldoende resultaat oplevert, kunnen zij gedwongen worden mee te doen. Congestiemanagement is een tijdelijke oplossing. Het is onder de huidige Netcode de bedoeling dat congestiemanagement niet langer dan vier jaar wordt ingezet, in afwachting van netverzwaring.

Een concreet voorbeeld speelde in 2008. Het totale vermogen aan warmte-kracht-centrales (WKK) bij de tuinders in het Westland nam een grote vlucht, terwijl het nieuwe transformatorstation om deze elektriciteit aan het hoofdnets te leveren nog in aanbouw was. In afwachting van de nieuwe transformatoren, is congestiemanagement toegepast. De inzet van de WKK-eenheden is afhankelijk van de warmte- en lichtvraag van de gewassen in de kas en van de prijs op de spotmarkt en verschilde dus per dag. Elke dag werd op basis van de Energieprogramma's van de tuinders bepaald of en wanneer de verbinding met het hoofdnets overbelast dreigde te worden. Voor die momenten werd een veiling gehouden om een aantal WKK-centrales stil te leggen. De daarmee verloren elektriciteit werd door TSB TenneT elders in het land ingekocht. Netbeheerder Westland Infra en TenneT werkte samen in de organisatie van dit veilingssysteem.⁷⁰

De regeling voor congestiemanagement uit de Netcode stamt uit 2010, en voldoet niet langer. Er is een Wijzigingsvoorstel ingediend, dat een meer gedetailleerde congestiemanagementprocedure introduceert. Daarnaast verduidelijkt het voorstel wanneer de netbeheerder kan weigeren een transportvoorstel te doen (art. 24 E-wet) omdat congestiemanagement geen oplossing biedt. Het voorstel introduceert daarnaast de CSP, de Congestion Management Service Provider. Deze nieuwe dienstverlener biedt congestiemanagementdiensten aan aan de netbeheerder, ook namens andere marktdeelnemers. De CSP mag één bieding doen namens meerdere aansluitingen. Daarmee kan flexibiliteit van kleinverbruikers via een aggregator-CSP ook worden ingezet voor congestiemanagement.

In de toekomst stappen we wellicht af van het uitgangspunt dat congestiemanagement een tijdelijk middel is in afwachting van netverzwaring. In USEF is het zogenaamde grid capacity management een taak voor de DSO, en een volwaardig alternatief voor netverzwaring.²⁷⁶ Door structureel vraag en aanbod lokaal beter op elkaar af te stemmen, kan netverzwaring worden voorkomen. Anders dan

276 USEF, An introduction to a universal smart energy framework, p. 14.

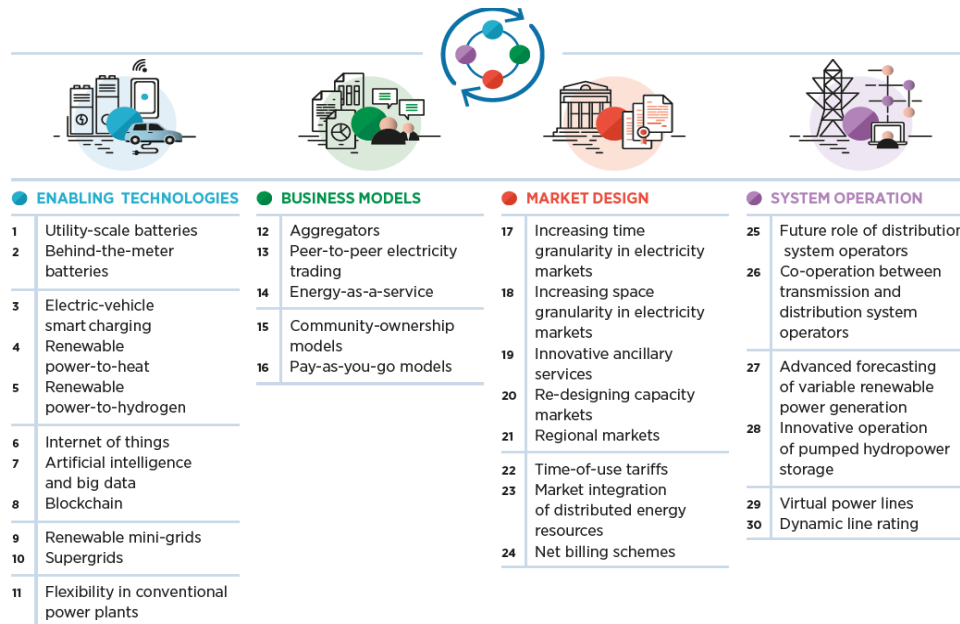
congestiemanagement kan grid capacity management een dagelijkse taak voor de DSB worden. Dat is relevant, omdat congestie door de aanschaf van elektrische auto's en zonnepanelen op veel kleinere schaal kan optreden. In een straat waar veel zonnepanelen zijn geplaatst, zal op een zonnige dag per huis circa 3 à 4 kW gelijktijdig op het net invoeden. En in een straat met veel elektrische auto's, kan na de avondspits een piekvraag optreden als deze auto's gelijktijdig geladen worden. Het is met name de gelijktijdigheid van deze grote elektriciteitsstromen die tot overbelasting kan leiden. Het congestiemanagement zoals in het Westland is toegepast, is echter een veel te zwaar middel om in deze lokale situaties toe te passen. Bovendien biedt het geen oplossing voor een situatie die elke zonnige dag op zal treden.²⁷⁷ Het is duidelijk dat het congestiemanagement sterk in beweging is.

De innovaties in dit hoofdstuk betreffen veelal geautomatiseerde systemen die de mogelijkheden van batterijen (in de buurt, thuis of in auto's) slim gebruiken om piekvragen in de netten verlagen. Wel zal te allen tijde moeten worden gezien of structureel congestiemanagement een goedkopere oplossing is ten opzichte van verzwaring van het net.

B.5.2 Relevante innovaties

Er is een groot aantal innovaties op het gebied van digitalisering, decentralisering en decarbonisering van het elektriciteitssysteem. Niet al die innovaties zijn even relevant voor de rol van kleinverbruikers en daarom brengen we hieronder eerst de relevante typen innovaties in kaart, die relevant zijn voor het onderzoek. Daarvoor maken we gebruik van het IRENA rapport uit 2019, waarin het innovatielandschap met betrekking tot hernieuwbare energie mondiaal in kaart wordt gebracht.²⁷⁸ In het rapport worden diverse innovaties in kaart gebracht en gecategoriseerd. In de figuur hieronder wordt een dertigtal innovaties weergegeven. De lijst is niet uitputtend. Zo zijn er veel meer opslagmethoden denkbaar dan batterijen alleen. Voor het doel van dit onderzoek biedt de indeling echter een goed startpunt.²⁷⁹

Figure 8 The landscape of innovations



277 Congestiemanagement kan onder de huidige regelgeving uitsluitend worden ingezet als een tijdelijke oplossing, in afwachting van netverzwaring.

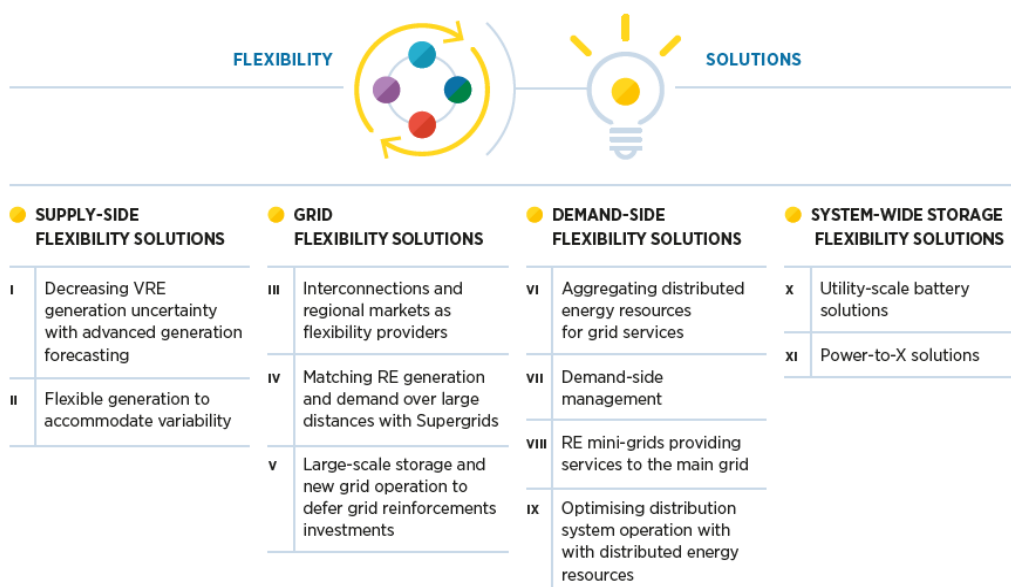
278 IRENA (2019), Innovation landscape brief: Utility-scale batteries, International Renewable Energy Agency.

279 Wel zij opgemerkt, dat het IRENA rapport een sterk normatieve insteek heeft: de innovaties dienen een duidelijk doel, namelijk het integreren van meer duurzame energiebronnen in het energiesysteem. De belangen van de kleinverbruiker kunnen daarmee samenvallen, maar dat hoeft niet. Dat blijkt ook uit de voorbeelden van innovaties die in het rapport worden beschreven. De hieronder nog uitgebreider beschreven SolarCloud, een abonnementsdienst die bezitters van zonnepanelen de mogelijkheid geeft hun

Deze innovaties staan niet op zich, maar hangen met elkaar samen. Batterijen achter de meter (2) kunnen door middel van IT-technieken (6, 7) via een aggregator (12) bijvoorbeeld worden ingezet om de balans van een BRP te handhaven of om primair reservevermogen aan TenneT te leveren (19). Het IRENA-rapport brengt elf oplossingsrichtingen in kaart en elk van die oplossingen combineert een aantal van de innovaties, leidend tot een grotere flexibiliteit. De figuur hieronder biedt een overzicht.

Van de door IRENA geïdentificeerde oplossingsrichtingen zijn voor KVPV de oplossingen relevant waarin de kleinverbruiker een rol speelt, de zogenaamde 'demand-side flexibility solutions'. In de figuur hieronder is een overzicht opgenomen van de betrokken innovaties bij elk van die vier oplossingsrichtingen.²⁸⁰ Technieken die niet relevant zijn voor oplossingen die flexibiliteit aan de vraagzijde stimuleren, zoals supergrids en hydro, zijn niet opgenomen.

Figure 38 Solutions that unlock the system's flexibility



280 zonne-energie op te slaan in een virtuele batterij en die op een later moment de gebruiken, stimuleert juist niet om duurzame energie te gebruiken op het moment dat die overvloedig aanwezig is. Ontleend aan IRENA 2019. De kruisjes kunnen ook anders worden gezet. Zo zou renewable power-to-heat bij oplossing IX ook best een rol kunnen spelen. Wanneer we concrete innovatieve diensten bespreken, zal een completer beeld ontstaan.

Tabel B.2: Oplossingsrichtingen (bron IRENA)

	Batterijen achter de meter	Electric vehicle smart charging	Hernieuwbare energie naar warmte	Internet of things	AI & big data	Blockchain	Hernieuwbare mini grids	Aggregators	P2P	Energys as a service	Energiegemeenschappen	Innovatieve ancillary services	Time-of-Use tarieven	Marktintegratie van DERs	Marktafgebaseerde tarieven voor invoeding	Toekomstige rol DSO's	Samenwerking TSOs en DSOs	Limethoden duurzame opwek	Betere voorspellen	Virtuele elektriciteitslijnen
Oplossing VI , Inzet DERs voor balanceringsdiensten	v	v	v	v	v	v		v				v		v			v			
Oplossing VII , demand-side management	v	v	v	v	v					v			v		v					v
Oplossing VII , mini-grids leveren diensten aan het publieke net	v	v	v	v	v	v	v		v		v			v						
Oplossing IX , DERs dragen bij aan distributiesysteembeheer	v	v		v	v			v								v	v			v

Bij optie VI, inzet DER voor balanceringsdiensten (aggregating distributed energy resources for grid services), hebben lokale energie-opwekkers toegang tot de groothandelsmarkt en de onbalansmarkt – zij leveren diensten aan de TSB. Toegang tot deze markten kan op twee manieren worden gerealiseerd: via aggregators of door de minimale handelsvolumes te verkleinen.

Bij optie VII, demand-side management, wordt het gedrag van consumenten gestuurd door middel van prijsprikkels. De inzet van IT maakt het mogelijk voor hen automatisch op die prijsprikkels te reageren. Deze optie stuurt het gedrag van consumenten en vraagt van hen dus een verandering in houding. Deze oplossing introduceert geen nieuwe rollen op de energiemarkt en brengt evenmin wijzigingen in bestaande rollen. Wel zal het digitale systeem van zowel de eindverbruiker als van het elektriciteitssysteem aangepast moeten worden om de grote hoeveelheid data goed te verwerken.

Bij optie VIII, mini-grid leveren diensten aan het publieke net (mini-grids providing services to the main grid), verenigen prosumenten zich in mini-grids, waarbinnen zij energie uitwisselen en opslaan, en waarmee zij eventueel diensten kunnen leveren aan het net. In Nederlands wordt dit bij een aantal proefprojecten al in de praktijk gebracht waar een energiecoöperatie in het kader van de zgn.

experimenteerregeling ²⁸¹ ontheffing is verleend om de rol van zowel netbeheerder en leverancier te combineren.

Bij optie IX, DERs dragen bij aan distributiesysteembeheer (optimising distribution system operation with distributed energy resources), dragen DERs bij aan netbeheer, voorkomen van congestie e.d. Zij leveren diensten aan de distributienetbeheerder.

B.5.3 Time of Use prijzen (Real time pricing)

B.5.3.1. Dynamische energieprijzen

Het hanteren van dynamische prijzen is van groot belang om een prijsprikkel te introduceren voor het slim gebruik van batterij, warmtepomp en laden van de auto. Het doorberekenen van de feitelijke prijzen, wordt aangeduid als ‘Time of Use’ of ‘Real time’ pricing.

De prijzen van elektriciteit worden op de spotmarkt per uur (day ahead) of per kwartier (intraday) vastgesteld. Niettemin betaalt de kleinverbruiker een vaste prijs gedurende het hele jaar, alleen gesplitst naar de vaste piek- en daluren. Ook al zou de kleinverbruiker inspelen op de overschotten of tekorten op de groothandelsmarkt, hij wordt er bij deze prijsstructuur geen cent wijzer van.

Sinds 2017 bieden enkele energieleveranciers dynamische day-ahead uurprijzen aan consumenten. Deze energieprijzen verschillen per uur. In de praktijk is het gebruik van flexibele energieprijzen in Nederland nog niet wijdverspreid: slechts enkele kleine energieleveranciers leveren elektriciteit met dynamische prijzen.²⁸² In diverse andere Europese landen, zoals het Verenigd Koninkrijk, Spanje, Zweden, Noorwegen en Estland, is er al veel ervaring met het aanbieden van zogenaamde spot-prijzen; veelal day-ahead tarieven.²⁸³

Eenzijds zijn dynamische energieprijzen voordelig voor kleinverbruikers, aangezien kleinverbruikers kunnen inspelen op de marktontwikkelingen: zij zouden elektriciteit kunnen verbruiken wanneer de prijs laag is, en geen elektriciteit verbruiken als de prijs hoog is.²⁸⁴ Zo zouden kleinverbruikers apparaten die flexibel aan en uit kunnen, zoals warmtepompen en verwarmings- en koelinstallaties, hiervoor kunnen gebruiken. Anderzijds kunnen dergelijke energieprijzen nadelig zijn, daar de consument minder zekerheid heeft en mogelijk meer moet betalen onder dynamische energieprijzen dan vaste energieprijzen.²⁸⁵ Ook zijn de vaste leveringskosten vaak hoger.²⁸⁶

Het is overigens onzeker of een consument met dynamische energieprijzen beter af is. IT-oplossingen, zoals slimme meters, automatiseren het inspelen op de dynamische prijzen, waardoor consumenten in principe meer voordeel zouden moeten ondervinden. Hierbij past de aantekening dat deze analyses plaatvinden onder de huidige wetgeving, die bepaalt dat de kleinverbruiker slechts zaken doet met één partij: zijn leverancier.

Energieleverancier NieuweStroom stelt dat haar klanten gemiddeld meer dan 10 procent kostenbesparing als gevolg van dynamische energieprijzen ervaren, met uitschieters tot 30 procent. Zusterbedrijf easyEnergy geeft voor particuliere verbruikers een gemiddelde verwachte besparing aan van €270,- per jaar. NieuweStroom voorspelt dagelijks het energieverbruik van haar klanten op basis van forecasting software en de slimme meters van de klanten. Aan de hand hiervan wordt energie zo

281 Besluit experimenten decentrale duurzame elektriciteitsopwekking, 10 maart 2015

282 ‘Flexibele energietarieven’, Pricewise 2020.

283 Innovation landscape for a renewable-powered future (IRENA, 2019), p. 54. Overigens worden ook in een aantal van deze landen eindafnemers op basis van een profiel afgerekend. Niet in alle landen hebben ze een administratief systeem dat het daadwerkelijke verbruik van de eindafnemers bijhoudt en de mogelijkheid biedt om op basis van het daadwerkelijke verbruik, met de daarbij behorende spotprijs, af te rekenen.

284 ‘Flexibel energiecontract: voor- en nadelen’, Energie Zakelijk 2019.

285 Idem.

286 Idem.

accuraat en goedkoop mogelijk op de handelsbeurs ingekocht.²⁸⁷ Ook hanteren NieuweStroom en easyEnergy lagere opslagen op de marktprijzen.

Desondanks stellen enkele onderzoeken dat consumenten, indien zij worden blootgesteld aan prijzen die per uur fluctueren, op jaarbasis slechts 1 tot 2 procent van hun uitgaven aan elektriciteit besparen.²⁸⁸ Ook in de praktijk bleek tijdens de in paragrafen 23.1.6 en 23.1.7 te bespreken proefprojecten JEM en JEM 2.0 dat huishoudens wel bereid zijn om hun energievraag aan te passen aan het elektriciteitsaanbod, maar dat het financieel voordeel voor veel huishoudens beperkt leef.²⁸⁹ Daarnaast werd in JEM 2.0 geëxperimenteerd met een businessmodel dat meer ruimte biedt voor fluctuatie in de energieprijzen dan nu wettelijk mogelijk is.²⁹⁰ Binnen JEM 2.0 zijn niet alleen de energieleveringskosten, maar ook de energiebelasting flexibel gemaakt.²⁹¹ Het dynamisch maken van de energiebelasting zoals dat in JEM 2.0 werd gedaan is in de praktijk nog niet mogelijk: het procentueel toepassen van de energiebelasting is immers direct in strijd met de wettelijke bepaling dat de energiebelasting een vast bedrag per kWh moet bedragen.²⁹² Aangezien fluctuatie in de energieprijzen in de praktijk dus beperkter is, kan het financiële voordeel voor huishoudens door de huidige wetgeving mogelijk (nog) lager zijn dan tijdens JEM 2.0 is aangetoond.

B.5.3.2. Impliciete en expliciete demand response

Wanneer afnemers reageren op een prijs die verandert in tijd, een zogenaamde Time of Use prijs (ToU), dan wordt dit impliciete demand response genoemd. De afnemer kan kiezen om zijn verbruik te laten bepalen door de op dat moment geldende prijs, maar kan dat ook niet doen. Het verbruikspatroon kan worden beïnvloed door deze prijsprikkel. Er zijn verschillende typen ToU tarieven, van simpele dag en nacht tarief tot aan real-time prijzen, maar ook dynamische nettarieven. De BRP die verantwoordelijk is om de aansluiting, zal proberen zo goed mogelijk de impact van deze prikkel in te schatten op het verbruikspatroon van de afnemer.

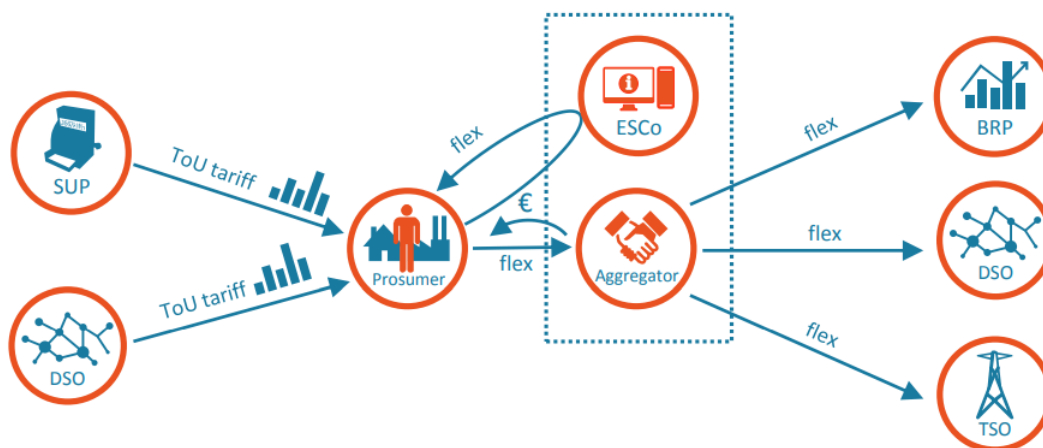


Figure 3 Combination of implicit and explicit demand-side flexibility.

Uit: USEF White Paper; flexibility Value chain, update 2018, p. 6

Om optimaal mogelijk gebruik te maken van een dynamisch tarief kan een afnemer gebruik maken van

287 'INTERVIEW: 'Dynamische prijzen zijn het onmisbare puzzelstuk in de energietransitie'', Duurzaam Bedrijfsleven 2018, duurzaambedrijfsleven.nl.

288 Mulder, M. – Energietransitie en elektriciteitsmarkt (Rijksuniversiteit Groningen, 2017), p. 36-37.

289 'Jouw Energie Moment 2.0 trekt conclusies over flexibele tarieven', Enexis Groep 2018, enexisgroep.nl.

290 Jouw Energie Moment 2.0: Openbaar eindrapport (Enexis Netbeheer, 2018), p. 10.

291 Idem, p. 7.

292 Idem, p. 49 en Wet belastingen op milieugrondslag, Artikel 55 lid b.

een ESCo of een home energy management systeem (HEMS). Deze gedraging is niet zichtbaar op de markt en de leverancier/BRP zal dit moeten meenemen in de prognoses.

Naast de impliciete demand response, die onzichtbaar is op de markt, zijn er ook expliciete demand response mechanismen. In dat geval wordt de flexibiliteit van de afnemer, door bijvoorbeeld een aggregator, verhandeld op een markt, voor bijvoorbeeld balanceren of capaciteit. De afnemer verkrijgt hiervoor een vergoeding.

Een afnemer kan verschillende diensten leveren; value stacking. Daarbij moet wel opgelet worden dat twee partijen niet op basis van dezelfde prijsprikkel een overeenkomst aangaan met de afnemer en daarmee de flexibiliteit als het ware twee keer wordt verkocht. Het zal dan lastig zijn te achterhalen aan welke partij de flexibiliteit is geleverd. Meer informatie over value stacking is te vinden in het USEF white paper over Value Stacking.

B.5.3.3. Dynamische nettarieven

Het regelen van de elektriciteitsvraag via prijsprikkels levert echter niet alleen mogelijke voordelen op voor afnemers. Ook de netbeheerders zouden hiervan kunnen profiteren. De netbeheerders zorgen er onder andere voor dat de levering en afname van elektriciteit via het elektriciteitsnet binnen de grenzen van de beschikbare transportcapaciteit blijven. Indien deze netcapaciteit wordt overschreden door te veel vraag of aanbod, ontstaat er congestie en kan het net overbelast raken. De netbeheerders nemen dan maatregelen om de problemen op te lossen door tijdelijk de lokale transportvraag te verlagen (lokale vraag verlagen en/of lokale opwek verhogen).²⁹³ Dynamische nettarieven kunnen bijdragen aan congestiemanagement doordat afnemers worden gestimuleerd om elektriciteit af te nemen of het net op te sturen wanneer de belasting van het net laag is. In Jem2.0 werd met betrekking tot het netwerkstarief vastgehouden aan het capaciteitstarief. Indien echter overbelasting dreigde, kon de aggregator in JEM 2.0 de elektriciteitsvraag van de consument stimuleren door middel van een bonus of malus.²⁹⁴ Dit ligt juridisch ook lastig, aangezien onverkorte toepassing van dit tarief op iedere aangesloten kleinverbruiker zou kunnen leiden tot discriminatie.²⁹⁵

B.5.4 Laadregime thuisbatterijen en elektrische auto's

B.5.4.1. Slim laden

Consumenten kunnen ook gebruik maken van de elektriciteitsprijverschillen en bijdragen aan congestiemanagement door middel van slim laden. Bij slim laden wordt het opladen van elektrische auto's of thuisbatterijen afgestemd op de situatie in het elektriciteitssysteem. Uit onderzoek is gebleken dat een vervanging van de niet-elektrische auto's door elektrische auto's in Nederland niet alleen jaarlijks zal leiden tot 23% meer elektriciteitsvraag, maar ook tot een 47% toename in de piekbelasting.²⁹⁶ Uit een pilotproject van onder meer netbeheerder Enexis is gebleken dat de piekbelasting op het elektriciteitsnet 40% lager kan worden als elektrische auto's flexibel worden geladen.²⁹⁷

Diverse energieleveranciers bieden verschillende varianten van de dienst slim laden aan (op dit moment zijn zij de enige die deze diensten aan mogen bieden). Meestal neemt de energieleverancier de controle over het opladen van de elektrische auto over en stemt dit af op de pieken en dalen van het elektriciteitsnet. Het opladen van de auto duurt dan ook langer, maar kost minder. De meeste energieleveranciers zorgen er wel voor dat een minimaal percentage van de autobatterij is opgeladen,

293 Zie Netcode elektriciteit, Hoofdstuk 9, §9.1.

294 Jouw Energie Moment in juridisch perspectief (Enexis Netbeheer, 2018), p. 14.

295 Jouw Energie Moment 2.0: Openbaar eindrapport (Enexis Netbeheer, 2018), p. 49-50.

296 Refa, N. & Hubbers, N. - Impact of Smart Charging on EVs Charging Behaviour Assessed from Real Charging Events (Conference Paper 32nd Electric Vehicle Symposium, 2019), p. 1.

297 Schröder, T., 'Flexibel laden ontlast het elektriciteitsnet met 40 procent', Duurzaam Bedrijfsleven 2020.

zodat de elektrische auto in noodsituaties alsnog kan worden gebruikt.²⁹⁸ Vaak kunnen consumenten via een app hun voorkeuren voor het opladen van de elektrische auto instellen. De consument hoeft in de praktijk dus weinig te doen, maar bespaart wel op zijn energiekosten. Slim laden levert voor consumenten niet alleen financiële voordelen op, maar draagt ook bij aan duurzaamheidsdoelstellingen. Slim laden levert immers een bijdrage aan een betere balans op het elektriciteitsnet, waardoor gas- en kolencentrales tijdens piekbelasting minder hoeven bij te springen.

Diverse pilotprojecten en andere initiatieven met betrekking tot slim laden vinden momenteel in Nederland plaats. Zo is in 2017 in Amsterdam een grootschalige pilot met het flexibel opladen van elektrische auto's van start gegaan. Deze pilot maakt deel uit van het Europese SEEV4-City project (Smart, clean Energy and Electric Vehicles for the City). Op momenten van piekvraag worden de elektrische auto's op een lager vermogen opgeladen, terwijl de auto's op een hoger vermogen worden opgeladen wanneer de stroomvraag op andere plekken lager is.²⁹⁹

B.5.4.2. Smart Charging TSE Urban Energy (Jedlix, Eneco en Sogeti)

Jedlix, Eneco en Sogeti ontwikkelen met steun van enkele grote autofabrikanten een software tool die de oplaadmomenten van PHEV en BEV auto's aanstuurt.³⁰⁰ Het doel is auto's op te laden op momenten van overschot van elektriciteitsaanbod. Hiertoe wordt intelligentie ontwikkeld die kan voorspellen wanneer het energieaanbod de vraag overstijgt, bijvoorbeeld als het veel waait of als er veel zon is. Het aansturen van het laden gebeurt vanuit de auto, waardoor geen slimme laadpalen nodig zijn – ook thuis opladen werkt met onze oplossing. De autovloot wordt gebundeld op de energy pool die aansluit op de handelsactiviteiten van BRP's die deze flexibele vraag kunnen inzetten op de intra-day market of de onbalansmarkt van TenneT (aFRR). De tool wordt geschikt gemaakt voor alle huidige auto's, maar is tegelijkertijd toekomstbestendig. Connectie met de auto's verloopt nadrukkelijk met goedkeuring en betrekking van de autofabrikanten zelf. Uit het onderzoek is naar voren gekomen dat het slim laden van een elektrische auto tot € 200 per jaar kan opleveren.³⁰¹

Wel geldt op dit moment de voorwaarde dat de leverancier van de automobilist een contract moet hebben met deze dienstverleners. De voorwaarden in dit contract kunnen de aantrekkelijkheid van het slim laden voor de automobilist beperken; deze vormen dus mogelijk een barrière voor het toepassen van deze innovatie.³⁰²

Jedlix innoveert ook waar het de inzet van de flexibiliteit van de auto's betreft. Het laden van de elektrische auto's wordt ingezet om de eigen onbalanskosten te beperken. "Hierbij maakt zij gebruik van de situatie dat Eneco in bepaalde Stedin gebieden (Rotterdam) een dominant marktaandeel heeft. De daar veroorzaakte onbalans onder kleinverbruikers wordt immers proportioneel toegewezen aan de daar actieve leveranciers: met name Eneco. Hiermee is zij erin geslaagd om, ondanks het ontbreken van kwartierwaarden allocatie, toch het laden van elektrische voertuigen bij kleinverbruikers in te zetten om waarde te creëren op de onbalansmarkt met voornamelijk een gerapporteerde kostenreductie tot 65%.³⁰³

Als dus Jedlix ziet aankomen dat op de profielaansluitingen onbalans zal ontstaan, bijvoorbeeld omdat het onverwacht zonnig is, mensen naar buiten gaan en dus geen elektriciteit verbruiken, en de zonnepanelen op volle kracht produceren, kan het op dat moment de aangesloten elektrische auto's laten opladen, en zo de totale onbalans op de profielaansluitingen beperken.

298 Idem.

299 Middelweerd, H., 'Amsterdam start grootschalige test met flexibel laden', Duurzaam Bedrijfsleven 2017.

300 <https://projecten.topsectorenergie.nl/projecten/smart-charging-tse-urban-energy-00027631>

301 Openbaar Eindrapport: Smart Charging TSE Urban Energy (Slim Laden van elektrische voertuigen)

302 Zie USEF and Jedlix - Practical deployment of EV flexibility, page 16,

303 https://www.elaad.nl/uploads/files/Movares_2016._De_waarde_van_flexibel_laden.pdf

B.5.4.3. Onbalansreductie door het ontsluiten en slim laden van elektrische auto's in de blockchain (TenneT en Vandebron)

In hun naamloze pilot hebben TSB TenneT en leverancier Vandebron samengewerkt om het geaggregeerd aanbieden van flexibiliteit via de blockchain mogelijk te maken. Vandebron heeft hiervoor een smart energy platform ontwikkeld. Via dit platform kunnen elektrische auto's (momenteel alleen nog Tesla's) slim geladen worden en worden biedingen op de regel- en reservemarkt geplaatst. TenneT heeft haar systemen doorontwikkeld om het aanbieden van flexibiliteit via de blockchain mogelijk te maken. Het resulterende platform, Equigy, zal ook door andere partijen gebruikt kunnen gaan worden bij het aanbieden van flexibiliteit.³⁰⁴ Inmiddels kunnen klanten met een Vandebron laadpaal het product 'slim laden' standaard afnemen.

B.5.4.4. Onbalansreductie door energy pooling e-boilers (PEEEKS BV en ENECO)

In het project ontwikkelen Peeeks en Eneco een goedkoop systeem om in huishoudens of kleine bedrijven zwaardere elektrische apparaten op afstand te kunnen schakelen. Deze apparaten worden op een online platform gebundeld tot een flexibel in te zetten energy pool die aansluit op de handelsactiviteiten van BRP's die deze flexibele vraag kunnen inzetten op de intra-day market of de onbalansmarkt van TenneT (aFRR).³⁰⁵ Binnen dit project wordt een module ontwikkeld waarmee conventionele elektrische boilers tot 'Slimme Boiler' kunnen worden omgebouwd. De Slimme Boiler beschikt over een internetconnectie en kan door een centraal platform worden gemonitord en aangestuurd. Door een groot aantal Slimme Boilers aan te sluiten op het centrale platform kan de bestuurder van het platform een significante hoeveelheid vermogen beheren, waarmee kan worden ingespeeld op tekorten of overschotten in het Nederlandse elektriciteitsnet. Deze flexibiliteit biedt commerciële kansen op de (inter)nationale energiemarkt(en).³⁰⁶ Niet alleen bundelt men zo de vraag van deze kleine assets, ook creëert men een buffercapaciteit: als de prijs laag is, kan men het boilerwater sterk verwarmen zodat het daarna een tijd geen energiebehoefte heeft.

De pilot heeft veel inzicht gegeven in zowel de consumenten als de markt en de techniek. Uit de vergaarde data kon worden afgeleid dat er tussen de €7,50 en de €184 per boiler per jaar kan worden verdiend met het handelen van flexibiliteit op verschillende markten. Het project heeft de technische en praktische haalbaarheid van de Slimme Boiler aangetoond, alsmede een commercieel perspectief geschetst waar de deelnemende partijen graag op inspelen. Het project biedt dan ook een vruchtbare bodem voor een grootschalig vervolgtraject.

In feite is dit vergelijkbaar met de ouderwetse elektrische boilers die huishoudens tot ongeveer 20 jaar geleden huurden van het lokale elektriciteitsbedrijf (GEB e.d.). Deze boilers werden door middel van pulssignalen op het elektriciteitsnet aangestuurd ten behoeve van de bedrijfsvoering (o.a. balanshandhaving) van het elektriciteitsbedrijf.

B.5.4.5. Crowdnett

Eneco stimuleerde het installeren van thuisbatterijen door middel van 'crowdnett'.³⁰⁷ De thuisbatterijen in het crowdnett netwerk worden door Eneco ingezet en eigenaren ontvangen daarvoor (gedurende vijf jaar) een vergoeding. Crowdnett is een groot netwerk van thuisbatterijen die bij pieken en dalen het elektriciteitsnet in evenwicht houden. De thuisbatterijen worden gevoed met de zonne-energie van de zonnepanelen van deelnemers. Bij pieken in de productie van zonne-energie door de zonnepanelen wordt de stroom opgeslagen in de thuisbatterijen, die bij dalen juist weer elektriciteit leveren aan het

304 <https://smartstagemagazine.nl/nieuws/i17632/tennet-gaat-door-met-succesvolle-pilot-thuisbatterijen-en-blockchain>; <https://peeeks.energy/nl/>

305 <https://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/projecten/onbalansreductie-door-energy-pooling-e-boilers>

306 <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5a6/711/a2a/5a6711a2a5c07263807076.pdf>

307 <https://www.eneco.nl/energieproducten/crowdnett/>

huishouden en bij overschot ook aan de leverancier van de aangeslotene. Huishoudens die deelnemen aan Crowdnett staan één derde van de opslagcapaciteit aan Eneco ter beschikking. In ruil hiervoor ontvangt men jaarlijks € 400 of 500 terug, afhankelijk van de gekozen batterij (max. 5 jaar). CrowdNett kent 200 deelnemers en daarmee is het maximum voorlopig bereikt.

De aanschaf van een thuisbatterij is op dit moment voor consumenten financieel niet aantrekkelijk. De salderingsregeling zorgt er immers voor dat de zelfopgewekte stroom feitelijk op ieder moment gebruikt kan worden. De nieuwe dienst CrowdNett moet hier verandering in gaan brengen. Op deze manier hoopt Eneco dat het aanschaffen van een thuisbatterij aantrekkelijker wordt. Crowdnett is gesloten voor nieuwe klanten. In Duitsland is Eneco nog wel actief met een vergelijkbaar initiatief: Schwarmbatterie.

B.5.4.6. Jouw Energie Moment GO

De focus van pilot pilot ‘Jouw energie moment’ (JEM GO)³⁰⁸ lag op het aansturen van thuisbatterijen, een buurtbatterij en warmtepompen. Onderzocht is of deze apparatuur rendabel kan worden ingezet om duurzame energie op te vangen, netcongestie te verhelpen en bij te dragen aan een stabiel stroomnet. Om te komen tot een realistische inschatting van de potentie van de businesscase is aan de situatie van de deelnemende huishoudens, buiten de komst van de batterijen en de dynamische tarieven, niets veranderd. De batterijen zijn tijdens het project op twee manieren ingezet. Optie één was de gezamenlijke opslagcapaciteit inzetten op de onbalansmarkt van TenneT (voor het leveren van FCR-diensten). Optie twee was de batterijen inzetten op basis van ‘demand response’. In dat geval werden de batterijen bij veel aanbod van (groene) energie en weinig afname opgeladen en als de vraag naar energie hoog was ontladen.

Kleinere installaties kunnen samengevoegd worden tot een enkele virtuele installatie die (op papier) groot en betrouwbaar genoeg is om hoogwaardige FCR te leveren en zo het energienetwerk te balanceren. Voor het samenvoegen van deze kleine vermogens is een aggregator nodig, een derde partij die het aanbieden van FCR-vermogen afstemt met TenneT en die de aansturing van de batterijen voor zijn rekening neemt, evenals het monitoren en rapporteren van de prestaties van de geaggregeerde batterijen.

B.5.4.7. Jouw Energie Moment 2.0

Als vervolg van de pilot ‘Jouw energie moment’ heeft Enexis van 2015 tot 2018 het project ‘Jouw energie moment 2.0’ (JEM 2.0) uitgevoerd.³⁰⁹ Het doel van JEM 2.0 was om te onderzoeken hoe een businessmodel kan worden ontwikkeld dat zorgt voor meer flexibiliteit in het energiegebruik bij huishoudens en dat ook voor alle betrokken partijen rendabel is. Ook is onderzocht hoe de opwek van duurzaam opgewekte energie door particulieren deel kan gaan uitmaken van onze toekomstige energievoorziening.³¹⁰ Bij 39 van de 93 deelnemers van JEM 2.0 werden een (speciaal geïnstalleerde) thuisbatterij en de warmtepomp automatisch aan- en uitgezet door het ontwikkelde JEM-systeem. Een algoritme bepaalt op elk moment de optimale inzet van de batterij en warmtepomp. Ook kregen de deelnemers een nieuwe app om inzicht te krijgen in hun verbruik en in de tarieven.³¹¹

Een conclusie van het onderzoek is dat de geautomatiseerde inzet van batterijen zowel hoge pieken kan helpen voorkomen, maar in een enkel geval ook verergeren. Het is dus te verwachten dat wanneer de batterijen goedkoper worden en betaalbaar worden voor een grotere groep consumenten, ze ook een rol kunnen gaan spelen bij het voorkomen van piekbelasting (congestiemanagement). Voor de netbeheerder

308 Eindrapport Geaggregeerde energieopslag: voor en/of achter de meter?, TKi Urban Energy, Enpuls, Enexis, Technolution, Senfal

309 <https://www.enexisgroep.nl/nieuws/succesvolle-pilot-jouw-energie-moment-krijgt-vervolg/>

310 Jouw energiemoment 2.0, Openbaar Eindrapport 2018, p. 11-12.

311 <https://www.enexisgroep.nl/nieuws/jouw-energie-moment-20-jem-20-trekt-conclusies-over-flexibele-tarieven/> Voor de overige deelnemers gold dat wel werd geëxperimenteerd met dynamische prijzen, maar dat geen apparatuur automatisch werd aangestuurd.

is het van belang om in de gaten te houden en mogelijk invloed te hebben op en hoe batterijen in het laagspanningsnet aangestuurd worden zodat er geen onbedoelde pieken in energieverbruik ontstaan.

Onder de huidige omstandigheden blijkt dat er nog geen rendabele businesscase mogelijk is voor de inzet van batterijen in woonwijken, vooral omdat de benodigde apparatuur nog niet voldoende beschikbaar is en duur is. Momenteel is het ook nog lastig om een concreet oordeel te geven over de toekomstige levensvatbaarheid van deze bronnen van flexibiliteit. Daarnaast zijn er vanuit de huidige wetgeving beperkingen op cruciale punten. Het gaat dan om de rol van de netbeheerder en de vormgeving van de energiebelasting.

Voor alle deelnemers aan het project gold, dat zij Senfall als leverancier hadden. Senfall nam feitelijk ook de balanceringsverantwoordelijkheid op zich, hoewel juridisch die rol bij Anode bleef liggen. Ook hier stond deelname aan het project niet open voor huishoudens met een andere leverancier.

B.5.5 Lokale energie-initiatieven

B.5.5.1. Huishoudens als energiebedrijf

In 2007 is het Power Matching City als proefproject van start gegaan in het Groningse Hoogkerk. De tweede fase van deze smart grid proeftuin is in 2011 gestart, waarbij 40 huishoudens werden uitgerust met slimme energiesystemen.³¹² Tijdens dit project is gebleken dat de huishoudens het liefst zelf de door hen opgewekte energie willen verbruiken. Indien te veel energie is opgewekt, wil men de energie eerst delen met de burens, en daarna met de rest van Nederland.³¹³ Ook toont de proef aan dat consumenten waarde hechten aan het zelf gebruiken van de energie die zij opwekken en bereid zijn om de momenten waarop zij energie verbruiken daarop aan te passen. Wel willen zij dat de momenten waarop zij energie verbruiken via automatische sturing worden aangepast. Ook blijven kosten de belangrijkste drijfveer vormen.³¹⁴ De uitkomsten van deze kleine proeftuin sluiten aan bij bevindingen van de Europese Commissie. Zo stelt de Europese Commissie ook dat consumenten voornamelijk worden gedreven door financiële motieven, en dat zij hun zelfverbruik zodanig willen aanpassen dat de kostenbesparing wordt gemaximaliseerd. Daarnaast is de Commissie van mening dat automatische vraagsturing een cruciale rol speelt bij het verbruik van duurzame, zelf opgewekte elektriciteit. Volgens de Commissie zullen huishoudens die geen gebruik maken van demand response diensten en gedecentraliseerde energieopslag slechts 30% van de zelf opgewekte duurzame energie verbruiken. Huishoudens die hier wel gebruik van maken kunnen 65-75% van de zelf opgewekte energie verbruiken.³¹⁵ Diensten zoals slim laden, dynamische energieprijzen en warmtepompen kunnen hiervoor worden ingezet.

B.5.5.2. Lokale duurzame energie-initiatieven

Lokale duurzame energie-initiatieven bestaan uit groepen van consumenten die samen energie produceren en/of afnemen. Deze initiatieven kunnen bijvoorbeeld burgerinitiatieven of lokale duurzame energiecoöperaties zijn. Lokale duurzame energie-initiatieven worden door IRENA aangeduid als één van de voornaamste innovaties en oplossingsrichtingen voor de integratie van duurzame energie.³¹⁶ Desalniettemin geldt dat collectieven feitelijk dezelfde opties hebben als individuele huishoudens. Zij kunnen, al dan niet via een aggregator, hun flexibiliteit inzetten op de spot-, onbalans- en congestie markten, of hun zelfverbruik maximaliseren. Belangrijk verschil is dat zij over grotere vermogens kunnen beschikken, dat zij, althans wanneer zij een grootverbruiks aansluiting hebben, niet gebonden zijn aan de BRP van hun leverancier en dus zelf een keuze voor een BRP kunnen maken en dat

312 'Hoogkerk: 'PowerMatching' werkt en bespaart veel geld', Fluxenergie 2015.

313 'Consument wil zelf opgewekte energie eerst zelf verbruiken', Essent 2015.

314 Idem.

315 Commission Staff Working Document: Best practices on Renewable Energy Self-consumption (Europese Commissie, 2015), p. 4.

316 Community-Ownership Models: Innovation Landscape Brief (IRENA, 2020), p. 4.

de mogelijkheden om hun zelfverbruik te maximaliseren groter zijn. Desalniettemin speelt de leverancier nog steeds een belangrijke rol. De meeste energiecoöperaties zijn zelf geen leverancier, omdat de vereisten voor het mogen leveren aan kleinverbruikers streng zijn. Zij verkopen dus over het algemeen de door hen opgewekte energie aan een leverancier, die vervolgens aan de leden van de coöperatie levert. Wanneer het collectief op een bepaald moment meer of minder energie opwekt dan de leden verbruiken, koopt of verkoopt de leverancier het verschil op de markt.

In 2019 telde Nederland 582 energiecoöperaties, een stijging van bijna 100 coöperaties sinds 2018. 80% van de coöperaties legt zich toe op zonne-energie, 24% richt zich (ook) op windprojecten, terwijl een toenemend aantal zich richt op warmte, mobiliteit en andere innovaties.³¹⁷ Een grote meerderheid van de burgerinitiatieven in de energiesector begint zonder rechtsvorm, maar kiest al snel de coöperatieve vereniging met uitgesloten aansprakelijkheid (U.A.) als rechtsvorm. De leden besturen en financieren de coöperatieve vereniging oftewel coöperatie vanuit een gedeelde doelstelling. Hoewel er geen winstoogmerk is, wordt de eventueel gemaakte winst gebruikt voor de gedeelde doelstelling.³¹⁸

Een voorbeeld van een Nederlandse energiecoöperatie is Haagse Stroom. Deze groene energiecoöperatie bestaat uit een groep consumenten die samen energie opwekken en consumeren. De coöperatie verkoopt de opgewekte energie aan groene leverancier *om*, die functioneert als leverancier van de 125 leden in en om Den Haag. *Om* is een overkoepelend samenwerkingsverband van lokale energiecollectieven.³¹⁹ Ook wil men Den Haag verduurzamen door meer zonnepanelen te installeren. Zo zijn zonnedaken geïnstalleerd op scholen en sporthallen. Een ander voorbeeld is Biltstroom, een samenwerkingsverband van huishoudens en bedrijven die samen energie opwekken in De Bilt. Biltstroom beheert twee zonnestroomprojecten en levert de elektriciteit aan 65 deelnemers.³²⁰ Overgebleven opgewekte stroom wordt doorverkocht aan energieleverancier “*om*”.

B.5.5.3. Aggregatie: gebundelde flexibiliteitsdiensten

Aggregators kunnen een grote rol spelen in het bundelen en flexibel aanbieden van duurzame energie die door consumenten wordt opgewekt.³²¹ In de literatuur worden aggregators onder andere omschreven als bedrijven die flexibele bronnen aan zowel de vraag- als aanbodkant bundelen en aanbieden aan partijen die flexibiliteit vragen.³²² Zoals beschreven in deel A, is onafhankelijke aggregatie zoals bedoeld in de Elektriciteitsrichtlijn voor kleinverbruikers in Nederland nog niet mogelijk.

De bovengenoemde app Jedlix kan worden genoemd als een voorbeeld van een aggregator, waarin ervaring wordt opgedaan met een bedrijfsmodel voor het bundelen van diverse bronnen van flexibele duurzame energie.³²³ Om financieel te kunnen profiteren van Jedlix, heeft de kleinverbruiker de medewerking van zijn leverancier nodig. Een ander voorbeeld wordt gevormd door NL Noodvermogenpool, een bedrijf dat flexibele elektriciteitsvraag- en aanbod bundelt.³²⁴ Het gebundelde vermogen wordt geleverd door een samenwerkingsverband van bedrijven en wordt vervolgens gebruikt voor het noodvermogen van TenneT. Voornamelijk ziekenhuizen, drinkwaterbedrijven en datacentra nemen deel aan het gebundelde vermogen van NL Noodvermogenpool. Kleinverbruikers kunnen momenteel niet deelnemen aan NL Noodvermogenpool, aangezien zij geen noodvermogen van meer dan 500 kW kunnen leveren.³²⁵

317 Lokale Energie Monitor 2019 (HIER opgewekt en RVO, 2020), p. 15-17.

318 Idem, p. 23.

319 ‘Zo kan het ook: energie opwekken met de burens’, RTL Nieuws 2018.

320 <https://biltstroom.nl/>

321 Juffermans, J. - Aggregators and flexibility in the Dutch electricity system (TU Eindhoven, 2018), p. 39-40.

322 Idem, p. 40.

323 Idem, p. 40.

324 Idem, p. 64.

325 ‘Deelnemen’, NL Noodvermogenpool 2020.

B.5.6 Peer-to-Peer diensten

B.5.6.1. Afbakening Peer-to-Peer diensten

Peer-to-peer (P2P) energiediensten refereren naar diensten waarbij consumenten zelf energie opwekken en onderling delen. Het gaat dus om directe transacties tussen twee partijen over het fysiek overdragen van elektriciteit; volume, tijd en prijs zullen dus specifiek benoemd moeten zijn. Er zijn verschillende P2P modellen mogelijk.³²⁶

P2P wordt in de hernieuwbare energierichtlijn gedefinieerd als: “*verkoop van hernieuwbare energie tussen marktdeelnemers door middel van een overeenkomst met vooraf bepaalde voorwaarden voor de automatische uitvoering en afwikkeling van de transactie, (...)*”. Dit kan rechtstreeks tussen deelnemers, maar ook indirect via gecertificeerde derde marktdeelnemers, zoals een aggregator. Het P2P handelen indirect via een gecertificeerde derde marktdeelnemers wordt nu al in diverse pilotprojecten getest. Voorbeelden hiervan zijn LochemEnergie, een pilot waarin een blockchain gebaseerde energiemarktplaats wordt getest met huishoudens, en ENTRNCE een onafhankelijk platform dat toegang verschaft tot verschillende markten maar ook bilaterale afspraken faciliteert. Klanten van ENTRNCE zijn grootverbruikers, geen kleinverbruikers.

De andere variant van P2P die in de richtlijn wordt genoemd is het rechtsreeks verkopen van hernieuwbare energie tussen marktdeelnemers door middel van een overeenkomst rechtsreeks tussen deelnemers en niet indirect via een derde marktdeelnemer. We nemen aan dat het gaat om handelen tussen afnemers zonder tussenkomst van een derde partij. Dit is ingewikkeld, omdat er meestal een derde partij betrokken zal zijn om de transacties te faciliteren, bijvoorbeeld in de vorm van een marktplaats/ platform. Er is nog een andere reden waarom P2P handelen tussen kleinverbruikers zonder tussenkomst van een derde marktdeelnemer, maar ook met een derde marktdeelnemer die niet een leverancier is in de zin van artikel 95a Elektriciteitswet, nog niet voorkomt. Het leveren van elektriciteit aan kleinverbruikers zonder tussenkomst van een leverancier met leveranciersvergunning is simpelweg niet toegestaan.

B.5.6.2. Pilot Lochem en Hanzenet

Zoals hierboven aangegeven worden er verschillende P2P-diensten aangeboden via coöperaties en andere pilotprojecten. Zo zijn Greenchoice, HanzeNet en LochemEnergie in 2017 een pilotproject gestart, bestaande uit een virtuele, gedecentraliseerde energiemarktplaats.³²⁷ De energiemarktplaats bestaat uit een op blockchain gebaseerd systeem, door middel waarvan 50 deelnemers onderling lokaal opgewekte energie verhandelen. Greenchoice treedt in dit project op als de energieleverancier en daarmee ook als programmaverantwoordelijke. De energiemarktplaats biedt consumenten volledig inzicht en transparantie in de elektriciteits- en geldstromen.³²⁸ Daarnaast gaven de deelnemers in enquêtes aan dat de onafhankelijkheid van grote energieleveranciers als voornaamste voordeel werd gezien, en stelde 90% van de deelnemers dat energie en infrastructuur in de toekomst lokaal moet worden gedeeld.³²⁹

Bij bovengenoemd pilotproject moet wel worden opgemerkt dat dit een simulatie betreft. Het gaat in deze pilot dus vooral om het testen van de technologie, en niet zozeer om een op de praktijk gestoeld pilotproject. Dit soort projecten zijn onder de huidige regels alleen mogelijk met een leverancier met de benodigde vergunningen. Wellicht dat ook andere partijen in de toekomst handel tussen kleinverbruikers kunnen faciliteren, te denken aan een dienstverlener die de hard- en software ter beschikking stelt. In zo'n geval zou er sprake zijn van een Energy as a Service-model.

326 Hahnel, U.J.J., Herberz, M., Pena-Bello, A., Parra, D., Brosch, T., (2020) Becoming prosumer: Revealing trading preferences and decision-making strategies in peer-to-peer energy communities, *Energy policy*, 137 (111098)

327 'Pilotproject voor peer-to-peer energielevering van start', Greenchoice 2017.

328 'Nominatie Computable Awards 2018', Greenchoice 2019.

329 'Energie is het nieuwe internet', De Gasfabriek 2018.

B.5.6.3. Pilot Jouliette

Blockchain technologie wordt ook toegepast in het Amsterdamse project ‘Jouliette’, wat in 2017 is gestart door Alliander, Spectral en SchoonSchip.³³⁰ Het project bestaat uit een slim stroomnet in combinatie met een eigen virtuele munt, ‘Jouliette’. Deelnemers aan het stroomnet verhandelen onderling energie en betalen met de virtuele munt.

B.5.6.4. Pilot Gorinchem

Sinds 2019 is het LEF-project (Lokaal, Energie en Flexibiliteit) van Stedin in de Gorinchemse wijk Hoog Dalem aan de gang. Binnen dit project zijn 15 woningen in de wijk ingericht met slimme apparatuur, die actief stuurt op zonnepanelen en energieverbruik.³³¹ De bewoners trachten om zo veel mogelijk de lokaal opgewekte energie te verbruiken door onderling energie uit te wisselen. De bewoners handelen echter niet daadwerkelijk met elkaar, aangezien er geen onderlinge betalingen plaatsvinden. Stedin treedt als netbeheerder op en stemt vraag en aanbod van energie op elkaar af om de piekbelasting voor het energienet te verlagen.³³² Stedin suggereert dat het project geen gebruik maakt van een externe leverancier, maar wel van een externe programmaveerantwoordelijke partij. Dit wordt echter niet helder uit de beschikbare informatie.

B.5.7 Ontsluiting markten:

B.5.7.1. Handelsplatform ETPA

ETPA begon als een onafhankelijk handelsplatform voor korte-termijntransacties op de elektriciteitsmarkt. Inmiddels is TenneT voor 40% aandeelhouder. Het platform beoogt toegang tot de groothandelsmarkt laagdrempeliger te maken. Daarnaast heeft het platform een inventieve procedure met betrekking tot het melden van transacties aan de netbeheerder geïmplementeerd. Dit maakt de taak van de BRP eenvoudiger (zie 5.7.3)

Via het ETPA platform kan gehandeld worden in intraday, day ahead, week en weekendcontracten, in blokken van 15 minuten, een uur, een dag, een weekend of een week.³³³ Er wordt gehandeld in blokken van minimaal 0,1 MW. Anders dan op EPEX IDM kan ook ex-post gehandeld worden. De Elektriciteitswet staat toe dat Energieprogramma's worden gewijzigd tot 10.00 uur op de dag na de dag van uitvoering (zie deel A). ETPA biedt een orderboek aan voor Ex-Post, zodat Participanten ook na fysieke levering overschotten en tekorten kunnen verhandelen.

B.5.7.2. Toegang tot ETPA

Om toegang te krijgen tot ETPA, moeten deelnemers aan de beurs aan een aantal voorwaarden voldoen. Ook voor ETPA geldt, dat toegang is voorbehouden aan bedrijven.³³⁴ Potentiële participanten moeten een KYC-procedure doorlopen (zie hierboven). Ook is het nodig een BTW-entrepot te hebben voor handel in elektriciteit.³³⁵ ETPA is aangewezen als een Organised Market Place in de zin van REMIT. Alle participanten dienen zich daarom bij de ACM te registreren en een ACER Market Participant code te hebben. Participanten moeten daarnaast toestemming hebben van zowel hun energieleverancier als hun BRP om op ETPA te kunnen handelen.

330 'Jouliette in zicht voor SchoonSchip', SchoonSchip Amsterdam 2017.

331 'Bewoners Hoog Dalem starten een lokale energiemarkt', Stedin 2019.

332 Idem.

333 Lampropoulos, I., van den Broek, M., van der Hoofd, E., Hommes, K., & van Sark, W. (2018). A system perspective to the deployment of flexibility through aggregator companies in the Netherlands. *Energy Policy*, 118, 534-551.

334 Sectie 15 Rule Book.

335 Hierdoor kunnen de individuele transacties zonder BTW heffingen plaatsvinden en dient enkel maandelijks het saldo op te worden gegeven aan de Belastingdienst.

De kosten, de licentie fee, is opzettelijk laag gehouden, zodat toegang tot ETPA interessant is voor participanten vanaf 0,5 MW flexibele capaciteit. De fee is gestaffeld naar gelang de hoeveelheid MWh die verhandeld wordt. Wie meer handelt, betaalt een hogere licentie fee.³³⁶

B.5.7.3. Balanceringsverantwoordelijkheid voor transacties op ETPA

ETPA treedt op als wederpartij voor alle transacties die op het platform plaatsvinden. Zowel ETPA als de participanten of het platform (of hun BRPs) dienen zoals gebruikelijk een Energieprogramma in bij TenneT. Voor transacties op de IDM (intraday markt), maakt ETPA gebruik van Single Sided Transactions (SST). Dit betekent dat aanpassingen op de reeds ingestuurde Energieprogramma's door ETPA eenzijdig aan TenneT worden gecommuniceerd. ETPA's wederpartij geeft de transactie niet door, de wijziging in diens Energieprogramma wordt door TenneT automatisch doorgevoerd. De betrokken BRPs hoeven dus niet zelf hun Energieprogramma te wijzigen. Hiervoor dienen participanten (of hun BRPs) een machtiging af te geven aan ETPA.

B.5.8 Congestie management

GOPACS is een tool die is ontwikkeld door en voor netbeheerders. Zij kunnen GOPACS inzetten voor congestie management. Stel dat in gebied A te veel elektriciteit wordt geproduceerd, waardoor de transportverbinding naar gebied B overbelast raakt. De netbeheerder kan deze situatie in GOPACS zetten. Er gaat dan een marktbericht uit. Marktpartijen met een aansluiting in gebied A kunnen vervolgens een kooporder plaatsen op ETPA. De geproduceerde elektriciteit wordt ter plekke geconsumeerd, en de transportverbinding wordt ontlast. Tegelijkertijd kunnen partijen in gebied B, waar dus minder elektriciteit beschikbaar komt, een verkooporder plaatsen. Dit is nodig om de totale energieproductie en -consumptie weer in balans te krijgen. GOPACS controleert of er door deze order geen problemen ontstaan op andere plekken in het elektriciteitsnet van de deelnemende netbeheerders. Als dat niet het geval is, vinden de koop- en verkooporder doorgang. De netbeheerder betaalt het eventuele verschil tussen de koop- en verkoopprijs. Gopacs is daarmee dus een interface die de netbeheerders (TSB en DSO) in staat stelt om flexibiliteit in te kopen op de wholesalemarkt.

GOPACS maakt het eenvoudiger voor netbeheerders aan de verplichting te voldoen congestie managementdiensten in te kopen op een 'market-based manner'³³⁷

Momenteel is toegang tot GOPACS alleen mogelijk via ETPA.³³⁸ Het is de bedoeling dat GOPACS in de toekomst ook via andere handelsplatforms beschikbaar komt. Netbeheerders die geen toegang hebben tot ETPA kunnen dus geen flexibiliteit verwerven via GOPACS. Dat is anders bij een gescheiden platform (zoals Enera in Duitsland, en PicoFlex in de UK, waar het platform voor netbeheerders zijn eigen toegangseisen kan hanteren). Aan de andere kant is het voor aanbieders van flexibiliteit handig een geïntegreerd platform te hebben waar zij flexibiliteit kunnen aanbieden voor congestie management, balanceringsdiensten en aan BRPs. Dat bespaart immers de kosten die gepaard gaan met de noodzaak toegang tot verschillende platforms te krijgen.³³⁹

B.5.9 Innovatie en programma-verantwoordelijkheid

In dit deel is een aantal marktontwikkelingen en innovaties besproken. Aan de ene kant speelt de balanceringsverantwoordelijke partij van een kleinverbruiker een rol bij de vraag of deze toegang heeft tot deze innovaties. Aan de andere kant hebben deze innovaties mogelijk consequenties voor de balanceringsverantwoordelijke. Kleinverbruikers nemen nieuwe functies in het energiesysteem op zich,

336 Zie <http://etpa.nl/wp-content/uploads/2016/05/Schedule-1-ETPA-FEE-Schedule-1.pdf>

337 See Art. 32 'Incentives for the use of flexibility in distribution networks' in the Directive for the internal market in electricity (recast) (European Commission, 2019).

338 <https://gopacs.eu/nl/wat-is-gopacs/>

339 Schittekatte, T., & Meeus, L. (2020). Flexibility markets: Q&A with project pioneers. *Utilities policy*, 63, 101017.

die mogelijk onbalans veroorzaken. De balanceringsverantwoordelijke draagt daar de gevolgen van. Dat maakt de ene inzet van kleinverbruikersflexibiliteit voor hem aantrekkelijker dan de ander.

We hebben in deel A gezien dat kleinverbruikers actieve afnemers kunnen zijn, of zelfverbruikers van energie. Zij kunnen zich verenigen in energiegemeenschappen van burgers of in hernieuwbare energiegemeenschappen. Ten slotte hebben zij het recht een aggregator in de arm te nemen. In dit v hebben we gezien dat diensten worden ontwikkeld die deze partijen in staat stellen nieuwe functies in het elektriciteitssysteem te vervullen. Zij kunnen, direct of via een dienstverlener, als Balancing Service Provider diensten aanbieden aan TenneT, of als Congestie managementdienstverlener aan de regionale netbeheerder. Ze kunnen impliciete flexibiliteit aanbieden, maar ook de groothandelsmarkten op – zij het dat dat laatste voor de meeste van hen alleen via een derde partij kan. Ten slotte zijn er initiatieven die in de toekomst kleinverbruikers in staat moeten stellen om peer-to-peerhandel te drijven.

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de functies die kleinverbruikers, energiegemeenschappen of hun aggregator kunnen vervullen, en laat steeds zien of de functie in kwestie onbalans veroorzaakt.

Tabel B.3.: Overzicht onbalansacties

Functie	Functie veroorzaakt onbalans?	Rollen
Wie: Balancing Service Provider (BSP) Wat: Balanceringsdiensten aanbieden aan een TSO.	De dienst FCR heeft geen impact op de onbalans, de energiecomponent wordt als niet significant gezien. Voor mFRR en aFRR geldt dat wel. De TSB houdt bij hoeveel flexibiliteit geactiveerd is, ook als dat meer of minder is dan de afgesproken hoeveelheid.	(Onafhankelijke) aankoopgroepering/ aggregator -Energiegemeenschappen van burgers - Hernieuwbare energiegemeenschap (art. 2 sub c)
Congestie managementdienstverlener (CSP) ²⁷ Congestie management-diensten aanbieden aan een netbeheerder.	Ja, maar het is mogelijk om de energietransactie (ook wel: redispatch) via een andere functie (aanbieden op groothandelsmarkt) te regelen, dit is het geval bij GOPACS.	- (Onafhankelijke) aankoopgroepering/ aggregator - Energiegemeenschap van burgers - hernieuwbare energiegemeenschap
Expliciete flexibiliteit geactiveerd achter een aansluiting verhandelen op de groothandelsmarkt	Ja en de hoeveelheid wordt bepaald door het verschil tussen een baseline (op aansluitings- of apparaatniveau) en de realisatie.	Onafhankelijke aggregator - Energiegemeenschap van burgers - Hernieuwbare energiegemeenschap - Actieve afnemer (waarschijnlijk via dienstverlener) - Zelfverbruiker van hernieuwbare energie

		(waarschijnlijk via een dienstverlener)
Teruglevering vanachter een aansluiting (waar ook op wordt geleverd) verhandelen op de groothandelsmarkt.	Nee, zolang deze functie niet wordt uitgevoerd in combinatie met vraagsturing kan er geen onbalans worden veroorzaakt, alleen de administratieve levering moet tijdig en correct worden afgehandeld (geen dubbelverzorging).	Onafhankelijke (terugleverings-) aggregator - Energiegemeenschap van burgers - hernieuwbare energiegemeenschap Actieve afnemer (waarschijnlijk via dienstverlener) - Zelfverbruiker van hernieuwbare energie (waarschijnlijk via een dienstverlener)
Energie inkopen voor eindgebruikers op de groothandelsmarkt.	Nee, zolang deze functie niet wordt uitgevoerd in combinatie met vraagsturing kan er geen onbalans worden veroorzaakt, alleen de administratieve levering moet tijdig en correct worden afgehandeld (geen dubbelverzorging).	Leverancier Energiegemeenschap van burgers
Impliciete (Impliciete demand response) flexibiliteit activeren voor diverse doeleinden zoals: dynamische leveringstarieven, beperken van de aansluitingscapaciteit, dynamische nettarieven	De effecten van reageren op dynamische leveringstarieven vallen onder de PV van de leverancier, tenzij de consument expliciet zelf de balanceringsverantwoordelijk draagt. De effecten van reageren op aansluitings- en net tarieven (dynamisch of tav piekcapaciteit) of sturing tav het verhogen van zelfconsumptie vallen enigzins buiten het gezichtsveld van de leverancier, wat redelijkerwijs aan de actieve consument kan worden toegeschreven daarover	(Actieve) afnemer

Energie inkopen voor eindgebruikers
buiten de groothandelsmarkt (P2P):
Contractueel energie-uitwisseling
vastleggen buiten de groothandelsmarkt
om.

dient de wetgever een
uitspraak over te doen.

Eindgebruikers hebben
dezelfde PV partij: er hoeft
niets worden geregeld.

Eindgebruikers hebben niet
dezelfde PV partij:
administratieve levering
moet worden afgehandeld
tussen de betreffende PV-
partijen. In beide gevallen:
zolang er geen sturing plaats
vindt kan er geen onbalans
worden veroorzaakt.

Eindgebruikers en
producenten, evt. met
tussenkomst van een
P2P-platform provider.

B.6. Conclusies deel B.

In dit project staat de rol van de kleinverbruiker centraal. Traditioneel wordt die kleinverbruiker gezien als passieve consument. Daar past bij dat de balanceringsverantwoordelijkheid van kleinverbruikers voor hen wordt geregeld. De kleinverbruiker kan inmiddels echter een meer actieve rol spelen in het energiesysteem. De huidige regeling van balanceringsverantwoordelijkheid zou in elk geval aan vervanging toe zijn, wanneer die in de weg zou staan dat het flexpotentieel van kleinverbruikers zou worden ontsloten en erin zou resulteren dat de kleinverbruiker zijn rol in het systeem niet goed kan oppakken.

In dit deel is gekeken welke innovatieve diensten er momenteel zijn en worden ontwikkeld om flexibiliteit te ontsluiten en zo vraag en aanbod van elektriciteit in de tijd beter op elkaar aan te laten sluiten. Deze innovaties vergroten de mogelijkheden van kleinverbruikers, maar nog niet alle markten zijn voor hen toegankelijk.

Met name de groothandelsmarkt voor elektriciteit is nog slecht toegankelijk voor kleinverbruikers. Daar zijn verschillende redenen voor, die lang niet allemaal te herleiden zijn tot de huidige regeling van balanceringsverantwoordelijkheid voor kleinverbruikaansluitingen. Producten zijn niet toegesneden op kleinverbruikers, en aan de voorwaarden om toegang te krijgen tot de energiebeurzen valt voor kleinverbruikers momenteel niet te voldoen.

De regeling van balanceringsverantwoordelijkheid is echter wel degelijk van belang. Voor toegang tot de beurzen dient men ofwel zelf balanceringsverantwoordelijk te zijn, ofwel toestemming te hebben van de balanceringsverantwoordelijke partij. De BRP heeft dus wel degelijk een cruciale rol. Dat is ook het geval wanneer kleinverbruikers de groothandelsmarkten betreden via een aggregator, die wel kan voldoen aan de eisen om daar te opereren. In deel A bleek al, dat kleinverbruikers momenteel nog geen toegang hebben tot een onafhankelijke aggregator, maar dat wel hun leverancier voor hen kan aggregeren. De verhouding tussen de aggregator en de BRP wordt verder uitgediept in deelten C en D.

Eén en ander is nu nog niet zo relevant, omdat er zoveel andere barrières zijn voor toegang tot de groothandelsmarkten. Het feit dat een BRP toegang van kleinverbruikers kan blokkeren heeft dus nog geen effect. Maar de beschrijving van innovaties in dit deel laat zien dat de toegangsbarrières te slechten zijn. Het de facto uitoefenen van de programmaverantwoordelijkheid voor transacties op een platform, zoals ETPA dat doet, zou in de toekomst doorontwikkeld kunnen worden zo dat ook kleinverbruikers kunnen handelen en zelf hun balanceringsverantwoordelijkheid op zich kunnen nemen. Daarnaast zien we innovaties die nieuwe producten naar de beurs brengen, zoals GOPACS en Enera. Ook is er een tendens om beurzen toegankelijk te maken voor kleinere spelers, bijvoorbeeld door handel in kleinere volumes te faciliteren. Wanneer meer partijen toegang hebben tot de beurs, kunnen ook zij bijdragen aan bijvoorbeeld congestiemanagement. Op termijn is het dus wel degelijk van belang te kijken naar de invloed van de regeling van balanceringsverantwoordelijkheid op toegang tot de groothandelsmarkten.

Ook op de retailmarkt zien we een grote variatie aan innovaties die consumenten helpen hun flexibiliteit te ontsluiten. Het kan gaan om het ontsluiten van de flexibiliteit van een specifiek device (Jedlix, Crowdnett), of het ontsluiten van de flexibiliteit per huishouden (EMS, JEM 2.0). Dergelijke diensten kunnen helpen het eigen verbruik te maximaliseren; diensten aan TenneT te bieden via een aggregator-leverancier; diensten aan DSO's te bieden via een aggregator-leverancier; te verdienen op de groothandelsmarkt via een aggregator-leverancier; de BRP te helpen binnen zijn programma de noodzakelijke wijzigingen aan te brengen. Ook energiecoöperaties kunnen van dergelijke diensten gebruik maken.

De meeste diensten helpen consumenten hun flexibiliteit te ontsluiten via hun leverancier. Klanten van Eneco kunnen alleen gebruik maken van de flex-services van Eneco. De keuzen van consumenten is dus beperkt. Een uitzondering hierop is het model van Jedlix, waarbij iedereen kan meedoen, maar kleinverbruikers alleen kunnen verdienen aan hun flexibiliteit wanneer hun leverancier een contract met Jedlix heeft. Deze beperkte keuzemogelijkheden hangen samen met de huidige rolverdeling in het energiesysteem, inclusief de rol van de balanceringsverantwoordelijke. Het draaien aan de knoppen van

de balanceringsverantwoordelijkheid zou kunnen leiden tot meer keuzevrijheid voor consumenten, en het eenvoudiger van de grond komen van nieuwe diensten. In deel C worden verschillende PV-modellen besproken, waarna in deel D zal worden verduidelijkt wat de impact van de verschillende modellen kan zijn op de keuzemogelijkheden van kleinverbruikers.

Ten slotte hebben we innovaties gezien die P2P faciliteren, of, wanneer zij daadwerkelijk zijn geïmplementeerd, nabootsen (binnen de huidige regelgeving is directe levering van kleinverbruikers aan andere kleinverbruikers immers niet mogelijk). Ook hier geldt dat de regeling van balanceringsverantwoordelijkheid an sich niet de grootste barrière is voor het implementeren van P2P. Dat is veeleer het verbod zonder vergunning aan kleinverbruikers te leveren, en de zware eisen die gesteld worden aan vergunninghoudende leveranciers. Maar ook hier geldt, dat wanneer die barrières eenmaal geslecht zijn, de regeling van balanceringsverantwoordelijkheid wel degelijk invloed kan hebben op de haalbaarheid van P2P. In de volgende delen zal wederom duidelijk worden hoe de keuzes met betrekking tot balanceringsverantwoordelijkheid samenhangen met het tot stand komen van P2P handel in elektriciteit.

Hoewel voor kleinverbruikers op de huidige markt al de nodige diensten beschikbaar zijn, zijn zij toch ook nog beperkt in hun mogelijkheden. Zij kunnen niet P2P handelen, zijn beperkt in het aantal contracten dat zij kunnen afsluiten, en kunnen niet per device (alleen per allocatiepunt) een contract afsluiten.³⁴⁰

In deel A is besproken, dat kleinverbruikers om handen en voeten te geven aan hun nieuwe, meer actieve rol, een groot aantal rechten toegekend hebben gekregen. Zij hebben het recht op te treden als actieve afnemer. Dat betekent onder meer dat zij toegang moeten krijgen tot markten, hetzij indirect, hetzij via een aggregator, dat zij een onafhankelijke aggregator in de arm moeten kunnen nemen, en dat zij hun zelfopgewekte energie moeten kunnen verhandelen, onder meer door peer-to-peerhandel. Deze rechten zijn in deel A in meer detail aan de orde gekomen.

In delen C en D zal worden onderzocht welke modellen er zijn om handen en voeten te geven aan balanceringsverantwoordelijkheid, en hoe de keuze voor een bepaald model samenhangt met de mogelijkheden voor kleinverbruikers. Daarbij is het uitgangspunt dat een PV-model kleinverbruikers in staat moet stellen de hen in de Elektriciteitsrichtlijn en de Hernieuwbare Energierichtlijn toegekende rechten te realiseren.

³⁴⁰ Matthys-Donnadieu, key-note FlexCon 2020.

DEEL C.: "VERKENNING ALTERNATIEVE PV-MODELLEN"

C.1. Inleiding

In dit deel verkennen we alternatieven om kleinverbruikers de energiemarkt te laten betreden op een manier die in lijn is met het nog te implementeren juridische kader van het Clean Energy Package, beschreven in Deel 1 (Deel A). We kijken zowel naar alternatieven voor de huidige ‘geen-verantwoordelijkheid’ voor de energiebalans van kleinverbruikers, als naar alternatieven die het mogelijk maken voor kleinverbruikers om energie- en energiediensten af te nemen van andere dienstverleners dan hun leverancier.

De verkenning betreft een inventarisatie en bespreking van een aantal alternatieven – o.a. aan de hand van ervaring met alternatieven in het buitenland en door het uitwerken van de alternatieven in de organisatie van het energiesysteem nu.

C.1.1 Relatie met andere deelken

De resultaten van Deel A worden in dit deel gebruikt om aan te geven hoe alternatieven passen in het juridisch kader, maar de daadwerkelijke evaluatie, de impactanalyse van implementatie van deze alternatieven in Nederland, wordt gedaan in Deel 4 (Deel D, gevolgen voor kleinverbruikers). Enkele alternatieven passen niet helemaal bij het juridisch kader (EU of nationale wetgeving) of blijken uiteindelijk disproportioneel nadelig voor de kleinverbruiker of één van de betrokken partijen. In dit deel worden wel voor- en nadelen genoemd, maar de afweging daarvan is bewust achterwege gelaten.

Verder zal in dit deel zo nu en dan worden verwezen naar de beschrijving van energiemarkten en nieuwe ontwikkelingen in Deel B. Deel B introduceert in ... een aantal functies die kleinverbruikers en/of (nieuwe) dienstverleners kunnen uitvoeren. Deze functies worden in dit deel gebruikt om toe te lichten wat het implementeren van een alternatief betekent voor de praktische uitvoer van deze functies: wie krijgen er nieuwe verantwoordelijkheden en wat heeft dat voor impact op de werkprocessen van betrokken partijen?

C.1.2 Methodiek

Om de verschillende alternatieven die er zijn om programmaverantwoordelijkheid voor kleinverbruikers te regelen onderscheiden we in dit deel twee aspecten:

- **KVPV-methodes:** Is een kleinverbruiker programmaverantwoordelijk?
- **PV-modellen:** Hoe wordt programmaverantwoordelijkheid geregeld ten aanzien van verschillende dienstverleners?

Deze KVPV-methodes en PV-modellen bespreken we eerst vanuit de theorie, daarna gebruiken we ze om uit te leggen hoe het huidige systeem van programmaverantwoordelijkheid in Nederland in elkaar zit en om de situatie in een aantal andere landen te duiden. Tenslotte schetsen we hoe een alternatief (een combinatie van een KVPV-methode en een PV-model) in Nederland zou kunnen worden toegepast voor de functies geïntroduceerd in Deel B.

De geschetste alternatieven zijn bedoeld om een beeld te geven van de oplossingsrichtingen en daarom is er voor gekozen om ook minder voor de hand liggende alternatieven te benoemen. Een goed alternatief voor de Nederlandse situatie is een waarschijnlijk een combinatie van de verschillende PV-modellen en KVPV-methodes, bovendien is het ook mogelijk dat er voor verschillende producten en diensten andere PV-modellen moeten worden gebruikt.

C.1.3 Leeswijzer

In Sectie C.2 en Sectie C.3 worden de **KVPV-methodes en PV-modellen** geïntroduceerd en hun werking theoretisch besproken. Ook worden de voor- en nadelen van de methodes en PV-modellen besproken.

In Sectie C.4 beschrijven we welke verantwoordelijkheden te onderscheiden zijn wanneer we het hebben over **programmaverantwoordelijkheid in Nederland** op basis van de analyse van het wettelijk kader in Deel 1 en de praktijk van de markten in Deel 2.

In Sectie C.5 leggen we uit hoe **programmaverantwoordelijk in Duitsland en Frankrijk** is geregeld voor kleinverbruikers en hoe in deze landen nu omgegaan wordt met nieuwe rollen zoals de (vraagrespons-) aggregator.

In Sectie C.6 worden aanbevelingen gegeven voor het proces om te komen tot een goede **alternatieve implementatie in Nederland**. Hoe kun je van de KVPV-methodes en PV-modellen tot een model komen dat nieuwe energiediensten goed ondersteunt en in lijn is met de Europese Clean Energy package?

C.1.4 Illustratieve voorbeelden

Het is gemakkelijker om dit deel te begrijpen aan de hand van voorbeelden. We introduceren daarom hieronder een aantal “Illustratieve Voorbeelden” (IV) om een probleem of een oplossingsrichting duidelijk te maken.

Warmtepomp aansturen door een onafhankelijke aggregator (IV1)

Een huishouden heeft een contract met een energieleverancier voor de levering van elektriciteit. Daarnaast laten zij de warmtepomp aansturen door een onafhankelijke aggregator. De aggregator stuurt de warmtepomp aan voor meerdere doeleinden, bijv. om in te zetten op de intradaymarkt, maar ook om de TSB balansvermogen aan te bieden. De aggregator kan alleen de warmtepomp aansturen en heeft geen interesse om energie te leveren aan het huishouden, ook de energie voor de warmtepomp wordt dus geleverd door de leverancier. De warmtepomp bevat een eigen sub-meter.

- Functies aggregator: 1, 2, 3
- Functies leverancier: 5

Vraagsturing via een home-energie management systeem (IV2)

Het huishouden heeft een contract met een energieleverancier voor de levering van elektriciteit. Daarnaast laten zij een dienstverlener meerdere apparaten in het huis aansturen door middel van een energiemanagementsysteem. Eerste doel is onder de piek van de aansluiting te blijven en zelf-consumptie te verhogen (saldering is niet van toepassing, de consument heeft een vast leverings- en terugleveringstarief); daarnaast kan de dienstverlener ook (expliciet, door middel van aggregatie) flexibiliteit

#	Functies van dienstverlener
1	Balanceringsdiensten aanbieden aan een TSB als Balancing Service Provider (BSP).
2	Congestiemangement-diensten aanbieden aan een netbeheerder als Congestiemangementdienstenverlener (CSP) ³⁴¹ .
3	Expliciete flexibiliteit geactiveerd achter een aansluiting verhandelen op de groothandelsmarkt
4	Teruglevering vanachter een aansluiting (waar ook op wordt geleverd) verhandelen op de groothandelsmarkt.
5	Voor eindgebruikers energie inkopen op de groothandelsmarkt.
6	Impliciete flexibiliteit activeren voor diverse doeleinden zoals: dynamische leveringstarieven, beperken van de aansluitingscapaciteit, dynamische nettarieven
7	Energie inkopen voor eindgebruikers buiten de groothandelsmarkt (P2P): Contractueel energie-uitwisseling vastleggen buiten de groothandelsmarkt om.

³⁴¹ Deze rol bestaat nog niet, maar wordt genoemd in: Voorstel codewijziging herziening congestiemangement (acm.nl)

inzetten op de intradaymarkt of in de vorm van balansvermogen aan de TSB te leveren. De dienstverlener wil geen energie leveren aan het huishouden en als een onafhankelijke ESCO (impliciete piekshaving/zelfconsumptie) en aggregator (expliciet vraagsturing verkopen op markten) actief zijn.

- Functies dienstverlener als aggregator: 1, 3
- Functies leverancier: 5
- Functie 6 is dat de dienstverlener in zijn rol als ESCo de consument helpt bij het sturen op impliciete doelen Maar de verantwoordelijk voor het inschatten van de impact van impliciete flexibiliteit ligt echter bij de leverancier. De ESCo (Zie ook Deel A, ...) is geen marktpartij, maar biedt slechts de consument de middelen en advies om zijn flexibiliteit in te zetten voor impliciete doeleinden.

Zonne-energie afnemen van een dak in de buurt (IV3)

Een huishouden heeft als lid van een kleine energiecoöperatie geïnvesteerd in zonne-energie op het dak van de voetbalkantine. Wanneer deze panelen energie produceren neemt het huishouden energie af van de coöperatie. Overschotten zonne-energie worden via de coöperatie teruggeleverd, tekorten vult de leverancier (dan wel onafhankelijke PV-houder) van het huishouden aan. Het huishouden doet niet aan vraagsturing.

- Functies energiecoöperatie: 7
- Functies leverancier: 5

Zonne-energie leveren aan een coöperatie (IV4)

Een huishouden levert al zijn zonne-energie terug aan de coöperatie. Het huishouden doet niet aan vraagsturing, maar er zijn natuurlijk wel momenten waarop hij zelf de geproduceerde zonne-energie direct consumeert: hij levert dan niet of minder terug op dat moment.

- Functies energiecoöperatie: 4
- Functies leverancier: 5

C.2. De positie van kleinverbruikers (KVPV-methodes)

Op dit moment is in Nederland een kleinverbruiker in de basis niet programmaverantwoordelijk: de programmaverantwoordelijkheid van de kleinverbruiker ligt verplicht bij de leverancier. Het is voor een kleinverbruiker niet mogelijk om zelf programmaverantwoordelijke te worden. Naast de 'geen verantwoordelijkheid' methode onderscheiden we **twee alternatieve methodes** om programmaverantwoordelijkheid voor kleinverbruikers te regelen.

C.2.1 Geen verantwoordelijkheid

C.2.1.1. Beschrijving 'Geen verantwoordelijkheid', maar socialisatie van onbalans van kleinverbruikers

In Deel A wordt toegelicht hoe de "geen verantwoordelijkheid"-methode voor profielaansluitingen op dit moment in Nederland wordt toegepast. In andere landen wordt deze methode ook toegepast, maar er zijn binnen deze methode wel verschillen. Zo valt de PV in Duitsland (zie Sectie C.5) voor teruglevering onder de verantwoordelijkheid van de netbeheerder.

In Nederland kan een kleinverbruiker ook kiezen voor Slimme Meter Allocatie (SMA, zie ook Deel A), waarbij zijn verbruik per kwartier gemeten wordt. De meetgegevens van kleinverbruikers met SMA worden door de netbeheerder (als meetverantwoordelijke) per leverancier gerapporteerd aan de leverancier, dus individuele meetgegevens zijn niet beschikbaar. De leverancier kan alleen vooraf de kleinverbruiker een dynamische prijs sturen, hij kan niet achteraf de feitelijke onbalans belonen of straffen. Ook de SMA-route gebruikt dus de 'geen verantwoordelijkheid'-methode. Ook is er geen vrije keuze van de programmaverantwoordelijke: dat is bij wet de leverancier.

De leverancier is weliswaar programmaverantwoordelijk voor de kleinverbruikers van zijn klanten, maar in de praktijk draagt hij alleen verantwoordelijkheid voor het inkopen van voldoende energie ('sourcing'). De feitelijke onbalans bij de kleinverbruiker wordt niet aan de leverancier toegerekend, maar wordt gesocialiseerd over alle gebruikers via de nettarieven van TenneT. Uitzondering betreft de kleinverbruikers die hebben gekozen voor Slimme Meter Allocatie: daarvoor is de leverancier wel verantwoordelijk, zij het dat de onbalans niet tot de individuele kleinverbruiker herleidbaar is (zie ook Deel A ...).

C.2.1.2. Voordelen 'Geen verantwoordelijkheid'

Balanceringsverantwoordelijkheid werd als onnodige last voor kleinverbruikers gezien³⁴². kleine afnemers zonder slimme meter hebben feitelijk geen inzicht in hun elektriciteitsverbruik of -productie op elk moment van een dag en het 'onverantwoordelijk' maken voorkomt veel administratieve lasten.

C.2.1.3. Nadelen 'Geen verantwoordelijkheid'

Nadeel van de huidige onverantwoordelijkheid van kleinverbruikers is dat ze hiermee geen direct toegang hebben tot energiemarkten: enkel via hun leverancier. In Deel B wordt geconcludeerd dat dit nu nog niet de grootste barrière is voor de toegang, zolang energiemarktplaatsen toegangseisen stellen op basis van volume en hoge toegangskosten hebben, maar met de groei van nieuwe energiemarktplaatsen onder invloed van de digitalisering van de energie-opwek en verbruik kan onverantwoordelijkheid wel de 'laatste' barrière worden.

Een ander nadeel is dat bij geen verantwoordelijkheid de kosten automatisch over iedere afnemer proportioneel aan het jaarverbruik worden verdeeld (per profielcategorie). Dit heeft als resultaat dat de kosten voor klanten die weinig onbalans veroorzaken (in de praktijk zijn dat nu de mensen zonder zonnepanelen) betalen voor de afnemers met meer onbalans. Met SMA kunnen leveranciers wel een

³⁴² kamerstuk 26303 nr 3 MvT op Elektricitwet 1998

betere inschatting maken voor specifieke klantgroepen en hiermee kosten reduceren als ze hun werk goed doen, maar de kosten worden nog steeds verdeeld over de gehele groep SMA-klanten.

C.2.2 Verplicht verleggen van de programmaverantwoordelijkheid

Via de 'verplicht verleggen'-methode mag aan de kleinverbruiker de kosten van onbalans worden toegerekend, maar hij zal zelf nooit de rol programmaverantwoordelijke kunnen uitvoeren. De verantwoordelijkheid moet altijd worden verlegd naar een erkende programmaverantwoordelijke. Dit type programmaverantwoordelijkheid vereist een meting per programmatijdseenheid: dat is nu in Nederland 15 minuten.

De verplichting tot verleggen kan in de wet worden geregeld, maar het kan ook het resultaat zijn van de implementatie van de BRP-rol in de praktijk.

In dit model gaan we er in de basis vanuit dat de consument een programmaverantwoordelijke kiest zoals hij nu een leverancier kiest. We nemen dus aan dat dat de consument één programmaverantwoordelijke kiest per fysiek allocatiepunt voor een langere termijn: enkele dagen zou kunnen maar in de praktijk vaak voor de looptijd van 1 of meer jaar.

C.2.2.1. Voordelen 'Verplicht verleggen'

Naast dat het zelfs mogelijk is om klanten te laten betalen (of zelfs te vergoeden) voor hun bijdrage aan de onbalans in het BRP-portfolio is het bij gebruik van deze KVPV-methode is het ook mogelijk om kleinverbruikers met een ander onbalansrisico een ander tarief te laten betalen. Er ontstaan dus voor BRPs meer mogelijkheden om maatcontracten te bieden. Bovendien kan de BRP manieren bedenken om consumenten te prikkelen om hun onbalans te beperken.

C.2.2.2. Nadelen 'Verplicht verleggen'

Het is de vraag of verplicht verleggen nodig is, gegeven dat kleinverbruikers vanwege schaalvoordelen toch altijd een BRP zullen contracteren maakt het verplicht verleggen een onnodige verplichting.

C.2.3 De individuele kleinverbruiker is zelf programmaverantwoordelijk

Als een kleinverbruiker geen programmaverantwoordelijke aanwijst dan is hij zelf verantwoordelijk voor onbalans. Deze methode creëert een mogelijkheid voor de kleinverbruiker om deelnemer te zijn op de energiemarkt zonder tussenkomst van een derde partij. De kleinverbruiker kan deze verantwoordelijkheid natuurlijk wel bij een derde partij beleggen.

C.2.3.1. Voordelen 'Zelf-verantwoordelijkheid'

Het is geen probleem om in de basis de verantwoordelijkheid bij de klant zelf neer te leggen – dat doen we ook al voor grootverbruik - en In dit model ontstaan ook mogelijkheden voor nieuwe tussenpartijen, bijv. platformdiensten die de consument of energiegemeenschappen helpen om afspraken met dienstverleners zoals aggregators te maken.

C.2.3.2. Nadelen 'Zelf-verantwoordelijkheid'

Aggregeren van onbalans is voordelig is – ook al je heel goed bent in het voorspellen van je eigen verbruik en opwek – in een grotere portfolio middelt negatieve onbalans van partij A zich uit tegen positieve onbalans van partij B ('netting'), er zijn dus schaalvoordelen, vandaar dat er – ook al mogen grootverbruikers zelf BRP zijn – er maar een beperkt aantal BRP's zijn.

Het is dus de vraag of je de zelf-verantwoordelijkheid ook praktisch mogelijk moet maken. Regulatorisch mogelijk maken is één, maar er een praktische route voor faciliteren (die wellicht nooit gebruikt gaan worden, vanwege de schaalvoordelen) moet wel goed worden overwogen. Bij implementatie van zo'n 'zelf-verantwoordelijkheids'-optie moet programmaverantwoordelijkheid wel een proportionele last zijn voor kleinverbruikers. De huidige eisen aan programmaverantwoordelijken (zie Deel A) zijn dat niet. Ook kan het lastig zijn om goede contractuele afspraken te maken met dienstverleners en dit vast te leggen. Consumentenbescherming en recht op 'gemak' zijn dan ook zeker aandachtspunten bij de implementatie van zo'n optie.

C.3. Omgaan met meerdere dienstverleners (PV-modellen)

Wanneer een kleinverbruiker meerdere energie- of flexibiliteitsdienstverleners heeft gecontracteerd is het nodig om afspraken te maken over programmaverantwoordelijkheid: wie levert welke hoeveelheid energie (terug) en wie is verantwoordelijk voor de onbalans?

De verantwoordelijkheid voor de onbalans op een bepaald moment zal altijd helder moeten zijn (Deel A, ...). Als er meer partijen bij betrokken zijn, zoals een leverancier en een aggregator, zullen afspraken moeten gelden om de verantwoordelijkheden van iedere partij helder vast te leggen, bijv. door:

- Fysieke opdeling van de apparaten waar partijen verantwoordelijk voor zijn door middel van (bijvoorbeeld) tussenmeters;
- Opdeling in tijd, waarbij voor elk kwartier (PTE) van te voren vast staat welke partij de verantwoordelijkheid draagt;
- Opdeling in volume, waarbij voor elk kwartier (PTE) van te voren of zelfs achteraf een volume wordt afgesproken waarvoor de ene partij verantwoordelijk is en het verschil met de daadwerkelijke meting is de verantwoordelijkheid voor de andere partij.

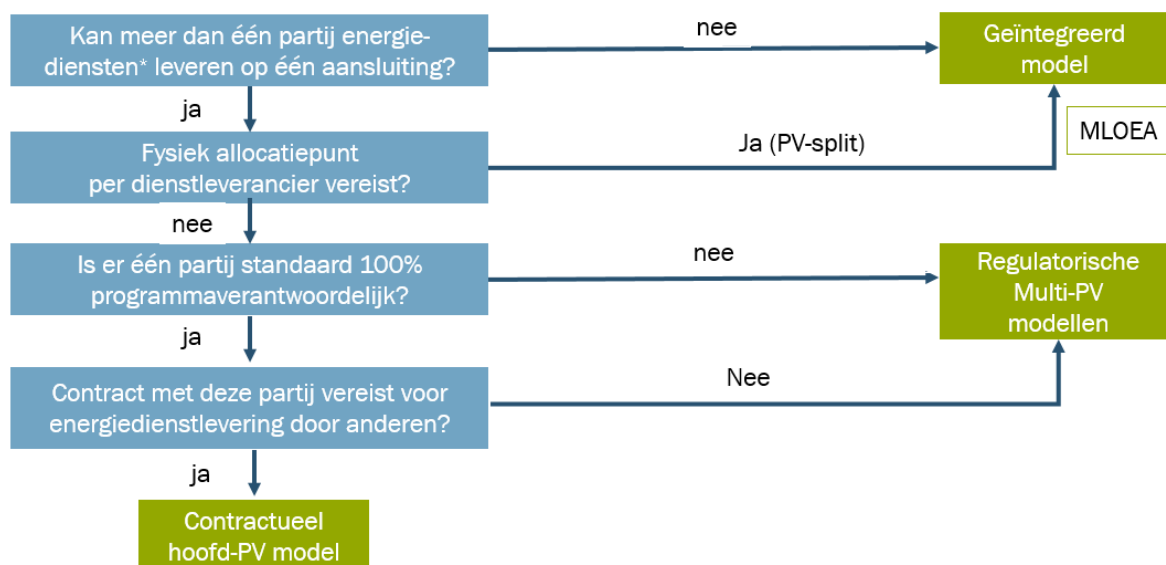
In deze paragraaf bespreken we de uitgangspunten voor deze verdeling van verantwoordelijkheden en bespreken we hoe dit werkt in **drie** verschillende programmaverantwoordelijkheidsmodellen, de **PV-modellen**:

Op dit moment stelt de Nederlandse wet dat deze tussenpartij voor kleinverbruikers altijd de leverancier is (niettemin wordt de onbalans van de kleinverbruikers geheel gesocialiseerd). Dit noemen we het **geïntegreerde PV-model**. De mogelijkheid om een tweede allocatiepunt te definiëren en daar een andere programmaverantwoordelijke aan toe te wijzen (MLOEA) zien we ook als geïntegreerd model, maar dan twee keer toegepast achter één aansluiting. In dit model is er sprake *fysieke opdeling*. (zie § C.3.4)

Voor grootverbruikers in Nederland is bepaald dat de balanceringsverantwoordelijkheid altijd bij één partij ligt (per etmaal), maar dit hoeft niet dezelfde partij te zijn als de leverancier. Dit noemen we het **contractueel Hoofd-PV model**. Dienstverleners zoals ‘tweede leveranciers’ of aggregators kunnen wel energie of flexibiliteitsdiensten leveren mits ze hierover afspraken hebben gemaakt met de Hoofd-PV-houder. Grootverbruikers zijn in Nederland in principe zelf balanceringsverantwoordelijk, dit PV-model wordt echter ook gebruikt in combinatie met de KVPV-methodes waar de consument niet verantwoordelijk is. *Opdeling in tijd, volume* of een onderling afgestemde *fysieke opdeling* (via tussenmeters) zijn allemaal mogelijk in dit model. (zie § C.3.5)

In **regulatorische multi-PV modellen** wordt door een door de wetgever aangestelde onafhankelijke partij bepaald (bijvoorbeeld de ACM op voordracht van de TSB en DSB’s) hoe programmaverantwoordelijkheid tussen dienstverleners op de aansluiting moet worden verdeeld: wie levert welke hoeveelheid energie en wie is verantwoordelijk voor de onbalans? Ook hier zijn alle drie opdelingen mogelijk. (zie § C.3.6).

Figuur C.1 toont welk PV-model van toepassing is in welke situatie. In de volgende paragrafen worden de modellen verder toegelicht aan de hand van definities en uitgangspunten die hieronder worden toegelicht.



Figuur C.1 Afspraken maken over programmaverantwoordelijkheid, wanneer is welk PV-model van toepassing?

C.3.1 Definities

Om de verschillen tussen de drie PV-modellen duidelijk te maken introduceren we de volgende begrippen: Allocatiepunten, hoofd-PV-switch, Energieoverdracht, baseline, aansluitings- en handels-BRP en sub-meters.

C.3.1.1. Allocatiepunten

Een allocatiepunt is een "virtueel punt ter plaatse van het overdrachtpunt van een aansluiting, waar de energie-uitwisseling tussen een installatie en het net administratief aan een marktpartij wordt toegewezen alsof de meting op het overdrachtpunt van de aansluiting heeft plaatsgevonden"³⁴³. In art. 2.5, 2.6 en 2.9 van de Netcode Electriciteit³⁴⁴ is bepaald dat je alleen extra allocatiepunten kunt toekennen als er ook extra meetinrichtingen zijn.

In dit deel gebruiken we het begrip allocatiepunt om aan te geven dat er voor een specifieke afnemer-BRP combinatie in een centraal systeem (dat is nu het Centraal Aansluitingen Register) wordt bijgehouden hoeveel deze afnemer via deze BRP heeft uitgewisseld met het net. De Begrippencode elektriciteit spreekt al van een virtueel punt, wat betekent dat je de uitwisseling zowel kan meten als dat je hem kunt

343 Begrippencode elektriciteit, als gewijzigd door het Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 13 juli 2017, kenmerk ACM/DE/2017/203224 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikel 27, 31 en artikel 54, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 betreffende het faciliteren van meerdere leveranciers op een aansluiting (codebesluit meerdere leveranciers op een aansluiting), Staatscourant 2017,39821.

344 Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 21 april 2016, kenmerk ACM/DE/2016/202151, houdende de vaststelling van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31 van de Elektriciteitswet 1998 (Netcoderelectriciteit), Staatscourant 2016, 21423, zoals gewijzigd door Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 13 juli 2017, kenmerk ACM/DE/2017/203224 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikel 27, 31 en artikel 54, eerste lid, van de Elektriciteitswet 1998 betreffende het faciliteren van meerdere leveranciers op een aansluiting (codebesluit meerdere leveranciers op een aansluiting), Staatscourant 2017,39821.

berekenen of afspreken, ook al lijkt daar in samenhang met andere bepalingen vooralsnog weinig mogelijkheid toe.

Als we het hebben over fysieke opdeling van programmaverantwoordelijkheid in het geïntegreerde PV-model is er altijd sprake van een parallelle aansluiting met fysieke meetinrichting op elke allocatiepunt zoals geldt voor de huidige MLOEA mogelijkheid voor kleinverbruikers. In het contractueel-hoofd-PV model kan er sprake zijn van een serieel allocatiepunt maar alleen indien de BRP van dit secundaire allocatiepunt afspraken heeft gemaakt met de PV-houder op het primaire allocatiepunt: de Hoofd-PV-houder³⁴⁵. In het regulatorische multi-PV model kan een secundair allocatiepunt ook bestaan zonder toestemming van de Hoofd-PV-houder. We nemen in dit deel aan dat we bij een seriële aansluiting ook een allocatiepunt zonder meetinrichting kunnen hebben, hoewel deze situatie nu niet wordt ondersteunt. Contractuele of regulatorische afspraken, berekeningsmethodes bepalen de splitsing op elk moment.

NB: zowel in het contractuele hoofd-PV model als het regulatorische multi-PV model is een tweede allocatiepunt geen absolute noodzaak, het is ook mogelijk dat de hoofd-PV-houder op portfolioniveau energie uitwisselt met de BRP van een andere dienstverlener - waarbij hij zelf natuurlijk ook de BRP van de dienstverlener kan zijn, dit is per definitie het geval in het geïntegreerde PV-model. Deze keuzemogelijkheid wordt verder toegelicht in C.3.1.3.

C.3.1.2. Hoofd-PV-switch

Wanneer de allocatiepunten niet zijn gescheiden door fysieke meetinrichtingen nemen we aan dat er altijd sprake is van een seriële aansluiting en dus dat er altijd een Hoofd-PV-houder is. Wel introduceren we het begrip Hoofd-PV-switch om het mogelijk te maken om per programmatijdseenheid een andere Hoofd-PV-houder aan te wijzen. Dit kan nu nog niet in Nederland.

C.3.1.3. Energieoverdracht

De Energieoverdracht (Transfer of Energy) speelt een rol wanneer meer dan één dienstverlener actief is op een aansluiting en dit impact heeft op het met de afnemer uit te wisselen volume van andere dienstverleners. Er is in dit geval behoefte aan bijstelling van volumes op de allocatiepunten of de Energieprogramma's van betrokken BRPs bijv. door:

Vraagsturing door een andere dienstverlener: de warmtepomp uit IV1 reduceert zijn verbruik

Levering of teruglevering via een andere dienstverlener: het huishouden in IV3 neemt bij voldoende productie zonnestroom af van de plaatselijke voetbalkantine

De definitie van Energieoverdracht zoals gebruikt door USEF³⁶⁸ voor enkel de energieoverdracht tussen BRP van een aggregator en de BRP van een leverancier breiden we uit om ook andere functies dan vraagsturing op een zelfde detailniveau en wijze te beschrijven.

De Energieoverdracht definiëren we als het energievolume dat wordt overgedragen tussen de Hoofd-PV-houder en de BRP van een andere dienstverlener. Bijvoorbeeld de zonnestroom van de voetbalkantine gaat via de BRP van de coöperatie naar het huishouden in IV3. De Energieoverdracht gaat, zoals het woord al zegt, slechts om een overdracht van energie, niet over overdracht van verantwoordelijkheid voor onbalans: daarvoor heb je een *hoofd-PV-switch* nodig. Door de aanname dat er altijd een hoofd-PV-houder per PTU wordt aangesteld is het alleen mogelijk om een andere partij dan de Hoofd-PV-houder (op dat moment) op te laten draaien voor 'onbalans' door een Energieoverdracht uit te voeren. Bijvoorbeeld: het huishouden in IV1 neemt (tijdelijk) minder energie af door vraagsturing, de Hoofd-PV-houder wordt hiervoor gecompenseerd.

³⁴⁵ Dit wijkt iets af van hoe dit nu werkt voor grootverbruikers omdat deze in principe zelf de programmaverantwoordelijkheid op zich kunnen nemen en zij zelf dus de afspraken kunnen maken met de BRPs. Bij gebruik van de KVPV-methode 'zelf-verantwoordelijkheid' is dit natuurlijk wel het geval.

De Energieoverdracht heeft ook een prijselement, de prijs die betaald wordt voor de energieoverdracht. Wanneer we in dit deel spreken van de Energieoverdracht gaat het over het volume, tenzij duidelijk is aangegeven dat het over de Energieoverdrachtprijs gaat.

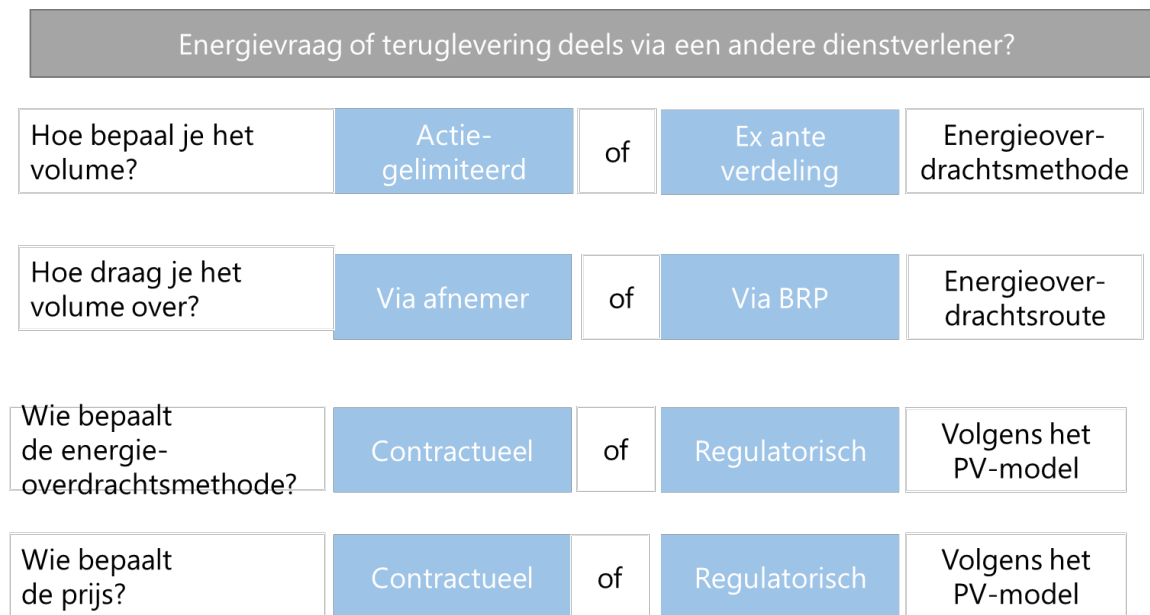
De Energieoverdracht kan op verschillende manieren plaatsvinden:

De Energieoverdracht kan via twee Energieoverdrachtsroutes lopen: het kan via de afnemer worden geregeld of direct tussen de BRPs worden afgehandeld. In geval van overdracht via de afnemer is er sprake van *bijstelling van de volumes per allocatiepunt*. In het geval van directe afhandeling worden de Energieprogramma van de betreffende BRPs bijgesteld. In deze laatste variant leveren andere dienstverleners geen energie aan de eindgebruikers, maar ontstaat er een (groothandels-)transactie tussen de dienstverlener en de BRP die op dat moment verantwoordelijk is voor de onbalans. Hierdoor hoeven dienstverleners waarschijnlijk ook aan mindere voorwaarden (bijv. leveranciersvergunning) te voldoen. USEF³⁶⁸ duidt het gebruik van deze Energieoverdrachtsroute tussen aggregator en leverancier aan als het 'Corrected aggregator implementation model'.

Het volume kan op volgens verschillende Energieoverdrachtsmethodes worden bepaald. We onderscheiden twee type energieoverdrachtsmethodes: er kan een ex ante verdeling worden afgesproken of er wordt afgesproken dat de energieoverdracht zich beperkt tot het volume en de tijd van een actie (actie-gelimiteerde verdeling). In het laatste geval wordt de verdeling bepaald door een baseline (zie C.3.1.4) en het gemeten profiel. Voor verdere toelichting zie het tekstkader 'afhandeling van de energieoverdracht'.

De compensatie van de leverancier als Hoofd-PV-houder voor de vraagsturing op de warmtepomp door de aggregator in IV1 kan dus of gecompenseerd worden door bijstelling (ophoging) van het volume op het hoofd-allocatiepunt of door een transactie tussen de BRP van de aggregator en de Hoofd-PV-houder. Daarnaast moet worden besloten of de overdracht gelijk is aan de afwijking van het referentieprofiel (dit heeft hetzelfde effect als de aggregator verantwoordelijk maken door middel van een Hoofd-PV-switch) of dat er een baseline voor de warmtevraag wordt afgesproken en de meetgegevens van de tussenmeter worden gebruikt om de activatie van de flexibiliteit te kwantificeren en daarmee de Energieoverdracht te bepalen.

In Figuur C.2 worden alle keuzes te maken ten aanzien van de Energieoverdracht weergegeven. Daarin is te zien dat de PV-modellen vertellen door wie keuzes worden gemaakt en dat er in zowel het contractuele hoofd-PV-model als het regulatorisch multi-PV-model keuzes gemaakt worden over de energieoverdrachtsmethode en de energieoverdrachtsroute. De energieoverdrachtsroute kan in een contractueel hoofd-PV model ook contractueel worden bepaald, maar het is ook mogelijk dat er (per product/dienst) hier marktafspraken over worden vastgelegd.



Figuur C.2 Keuzes te maken wanneer meerdere BRPs energie leveren of afnemen van een consument, hoe regel je de energieoverdracht tussen verschillende dienstverleners?

Bij **vraagsturing** wordt de Energieoverdracht gebruikt om de BRP van de leverancier te compenseren voor de effecten van flexibiliteitsactivatie door een aggregator en om te voorzien ('sourcing') in de energie die nodig is voor deze activatie, zoals het geval is in IV1 en IV2.

Bij **energieteruglevering** wordt de Energieoverdracht gebruikt om teruglevering van de consument aan een andere partij (bijv. energiecoöperatie) te verplaatsen van het Energieprogramma van de BRP van de leverancier naar dat van de BRP van de dienstverlener die deze energie afneemt van de consument (om zelf te gebruiken in zijn portfolio of om verder te verhandelen), zoals het geval is in IV4.

Bij **energielevering** wordt de Energieoverdracht gebruikt om levering van de consument door een andere dienstverlener (bijv. energiecoöperatie) te verplaatsen van het Energieprogramma van de BRP van de

leverancier naar de BRP van de dienstverlener die deze energie levert aan de consument, zoals het geval

Volume bepalen van de Energieoverdracht

In zowel het contractuele hoofd-PV model als het regulatorisch multi-PV model onderscheiden we twee manieren om de afspraken tussen partijen te maken: actie-gelimiteerde verdeling en ex ante verdeling. In het eerste geval wordt voor een functie vastgelegd hoe en wanneer (zelfs ex post) de programma's van partijen wordt bijgesteld en wie verantwoordelijk is voor de onbalans. In het tweede geval worden de leveringsvolumes vooraf vastgesteld en één partij wordt aangewezen als verantwoordelijke voor eventuele onbalans.

Actie-gelimiteerde verdeling van programmaverantwoordelijkheid:

Voor elke functie die dienstverleners uitvoeren waarbij onbalans wordt veroorzaakt wordt vastgelegd op welke manier de verantwoordelijkheid voor onbalans wordt afgehandeld. Voordeel van deze manier is dat dienstverleners niet verantwoordelijk zijn voor onbalans die ze niet zelf hebben veroorzaakt. Alle onvoorziene onbalans (een plotseling wolk voor de zon of een gebruiker gaat onverwacht meer of minder energie consumeren) valt dan onder de verantwoordelijkheid van een programmaverantwoordelijke die daarvoor is aangewezen.

Voor aggregators zou je dan kunnen regelen dat ze alleen bij het activeren van flexibiliteit verantwoordelijk zijn. De Energieoverdracht wordt dan bepaald op basis van de daadwerkelijke geleverde flexibiliteit zoals vastgesteld door de klant van de flexibiliteit (TSB of DSO) of op basis van een vastgesteld protocol als de flexibiliteit aan een andere marktpartij (BRP) wordt verkocht. In een studie van DNV GL voor de Zweedse toezichthouder naar implementatiemodellen voor onafhankelijke vraagsturing aggregatie worden deze varianten 'flex-only Balance Responsibility' modellen genoemd. .

* DNV.GL 2020, *Impact assessment of different models of independent aggregator financial responsibility and compensation in Sweden*, p.4

Ex ante verdeling van programmaverantwoordelijkheid:

Er wordt afgesproken dat de partij die onbalans kan veroorzaken verantwoordelijk is voor alle onbalans op dat moment. Deze partij wordt de Hoofd-PV-houder op dat moment. De onbalans is hier gedefinieerd als het verschil tussen het referentieprofiel voor een aansluiting en de meting op deze aansluiting. Dit model verschilt van het geïntegreerde model met MLOEA dat de scheiding van programmaverantwoordelijkheid niet per sub-aansluiting is, maar dat er per tijdstap één verantwoordelijke wordt aangewezen en de andere partijen hun levering of teruglevering aan deze klant vastzetten (het referentieprofiel).

Welke verdelingsmanier gebruik je wanneer?

Voor levering en teruglevering van energie door een tweede dienstverlener is het vaak voldoende om vooraf (ex ante) af te spreken wie welk volume levert en daarna één BRP per fysiek allocatiepunt voor dat moment verantwoordelijk te stellen voor eventuele onbalans veroorzaakt op de aansluiting.

Voor met name vraagsturing is er actie-gelimiteerde verdeling een betere optie, zodat de aggregator alleen wordt afgerekend op onbalans die door hem is veroorzaakt en niet door eventuele onvoorziene onbalans achter de aansluiting. Hoe vaker vraagsturing voorkomt (wekelijks, dagelijks) en hoe langer de vraagsturingsmomenten duren, hoe minder goed mogelijk het is om actie-gebaseerde activatie te kwantificeren en is het maken van ex ante afspraken soms de enige mogelijkheid.

is in IV3.

C.3.1.4. Baseline

Een **baseline** is een inschatting van het consumptie of terugleverprofiel van een aansluiting of een plek of apparaat achter de meter zonder vraagsturing. De baseline is altijd een inschatting, alleen in geval van geen flexibiliteitsactivatie kan worden getoetst of de baseline juist was. De baseline wordt tezamen met de meetgegevens gebruikt om de geactiveerde flexibiliteit te kwantificeren. Het opstellen van een baseline – en het kwantificeren van de activatie – heeft meerdere doeleinden:

Om de levering van een flexibiliteitsdienst door de aggregator aan een DSO, TSB of een BRP (dit kan ook een marktplatform zijn) te kwantificeren.

Om de Energieoverdracht te bepalen tussen aggregator en leverancier.

Om de bijdrage van een individuele klant te bepalen in geval de aggregator een vergoeding specificeert op basis van de daadwerkelijke bijdrage.

Het heeft voorkeur om de baselinemethodologie zoveel mogelijk gelijk te stellen, maar soms zijn verschillen nodig. Zo kan het handig zijn – vanwege efficiëntie en veiligheid rondom het verwerken van data - om voor de eerste twee doeleinden een baseline op portfolioniveau te bepalen die niet per se gelijk is aan de som van alle individuele baselines.

Baselines kunnen allerlei vormen hebben. Wat een goede baseline is hangt af van het type product waarvoor vraagsturing wordt ingezet (o.a. tijdsduur van het product) en karakteristieken van de vraag waarover de baseline wordt bepaald (o.a. voorspelbaar of niet). Het kan de laatst bekende meetwaarde zijn of een voorspelling (nominatie) zijn die is opgegeven door de aggregator, of wordt vastgesteld door middel van een vooraf bepaalde formule.

C.3.1.5. Aansluitings-BRP en Handels-BRP

Tot 1 februari 2019³⁴⁶ werd er in Nederland onderscheid gemaakt tussen PV-houders die elektriciteit leveren c.q. afnemen aan aansluitingen en PV-houders die uitsluitend handelstransacties sluiten. In het PV-register werd dit onderscheid gemaakt door een verschil te maken in een volledige erkenning en een handelserkenning. Bijvoorbeeld: een PV-houder A moest van 15:00 tot 16:00 uur een fabriek 5 MWh elektriciteit leveren. Daarvoor kocht hij 3 MWh in bij de centrale van PV-houder B en 2 MWh bij PV-houder C, een makelaar. PV-houders A en B moesten een volledige erkenning hebben; voor PV-houder C volstond een handelserkenning. Alle PV-partijen, ook die met een handelserkenning, dienden een Energieprogramma in bij de systeembeheerder Tennet. Tennet controleerde of de interne en externe handelsprogramma's tot nul optellen. De reden dat de erkenning wordt uitgefaseerd is dat dit volgens de opstellers van de Code het proces voor Tennet zal versimpelen.

Het systeem waarin twee type PV-erkenningen bestaan, laat nog wel zien dat het mogelijk is om verschillende bevoegdheden te hebben die onder programmaverantwoordelijkheid vallen en dat de bevoegdheden die worden gegeven ook van invloed kunnen zijn op de eisen die je aan de programmaverantwoordelijke stelt. In dit deel scheiden we daarom soms nog wel deze twee erkenningsvormen door te spreken van een volledige programmaverantwoordelijke of een handelsprogrammaverantwoordelijke.

C.3.1.6. Tussenmeters

Bij een fysieke scheiding van allocatiepunten is het nodig om per allocatiepunt een meetinrichting te hebben die aan bepaalde vereisten voldoet, zoals nu geldt voor MLOEA. In het contractuele hoofd-PV model en het multi-PV model is een fysieke scheiding niet nodig en dus is daarmee in de basis het meten van een ander proces achter de aansluiting niet een voorwaarde.

³⁴⁶ Wijziging Netcode: Staatscourant 2018, 72074, 24-12-2018

Sub-meters zijn in deze PV-modellen alleen noodzakelijk als er behoefte is aan inzicht in een deel van het verbruik achter de meter, bijv. als de elektrische auto via een andere leverancier wordt opgeladen. Indien de programmaverantwoordelijkheid voor het hele verbruik wordt verdeeld op basis van referentieprofielen (ex ante verdeling evt. met Hoofd-PV-Switch) is er geen tussenmeter vereist. Indien het referentieprofiel per dienstverlener wordt bepaald door de metingen van een tussenmeter (dus ex post ipv ex ante) is de oplossing gelijk aan het geïntegreerde-PV model met MLOEA.

We zien in Frankrijk en in de VS dat vraagsturingsactivatie ook kan worden afgerekend zonder het gebruik van sub-meters³⁴⁷. Het idee daarbij is dat bij grootschalige activatie van flexibiliteit achter kleinverbruikaansluitingen op portfolioniveau goed terug te zien is: de ‘hap’ uit de baseline (bijv. het standaardverbruiksprofiel) is prima te kwantificeren. Ook een baseline op individuele huisaansluitingen is mogelijk en wenselijk als de aggregator de klant wil afrekenen voor zijn bijdragen. Hier liggen meer fouten op de loer, maar wederom bij het optellen van alle individuele bijdrages is er op hoger niveau weer meer zekerheid en dus is dit geen reden gebleken in het verleden om sub-meters verplicht te stellen bij vraagsturing.

Wel zien we dat door de technologische vooruitgang en de standaardisering van in-home apparatuur dat het gebruik van sub-meters, met name ingebouwd in apparaten steeds vanzelfsprekender wordt en daarmee is het logisch dat er meer dan bij vroege implementaties van vraagsturing aandacht is voor deze sub-meters. Zo zien we dat in een recent rapport³⁵¹ van DNV GL voor de Zweedse toezichthouder wordt aangenomen dat inschattingen voor berekening van rekeningen aan klanten als ‘minder geschikt’ worden gezien. Gezien de scope van het rapport is deze aanname begrijpelijk: de beschouwde onafhankelijke vraagsturingsaggregatoren hebben al sub-meters geïnstalleerd voor eigen monitoring en/of vanwege eisen die worden gesteld aan bijv. een balanceringsproduct. DNV GL stelt dan ook dat deze reeds aanwezige sub-meters bij voorkeur gebruikt moeten worden.

Voor de implementatie van andere nieuwe rollen bijv. partijen die enkel decentrale duurzame opwek verhandelen moet goed gekeken worden naar de proportionele waarde van sub-meters toevoegen: het berekenen van de zonne-opwek op basis van slimme meter data, weerdata en evt. beschikbare informatie over opstelling van de panelen is wellicht simpeler (en potentieel veiliger) dan het uitlezen van data van de sub-meters bij de inverters. Wat uiteindelijk een goede keuze is hangt af van de betrouwbaarheid, beschikbaarheid (staan ze er al?) en interoperabiliteit van de betreffende sub-meters, maar ook van het doeleinde. Een goede marktstandaard voor (ingebouwde) sub-meters maakt andere methodes onnodig, maar het wachten daarop kan zorgen voor onnodige vertraging van ontsluiting van flexibiliteit.

In zowel het geïntegreerde model met MLOEA als in gereguleerde multi-PV modellen is een gedegen afweging voor het eisen van sub-meters en de eisen aan deze sub-meters van belang. Voor afrekening van producten waar sub-meters al nodig zijn (bijv. balanceringsproducten) kan in ieder geval geëist worden dat deze sub-meters gebruikt worden.

C.3.2 Wanneer moet je afspraken maken?

In Deel B zijn functies die dienstverleners in het energiesysteem kunnen uitvoeren geïnventariseerd voor de rollen besproken in Deel A. In Tabel C.1 is samengevat wat er geregeld moet worden in geval een functie door een dienstverlener wordt uitgevoerd die een andere BRP heeft dan de BRP op de aansluiting.

Daarbij letten we op twee punten:

Heeft de functie impact op de energieprogramma's van betrokken BRPs? Ofwel: is er een Energieoverdracht nodig?

Moet de dienstverlener de afwijking van een prognose worden aangerekend? Ofwel: moet de tweede dienstverlener (een deel van) de onbalanskosten betalen?

Dit is het geval indien de dienstverlener verantwoordelijk kan worden gesteld voor het opstellen van de

³⁴⁷ Measuring the Intangible: An Overview of the Methodologies for Calculating Customer Baseline Load in PJM, Nicoló Rossetto, Florence School of Regulation, May 2018

prognose of indien de dienstverlener invloed heeft op het profiel van de afnemer door middel van vraagsturing. Dit kan via zowel een Energieoverdracht geregeld worden als een Hoofd-PV-Switch.

Tabel C.1. Benodigde Energieoverdracht en toerekening van veroorzaakte onbalans voor verschillende dienstverleners.

Functie van de extra dienstverlener	Energieoverdracht?	Toerekening veroorzaakte onbalans?
Balanceringsdiensten aanbieden aan een TSB als Balancing Service Provider (BSP).	Achteraf moet er een Energieoverdracht plaatsvinden op basis van een baseline, die bij voorkeur dezelfde is als de baseline afgesproken met de TSO. De leverancier moet – in sommige gevallen – een seintje krijgen om bijsturing te voorkomen**. Uitzondering betreft het geval van FCR.	Ja, Indien de aggregator de aansturing onjuist heeft uitgevoerd (onjuiste setpoints gestuurd of niet voldoende of teveel volume geactiveerd) en dus niet heeft voldaan aan de vraag van de TSB is de aggregator verantwoordelijk voor veroorzaakte onbalans. Overige onbalans komt voor rekening van de leverancier.*
Congestiemangement-diensten aanbieden aan een netbeheerder als Congestiemangementdienstenverlener (CSP) ³⁴⁸ .	Er moet een Energieoverdracht plaatsvinden om de verhandelde flexibiliteit te 'sourcen'. In geval de CSP de redispatch afhandelt via de groothandelsmarkt (zoals in GOPACS), zie hieronder. Ook moet de leverancier mogelijk een notificatie ontvangen over de activatie**.	Ja, Indien de aggregator de aansturing onjuist heeft uitgevoerd (onjuiste baseline gestuurd of niet voldoende of teveel volume geactiveerd) en dus niet heeft voldaan aan de vraag van de TSB is de aggregator verantwoordelijk voor veroorzaakte onbalans. Overige onbalans komt voor rekening van de leverancier.*
Expliciete flexibiliteit geactiveerd achter een aansluiting verhandelen op de groothandelsmarkt	Er moet een Energieoverdracht plaatsvinden om de verhandelde energie te 'sourcen'. Ook moet de leverancier mogelijk een notificatie ontvangen over de activatie**.	Indien de aggregator de aansturing onjuist heeft uitgevoerd moet hij hiervoor verantwoordelijk worden gesteld. Overige onbalans komt voor rekening van de leverancier.*
Teruglevering vanachter een aansluiting (waar ook op wordt geleverd) verhandelen op de groothandelsmarkt.	Ja, de teruglevering moet worden toegeschreven	Optioneel kan de onbalans veroorzaakt door de zonne-opwek de twee

³⁴⁸ Deze rol bestaat nog niet, maar wordt genoemd in: [Voorstel codewijziging herziening congestiemanagement \(acm.nl\)](#)

	aan de BRP van de tweede dienstverlener.	dienstverlener worden aangerekend.***
Energie inkopen voor eindgebruikers op de groothandelsmarkt.	Ja, de levering moet worden toegeschreven aan de BRP van de tweede dienstverlener.	Optioneel kan de onbalans veroorzaakt door de afname de twee dienstverlener worden aangerekend.***
Impliciete flexibiliteit activeren voor diverse doeleinden zoals: dynamische leveringsprijzen, beperken van de aansluitingscapaciteit, dynamische nettarieven	Nee, er is geen sprake van levering of teruglevering.	Nee, we nemen aan dat de leverancier voldoende in staat is deze respons te voorzien.
Energie inkopen voor eindgebruikers buiten de groothandelsmarkt (P2P): Contractueel energie-uitwisseling vastleggen buiten de groothandelsmarkt om.	Ja indien de twee eindgebruikers een andere BRP hebben.	Nee, zolang er geen vraagsturing wordt toegepast.

* Er is mogelijk ook een uitgesteld effect van het activeren van vraagrespons: het ligt voor de hand dat bijv. de warmtepomp uit IV1 op een later moment alsnog aangaat. In het betreffende kwartier neemt de afnemer meer elektriciteit af dan verwacht, waardoor alsnog onbalans kan ontstaan in het portfolio van de leverancier. Die onbalans ontstaat door het handelen van de aggregator, zou dus aan hem toegerekend kunnen worden. Het zou netjes zijn om deze rebound ook als expliciete flexibiliteit aan te bieden op de groothandelsmarkt, zeker als dit soort effecten grootschalig gaan plaatsvinden. In dat geval volgt er ook een Energieoverdracht tussen de BRP van de aggregator en de leverancier.

** Partijen die geen contractuele afspraken hebben, kunnen wel met elkaar te maken krijgen. Zo zal er een seintje moeten worden gegeven als partij onbalans gaat veroorzaken, om te voorkomen dat de programmamaverantwoordelijke op dat moment zijn portfolio gaat bijsturen. Een dergelijk seintje kan echter ook commerciële waarde vertegenwoordigen. Ook bij het communiceren van voorspellingen kunnen commercieel waardevolle data worden uitgewisseld. USEF bespreekt per flexibiliteitsproducttype welke informatie nodig is.³⁴⁹

*** We nemen aan dat de hoofd-PV-houder in principe het best in staat is om de onbalans (ook veroorzaakt door teruglevering) in te schatten en dit te balanceren in zijn portfolio. De tweede dienstverlener voorziet de afnemer enkel het beter wegzetten van zijn duurzame energie op de markt, bijvoorbeeld door deze te verkopen aan andere kleinverbruikers. Het balanceringsverantwoordelijk maken van de twee dienstverlener voor de onbalans veroorzaakt bij teruglevering is mogelijk, bijv. door de zonne-opwek met een tussenmeter apart te registeren. Het toeschrijven van onbalans bij netto teruglevering aan de ene BRP en bij netto productie aan de andere BRP is onhandig en sub-optimaal.

C.3.3 De kleinverbruiker programmamaverantwoordelijk, hoe zit het dan?

Wanneer de kleinverbruiker zelf programmamaverantwoordelijk is kan hij zelf afspraken maken met dienstverleners. Bij gebruik van de KVPV-methode 'zelf-verantwoordelijk' zijn er dus geen afspraken tussen dienstverleners nodig, maar bij gebruik van deze KVPV-methode liggen de risico's bij de kleinverbruiker, al is hij soms niet de veroorzaker van onbalans (bijv. wanneer het aansturingssignaal van een aggregator onjuist is). De consument moet daarom bij gebruik van deze methode voldoende mogelijkheden hebben om goede afspraken te maken en middelen te hebben om deze ook af te kunnen

³⁴⁹ USEF, *White Paper Flexibility Value Chain*, 2018.

dwingen en wellicht ook nog enigszins beschermd te worden bijv. tegen onbalans veroorzaakt door dienstverleners.

De kleinverbruiker heeft bij gebruik van de eerste twee KVPV-methodes ('geen verantwoordelijkheid' en 'verplicht verleggen') altijd te maken met een tussenpartij die hem de toegang tot de energiemarkt geeft als balanceringsverantwoordelijke. De beschrijving van de PV-modellen in 3.4-3.6 richten zich vooral op deze situatie.

C.3.4 Geïntegreerd model + MLOEA

In het geïntegreerde model draagt de leverancier op de aansluiting tevens de programmaverantwoordelijkheid voor de aansluiting. Het is niet mogelijk om als aangeslotene zelf een BRP aan te wijzen. Wel kan de leverancier ervoor kiezen de programmaverantwoordelijkheid bij een andere partij te beleggen.

Kleinverbruikers kunnen meerdere leveranciers op één aansluiting contracteren onder de MLOEA-afspraken.³⁵⁰ In dat geval wordt het net achter de meter in twee delen gesplitst en worden er twee of meerdere allocatiepunten gecreëerd. Voor elk allocatiepunt moet de kleinverbruiker een overeenkomst sluiten met een leverancier, die tevens BRP is of deze verantwoordelijkheid belegd bij een andere partij, zie ook Deel A.

Onafhankelijke dienstverleners hebben geen bestaansrecht in het geïntegreerde model, wel is het mogelijk voor kleinverbruikers om meerder dienstverleners te contracteren zolang deze maar op een ander fysiek allocatiepunt actief zijn. Tenslotte kan de leverancier wel overeenkomsten aangaan met andere dienstverleners zoals in het contractuele hoofd-PV model, maar dit zal zich beperken tot situaties waar de dienstverlener als handels-BRP acteert en of waar de dienstverlener als een verlengstuk van de leverancier zijn diensten aanbiedt bij de afnemer.

C.3.4.1. Voordelen MLOEA

Het splitsen per bemeten allocatiepunt is heel duidelijk en is goed in te passen in het huidige geïntegreerde model: achter elk allocatiepunt zit weer een leverancier die de balanceringsverantwoordelijkheid heeft. Dit maakt het ook gemakkelijk om het model te implementeren in marktprocessen en IT-systemen³⁵¹. Ook voor de kleingebruiker is dit een duidelijk model: het is duidelijk voor welk deel iedere dienstverlener verantwoordelijk is.

C.3.4.2. Nadelen MLOEA

De eisen aan de tweede meetinrichting (en dus de kosten/installatietijd) op het allocatiepunt kunnen ervoor zorgen dat bepaalde proposities niet kansrijk zijn. De huidige eisen aan de meetinrichting zijn zeker beperkend voor veel kleinverbruikers, maar er zijn mogelijkheden om goedkopere meters of meetinstallaties die al voor andere doeleinden aanwezig zijn (bijv. EV-laadpunt) toe te laten. Het gemakkelijk en snel toevoegen van meetinstallaties vereist waarschijnlijk wel aanpassingen aan marktprocessen en IT-systemen wat het voordeel van de verder simpele implementatie-eisen voor dit model juist weer teniet kan doen.

De mogelijkheid om flexibiliteit achter de meter te optimaliseren valt weg. De plaatsing van een tweede aansluitpunt is fysiek dwingend bepaald. Hiermee zijn proposities als optimalisatie van zelfconsumptie zijn in principe niet mogelijk.

³⁵⁰ Codebesluit meerdere leveranciers op een aansluiting, Stcr 2017, 39821

³⁵¹ [Oberoende aggregator DNVGL Slutrapport.pdf \(ei.se\) \(hoofdtekst in het Engels\)](#)

C.3.5 Contractueel hoofd-PV model

In het contractuele hoofd-PV model wordt er één partij aangewezen als hoofd-PV-houder voor de aansluiting. Deze partij is in principe verantwoordelijk voor alle onbalans en bepaalt of en hoe andere dienstverleners hun energie en flexibilitiediensten kunnen aanbieden. Andere dienstverleners kunnen wel tijdelijk of voor een deel balanceringsverantwoordelijk zijn, dit wordt gedaan in overleg met de Hoofd-PV-houder die eindverantwoordelijk is. De hoofd-PV-houder is vaak de leverancier, maar zou bij gebruik van de KVPV-methode ‘verplicht verleggen’ ook een onafhankelijke BRP kunnen zijn.

In het contractueel hoofd-PV model kunnen de overige dienstverleners dus wel zelf programmaverantwoordelijk zijn, maar dat hoeft niet. In het eerste geval zal de BRP van de dienstverlener afspraken maken met de Hoofd-PV-houder over overdracht van energie en van verantwoordelijkheid voor onbalans, bijv. alleen bij vraagsturing. In het tweede geval zal de dienstverlener zijn balanceringsverantwoordelijkheid overdragen aan de Hoofd-PV-houder en zal hij hier voor betalen. In dit geval zal de dienstverlener voor verkoop van energie op de groothandelsmarkt via de Hoofd-PV-houder van de kleinverbruiker moeten afhandelen waardoor het aggregeren van kleinverbruikers met andere Hoofd-PV-houders niet mogelijk is.

In de USEF Aggregation Models – modellen die de relatie tussen de vraagsturingsaggregator, de leverancier en betrokken programmaverantwoordelijken beschrijven – worden deze twee smaken aangeduid als het ‘Contractual’ model en het ‘Broker’ model. Dit onderscheid is ook relevant voor inpassing van andere nieuwe rollen zoals energiegemeenschappen. Deze rollen kunnen ervoor kiezen om het PV-houderschap onder te brengen bij de hoofd-PV-houder van hun klanten of juist bij een eigen PV-houder.

Ook als de tweede dienstverlener zelf programmaverantwoordelijk is hoeft het nog niet zo te zijn dat hij ook verantwoordelijk is op een (virtueel) aansluitpunt, dat wil zeggen aansluitingsbalanceringsverantwoordelijk is voor zijn afnemers. De tweede dienstverlener kan immers ook alle benodigde Energieoverdracht regelen met de Hoofd-PV-houder (via handelsprogramma’s) als enkel een handelsprogrammaverantwoordelijke.

Het uitvoeren van de contractuele afspraken tussen Hoofd-PV-houder en andere dienstverleners kan puur bilateraal worden gedaan, maar het is ook heel goed mogelijk dat een tussenpartij of een tussensysteem (bijv. een gedistribueerde ledger als een blockchain) hier een rol speelt.

Het is mogelijk dat de wetgever de minimum vereisten van de afspraken vastlegt. Ook kan de wetgever eisen stellen aan de vastlegging van afspraken of zelfs tot het gebruik van een bepaald (centraal) systeem verplichten. In Frankrijk worden vraagsturingsacties tussen partijen die kiezen voor het ‘contractuele’ model (vaak is in dit geval de aggregator dezelfde partij als de leverancier) ook deels afgehandeld via het systeem van de TSB bijvoorbeeld³⁵².

Er is in het contractuele hoofd-PV model geen ruimte voor onafhankelijke dienstverleners. Alleen indien de dienstverlener een overeenkomst met de hoofd-PV bereikt kan hij zijn diensten aanbieden.

C.3.5.1. Voordelen Contractueel hoofd-PV model

De contractvrijheid zorgt ervoor dat partijen slimme manieren kunnen bedenken om balanceringsverantwoordelijkheid met elkaar te regelen. Een hele set van regels (zoals in een regulatorisch multi-PV model) kan beperkend werken voor innovatieve dienstverleners en ook tot extra kosten leiden. Anderzijds: iets contractueel regelen – zeker als dat per klant met een andere derde partij kan zijn – kost ook zeker tijd en geld. Standaarden om afspraken te maken kunnen het effect kleiner maken.

³⁵² [Règles SI NEBEF v3.2.1.pdf \(services-rte.com\) \(Geen Engelse versie beschikbaar, RTE geeft op haar website wel een beknopte uitleg van het NEBEF systeem in het Engels\).](#)

C.3.5.2. Nadelen Contractueel hoofd-PV model

Een nadeel van het contractueel model is dat grotere partijen (veelal de huidige leveranciers) een betere onderhandelingspositie hebben dan nieuwe aanbieders van aggregatiediensten of een energiegemeenschap. Er is in Nederland vergeleken met andere Europese landen al een redelijk competitief landschap waarin het mogelijk is gebleken om als nieuwe leverancier marktaandeel te winnen, dat zou ervoor pleiten dat dit probleem niet in Nederland speelt, maar voor grootverbruikers – die al een contractueel model hebben – zien we dat bijv. onafhankelijke aggregators het erg lastig hebben³⁵³ en ook is het een drempel voor lokale energiegemeenschappen die per definitie nooit groot kunnen worden.

C.3.6 Regulatorische multi-PV modellen

In regulatorische multi-PV modellen wordt door een door de wetgever aangestelde onafhankelijke partij bepaald (bijvoorbeeld de ACM op voordracht van de TSB en DSB's) hoe programmaverantwoordelijkheid tussen dienstverleners op de aansluiting moet worden verdeeld op een bepaald moment. Wie welke hoeveelheid energie (terug-)levert en wie wanneer verantwoordelijk is voor onbalans volgt uit wetgeving en uitvoeringsregels. Met een regulatorisch multi-PV model kunnen dienstverleners onafhankelijk hun diensten aanbieden, maar er kunnen nog wel praktische barrières zijn.

Er wordt centraal vastgesteld:

Per dienst/product/type afnemer: Of er gebruik moet worden gemaakt van Hoofd-PV-Switch en wanneer er geswitcht moet worden.

Per dienst/product/type afnemer: welke energieoverdrachtsmethode gebruikt moet worden. Niet alleen het type wordt vastgesteld (ex ante verdeling of actie-gelimiteerd), maar ook de daadwerkelijke methodiek (welke baselinemethodiek en meetgegevens worden gebruikt, wanneer worden deze vastgesteld) en de route daarvoor (via de afnemer of via de portefeuilles van de betrokken BRPs).

De Energieoverdrachtsroute: via de afnemer – dus door bijstelling van de balans op allocatiepunten door het creëren van een 'virtuele meetstand' - of altijd tussen BRPs – door bijstelling van de handelsprogramma's.

De Energieoverdrachtprijs. Indien de overdrachtsroute via de afnemer loopt is de prijs impliciet bepaald als de 'retailprijs', de prijs die de afnemer anders zou betalen aan de leverancier.

Voor voorbeeld IV1 (huishouden met aansturing warmtepomp door dienstverlener) schetsen we hieronder een paar inrichtingsmogelijkheden:

De Energieoverdracht wordt centraal verwerkt tussen (BRP van de) aggregator en (BRP van de) leverancier, door middel van een centraal vastgestelde Energieoverdrachtprijs. De leverancier levert 1 kWh aan de aggregator op **portfolioniveau**, de aggregator reduceert deze hoeveelheid bij de afnemer en verkoopt die hoeveelheid op de intradaymarkt, de afnemer betaalt de leverancier voor gemeten consumptie.

De Energieoverdracht wordt centraal verwerkt tussen (BRP van de) aggregator en (BRP van de) leverancier, maar partijen mogen zelf een Energieoverdrachtprijs afspreken die mogelijk moet worden goedgekeurd door een centrale instantie of niet, hierover is de Clean Energy Package onduidelijk, zie Deel A.

Het ToE volume wordt verwerkt door **bijstelling van de meting bij de consument** – dit wordt dus een virtuele meting, de aggregator koopt daarmee de 'virtuele energie' van de afnemer en voor de leverancier wordt dus achteraf de balans bijgesteld naar de baseline. Dit gebeurt wel pas achteraf (settlement fase). De afnemer betaalt dus voor niet-afgenomen stroom of krijgt extra afgenomen stroom 'gratis'.

³⁵³ Poplavskaya & De Vries, 2018, [A \(not so\) independent aggregator in the balancing market theory, policy and reality check | TU Delft Repositories](#)

De leverancier levert 1 kWh aan de aggregator op portfolioniveau, de aggregator verkoopt die hoeveelheid op de intradaymarkt, de afnemer betaalt de leverancier voor virtuele consumptie/productie. Met de afrekening van de aggregator erbij ziet de consument pas of alles ‘klopt’.

In theorie zou je ook gebruik kunnen maken van een tijdelijke Hoofd-PV-switch op moment dat de aggregator vraagsturing gaat activeren op de aansluiting. De aggregator kan zijn dienst wel onafhankelijk aanbieden, maar hij moet zelf wel tijdelijk energieleverancier zijn en is dan ook voor niet-voorzien onbalans verantwoordelijk. Dit zien we als een barrière voor onafhankelijke aggregators en dus niet in lijn met de Clean Energy Package.

Voor voorbeeld IV4 (zonne-energie leveren aan een coöperatie) zijn dit de mogelijkheden:

De Energieoverdracht van de leverancier (als Hoofd-PV-houder) naar de coöperatie wordt centraal verwerkt. Elke keer als er teruggeleverd wordt (dit wordt geregistreerd via de slimme meter) wordt de energie overgedragen van de (BRP van de) leverancier naar de (BRP van de) coöperatie.

De Energieoverdracht van de leverancier (als Hoofd-PV-houder) naar de coöperatie wordt centraal verwerkt. De energie die wordt geregistreerd op de terugleverregisters van de slimme meter wordt gealloceerd op het allocatiepunt waar (de BRP van de) coöperatie PV-houder op is.

C.3.6.1. Voordelen Regulatorische multi-PV model

Een voordeel van de Regulatorische multi-PV modellen is dat er in beginsel voor alle partijen helderheid bestaat over de onderlinge afspraken en dat de partijen dus onafhankelijk van elkaar hun activiteiten kunnen ontplooiën en verder kunnen ontwikkelen. Kleinverbruikers hoeven zich dus – in het algemeen – ook niet druk te maken over al bestaande contracten.

C.3.6.2. Nadelen Regulatorische multi-PV model

Regulatorische multi-PV modellen hebben als nadeel dat de overheid veel moet regelen. Er moeten voor alle type onbalans die wordt veroorzaakt voor een andere partij uitgewerkt worden hoe deze af te handelen. Dit leidt tot veel detailregels, die weer tot barrières zullen leiden voor nieuwe nog niet voorziene ontwikkelingen.

C.4. Programmaverantwoordelijkheid in Nederland

Om alternatieve manieren voor het regelen van programmaverantwoordelijkheid goed te kunnen vergelijken met de huidige situatie herhalen we in deze sectie kort een aantal inzichten uit Sectie 3 (Programmaverantwoordelijkheid) van Deel 1 (Deel A) [link] en Sectie ... van Deel 2 (Deel B) [link] en plaatsen deze in het kader van de KVPV-methodes en PV-modellen.

C.4.1 Programmaverantwoordelijkheid in wet en praktijk

De grootverbruikers van elektriciteit dragen in eerste instantie zelf de programmaverantwoordelijk, maar kunnen deze overdragen aan een andere partij. Voor grootverbruikers in Nederland geldt in de basis het KVPV-model ‘zelf-verantwoordelijk’ en het PV-model ‘contractueel multi-PV model’.

Verreweg de meeste grootverbruikers hebben voor het overdragen gekozen en slechts een klein aantal partijen heeft een erkenning voor het uitoefenen van programmaverantwoordelijkheid van TenneT. Zij worden erkend als PV-houder, ook wel BRP (Balance Responsible Party), en zijn bevoegd om bij TenneT een energieprogramma in te dienen. De overige programmaverantwoordelijke marktpartijen dragen hun verantwoordelijkheid over aan deze PV-houders. In de praktijk zien we dus al voor grootverbruikers dat zelf-verantwoordelijkheid vaak geen echt alternatief is. Wel kan dit uitgangspunt mogelijk helpen in de onderhandeling met PV-houders, maar dit is lastig te zeggen.

C.4.2 De positie van kleinverbruikers

Kleinverbruikers (huishoudelijk en zakelijk) zijn niet programmaverantwoordelijk. Hun programmaverantwoordelijkheid is belegd bij hun leverancier, die hen op basis van prognoses (gebruiksprofielen) en gecollectiviseerd opneemt in zijn energieprogramma. Kleinverbruikers kunnen wel kiezen voor Slimme Meter Allocatie zodat ze bijvoorbeeld gebruik kunnen maken van dynamische leveringstarieven, zie ook paragraaf B.5.3.

Op dit moment is er een klein aantal leveranciers die tarieven met Slimme Meter Allocatie aanbieden. Wanneer wordt gekozen voor Slimme Meter Allocatie geeft de netbeheerder (in zijn rol als meetverantwoordelijke) de PV-houder de totale energie-uitwisseling per leverancier door³⁵⁴, dus de onbalans van deze groep consumenten wordt per leverancier gecollectiviseerd (de onbalans van de andere kleinverbruikers worden over alle netgebruikers gesocialiseerd). De leverancier kan in de praktijk zijn klanten met Slimme Meter Allocatie mogelijk wel een beter aanbod doen dan klanten met profielallocatie³⁵⁵.

Naast de bescherming van de consument tegen onbalanskosten door middel van socialisering bestaat er ook nog de vangnetregulering³⁵⁶ die het mogelijk maakt dat de ACM een maximumtarief instelt bij onredelijke tarieven; dit geldt in principe ook voor dynamische tarieven. De ACM zou bijvoorbeeld toezicht kunnen houden op de marge die bovenop de marktprijs wordt berekend. Dit is nog niet gebeurt in de praktijk.

C.4.3 Omgaan met andere dienstverleners

Op de kleinverbruikersaansluiting moet de leverancier de balanceringsverantwoordelijkheid uitvoeren of overdragen aan een andere BRP. De kleinverbruiker kan niet zelf een BRP kiezen of zelf de PV dragen. Mits hiervoor een geschikte meetinrichting aanwezig is, kan een kleinverbruiker wel een tweede leverancier contracteren (MLOEA³⁵⁷) voor een apart allocatiepunt. In de praktijk wordt dit weinig

354 Netcode, Artikel 10.17 lid 7c

355 De gevolgen van profielallocatie voor leveranciers - PVNED [datum]

356 ACM: Rapport Vangnet in transitie [datum]

357 MLOEA: meerdere leveranciers op één aansluiting.

gebruikt omdat de kosten voor een geschikte meetinrichting hoog zijn en de looptijd tussen aanvraag en installatie lang³⁵⁸.

Als kleinverbruikers gebruik willen maken van de diensten die impact hebben op de onbalans, dan zal dat alleen kunnen wanneer de leverancier-PV-houder op de aansluiting dit goedkeurt. Een uitzondering hierop wordt in het tekstvak hieronder beschreven. Dat de goedkeuring van de leverancier/PV-houder invloed heeft op de dienstverlening door andere partijen geldt bijvoorbeeld voor de dienst Smart Charging van Jedlix (zie Deel B, ..). Zij kunnen hun volledige dienstenpakket alleen aanbieden aan kleinverbruikers die een leverancier hebben waar zij een overeenkomst mee hebben. In België en Frankrijk is inmiddels onafhankelijke aggregatie geïmplementeerd en daar kan Jedlix een breder pakket aan diensten leveren³⁵⁹.

Een grootverbruiker is wel zelf PV-houder of heeft dat uitbesteed aan een andere partij die dan PV-houder is op de aansluiting³⁶⁰. Een grootverbruiker kan in principe zelf afspraken met dienstverleners maken, maar als de grootverbruiker het PV-houderschap uitbesteedt moet de aangestelde PV-houder het daar wel mee eens zijn (uitzondering; zie tekstvak hieronder). De mogelijkheden tot het contracteren van dienstverleners zijn voor grootverbruiker groter dan voor kleinverbruikers omdat grootverbruikers leverancier en PV-houder beide onafhankelijk van elkaar kunnen kiezen; bovendien kunnen ze er voor kiezen zelf PV-houder te zijn.

C.4.4 Reservevermogen (aFFR) leveren aan Tennet

In Nederland is het mogelijk dat grootverbruikers en in pilots ook kleinverbruikers aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) leveren aan Tennet, zonder dat hier contractuele afspraken over worden gemaakt tussen de PV-houder op de grootverbruikersaansluiting en de partij die aFRR levert aan Tennet. Tennet rekent direct af met de partij die als Balance Service Provider (BSP) aFRR heeft geleverd. Ook wordt het Energieprogramma van de PV-houder op de aansluiting automatisch gecorrigeerd.

Er is dus sprake van een gereguleerde Energieoverdracht op basis van een kwantificatie (door middel van genomineerde baseline, dwz. op basis van een voorspelling van de aggregator) door Tennet die hier zowel optreedt als afnemer van de flexibiliteit als de centrale partij die de Energieoverdracht regelt via bijstelling van het programma's van de BRP van de betrokken afnemers.

Omdat er in het Nederlandse systeem nog geen afrekensysteem is opgezet door bijvoorbeeld Tennet, is er sprake van een systeem waarin deze transactie van energie tussen de PV-houder-Leverancier op de aansluiting en de aggregator niet vanzelf wordt gecompenseerd. Om dit te voorkomen hebben partijen in het huidige systeem een aantal mogelijkheden:

1. De partij die aggregaat is tevens de PV-houder op de aansluiting of heeft zijn PV bij die PV-houder ondergebracht,
2. De aggregator en de PV-houder hebben hier contractueel afspraken over gemaakt,³⁶¹ en
3. De PV-houder brengt de kosten in rekening bij de aangeslotene³⁶².

In de praktijk zijn er al voorbeelden van dat wanneer er aFRR wordt geleverd via een aggregator/BSP, de PV-houder/leverancier de extra kosten in rekening brengt bij de aangeslotene³⁶³. Er is dus officieel geen sprake van een regulatorisch multi-PV model, maar de huidige werkwijze waarop Tennet omgaat met BRP/aggregators die geen contract met elkaar hebben leidt tot indirect gebruik van de Energieoverdrachtsroute via de consument. Die krijgt dus in plaats van een rekening op basis van een

358 Deze redenen werden genoemd door de KVPV-klankbordgroep

359 Wanneer kan ik verdienen en besparen met de Jedlix App? – Jedlix Support (zendesk.com)

360 In geval er een goedgekeurde meetinrichting achter de meter geplaatst is kan de grootverbruiker ook meerdere PV-houders aanwijzen die elk verantwoordelijk zijn voor een allocatiepunt.

361 USEF & Jedlix Case study: practical deployment of electric vehicle flexibility, februari 2020, p. 8

362 Flexibility Deployment in Europe (usef.energy)

363 Dit werd genoemd door enkele marktpartijen in de KVPV-klankbordgroep

gecorrigeerde meterstand (in het Centraal Aansluitingen Register) een losse naheffing van zijn PV-houder.

Voor kleinverbruikers die een vast tarief betalen en binnen deze contractperiode evenveel reduceren als extra consumenten is een naheffing mogelijk niet nodig. Wel speelt mee dat de leverancier het vaste tarief biedt op basis van zijn verwachtingen van afname op dal en piekuren en dus dat ook in dit geval de flexibiliteitsactivatie van invloed is op zijn verdiensten.

C.5. Programmaverantwoordelijkheid in andere EU-landen

In landen om ons heen heeft de energiemarkt een andere geschiedenis en daarmee zijn er significante verschillen waar het gaat om kleinverbruikers en programmaverantwoordelijkheid; de doorgaande harmonisatie binnen Europa van regelgeving en samenwerkingsverbanden maakt deze verschillen steeds kleiner. Hieronder wordt de huidige situatie in Duitsland en Frankrijk toegelicht aan de hand van de KVPV-methodes en PV-modellen. Deze twee landen hebben – elk op hun eigen manier - al redelijke stappen gezet ten aanzien van nieuwe energiediensten (met name vraagsturing). Beide landen moeten de Clean Energy Package echter nog wel implementeren. Frankrijk lijkt al wel goed voorgesorteerd op o.a. het implementeren van de onafhankelijke (vraagsturings-)aggregator en is dan ook vooral interessant in het kader van de PV-modellen.

C.5.1 Duitsland

Hieronder leggen we kort uit hoe balanceringsverantwoordelijk in Duitsland verschilt van de situatie in Nederland aan de hand onderwerpen (wet en praktijk, rol van kleinverbruikers en omgaan met andere dienstverleners) die we in Sectie 1 voor de Nederlandse situatie hebben uitgewerkt.

C.5.1.1. Programmaverantwoordelijkheid in wet en praktijk

Het systeem van programmaverantwoordelijkheid in Duitsland lijkt veel op het Nederlandse systeem. In beide landen is programmaverantwoordelijkheid geregeld in wetgeving en wordt de afhandeling geregeld via een onbalansprijs per 15 minuten.

Een verschil is dat het in Nederland mogelijk is om nog ‘ex post’ te handelen voordat de onbalanspositie wordt vastgesteld, in Duitsland gebeurt dat ‘real time’. Ook is het in Nederland mogelijk om passief bij te dragen aan het balanceren van het energiesysteem: als de onbalans van een BRP tegen de richting van de systeemonbalans is dan wordt een BRP daarvoor de onbalansprijs vergoed. In Duitsland geldt dat je onbalanskosten altijd moet worden betaald door middel van een vaste prijsprikkel opgenomen in de onbalansprijs³⁶⁴.

Er is in Nederland dus meer mogelijkheid om bij te sturen als BRP, maar wel tegen hogere risico's: de onbalanskosten worden bepaald in Nederland door de marginale prijs van control in plaats van de gemiddelde kosten zoals wordt gedaan in Duitsland. Bovendien ontvangen de afgeroepen partijen in Duitsland de geboden prijs en in Nederland de voor dat moment hoogst afgeroepen prijs. Dit laatste leidt tot een doelmatiger en doeltreffender gedrag door de aanbieders van balansvermogen.

C.5.1.2. De positie van kleinverbruikers (KVPV-methode)

C.5.1.3. De positie van kleinverbruikers (KVPV-methode)

In Duitsland worden consumenten ook afgerekend met een standaardverbruiksprofiel. Leveranciers zijn verplicht om precies het profiel te leveren. Anders dan in Nederland wordt de duurzame productie verkocht via netbeheerders, netbeheerders zijn dus BRP voor deze productie. Niemand is hier balanceringsverantwoordelijk voor eigen verbruik. Dit leidt voor huishoudens met zonnepanelen tot dubbele levering (“Doppel-Versorgung”).

De uitrol van slimme meters is beperkt (23%³⁶⁵), omdat de maatschappelijke kosten-batenanalyse niet positief uitviel. Het staat consumenten vrij om een slimme meter (via de DSB of een onafhankelijke meetverantwoordelijke) aan te schaffen, maar het kost ze tussen de € 23-100/jaar.³⁶⁶ Consumenten met

³⁶⁴ [PowerPoint Presentation \(entsoe.eu\)](#)

³⁶⁵ Smart Energy Europe, *The smartEn Map; Network Tariffs and Taxes*, 2019, beschikbaar via [the smarten map 2019.pdf](#)

³⁶⁶ Ibid, p. 54.

een slimme meter kunnen gebruik maken van dynamische tarieven. Tenslotte is het aantrekkelijker voor consumenten in Duitsland om het eigen gebruik van zonne-elektriciteit te maximaliseren omdat er geen saldering plaatsvindt en er dus een significant prijsverschil zit tussen de leveringsprijs en de prijs voor teruggeleverde elektriciteit (voornamelijk door de belasting op geleverde elektriciteit.). Nieuwe business modellen met vraagsturing of opslag zijn hierdoor mogelijk, inclusief aggregatie en handel op de energie- en balanceringsmarkt³⁶⁷.

C.5.1.4. Omgaan met andere dienstverleners (PV-model)

Met betrekking tot de vraagsturingaggregator zijn er al wel wat meer stappen gezet in Duitsland. Er is gekozen voor een systeem (een zogenaamd ‘corrected model’³⁶⁸) met gescheiden onbalansverrekening voor regelenergie die afnemers al dan niet via een aggregator leveren en energie die wordt afgenomen van een leverancier. De programma’s van beide BRPs worden na afroep van regelenergie aangepast door de transmissiesysteembeheerder³⁶⁹.

De leverancier moet op de hoogte worden gebracht van het voornemen van consumenten om balanceringsenergie te verkopen/leveren, zie onderdeel III van het Besluit van de toezichthouder.³⁷⁰ De leverancier mag dit alleen weigeren als dit is uitgesloten bij een uitdrukkelijke overeenkomst tussen de leverancier en de eindgebruiker of als de verstrekte informatie onjuist, onvolledig of ongeloofwaardig is; afwijkende afspraken zijn uitgesloten. De regels bepalen³⁷¹ dat de leverancier het leveren van balanceringsenergie via een andere BRP alleen contractueel mag uitsluiten met de uitdrukkelijke toestemming van de eindgebruiker.

In het besluit³⁷² is nog geen rekening gehouden met de nieuwe regelgeving in het Clean Energy Package; de toezichthouder merkt expliciet in de uitspraak op niet vooruit te kunnen lopen op nieuwe regelgeving in het CEP en alleen uit te kunnen gaan van bestaande regelgeving.

C.5.2 Frankrijk

Hieronder leggen we kort uit hoe balanceringsverantwoordelijk in Frankrijk verschilt van de situatie in Nederland aan de hand onderwerpen (wet en praktijk, rol van kleinverbruikers en omgaan met andere dienstverleners) die we in Sectie 1 voor de Nederlandse situatie hebben uitgewerkt.

C.5.2.1. Programmaverantwoordelijkheid in wet en praktijk

In het verleden had Frankrijk een centraal dispatch model en dat zie je nu nog steeds terug in de focus op grote centrales en minder op programmaverantwoordelijken³⁷³. Onbalans van het eigen programma wordt altijd afgestraft. Ook is er geen ruimte voor marktpartijen om energie uit te wisselen na sluiting van de markt (ex post bijstellen van je programma).³⁷⁴

Een ander verschil met Frankrijk is dat leveranciers recht hebben om nucleaire energie te kopen van EDF, de voormalige monopolistische leverancier, voor een gereguleerde prijs: de Accès Régulé à l’Electricité Nucléaire Historique (ARENH). Er kan voor deze prijs gekocht worden tot een maximale vraag van 100 TWh/jaar³⁷⁵ (ter vergelijking: het totale Nederlandse elektriciteitsgebruik is ongeveer 140 TWh/j).

367 Bijvoorbeeld Sonnen. Dit bedrijf biedt een mogelijkheid om de energiekosten drastisch te verminderen (sonnenCommunity van sonnengroup.com).

368 Recommended practices for DR market design (usef.energy)

369 Besluit Bundesnetzagentur BK6-17-046

370 Ibid.

371 Artikel 26a lid 1 zin 3 StromNZV § 26a StromNZV - Einzelnorm (gesetz-im-internet.de)

372 Besluit Bundesnetzagentur BK6-17-046.

373 PowerPoint Presentation (entsoe.eu)

374 Uit de 2018 Survey Excel: Market Pubs (entsoe.eu)

375 Flexibility – Activities of the balance responsible parties : RTE Bilan électrique 2018 (rte-france.com)

Een ander belangrijk verschil is dat er in Frankrijk ook een capaciteitsmarkt is³⁷⁶. Voor periodes in het winterseizoen moeten leveranciers capaciteitsgaranties kopen van producenten en/of vraagsturingaanbieders. De handel in deze garanties wordt gedaan op capaciteitsveiling, maar kan ook bilateraal (OTC). Producenten zijn verplicht een bepaalde hoeveelheid garanties aan te bieden, dit staat vermeld in het contract dat ze hebben met de TSO. Aanbieders van vraagsturing mogen vrijwillig garanties verkopen, maar de Franse TSB RTE stelt wel voorwaarden aan aanbieders (door middel van een uitgebreide prekwificatie-fase) om zeker te stellen dat de garanties ook geboden kunnen worden.³⁷⁷

C.5.2.2. De positie van kleinverbruikers (KVPV-methode)

Frankrijk kent vooral profielaansluitingen en de onbalans voor deze profielen wordt net zoals in Nederland en Duitsland op één hoop gegooid. Er is mogelijkheid om gebruikt te maken van dynamische leveringsprijzen voor klanten met een slimme meter. Daarnaast geldt ook voor consumenten met een slimme meter dat ze door hun DSB kunnen worden afgerekend door middel van een dynamisch (Time-of-Use) nettatarief. Dit tarief verschilt vanzelfsprekend per moment, afhankelijk van de belasting van het net, maar kent ook regionale verschillen.

C.5.2.3. Omgaan met andere dienstverleners (PV-model)

Frankrijk is het enige land dat een compleet raamwerk voor de vraagsturing via (onafhankelijke) aggregatie heeft geïmplementeerd³⁷⁸. Het is in Frankrijk dus ook zonder toestemming van de PV-houder/leverancier mogelijk om een dienst af te nemen van een onafhankelijke aggregator. Deze ontwikkeling is vanuit de overheid en de TSB gestimuleerd omdat consumenten weinig switchen van leverancier o.a. door de gereguleerde prijzen³⁷⁹.

In Frankrijk is het niet alleen mogelijk is om als (klein-)verbruiker via een BSP mee te doen aan vraagsturingdiensten, maar is het ook mogelijk op de groothandelsmarkt vraagsturing te verhandelen met een willekeurige BRP: hiervoor bestaat het NEBEF-mechanisme (het pakket van uitvoeringsregels voor vraagsturing in een regulatorisch multi-PV model)³⁸⁰. Tenslotte is het ook mogelijk om capaciteitsdiensten aan te bieden door vraagsturingscapaciteit te reserveren voor kritieke periodes (met name spijtstijden in een koude winter)³⁸¹.

Waarschijnlijk mede vanwege de gereguleerde prijs voor nucleaire energie – de gereguleerde prijs bepaalt voor een deel de energierekening - heeft Frankrijk voor kleinverbruikers gekozen voor een Transfer of Energy prijs die wordt vastgesteld door de regulator³⁸² in plaats van een prijs op basis van een marktnotering (afrekening via consument) zoals in Duitsland. Ook is het daarnaast nog steeds mogelijk om contractuele afspraken tussen de PV-houder en onafhankelijke aggregator te maken.

De TSB RTE voert zowel voor contractuele afspraken als gereguleerde afspraken de administratie uit en zorgt daarbij o.a. ook voor het correct afhandelen van gestapelde diensten en het uitvoeren van vraagsturing bij consumenten met dynamische leverings- of netwerkstarieven. Daarnaast voorziet RTE ook in mogelijkheden om rebound-effecten van vraagsturing (de hogere vraag op een ander moment) in te plannen.

376 Participate in the capacity mechanism - RTE Services Portal (services-rte.com)

377 [the_smart_en_map_2019.pdf](#)

378 [resource.html](#) (europa.eu)

379 82% percent of the household customers have regulated prices in 2017 according to CEER report C18-MRM-93-03

380 Participate in the NEBEF mechanism - RTE Services Portal (services-rte.com)

381 Voor een overzicht van alle mechanismes open voor vraagsturing zie: Be remunerated for your generation and consumption flexibilities - RTE Services Portal (services-rte.com)

382 2021.01 Règles SI NEBEF 3.3.pdf (services-rte.com)

C.6. Toepassing van alternatieven in Nederland

Tabel C.2 toont alle theoretisch combinaties van PV-modellen en KVPV-methodes en hoe de huidige modellen in Nederland en de andere landen daarin passen. Hoe kun je van de KVPV-methodes en PV-modellen tot een model komen dat nieuwe energiediensten goed ondersteunt en in lijn is met de Europese Clean Energy package?

Tabel C.2. Combinaties van PV-modellen en KVPV-methodes.

	Geen verantwoordelijkheid Voor kleinverbruikers	Verplicht verleggen	Zelfverantwoordelijkheid Voor kleinverbruikers
Geïntegreerd PV- model	Nu in NL voor KV	Niet mogelijk	Niet mogelijk
Contractueel PV- model			Nu in NL voor GV
Regulatorisch PV- model	Nu in Frankrijk en Duitsland voor vraagsturing, zie 6.3		

Zoals in Sectie 1 toegelicht zijn de combinaties van PV-modellen en KVPV-modellen slechts oplossingsrichtingen. Een goed alternatief voor Nederland zoekt het midden op tussen de oplossingen: contractueel waar het kan, regulatorisch waar het moet en geïntegreerd waar het de consument helpt. Zoals we gezien hebben in Sectie 2 en 3 zijn de details van de inrichting minstens zo belangrijk als de oplossingsrichting zelf:

Het aanwezig zijn van standaarden o.a. over contractvormen, de Energieoverdrachtsroute en de Energieoverdrachtmethode (per functie) is ook gewenst in een puur contractueel model.

Zelf-programmaverantwoordelijkheid is in de praktijk vaak geen optie voor kleinere spelers en het voordeel van de grote schaal is niet iets om te verwaarlozen bij het implementeren van een nieuwe KVPV-methode.

Verder zien we in Sectie 3 dat voor elke functie die een tweede dienstverlener afneemt er andere zaken spelen en dus dat er geen 'one-size-fits-all' oplossing is.

Voor de implementatie van een alternatief voor het huidige model raden we aan:

- Rekening te houden met de praktische uitwerking van een nieuw model. Wie krijgen meer of juist minder verantwoordelijkheden in een alternatieve situatie en wat betekent dat voor de (dagelijkse) werkprocessen van deze partijen?
- Beseffen dat het realiseren van een goed werkend contractueel model tijd nodig heeft, een nieuw ecosysteem van marktpartijen moeten kunnen ontstaan. Een tijdelijke regulatorische back-up kan hier helpen, maar bij verkeerde keuzes kan het ook juist tegen werken.
- Het implementeren van een serieuze zelfverantwoordelijkheidsoptie moet goed worden overwogen. Kleinverbruikers moten niet alleen juridisch, maar vooral ook praktisch de mogelijkheid krijgen zelf hun balanceringsverantwoordelijkheid te dragen. Er moet er goed gekeken worden of de eisen die momenteel worden gesteld aan BRPs überhaupt proportioneel zijn. Een BRP-light alternatief voor kleinverbruikers moet worden overwogen.

Voor kleinverbruikers is het belangrijk dat de energierekening begrijpelijk is, het is dan ook aan te raden om na te denken over de mogelijkheid om via een centraal systeem te voorzien in eenduidig overzicht van alle uitwisseling met en tussen alle betrokken energiedienstleveranciers. Juist in een regulatorische

model zou dit niet een grote stap zijn omdat er toch al een plek moet zijn waarop deze informatie beschikbaar is.

DEEL D.: GEVOLGEN PV-SYSTEMEN VOOR KLEINVERBRUIKERS

D.1. Inleiding

In dit deel analyseren we de impact van de in deel C onderscheiden PV-modellen. Aan de hand van een achttal 'use cases' (gewenste activiteiten van kleinverbruikers) worden de gevolgen van de verschillende te maken keuzes in kaart gebracht. Daarnaast wordt bekeken hoe de verschillende oplossingen zich verhouden tot het in deel A beschreven Clean Energy Package.

De aantrekkelijkheid van de 'use cases' wordt in sterke mate bepaald door het regime van belastingheffing. De kleinverbruiker is thans geen energiebelasting verschuldigd over zijn zelf opgewekte energie zolang hij deze direct achter de meter verbruikt. Maar hij gaat wel belasting betalen zodra de energie wordt geleverd aan een auto aan een publieke laadpaal of aan het huisje in Overijssel of als in een buurtbatterij opgeslagen energie en weer wordt opgehaald. Deze aspecten vallen echter buiten dit onderzoek. Ook andere beperkingen die niet gerelateerd zijn aan de balanceringsverantwoordelijkheid komen hooguit zijdelings aan de orde.

D.1.1 Relaties met andere deelen

Dit deel bouwt voort op de in deel C gedefinieerde kvpv-methoden en pv-modellen. De methoden en modellen worden gecombineerd tot een vijftal scenario's: het geïntegreerde model, het contractuele model met verplichte verlegging naar de leverancier, het contractuele model met zelfverantwoordelijkheid, het regulatorische model met verplichte verlegging naar de leverancier, en het regulatorische model met zelfverantwoordelijkheid. De keuze voor deze scenario's wordt hieronder in paragraaf 1.2 verantwoord.

In deel C is besproken welke complicaties zich voordoen als een kleinverbruiker diensten afneemt van meerdere partijen. In dit deel zullen de daar besproken complicatie regelmatig terugkeren in de analyse van de use cases.

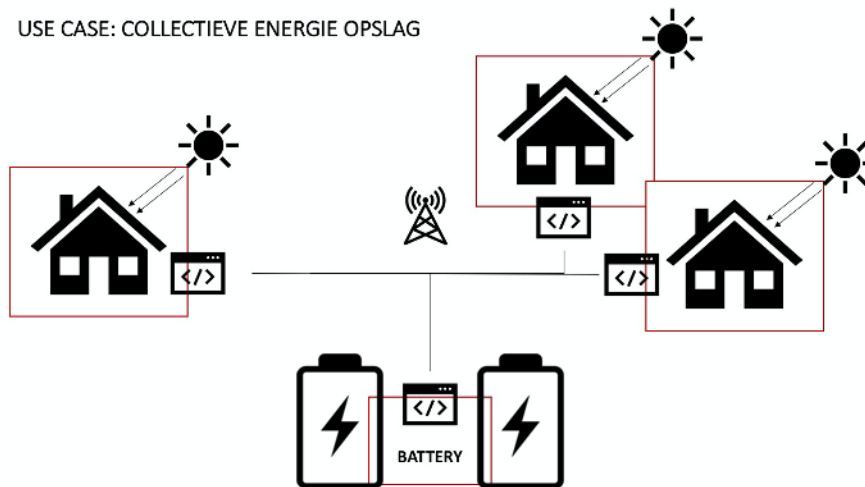
Het in deel A geschetste juridische kader wordt gebruikt om te bezien welke kvpv-methoden en modellen in welke situaties zijn toegestaan. Daarnaast zijn de resultaten van de juridische analyse mede bepalend geweest bij de selectie van de use cases. Het clean energy package kent kleinverbruikers in de hoedanigheid van actieve afnemers de nodige rechten toe. In de use cases maken kleinverbruikers gebruik van deze rechten. Door de use cases naast de PV-scenario's te leggen, bepalen we welke scenario's kleinverbruikers in staat stellen hun onder het CEP gegeven rechten te realiseren.

Incidenteel wordt gerefereerd aan deel B, om te illustreren hoe bepaalde use cases in het huidige systeem niet tot stand komen, en waarom. Daarnaast heeft deel B inspiratie geboden voor het vormgeven van de use cases.

D.1.2 Methodiek

Om te bepalen welke pv-scenario's het best tegemoet komen aan de wensen en rechten van kleinverbruikers, worden in dit deel acht use cases geanalyseerd. De use cases beschrijven diensten, waarvan ofwel duidelijk is dat eindverbruikers daar interesse in hebben, omdat er vergelijkbare diensten of producten die de dienst simuleren op de markt zijn (deel B), ofwel die op basis van het CEP verplicht voor hen beschikbaar moeten zijn (deel A). Het gaat om het meenemen van zelfopgewekte energie naar een aansluiting elders (paragraaf 2), het leveren van flexibiliteit door middel van vraagsturing door huishoudens (paragraaf 3), het verhandelen van de eigen opwek op de groothandelsmarkten of juist aan andere consumenten (paragraaf 4), en het kiezen van een eigen 'back-up' leverancier door een lid van een energiegemeenschap (paragraaf 5). Een wellicht opvallende afwezige in de use cases is energie-opslag. Dat is een bewuste keuze. In een eerdere versie werd ook een use case met betrekking tot collectieve energie-opslag geanalyseerd. Met betrekking tot balanceringsverantwoordelijkheid, de betrokken partijen, en de tussen hen benodigde afspraken, is deze use case identiek aan de wel opgenomen use case A.2, waarin een kleinverbruiker door hemzelf opgewekte energie via een publieke aansluiting elders wil afnemen. Deze gesneuvelde use case is in de afbeelding hieronder gevisualiseerd.

USE CASE: COLLECTIEVE ENERGIE OPSLAG



De scenario's zijn ontwikkeld op basis van de in deel C beschreven kvpv-methoden en pv-modellen.

In dat deel zijn drie kvpv-methoden beschreven: geen verantwoordelijkheid, verplicht verleggen van programmaverantwoordelijkheid, en zelfverantwoordelijkheid. Deze methoden kunnen gecombineerd worden met verschillende pv-modellen: het geïntegreerde model, het contractuele model, en het regulatorische model. Niet alle combinaties zijn mogelijk. In het geïntegreerde model ligt de balanceringsverantwoordelijkheid per definitie bij de leverancier, en is dus altijd sprake van verplichte verlegging.

Het geïntegreerde model beschrijft de status quo voor profielansluitingen. Hoewel deze status quo onder het clean energy package niet langer toelaatbaar is (zie para. 7 deel A), nemen we dit scenario wel mee in de analyse. Zo wordt duidelijk in hoeverre alternatieve pv-scenario's zich verhouden tot de status quo op het punt van de mogelijkheden die zij kleinverbruikers bieden.

De kvpv-methode waarbij kleinverbruikers hun balanceringsverantwoordelijkheid verplicht verleggen naar een BRP van hun keuze is evenmin toegestaan onder het clean energy package.

Weliswaar sluit de tekst van art. 5 Elektriciteitsverordening een dergelijke methode strikt genomen niet uit, maar het zou neerkomen op ongerechtvaardigde discriminatie van een groep marktdeelnemers. Art. 5 Balanceringsverordening 2017 bepaalt dat je of zelf je verantwoordelijkheid neemt, of delegeert aan een BRP naar keuze. Wanneer kleinverbruikers die op basis van de Elektriciteitsrichtlijn balanceringsverantwoordelijk dienen te zijn hun verantwoordelijkheid delegeren naar een BRP naar keuze, zijn zij dus balanceringsverantwoordelijk in de zin van art. 5 van de Elektriciteitsverordening, en is aan die eis voldaan. De tekst sluit op zich niet uit dat een lidstaat één van beide opties voorschrijft. Toch lijkt een verbod voor kleinverbruikers om zelf hun balanceringsverantwoordelijkheid uit te oefenen niet in lijn met het CEP. Voor alle andere afnemers, hoe onwaarschijnlijk ook dat zij daadwerkelijk in staat zouden zijn aan de eisen te voldoen die het BRP-schap stelt, geldt dat zij mogen kiezen. De enige barrière die moet worden genomen, is dat zij moeten voldoen aan de eisen die de TSB stelt om BRP te worden. Wie dat niet kan, moet wel delegeren. Daarmee is gewaarborgd dat partijen die de verantwoordelijkheid van het BRP-schap niet aankunnen, geen BRP worden. Los van die regels van de TSB een verbod afkondigen voor kleinverbruikers of zelf een erkenning als BRP te krijgen, of een verplichting om te delegeren aan een BRP naar keuze, is daarom niet te rechtvaardigen.

Ook vanuit kleinverbruikersperspectief is verplichte verlegging niet wenselijk. An sich is het in een systeem met verplichte verlegging net zo eenvoudig of ingewikkeld om tot afspraken of regels te komen als wanneer er zelfverantwoordelijkheid is. Maar in een systeem met zelfverantwoordelijkheid ligt er meer druk op BRPs om tot die afspraken te komen. Wanneer er geen BRP te vinden is die aan de wensen van een kleinverbruiker tegemoet wil komen, kan een kleinverbruiker immers in het uiterste geval zelf een erkenning als BRP vragen. Daarmee is er een incentive voor BRPs om mee te werken aan het

realiseren van de wensen van hun kleinverbruikklanten. Doen zij dat niet, dan lopen ze het risico klandizie te verliezen. Dit mechanisme kan alleen werken als kleinverbruikers ook een redelijke kans hebben een erkenning als BRP te krijgen. Daarvoor is het noodzakelijk dat de eisen die aan BRPs worden gesteld minder zwaar worden. Gegeven de technologische ontwikkelingen met betrekking tot de automatische afhandeling van de balanceringsverantwoordelijkheid door onder meer ETPA, zoals besproken in deel B, is het niet ondenkbaar dat dat in de nabije toekomst mogelijk wordt.

In de scenario's wordt verplichte verlegging naar een BRP naar keuze om deze redenen niet meegenomen. Een dergelijk model kennen we in Nederland niet. Het is ook niet in overeenstemming met het CEP, en zal dus niet gerealiseerd worden.

We bespreken wel scenario's waarin de balanceringsverantwoordelijkheid verplicht verlegd wordt naar de leverancier. Dit lijkt op de huidige systematiek voor slimme meter allocatie.

Ten slotte bespreken we scenario's waarin de kleinverbruiker zelfverantwoordelijk is. De kleinverbruiker mag zijn verantwoordelijkheid overdragen naar een BRP naar keuze, maar de kleinverbruiker mag in principe ook zelf zijn balanceringsverantwoordelijkheid uitoefenen. Daarbij moet wel worden opgemerkt, dat wanneer een kleinverbruiker feitelijk geen mogelijkheid heeft zijn balanceringsverantwoordelijkheid zelf uit te oefenen, dit systeem erg lijkt op verplichte verlegging naar een BRP naar keuze, en dezelfde nadelen heeft.

Deze methoden worden gecombineerd met de geïntegreerde, contractuele en regulatorische pv-modellen. Zo ontstaan vijf scenario's.

- geïntegreerd,
- contractueel met verplichte overdracht naar de leverancier,
- contractueel met kleinverbruiker als balanceringsverantwoordelijke,
- regulatorisch met verplichte overdracht naar de leverancier, en ten slotte
- regulatorisch met kleinverbruiker als balanceringsverantwoordelijke.

Voor elke van de use cases wordt in kaart gebracht wat het gevolg is van

a) de keuze voor ofwel verplichte overdracht van balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier van de kleinverbruiker, ofwel het neerleggen van de balanceringsverantwoordelijkheid bij de kleinverbruiker zelf en

b) de keuze voor een geïntegreerd, contractueel of regulatorisch multi-pv-model om balanceringsverantwoordelijkheid te regelen met verschillende dienstverleners.

D.1.3 Leeswijzer

In deze paragraaf zijn de keuzes die zijn gemaakt met betrekking tot de analyse van de verschillende scenario's uiteengezet. In de volgende paragrafen worden achtereenvolgens de use case 'zelfopgewekte energie meenemen naar een andere aansluiting' (paragraaf 2), 'meerdere dienstverleners voor één huishouden' (paragraaf 3), 'eigen energie verhandelen' (paragraaf 4), en 'energiegemeenschap' (paragraaf 5) besproken. In paragraaf 6 volgt de conclusie: welke keuzes met betrekking tot BRP stellen kleinverbruikers het best in staat de mogelijkheden geschetst in de use cases te gebruiken, en welke keuzes passen binnen de grenzen die het CEP stelt? In deze afsluitende paragraaf wordt ook een belangrijke beperking van de use cases besproken: zij niet representatief voor alle kleinverbruikers. In verreweg de meeste use cases is de betrokken kleinverbruiker een actieve afnemer. Niet alle kleinverbruikers voldoen aan die definitie. We bespreken daarom ook in hoeverre voor niet-actieve afnemers andere regels zouden moeten of kunnen gelden.

D.2. Beschouwing 'use cases'

D.2.1 Use case A: zelfopgewekte energie meenemen naar een andere aansluiting

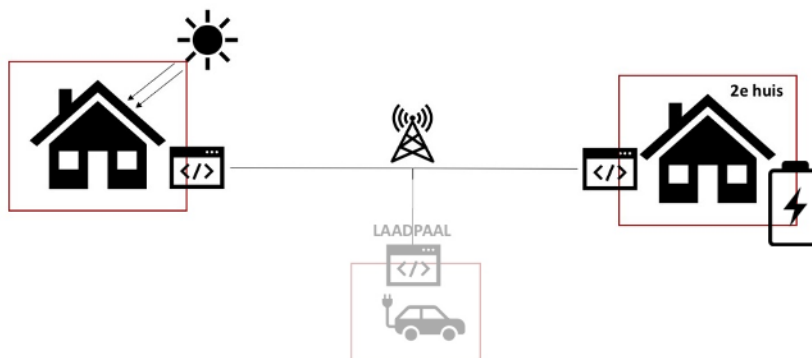
Wie zonnepanelen op zijn dak heeft liggen, kan zijn zelfopgewekte energie gebruiken: thuis achter de meter. Als je elders bent, en daar je elektrische auto wilt opladen, of op vakantie bent, dan ben je gebonden aan de leverancier op die aansluiting. Waarom kun je dan eigenlijk niet je eigen zonne-energie gebruiken?

Dat een dergelijk product voor consumenten aantrekkelijk kan zijn, blijkt uit het Duitse SolarCloud, een dienst van E.on waar je door jou opgewekte energie ook via een andere aansluiting kunt afnemen.³⁸³ Wanneer de salderingsregeling wordt afgebouwd, en zelfverbruik dus financieel voordeliger, groeit ook de aantrekkelijkheid van deze use case.

Van deze use case zijn twee varianten mogelijk. Je wilt door jou opgewekte energie afnemen via een privé-aansluiting elders, bijvoorbeeld in je tweede huisje in Overijssel. Of je wilt die energie afnemen via een publieke aansluiting, zoals een laadpaal.

D.2.2 Type 1: vakantiehuisje in Overijssel

USE CASE: ENERGIE MEENEMEN



In deze use case zijn twee aansluitingen betrokken, allebei van dezelfde kleinverbruiker. Op de eerste aansluiting wordt energie geleverd aan de kleinverbruiker door diens leverancier. Achter de aansluiting verbruikt de kleinverbruiker zijn zelfopgewekte zonne-energie. Het overschot levert hij via de aansluiting terug aan de leverancier. Op de tweede aansluiting levert dezelfde leverancier opnieuw aan dezelfde kleinverbruiker. De kleinverbruiker wil de door hem via aansluiting 1 ingevoede energie aan zichzelf leveren via aansluiting 2.

Op dit moment is de casus niet mogelijk. De door de zonnepanelen achter aansluiting 1 opgewekte energie wordt altijd teruggeleverd aan de leverancier.

³⁸³ Deze use case verschilt wel van SolarCloud. Klanten van SolarCloud kunnen hun energie ook op een ander moment afnemen. Deze dienst neemt daarmee een incentive weg, om zelfopgewekte energie te verbruiken op het moment dat die wordt opgewekt. Dat het realiseren van een dergelijke use case wenselijk is, is niet evident. We beperken ons daarom tot de situatie dat de kleinverbruiker zijn energie elders gebruikt, maar wel op het moment dat hij deze opwekt.

D.2.2.1. Geïntegreerd model

In dit model is één partij altijd volledig programmaverantwoordelijk voor één fysiek allocatiepunt. Elke andere partij die een dienst wil bieden die invloed heeft op de programmaverantwoordelijkheid zal deze direct aan de leverancier moeten leveren. In een geïntegreerd model kan maar één dienstverlener actief zijn op een aansluiting. De kleinverbruiker kan dus niet aan zichzelf leveren via aansluiting 2: hij verkoopt aan zijn leverancier, die de geleverde energie vervolgens doorverkoopt, en in dit geval dus terugverkoopt, aan dezelfde kleinverbruiker. De use case kan wel door de leverancier gesimuleerd worden. Die houdt dan per tijdseenheid bij hoeveel energie is ingevoed op aansluiting 1, en trekt dat af van de energie binnen diezelfde tijdspanne die verbruikt is op aansluiting 2.

D.2.2.2. Contractueel model met verplichte overdracht naar de leverancier

In de contractuele modellen is één partij in eerste instantie programmaverantwoordelijk voor één fysiek allocatiepunt. Elke andere partij die een dienst wil bieden die invloed heeft op de programmaverantwoordelijkheid zal deze alleen via een contract met de hoofd-PV-houder kunnen leveren. Deze partij kan op een bepaald moment voor een deel van het volume programmaverantwoordelijk zijn. In het contractueel hoofd-PV model *kunnen* de overige dienstverleners zelf programmaverantwoordelijk zijn, maar het *hoeft* niet (deel C para. 3.13). In het eerste geval zal de PV-houder van de dienstverlener afstemmen met de Hoofd-PV-houder wanneer en op welk moment er een overdracht is van verantwoordelijkheid. In het tweede geval zal de dienstverlener zijn balanceringsverantwoordelijkheid overdragen aan de Hoofd-PV-houder en zal hij hier een prijs voor betalen.

Wanneer de balanceringsverantwoordelijkheid verplicht wordt overgedragen aan de leverancier, ligt in dit scenario de verantwoordelijkheid voor beide aansluitingen bij dezelfde partij. Deze partij bepaalt als hoofdverantwoordelijke voor de aansluiting of andere partijen ook actief kunnen zijn op deze aansluiting, en zo ja, onder welke voorwaarden. In dit scenario is het niet nodig om afspraken te maken over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid. De 'tweede leverancier' op aansluiting 2 is immers de kleinverbruiker, en zijn verantwoordelijkheid ligt per definitie al bij zijn leverancier. De BRP-leverancier op de aansluiting bepaalt of hij de kleinverbruiker toestaat aan zichzelf te leveren, en legt dit contractueel vast. Er verandert voor de kleinverbruiker dus weinig ten opzichte van het geïntegreerde model: hij is nog altijd volledig afhankelijk van zijn leverancier voor het realiseren van de use case.

D.2.2.3. Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

Wanneer de balanceringsverantwoordelijkheid standaard bij de kleinverbruiker ligt, ligt in dit scenario de verantwoordelijkheid voor beide aansluitingen bij dezelfde partij. Dat kan de kleinverbruiker zijn, maar ook een door hem aangewezen BRP. De kleinverbruiker of diens BRP bepalen welke dienstverleners actief kunnen zijn op de aansluiting, en onder welke voorwaarden. Ook in dit scenario is het niet nodig om afspraken te maken over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid. Het voordeel van dit scenario ten opzichte van een contractueel model met verplichte overdracht is dat de kleinverbruiker niet afhankelijk is van de medewerking van zijn leverancier om de use case te realiseren. Draagt hij zijn balanceringsverantwoordelijkheid over, dan kan hij kiezen voor een BRP die hem faciliteert in deze keuze.

D.2.2.4. Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

In regulatorische multi-PV modellen wordt door de wetgever (bijvoorbeeld de ACM op voordracht van de TSO) bepaald hoe programmaverantwoordelijkheid tussen dienstverleners op de aansluiting moet worden verdeeld op een bepaald moment. Wie wanneer verantwoordelijk is voor onbalans volgt uit wetgeving en uitvoeringsregels.

In dit scenario ligt de verantwoordelijkheid voor balanceringsverantwoordelijkheid standaard bij één partij (de leverancier). De wetgever kan regels stellen over de toegang van andere partijen tot de aansluiting. De wetgever zou dus kunnen verplichten dat de kleinverbruiker via aansluiting 2 aan zichzelf kan leveren. Het voordeel van dit

scenario ten opzichte van het contractueel model met verplichte overdracht, is dat de kleinverbruiker dan niet afhankelijk is van de medewerking van zijn leverancier, en bij zijn leverancierskeuze geen rekening hoeft te houden met het standpunt van potentiële leveranciers over zelfverbruik via een andere aansluiting. Het is niet nodig regels op te stellen over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid, alleen de energieoverdracht tussen partijen moet geregeld worden.

D.2.2.5. Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario ligt de verantwoordelijkheid voor balancering bij één partij, namelijk bij de kleinverbruiker of de door hem gekozen BRP. De kleinverbruiker bepaalt dus in beginsel zelf wie er actief mogen zijn op zijn aansluitingen (in dit geval zijn leverancier en hijzelf). Als hij zijn verantwoordelijkheid overdraagt aan een BRP, kan hij een BRP kiezen die met zijn wensen rekening houdt. De wetgever kan er ook voor kiezen dat iedere BRP deze use case zou moeten faciliteren, en de kleinverbruiker toegang tot aansluiting 2 zou moeten geven. Er zijn geen regels nodig over de verdeling van verantwoordelijkheid voor de aansluiting.

D.2.2.6. Eisen CEP

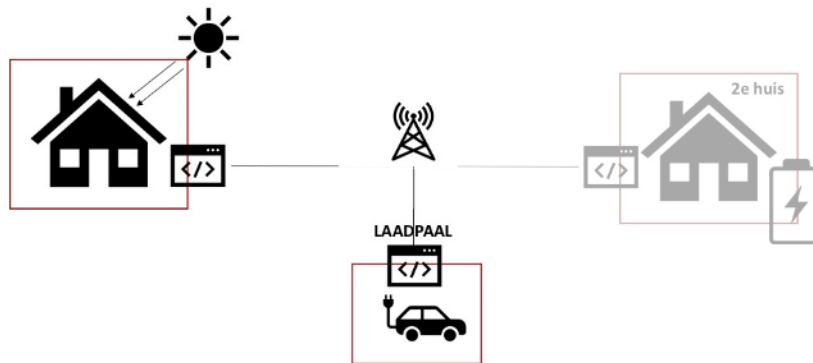
De hernieuwbare energierichtlijn verplicht lidstaten zelfverbruik mogelijk te maken. Lidstaten zijn echter niet verplicht zelfverbruik van op een andere locatie opgewekte energie te faciliteren. Dat blijkt uit de definitie van actieve afnemer in de Elektriciteitsrichtlijn: zelfverbruik maakt iemand tot een actieve afnemer, indien toegestaan door een lidstaat valt daar ook het verbruik van elders opgewekte energie onder. De wetgever is dus niet verplicht deze use case te faciliteren. Het past wel in de verplichting in de hernieuwbare energierichtlijn geen onnodige barrières voor zelfverbruik op te werpen. Daarmee zou de wetgever het faciliteren van deze use case wel serieus moeten onderzoeken.

De kleinverbruiker is in dit scenario een actieve afnemer in de zin van de Elektriciteitsrichtlijn. Dat betekent dat hij op basis van artikel 15 lid 2 sub f in beginsel verantwoordelijk is voor de onbalans die hij op beide aansluitingen veroorzaakt, en dus ofwel balanceringsverantwoordelijk is, ofwel zijn verantwoordelijkheid contractueel delegeert aan een door hem gekozen partij. Binnen het CEP zijn de scenario's waarin sprake is van verplichte overdracht van verantwoordelijkheid dus niet aanvaardbaar. Dat betekent dat alleen een contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer en een regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer mogelijk zijn.

De praktische voordelen van een regulatorisch model zijn beperkt t.a.v. deze use case. De kleinverbruiker is in principe vrij te kiezen voor een BRP die zijn wensen faciliteert. Ingrijpen van de wetgever om deze use case mogelijk te maken is waarschijnlijk niet nodig. Het is wel zo, dat de voordelen van een model met zelfverantwoordelijkheid in de praktijk niet helemaal uit de verf komen. De mogelijkheid van de kleinverbruiker in het uiterste geval zelf zijn balanceringsverantwoordelijkheid uit te oefenen, waardoor BRPs gestimuleerd worden deze use case mogelijk te maken wanneer kleinverbruikers daar behoefte aan hebben, is in de huidige situatie grotendeel illusoir. Wellicht is dan toch nog ingrijpen door de wetgever vereist. Door de eisen voor het uitoefenen van balanceringsverantwoordelijkheid door kleinverbruikers naar beneden bij te stellen, kan het contractuele model nog iets beter gaan functioneren.

D.2.3 Type 2: opladen met elektriciteit van je eigen zonnepanelen bij een publieke laadpaal

USE CASE: ENERGIE MEENEMEN



We nemen aan dat de publieke laadpaal achter een kleinverbruikaansluiting zit, en dat er slechts één ELEKTRISCHE AUTO tegelijk wordt opgeladen achter de laadpaal. In deze use case zijn twee aansluitingen betrokken. De eerste aansluiting is van de kleinverbruiker, de tweede aansluiting is publiek. Op de eerste aansluiting wordt energie geleverd aan de kleinverbruiker door diens leverancier. Achter de aansluiting verbruikt de kleinverbruiker zijn zelfopgewekte zonne-energie. Het overschot levert hij via de aansluiting terug aan het net.

Op de tweede aansluiting levert *default* een andere leverancier energie aan verschillende klanten. De kleinverbruiker wil de door hem op aansluiting 1 ingevoede energie aan zichzelf leveren via deze publieke aansluiting 2.

Op dit moment is de casus geen realiteit. De door de zonnepanelen achter aansluiting 1 opgewekte energie mag alleen worden teruggeleverd aan de eigen leverancier.

D.2.3.1. Geïntegreerd model

In een geïntegreerd model kan maar één dienstverlener actief zijn op een aansluiting. De kleinverbruiker kan dus niet aan zichzelf leveren via aansluiting 2. De use case kan wel in dit scenario gesimuleerd worden. De leverancier van de thuisaansluiting houdt dan per tijdseenheid bij hoeveel energie is ingevoerd op aansluiting 2. Deze informatie deelt hij met de leverancier van de laadpaal. Die kan dan de door de kleinverbruiker binnen een bepaalde tijdsspanne geleverde energie verrekenen met de gedurende dat interval afgenomen energie bij de laadpaal. Die afname brengt hij dan niet in rekening bij de kleinverbruiker, maar bij diens leverancier. De leverancier trekt de via de laadpaal afgenomen energie af van de totale hoeveelheid door deze kleinverbruiker teruggeleverde energie.

De laadpaalleverancier moet de gegevens over het verbruik van deze eindverbruiker delen met de thuisleverancier. Of een dienst als dit tot stand komt, hangt dus af van de medewerking van beide leveranciers, en vereist vrij veel informatie-uitwisseling. De leverancier van de laadpaal moet daarnaast afspraken maken met een mogelijk groot aantal 'thuisleveranciers', wanneer hij deze dienst aan alle gebruikers zou willen aanbieden. De verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid is niet complex: de thuisleverancier is verantwoordelijk voor wat er op de thuisaansluiting gebeurt, de leverancier van de laadpaal voor wat op de laadpaal gebeurt.

D.2.3.2. Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

De kleinverbruiker heeft verplicht zijn balanceringsverantwoordelijkheid overgedragen aan zijn leverancier als thuis-BRP. Op de laadpaal is de default leverancier van de laadpaal hoofd-PV-houder. In dit scenario is op de thuisaansluiting de leverancier verantwoordelijk. Op de publieke aansluiting is de laadpaalleverancier en mogelijk ook de thuis-BRP van de kleinverbruiker verantwoordelijk.

Een hoofd-BRP van een aansluiting heeft zeggenschap over de vraag of ook andere partijen actief mogen zijn op die aansluiting, en onder welke voorwaarden. Er zijn afspraken nodig tussen de beide leveranciers en de kleinverbruiker over hoe wordt vastgesteld wanneer de kleinverbruiker zelfopgewekte energie levert aan de publieke laadpaal (om vervolgens zelf te consumeren). Er moeten ook afspraken worden gemaakt over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid op de aansluiting tussen de thuisleverancier van de kleinverbruiker en de leverancier op de laadpaal. De partijen kunnen afspreken dat de BRP van de laadpaal verantwoordelijk blijft voor alle activiteit of dat de thuisleverancier via een Hoofd-PV-switch (zie Deel C) voor deze laadsessie verantwoordelijk is voor de onbalans.

De kleinverbruiker is afhankelijk van de medewerking van de BRP op de publieke laadpaal, maar kan geen invloed uitoefenen op wie die BRP is. Hij kan dus niet kiezen voor een partij die deze use case faciliteert, maar is afhankelijk van externe factoren.

D.2.3.3. Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario is de kleinverbruiker zelf balanceringsverantwoordelijk voor zijn thuisaansluiting. Voor de thuisaansluiting is de situatie eenvoudig, er is daar één BRP. Op de publieke laadpaal is nog altijd de standaard-leverancier de hoofd-PV-houder. De kleinverbruiker of diens BRP moet afspraken maken met de hoofd-PV-houder van de aansluiting over hoe wordt vastgesteld wanneer de kleinverbruiker zelfopgewekte energie levert aan de publieke laadpaal (om vervolgens zelf te consumeren). Er moeten ook afspraken worden gemaakt over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid op de aansluiting tussen de kleinverbruiker of diens BRP en de leverancier van de laadpaal. De partijen kunnen afspreken dat de BRP van de laadpaal verantwoordelijk blijft voor alle activiteit of dat de kleinverbruiker voor de laadsessie verantwoordelijk is voor de onbalans. Een optie die goed lijkt te passen is een het toepassen van een hoofd-PV-switch, waarbij de balanceringsverantwoordelijke per kwartier wordt vastgesteld.

D.2.3.4. Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

In dit scenario is de leverancier van de kleinverbruiker verantwoordelijk voor de thuisaansluiting. Er worden regels vastgesteld voor de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid op de laadpaal tussen de thuisleverancier en de laadpaalleverancier. De wetgever kan ervoor kiezen de laadpaalleverancier te dwingen zelfverbruik via de laadpaal toe te staan.

D.2.3.5. Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario is iedere kleinverbruiker verantwoordelijk voor de onbalans die door zijn handelen ontstaat. Voor de thuisaansluiting is duidelijk wie balanceringsverantwoordelijk is. Op de laadpaal bepaalt de wet- of regelgever hoe de balanceringsverantwoordelijkheid wordt verdeeld over de standaard-leverancier op de laadpaal en de kleinverbruiker die oplaadt.

D.2.3.6. Eisen CEP

Hier geldt hetzelfde als bij zelfverbruik via een eigen aansluiting elders: de hernieuwbare energierichtlijn verplicht lidstaten zelfverbruik mogelijk te maken, maar niet van elders opgewekte energie. De wetgever is niet verplicht deze use case te faciliteren. Ook hier geldt dat dat met het oog op het stimuleren van zelfverbruik wel wenselijk kan zijn.

De kleinverbruiker is in dit scenario wederom een actieve afnemer, en de scenario's met verplichte overdracht zijn dus niet aanvaardbaar. Dat betekent dat alleen een contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer en een regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer mogelijk zijn.

Omdat in deze scenario's de verantwoordelijkheid voor de publieke aansluiting over een groot aantal partijen moet worden verdeeld, ligt een regulatorisch model hier meer voor de hand dan in het eerste scenario.

D.2.4 Use case B: meerdere dienstverleners voor één huishouden

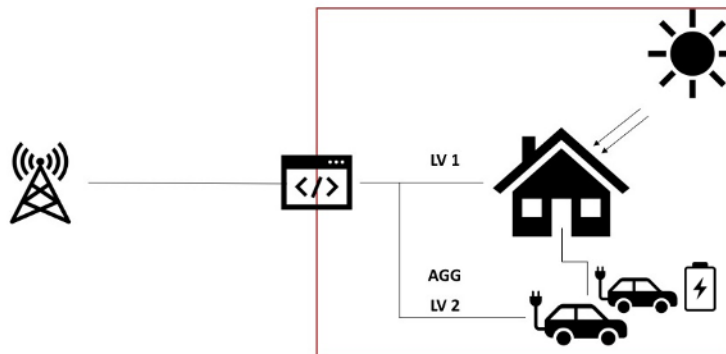
Het aantal contracten dat een huishouden kan afsluiten is op dit moment beperkt (deel B).

Desalniettemin kan het goed zijn dat een kleinverbruiker meerdere dienstverleners in de arm wil nemen. Zo is het denkbaar dat ik voor mijn auto een andere leverancier wil, bijvoorbeeld omdat het me niet zo uitmaakt wanneer die precies oplaadt en ik dus optimaal denk te profiteren van dynamische prijzen zoals bijvoorbeeld EasyEnergy die aanbiedt, terwijl ik voor de rest van mijn verbruik liever een leverancier wil die een vaste prijs biedt.

Daarnaast wil dit huishouden zijn flexibiliteitspotentieel te gelde maken, en daarvoor een onafhankelijke aggregator in de arm nemen. Op basis van het CEP hebben zij daartoe ook het recht. In paragraaf 3.1 wordt eerst de situatie besproken dat het huishouden meerdere leveranciers heeft. Vervolgens komt in paragraaf 3.2 de situatie dat het huishouden een aggregator in de arm neemt aan bod.

D.2.1 Type 1: aparte leverancier voor mijn EV

USE CASE: FLEX ENERGIE HUISHOUDEN



In deze variant van de use case wil de kleinverbruiker een aparte leverancier voor zijn EV. Er zijn dus twee leveranciers actief op de aansluiting. Via deze ene aansluiting leveren zowel leverancier 1 als leverancier 2 aan de kleinverbruiker. De kleinverbruiker wil ook zijn auto kunnen opladen met de energie die hij met zijn zonnepanelen opwekt.

D.2.1.1. Geïntegreerd model

In een geïntegreerd model zonder MLOEA (bestaande set afspraken voor 'Meerdere leveranciers op één aansluiting') is deze use case niet te realiseren. Er kan dan immers maar één dienstverlener actief zijn op de aansluiting. Het simuleren van de use case ligt niet voor de hand. De inventarisatie in deel B bracht geen vergelijkbare initiatieven aan het licht.

In de praktijk is MLOEA bedacht om deze beperking te kunnen omzeilen. Verbruikers hebben het recht meerdere leveranciers te contracteren op één aansluiting. Daarvoor moeten wel extra allocatiepunten worden gerealiseerd, inclusief meetinrichting die voldoet aan de eisen uit de meetcode elektriciteit. Daarnaast mogen de installaties achter de allocatiepunten niet met elkaar verbonden zijn. Er is dus sprake van twee gescheiden circuits, elk met hun eigen leverancier en BRP.

Die oplossing is om diverse redenen niet optimaal. De eindverbruiker kan in dit scenario de door zijn zonnepanelen opgewekte energie niet gebruiken voor het laden van zijn auto: ze zitten immers niet achter dezelfde meter. MLOEA vormt dus een barrière voor zelfconsumptie, terwijl het belangrijk is dat elektriciteit zoveel mogelijk wordt gebruikt op de locatie waar die wordt opgewekt. Dat scheelt immers in de belasting van het net. Daarnaast zijn de kosten voor de aanleg van het allocatiepunt op dit moment hoog (dit kan wel veranderen, zie Deel C, 2... over sub-meters). De kleinverbruiker wordt gedwongen te kiezen: ófwel hij neemt meerdere leveranciers in de arm, maar dan kan hij zijn eigen energieverbruik niet meer optimaliseren, ofwél hij houdt alles achter één aansluitpunt, en kan zijn zelfverbruik maximaliseren, maar dan is hij gebonden aan één leverancier.

D.2.1.2. Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

In een contractueel model met verplichte overdracht ligt de verantwoordelijkheid voor de onbalans van de kleinverbruiker standaard bij diens leverancier. Dat levert in dit scenario geen oplossing, want er zijn twee leveranciers betrokken. Zij zullen afspraken moeten maken over wie verantwoordelijk is voor welk deel van de levering op de aansluiting, en wie verantwoordelijk is voor welk deel van de onbalans. Daarvoor zijn verschillende methoden denkbaar, zo bleek in deel C. Zo kunnen de leveranciers zich baseren op de (sub-)meter van de elektrische auto, of kunnen zij afspraken maken op basis van een baseline. Wanneer een kleinverbruiker een leverancier heeft, en een daarnaast een tweede leverancier in de arm wil nemen, zal die eerste als hoofdverantwoordelijke op de aansluiting daarvoor toestemming moeten geven. Contracteert de kleinverbruiker beide leveranciers tegelijk, dan zullen zij beide akkoord moeten zijn. De kleinverbruiker is dus afhankelijk van de medewerking van zijn (beoogde) leveranciers om deze use case te realiseren.

D.2.1.3. Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario ligt de balanceringsverantwoordelijkheid bij de kleinverbruiker zelf. In die hoedanigheid bepaalt hij zelf welke dienstverleners actief zijn op de aansluiting, en onder welke voorwaarden. Het staat hem dus vrij met beide leveranciers afspraken te maken over hoeveel zij zullen leveren en op welke wijze de door elk van hen geleverde hoeveelheid wordt vastgesteld. De verantwoordelijkheid voor de aansluiting hoeft niet over verschillende BRPs te worden verdeeld.

D.2.1.4. Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid

In dit scenario is de kleinverbruiker niet zelf verantwoordelijk, en bepaalt de wetgever of deze use case gerealiseerd dient te kunnen worden en zo ja, hoe de balanceringsverantwoordelijkheid over de betrokken leveranciers verdeeld moet worden. Wederom geldt dat hierin keuzes gemaakt moeten worden, maar nu door de wetgever.

D.2.1.5. Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit model ligt de verantwoordelijkheid voor de aansluiting bij de kleinverbruiker zelf. Er zijn geen regels nodig over de verdeling van de verantwoordelijkheid tussen diverse BRPs. De wetgever zou regels kunnen stellen over hoe bepaald wordt welke leverancier wat heeft geleverd, en hoe dat wordt vastgesteld.

D.2.1.6. Eisen CEP

Art. 4 Elektriciteitsrichtlijn kent kleinverbruikers het recht op een tweede leverancier toe, maar alleen als de daarvoor vereiste meet- en aansluitpunten zijn aangelegd. Ook de verplichting te zorgen dat alle afnemers het recht hebben zonder toestemming van de leverancier een andere dienstverlener in de arm te nemen uit art. 13 lid 1 Elektriciteitsrichtlijn, geldt expliciet niet voor een tweede leverancier. De use case moet dus wel gefaciliteerd worden, maar de wetgever mag hier voorwaarden aan stellen.

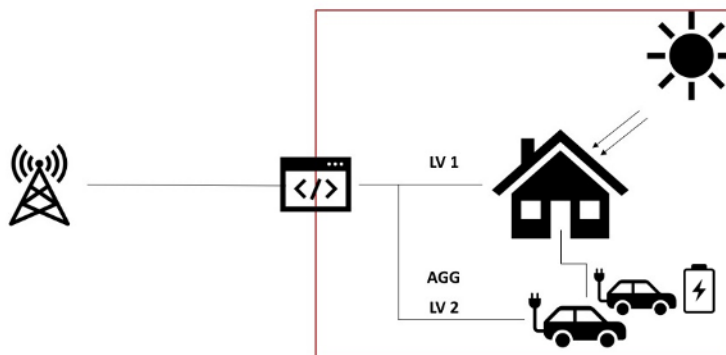
Desalniettemin is niet duidelijk of MLOEA een afdoende oplossing biedt. Een kleinverbruiker kan dan wel een tweede leverancier contracteren, maar is vervolgens beperkt in zijn mogelijkheden tot zelfverbruik. Een actieve afnemer heeft het recht op zelfverbruik van energie opgewekt op eigen terrein. Met MLOEA is dat niet meer mogelijk. Het is dus aanbevelenswaardig te bekijken of ten minste de eis van gescheiden installaties kan worden losgelaten.

Artikel 4 van de Elektriciteitsrichtlijn roept daarnaast de vraag op, hoever een lidstaat mag gaan in het stellen van eisen aan meet- en aansluitpunten. Aannemelijk is dat de gestelde eisen proportioneel moeten zijn, en dus niet verder mogen gaan dan nodig. Hierboven is al besproken dat virtuele allocatiepunten in combinatie met door beide partijen onderschreven rekenmethodes in beginsel voldoende kunnen zijn om twee leveranciers op een aansluiting te faciliteren. De zware eisen die in Nederland worden gesteld vooraleer het recht op een tweede leverancier kan worden gerealiseerd zijn daarom in het licht van het CEP wellicht ook aan heroverweging toe. Zie daarover ook hieronder paragraaf 5.1 en 5.2.

Een kleinverbruiker die (alleen) twee leveranciers heeft, is daarmee nog geen actieve afnemer. Zoals beschreven in deel A is hij dus ook niet noodzakelijk zelf verantwoordelijk voor zijn onbalans. Verplichte overdracht is in dit scenario dus toegestaan. Desalniettemin zijn de scenario's waarin de verantwoordelijkheid wél in eerste instantie bij de kleinverbruiker wordt gelegd eenvoudiger, omdat er in deze use case maar één BRP betrokken is en er dus geen keuzes hoeven te worden gemaakt over de verdeling van verantwoordelijkheid over verschillende partijen.

D.2.2 Type 2: ik wil een aggregator

USE CASE: FLEX ENERGIE HUISHOUDEN



In deze use case wil de kleinverbruiker naast zijn leverancier ook een onafhankelijke aggregator in de arm nemen, om optimaal te profiteren van het flexibel laden van zijn EV. De ELEKTRISCHE AUTO in kwestie is ook in staat terug te leveren aan het net. De aggregator stuurt 'smart' de ELEKTRISCHE AUTO aan. De aggregator heeft een erkenning als BSP en levert balansvermogen (aFFR) aan TenneT. De aggregator handelt direct met de kleinverbruiker wanneer onbalans ontstaat: is er een tekort, dan onttrekt hij energie aan de batterij van de auto, is er een overschot, dan laadt de batterij op. Is er geen onbalans, dan laat de auto op met energie die is geleverd door de leverancier, zoals gebruikelijk. Is de auto aan het opladen volgens het normale laadschema en ontstaat op dat moment onbalans door te veel vraag

in verhouding met het aanbod, dan stopt de aggregator het laden. Er zijn dus twee partijen actief op de aansluiting: de leverancier en de aggregator.

D.2.2.1. Geïntegreerd model

In een geïntegreerd model is de use case niet te realiseren. Er kan dan immers maar één dienstverlener actief zijn op de aansluiting en dat is in dit geval de leverancier. Aggregators bestaan per definitie niet in dit model en moeten dus

- of een tweede leverancier worden (waarvoor een extra allocatiepunt is vereist en de facto twee gescheiden systemen ontstaan),
- of flexibiliteit ontsluiten voor de leverancier en daarvoor een vergoeding vragen (in deze situatie helpt een ESCo – zie Deel A kader?) – niet alleen de afnemers, maar ook de leverancier, we noemen dit een ESCo+)
- en/of flexibiliteit van de leverancier ‘kopen’ als een handels-BRP.

MLOEA biedt in dit geval geen oplossing, omdat de aggregator niet integraal verantwoordelijk is voor de EV: hij wil niet de energie voor de auto leveren, maar alleen zo nu en dan de flex verkopen, bijvoorbeeld in de hoedanigheid van BSP. De use case kan wel worden gesimuleerd. De ‘aggregator’ stuurt de ELEKTRISCHE AUTO aan, maar hij handelt niet met de kleinverbruiker, maar met diens leverancier. Bij een tekort levert de ELEKTRISCHE AUTO terug aan het net, dus aan de leverancier. De leverancier verkoopt die energie aan de aggregator, en die levert hem vervolgens aan TenneT als aFFR. Bij een overschot koopt de leverancier juist van de aggregator. De aggregator betaalt eventueel de kleinverbruiker een vergoeding voor diens medewerking. Dit is uiteraard alleen te realiseren als de leverancier van de kleinverbruiker meewerkt.

D.2.2.2. Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid

In dit model ligt de balanceringsverantwoordelijkheid bij de leverancier. Andere dienstverleners kunnen alleen met zijn toestemming actief zijn op de aansluiting. De aggregator kan dus direct met de kleinverbruiker handelen, zolang diens leverancier daarmee instemt, en onder de voorwaarden die zij samen overeenkomen. De leverancier en de aggregator bepalen gezamenlijk hoe wordt vastgesteld dat de aggregator energie heeft gekocht dan wel verkocht van de kleinverbruiker, en hoe de balanceringsverantwoordelijkheid wordt verdeeld over de aggregator en de leverancier, bijvoorbeeld op basis van een baseline waarin is vastgesteld wat het ‘normale’ laadgedrag is van de kleinverbruiker. In beginsel kunnen zij ook overeenkomen dat de leverancier volledig verantwoordelijk blijft, en dat de hoofd-BRP kosten voor onbalans doorberekent.

Daarnaast moeten zij afspraken maken over de energieoverdracht. Wanneer in afwijking van het normale laadschema de auto niet wordt opgeladen, wordt door de leverancier gekochte energie niet afgenomen door de kleinverbruiker, maar door de aggregator, die hem vervolgens doorlevert aan TenneT. Op enigerlei wijze moet daarom het programma van de leverancier gecorrigeerd worden, zodat geen onbalans in zijn programma ontstaat.

D.2.2.3. Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario ligt de verantwoordelijkheid voor de aansluiting bij de kleinverbruiker. Hij maakt afspraken met de aggregator en de leverancier over hoe wordt vastgesteld wie wat heeft geleverd. Daarmee lijkt de kous af (vergelijk de situatie met twee leveranciers hierboven), maar de eisen uit het CEP die hieronder besproken worden, compliceren de casus aanzienlijk.

D.2.2.4. Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid

In dit scenario bepaalt de wetgever hoe de verantwoordelijkheid voor de aansluiting wordt verdeeld over de leverancier en de aggregator. Dat betekent dat ook moet worden geregeld wie wat doet op de aansluiting (bijvoorbeeld levering op basis van baseline door de leverancier en afwijkingen daarvan komen op conto van de aggregator), en hoe wordt vastgesteld of partijen dat ook daadwerkelijk hebben gerealiseerd. Ook regels over de financiële afhandeling van energieoverdracht zijn nodig. Ook hier geldt dat de inhoud van die regels beperkt wordt door de regels in het CEP.

D.2.2.5. Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario ligt de verantwoordelijkheid voor de aansluiting in principe bij de kleinverbruiker. Er kunnen regels worden vastgesteld over de verdeling van verantwoordelijkheid tussen de kleinverbruiker en de aggregator. De wetgever kan regels stellen over hoe wordt bepaald wie op welk moment welke dienst heeft geleverd.

D.2.2.6. Eisen CEP

De Elektriciteitsrichtlijn kent afnemers het recht toe diensten af te nemen van een onafhankelijke vraagresponsaggregator. De mogelijkheid een aggregator te contracteren is onafhankelijk van de toestemming van de leverancier van de kleinverbruiker. Om deze reden is een puur contractueel model met verplichte overdracht niet mogelijk. De contractsvrijheid van de leverancier moet noodzakelijkerwijs ingeperkt worden om aan deze eis uit het CEP te voldoen.

De kleinverbruiker voldoet bij deze use case aan de definitie van een actieve afnemer, en is dus in verantwoordelijk voor zijn eigen onbalans. Dat betekent dat alleen een contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer en een regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer in overeenstemming zijn met het CEP.

Een complicerende factor is dat ook de vraagresponsaggregator op basis van artikel 17 van de Richtlijn verantwoordelijk is voor zijn onbalans. Aan die verantwoordelijkheid kunnen partijen maar op twee manieren uitdrukking geven. Zij moeten ofwel zelf hun balanceringsverantwoordelijkheid op zich nemen, of zij delegeren hun verantwoordelijkheid contractueel aan een BRP naar keuze. Art. 18 lid 6 sub a draagt de TSB op de balanceringsverantwoordelijkheid voor elke connectie zodanig te definiëren dat hiaten of overlappingen in de balanceringsverantwoordelijkheid van de verschillende marktpartijen die diensten verlenen aan die connectie worden vermeden. Daarbij moet de TSB rekening houden met de Elektriciteitsrichtlijn, en de regels zodanig opstellen dat wordt gegarandeerd dat marktdeelnemers, inclusief de vraagresponsaggregator, verantwoordelijk zijn voor onbalans die door hun handelen ontstaat. De ACM houdt toezicht op deze bevoegdheid (art. 5.4 Vo. 2017/2195). Deze regels moeten garanderen dat elke partij daadwerkelijk de kosten van door hem veroorzaakte onbalans draagt.

Dat leidt tot de conclusie dat wanneer wordt gekozen voor een contractueel model, de contractsvrijheid van de partijen op dit punt moet worden ingeperkt. De TSB heeft immers al bepaald hoe de verantwoordelijkheid over partijen verdeeld moet worden. Een aggregator die een functie vervult waardoor onbalans kan ontstaan (zie Tabel .. deel C) *moet* voor dat deel balanceringsverantwoordelijkheid hebben. De kleinverbruiker blijft echter verplicht verantwoordelijk voor onbalans die ontstaat door zijn eigen handelen, zoals een onverwachte afwezigheid die leidt tot minder verbruik, of voor zaken die onder zijn verantwoordelijkheid vallen, zoals een onverwacht zonnige dag.

In een regulatorisch model is de keuze beperkt: de wetgever moet de verantwoordelijkheid op zo'n manier verdelen over de kleinverbruiker en de aggregator, dat elk verantwoordelijk is voor zijn eigen aandeel in de onbalans. Wanneer een aggregator een functie vervult die tot onbalans kan leiden, moet hij daarvoor steeds de balanceringsverantwoordelijkheid dragen.

Omdat de contractvrijheid van de kleinverbruik en de aggregator met betrekking tot de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid vergaand wordt ingeperkt, is hier dus feitelijk alleen een regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer mogelijk.

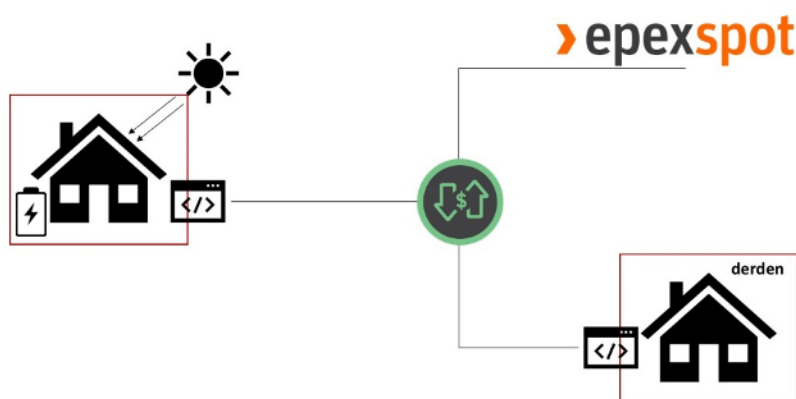
Daarbij zij aangetekend dat de tekst van het CEP niet eenduidig is – zie de discussie daarover in deel A. Met enige goede wil kan worden betoogd dat aan de eis dat de aggregator verantwoordelijk is voor door hem veroorzaakte onbalans ook is voldaan, wanneer hij zijn verantwoordelijkheid delegeert aan de BRPs van de afnemers met wie hij contracteert. Dat zou wel betekenen dat artikel 5 van de Elektriciteitsverordening zo moet worden gelezen, dat de mogelijkheid om de verantwoordelijkheid te delegeren aan een BRP naar keuze ook zo begrepen moet worden, dat de aggregator zijn verantwoordelijkheid kan opsplitsen en met verschillende BRPs naar keuze kan contracteren. Als we dan de bepaling in Balanceringsverordening 2017/2195 dat de TSB regels stelt over de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid per aansluiting negeren, met de gedachte dat die Verordening immers nog herzien moet worden, dan is niet ondenkbaar dat een contractueel model waarin partijen de vrijheid hebben af te spreken dat de hoofd-BRP volledig verantwoordelijk blijft toelaatbaar is. Deze benadering levert wel een risico op dat uiteindelijk blijkt dat deze keuze toch niet in overeenstemming is met het CEP.

D.2.3 Use case C: Eigen energie verhandelen

Een kleinverbruiker die zelf energie opwekt, verkoopt die op dit moment aan zijn eigen leverancier. Die laatste is verplicht de energie af te nemen. De salderingsregeling garandeert bovendien dat de kleinverbruiker voor althans een groot deel van die opwek een goede prijs ontvangt (inclusief teruggave van de energiebelasting). Niettemin zijn kleinverbruikers nu al geïnteresseerd in het leveren van hun energie aan andere partijen, getuige de opkomst van initiatieven als PowerPeers en VandeBron, die P2P simuleren. Met het afbouwen van de salderingsregeling kunnen ook financiële incentives ontstaan op met de eigen opwek de (P2P-)markt op te gaan. De Elektriciteitsverordening kent daarnaast eindafnemers het recht op als marktdeelnemer op te treden op de elektriciteitsmarkten.

D.2.4 Type 1: ik wil mijn eigen opwek verkopen op de groothandelsmarkt

USE CASE: EIGEN ENERGIE VERHANDELEN



In deze use case is er één aansluiting, waarop twee partijen actief zijn, de leverancier en de kleinverbruiker. De leverancier levert energie, de kleinverbruiker stuurt via zijn thuisaansluiting door hem opgewekte energie het net op, die hij vervolgens verhandelt op de groothandelsmarkt. Op dit moment kan dat mede door de in paragraaf 2.2. deel B besproken praktische beperkingen alleen via een (invoedings-)aggregator.

In deze use case is één aansluiting betrokken, van de afnemer.

D.2.4.1. Geïntegreerd model

In een geïntegreerd model kan de use case niet gerealiseerd worden. Er kan maar één dienstverlener actief zijn op de aansluiting, en dat is de leverancier. Voor de invoedingsaggregator is geen ruimte. Een leverancier kan de use case wel simuleren door op groothandelsmarktprijzen gebaseerde dynamische tarieven aan te bieden. Het is binnen dit systeem ook denkbaar dat een kleinverbruiker via zijn leverancier de groothandelsmarkten betreedt om de eigen opwek te verkopen. De leverancier handelt dan namens de KV in de door hem teruggeleverde energie op de groothandelsmarkt, en betaalt de KV een aan de groothandelsmarkt gerelateerde prijs voor de energie. (De salderingsregeling staat daar momenteel aan in de weg.)

D.2.4.2. Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

In een contractueel model met verplichte overdracht van balanceringsverantwoordelijkheid is de leverancier verantwoordelijk voor de onbalans die de kleinverbruiker veroorzaakt. De invoedingsaggregator kan alleen met toestemming van de leverancier actief zijn op de aansluiting. De leverancier en de invoedingsaggregator maken gezamenlijk afspraken over de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid voor de aansluiting, waarbij zij opgemerkt dat de activiteiten van de invoedingsaggregator in principe geen invloed hebben op de onbalans op de kleinverbruikersaansluiting. Het is wel denkbaar dat partijen toch de verantwoordelijkheid willen verdelen, bijvoorbeeld omdat de invoedingsaggregator veel expertise heeft over de opwek van zonne-energie, en die beter kan voorspellen, terwijl de leverancier beter inzicht heeft in de verbruikspatronen van de kleinverbruiker. Onbalans ontstaan door verkeerde weersvoorspellingen zou dan voor rekening van de invoedingsaggregator komen, onbalans ontstaan door verkeerd inschatten van het gedrag van de kleinverbruiker voor rekening van de leverancier. Wanneer partijen afspreken dat de leverancier volledig balanceringsverantwoordelijk blijft, heeft die laatste ook toegang nodig tot data over de hoeveelheid energie die de kleinverbruiker aan de aggregator levert. De kleinverbruiker is tevens afhankelijk van de medewerking van zijn leverancier om de use case te realiseren. De kleinverbruiker kan een leverancier kiezen die hier mee akkoord is en geen ontmoedigende voorwaarden stelt. Deze use case lijkt daarmee in principe eenvoudig te realiseren onder een PV-hoofdmodel.

D.2.4.3. Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario is de kleinverbruiker zelf verantwoordelijk voor zijn onbalans. Hij bepaalt zelf welke dienstverleners op zijn aansluiting actief mogen zijn. Er zijn geen afspraken nodig over de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid voor de aansluiting. Zijn leverancier en invoedingsaggregator hebben beide alleen data nodig over de transacties die de kleinverbruiker met hen aangaat. Als de kleinverbruiker een BRP contracteert die namens hem zijn balanceringsverantwoordelijkheid uitoefent, kan hij kiezen voor een BRP die dit faciliteert zonder dat zijn keuzevrijheid in leverancier wordt beperkt.

D.2.4.4. Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

In dit geval is de leverancier van de kleinverbruiker verantwoordelijk voor de onbalans die zijn klant veroorzaakt. De wetgever kan de leverancier verplichten een invoedingsaggregator op de aansluiting toe te staan. Er kunnen regels worden gesteld over de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid op de aansluiting. Voordeel hiervan is dat de kleinverbruiker niet afhankelijk is van de medewerking van zijn leverancier voor het realiseren van de use case, wat met name het geval zal zijn wanneer de invoedingsaggregator en de leverancier lastig tot afspraken kunnen komen.

D.2.4.5. Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

Bij een regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer ligt de verantwoordelijkheid bij de kleinverbruiker. Hij bepaalt welke dienstverleners hij in de arm neemt. De verantwoordelijkheid voor de aansluiting hoeft niet over verschillende partijen te worden verdeeld.

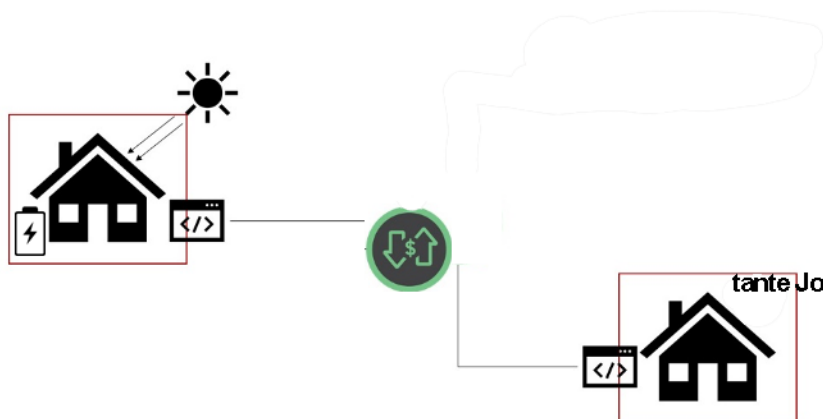
D.2.4.6. Eisen CEP

Artikel 3 sub d van de Elektriciteitsverordening (2019/943) bepaalt dat eindafnemers de mogelijkheid moeten krijgen om als marktdeelnemers op te treden op de energiemarkt. Deze use case moet dus gefaciliteerd worden. Een geïntegreerd model is daarmee ondenkbaar.

Ook hier geldt dat de kleinverbruiker een actieve afnemer is. Verplichte overdracht van de balanceringsverantwoordelijkheid is dus niet toegestaan. Zodoende zijn alleen een regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer en een contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer toegestaan. De te maken afspraken zijn relatief eenvoudig, waardoor voor deze use case een contractueel model aanbevelenswaardig is.

D.2.5 Type 2: ik wil energie van zonnepanelen leveren aan familie en van hun energie kunnen kopen

USE CASE: EIGEN ENERGIE VERHANDELEN



In deze use case wil de kleinverbruiker niet de groothandelsmarkten op, maar wil hij zijn energie juist leveren aan zijn peers: burens, familie, of een anonieme verbruiker op een handelsplatform. Wekt hij even niets op, dan wil hij op soortgelijke wijze energie kunnen inkopen. Alleen in het uiterste geval wil hij terugvallen op zijn leverancier. Uiteraard wil onze kleinverbruiker zich niet druk maken over de vraag of zijn oma wel dezelfde energieleverancier heeft als hij.

In deze use case zijn vele aansluitingen betrokken, te weten die van de afnemer en die van de peers waar hij mee handelt.

D.2.5.1. Geïntegreerd model

In een geïntegreerd model is deze use case niet mogelijk. Er is maar één leverancier per aansluiting. De leverancier kan deze use case wel simuleren. Zijn klanten worden dan peers en kunnen, op papier, met elkaar handelen. Juridisch blijft de leverancier de enige die energie levert aan zijn klanten, en de enige die energie van hen afneemt. Daar bovenop komt dan een administratieve laag, waarin wordt bijgehouden wie op een bepaald moment energie levert, en wie verbruikt. Verbruikers en opwekkers worden dan aan elkaar gekoppeld. Achteraf kunnen ze dan zien van welke peer ze energie ‘gekocht’ hebben. Om dit systeem uit te breiden zodat ook met klanten van andere leveranciers ‘gehandeld’ kan worden, is een

omvangrijke administratieve operatie nodig, en moeten de leveranciers de data van hun klanten delen. Een dergelijk product is voor kleinverbruikers dan ook nog niet op de markt.

D.2.5.2. Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

In een contractueel model met verplichte overdracht is de leverancier van een kleinverbruiker verantwoordelijk voor door hem veroorzaakte onbalans. Andere dienstverleners kunnen alleen actief zijn op de aansluiting met zijn toestemming. In dit geval zijn die andere dienstverleners de peers met wie de kleinverbruiker handelt: zo nu en dan spelen zij de rol van leverancier-light³⁸⁴ op de aansluiting. Ook voor hen geldt dat hun balanceringsverantwoordelijkheid verplicht wordt uitgevoerd door hun leverancier. Er ontstaat dus een situatie dat met veel partijen afspraken moeten worden gemaakt over hoe wordt vastgesteld wie wat heeft geleverd op welk moment, en over de vraag hoe de balanceringsverantwoordelijkheid op de betrokken aansluitingen moet worden verdeeld. De transactiekosten voor het tot stand komen van een dergelijk systeem zijn hoog, tenzij er sprake is van voldoende standaardisering.

Een kleinverbruiker kan in deze situatie alleen P2P handelen als zijn leverancier dat toe staat, én hij kan alleen handelen met peers die een even welwillende leverancier hebben.

D.2.5.3. Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario ligt de verantwoordelijkheid voor wat er op zijn aansluiting gebeurt bij de kleinverbruiker zelf. Vanzelfsprekend is een systeem nodig om te bepalen wie wanneer wat aan wie heeft geleverd, maar er hoeven geen afspraken te worden gemaakt over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid. De kleinverbruiker is niet afhankelijk van de medewerking van zijn leverancier, of van de leveranciers van zijn peers.

D.2.5.4. Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

Ook wanneer wordt gekozen voor een regulatorisch model met verplichte overdracht van balanceringsverantwoordelijkheid, ontstaat de situatie dat talrijke peer-leveranciers, elk met hun eigen BRP, actief zijn op één aansluiting. Het is dan aan de wetgever om regels te stellen aan de hand waarvan wordt bepaald wie wanneer actief is op de aansluiting. Hierbij moet je denken aan bepaling over tijdig melden van een peer-to-peer transactie en evt. het communiceren van voorspelling van verbruik en afname in geval van levering achteraf (op basis van de daadwerkelijke productie of consumptie). De wetgever kan bepalen dat leveranciers P2P moeten faciliteren.

D.2.5.5. Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

Kiezen we voor een regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer, dan zijn geen regels nodig voor de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid per aansluiting. Wel moet vastgesteld worden hoe bepaald wordt wie wanneer levert aan een aansluiting.

D.2.5.6. Eisen CEP

Ook hier zijn de afnemers actieve afnemers. Verplichte overdracht is niet toegestaan, want de afnemer dient verantwoordelijk te zijn voor zijn onbalans. Ook hier geldt weer, dat de keuze beperkt is tot een contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer of een regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer. Vanwege het grote aantal betrokken partijen lijken

³⁸⁴ Het is immers niet goed denkbaar, dat aan hen dezelfde eisen zouden worden gesteld die nu aan leveranciers worden gesteld in de Elektriciteitswet.

standaardregels bijv. over timing van transacties onvermijdelijk. Als die niet door marktpartijen tot stand komen, kan de wetgever er voor kiezen ze zelf vast te stellen.

Artikel 21 lid 2 sub a van de hernieuwbare energierichtlijn geeft zelfverbruikers van energie het recht peer-to-peer handel te drijven. Artikel 2, punt 18 definieert peer-to-peerhandel als de verkoop van hernieuwbare energie tussen marktdeelnemers door middel van een overeenkomst met vooraf bepaalde voorwaarden voor de automatische uitvoering en afwikkeling van de transactie, rechtstreeks tussen deelnemers of indirect via een gecertificeerde derde marktdeelnemer, zoals een aankoopgroepering. Niet duidelijk is of dit recht voldoende gegarandeerd is als zelfverbruikers uitsluitend het recht hebben via een derde te handelen, en of, mocht dit inderdaad voldoende zijn, een leverancier een 'gecertificeerde marktdeelnemer' is.

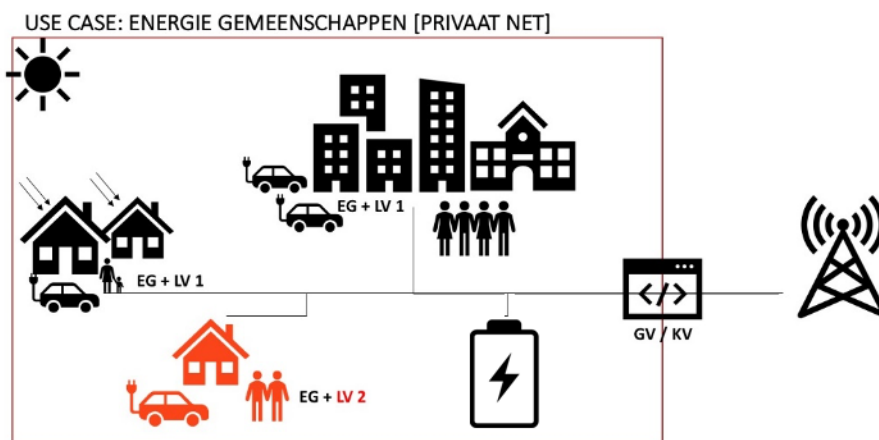
D.2.6 Use case D: Energiegemeenschap

In deze use case wil een kleinverbruiker die lid is van een energiegemeenschap van burgers op momenten dat de gemeenschap onvoldoende energie produceert om in de behoeften van alle leden te voorzien, energie afnemen van een door hem zelf gekozen, externe leverancier.

Wie lid is van een energiegemeenschap van burgers kan energie afnemen die geproduceerd is door de leden van de gemeenschap, of door productie-installaties die eigendom zijn van de gemeenschap. In de huidige praktijk verkoopt de gemeenschap meestal zijn energie aan een leverancier, die hij vervolgens doorlevert aan de leden. Het is ook denkbaar dat de energiegemeenschap zelf als leverancier gaat optreden. De leverancier past dan waar relevant het belastingvoordeel toe dat zelfverbruik oplevert. Voor het verbruik van de leden waarin de eigen opwek niet voorziet, koopt de leverancier elders energie in.

Onze kleinverbruiker is lid van de gemeenschap, maar wil, wanneer de gemeenschap niet genoeg energie opwekt om aan de vraag van de gemeenschapsleden tegemoet te komen, graag energie afnemen van een andere leverancier. Deze use case kent twee variaties. In het eerste geval heeft de energiegemeenschap een privaat net. Zij bevindt zich achter één aansluiting die de gemeenschap met het publieke net bevindt. In het tweede geval zijn de leden van de gemeenschap verspreid over het publieke net. In beide gevallen wil de kleinverbruiker energie afnemen die door de gemeenschap is geproduceerd, maar wanneer die onvoldoende beschikbaar is, wil hij voor het overige een externe leverancier inschakelen.

D.2.7 Type 1: energiegemeenschap achter een private aansluiting



In deze use case bevindt de kleinverbruiker zich samen met de rest van de gemeenschap achter één aansluiting op het publieke net. Er zijn dus twee betrokken aansluitingen, met dien verstande dat de BRP

gekoppeld is aan de hoofdaansluiting. De leverancier levert aan de gemeenschap via de hoofdaansluiting, de gemeenschap verzorgt vervolgens de levering aan individuele leden.

D.2.7.1. Geïntegreerd model

In een geïntegreerd model is de use case niet te realiseren. De balanceringsverantwoordelijkheid ligt bij de hoofdaansluiting. Er kan maar één dienstverlener actief zijn op de aansluiting, en dat is de gemeenschapsleverancier. MLOEA biedt geen oplossing, ook niet als de kleinverbruiker een eigen allocatiepunt met meetinrichting heeft. Er is immers geen sprake van gescheiden installaties, maar van een switch van leverancier in de tijd.

D.2.7.2. Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

In een contractueel model met verplichte overdracht berust de verantwoordelijkheid voor de hoofdaansluiting van de gemeenschap bij haar leverancier. De externe leverancier kan alleen actief zijn met toestemming van de gemeenschapsleverancier. De kleinverbruiker heeft twee leveranciers (de gemeenschapsleverancier die levert wanneer gemeenschapsenergie beschikbaar is, en de externe leverancier op overige momenten). Zijn verantwoordelijkheid wordt dus wederom overgedragen aan twee partijen. De betrokken leveranciers moeten afspraken maken om te bepalen welke levering via de hoofdaansluiting wordt toegerekend aan welke leverancier, en over de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid voor de hoofdaansluiting. Wanneer meer leden van de gemeenschap een externe leverancier in de arm willen nemen kan een groot aantal leverancier-BRPs betrokken raken, en is een groot aantal afspraken nodig. De mogelijkheid een externe leverancier in te schakelen is afhankelijk van de goodwill van de gemeenschapsleverancier.

D.2.7.3. Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario is de gemeenschap verantwoordelijk voor de hoofdaansluiting. Het is een open vraag zij daarmee verantwoordelijk is voor alle onbalans die de gemeenschap veroorzaakt, of dat de kleinverbruiker verantwoordelijk is voor het deel dat hij inkoopt via een externe leverancier. Met andere woorden: alle partijen zijn verantwoordelijk voor de onbalans die aan hen toe te rekenen is, maar de vraag is aan wie welke onbalans moet worden toegerekend. Hoe dan ook moeten afspraken worden gemaakt tussen de gemeenschap en de kleinverbruiker over de verdeling van de BRP op de hoofdaansluiting. Ook hier geldt dat het aantal te maken afspraken snel toeneemt wanneer meerdere leden van een gemeenschap voor een dergelijke constructie kiezen. Anders dan in de andere use cases biedt een balanceringsverantwoordelijke afnemer nauwelijks voordelen ten opzichte van verplichte overdracht, omdat de balanceringsverantwoordelijkheid in beide gevallen verdeeld moet worden over meerdere partijen.

D.2.7.4. Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid naar de leverancier

Kiezen we voor een regulatorisch model met verplichte overdracht, dan moet de wetgever regels opstellen over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid tussen de leverancier van de gemeenschap en de externe leverancier.

D.2.7.5. Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

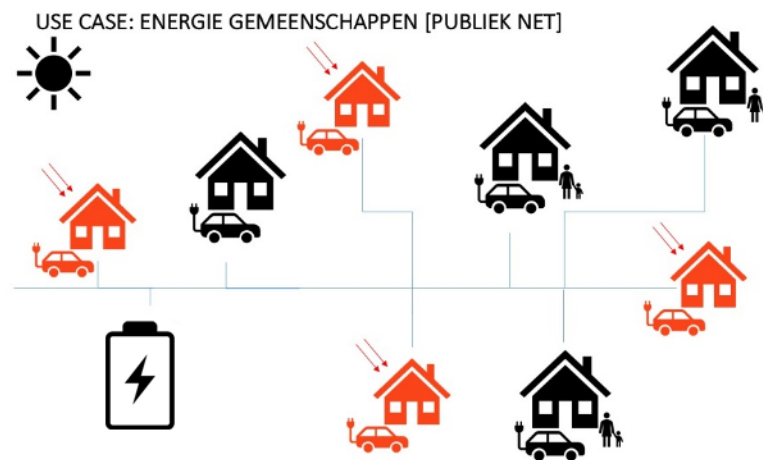
Berust de verantwoordelijkheid voor onbalansen bij de afnemer zelf, dan moeten soortgelijke verdelingsregels worden opgesteld, maar dan voor de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid tussen de afnemer en de BRP van de gemeenschap.

D.2.7.6. Eisen CEP

Ook in deze use case gaat het om een actieve afnemer, en zijn de modellen met verplichte overdracht uitgesloten. Of de use case gefaciliteerd moet worden is lastig te zeggen. Ook leden van een gemeenschap hebben op basis van artikel 16 lid 1 sub c jo. art. 4 Elektriciteitsrichtlijn het recht hun leverancier te kiezen, en, mits de benodigde meet- en aansluitpunten aanwezig zijn, een tweede leverancier te kiezen. Het is denkbaar dat het een slimme meter bij de kleinverbruiker thuis het enige meetpunt is wat ‘nodig’ is om een tweede leverancier te kunnen faciliteren. Daarmee kan immers worden vastgesteld hoeveel energie op welk moment door de kleinverbruiker is verbruikt, en dan kan vervolgens berekend worden of de productie van de energiegemeenschap op dat moment toereikend was voor zijn consumptie. Wel moet de externe leverancier een prognose hebben van de afname van de gemeenschap, zodat hij kan inschatten hoeveel energie hij daarbovenop aan zijn klant moet leveren.

Voor wat betreft de keuze tussen een regulatorisch en een contractueel model valt op, dat in deze use case potentieel veel partijen betrokken zijn. Het maken van afspraken kan daarom lastig zijn. Omdat alles behalve evident is hoe de verantwoordelijkheid dient te liggen – is de gemeenschap integraal verantwoordelijk voor haar leden, of kunnen die zich aan die verantwoordelijkheid onttrekken door een externe dienstverlener in de arm te nemen – kan ingrijpen van de wetgever hier behulpzaam zijn bij het daadwerkelijk realiseren van de use case. Anderzijds kan dit ook een argument zijn om eerst te kijken met welke oplossingen partijen zelf komen.

D.2.8 Type 2: energiegemeenschap op het publieke net



Voor het zijn van een energiegemeenschap is het niet nodig, dat de leden zich op een privaat net bevinden. In deze variant van de use case is de kleinverbruiker lid van een energiegemeenschap die gezamenlijk energie opwekt, maar geen privaat net beheert. In deze use case is één aansluiting betrokken, die van de afnemer. De aanneme is dat de afnemer wanneer de gemeenschap zelf energie produceert zijn energie afneemt van de gemeenschap of van een door de gemeenschap ingeschakelde leverancier. De afnemer neemt dus niet direct af van individuele leden. Dat laatste scenario zou neerkomen op P2P, met dien verstande dat afspraken makkelijker tot stand kunnen komen omdat alle peers lid zijn van de gemeenschap. Produceert de gemeenschap niet of onvoldoende, dan schakelt hij zijn eigen leverancier in.

D.2.8.1. Geïntegreerd model

In een geïntegreerd model is deze use case niet mogelijk, er kan maar één leverancier actief zijn op de aansluiting. MLOEA biedt geen oplossing, omdat hier geen sprake is van gescheiden circuits, maar van een switch van leverancier in de tijd.

D.2.8.2. Contractueel model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid

In een contractueel model met verplichte overdracht ligt de verantwoordelijkheid voor de onbalans van de kleinverbruiker standaard bij diens leverancier. Dat levert in dit scenario geen oplossing, want er zijn twee leveranciers betrokken: de gemeenschap of haar leverancier, en de externe leverancier. Zij zullen afspraken moeten maken over wie verantwoordelijk is voor welk deel van de levering op de aansluiting, en wie verantwoordelijk is voor welk deel van de onbalans. De kleinverbruiker is dus afhankelijk van de medewerking van zijn (beoogde) leveranciers om deze use case te realiseren. Zijn invloed op de bereidheid tot medewerking van de leverancier van de gemeenschap is beperkt: die wordt gekozen door de gemeenschap als geheel.

D.2.8.3. Contractueel model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

De afnemer is verantwoordelijk voor de door hem veroorzaakte onbalans. Hij bepaalt zelf met welke dienstverleners hij een contract afsluit en hoe wordt vastgesteld welke van zijn leveranciers hem wat heeft geleverd. Afspraken over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid zijn niet nodig.

D.2.8.4. Regulatorisch model met verplichte overdracht balanceringsverantwoordelijkheid

In dit geval dient de wetgever regels op te stellen over de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid over de twee leveranciers.

D.2.8.5. Regulatorisch model met balanceringsverantwoordelijke afnemer

In dit scenario ligt de verantwoordelijkheid bij de afnemer zelf. Er zijn geen regels nodig over de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid. De wetgever kan regels stellen over de wijze waarop wordt bepaald welke leverancier wat heeft geleverd, en wanneer.

Eisen CEP

Ook hier is de kleinverbruiker een actieve afnemer. Verplichte overdracht van verantwoordelijkheid is dus een no-go. Er hoeft dan ook geen balanceringsverantwoordelijkheid op zijn aansluiting te worden verdeeld. Een contractueel model is dan ook het uitgangspunt.

Wederom geldt, dat op basis van artikel 4 van de Elektriciteitsrichtlijn een afnemer het recht heeft een contract af te sluiten met een tweede leverancier, zolang de benodigde meet- en aansluitpunten aanwezig zijn. Dat hij lid is van een energiegemeenschap maakt dat niet anders. Een lid van een EGB behoudt zijn rechten en plichten als huishoudelijke of actieve afnemer, aldus art. 16 lid 1 sub c van de Elektriciteitsrichtlijn. Art. 22 lid 2 sub b van de hiernieuwbare energierichtlijn bepaalt iets vergelijkbaars maar daar behouden leden van de HEG hun rechten en plichten als 'consumenten'.)

Ook hier speelt de vraag hoe zo'n meet- en aansluitpunt er dan uit zou moeten zien. Op basis van slimmetergegevens is immers vast te stellen, of de productie van de gemeenschap op een bepaald moment voldoende was om in de behoeften van de leden te voorzien. Zo niet, dan wordt het meerdere verbruik toegeschreven aan de externe leverancier. Daarvoor is uiteraard een solide gegevensuitwisseling tussen de gemeenschap en haar leverancier en de externe leverancier onontbeerlijk.

D.3. Conclusies

Uit bovenstaande analyse blijkt, dat bij de uiteindelijke keuze voor een KVPV-methode en PV-model zowel rekening moet worden gehouden met de praktische uitwerking van de modellen, als met de beperkingen die het CLEAN ENERGY PACKAGE stelt aan de regeling van balanceringsverantwoordelijkheid. De belangrijkste conclusies worden hieronder schematisch weergegeven.

De eerste tabel geeft de mogelijkheden weer om de diverse use cases te realiseren onder de KVPV-methode/PV-model combinatie. In de laatste kolom wordt aangegeven of lidstaten verplicht zijn de betreffende use case te faciliteren. In de tweede tabel wordt duidelijk of op basis van het CLEAN ENERGY PACKAGE een KVPV-methode/PV-model combinatie van toepassing mag worden verklaard op een bepaalde use case.

Tabel D.1: mogelijkheid voor eindgebruiker de use case te realiseren.

	Geïntegreerd model	Contractueel-verplichte overdracht BRP	Contractueel-Afnemer is BRP	Regulatorisch-verplichte overdracht BRP	Regulatorisch-Afnemer is BRP
Vakantiehuisje	nee	ja: kies leverancier die faciliteert.	ja	Ja: kies leverancier dit dit faciliteert, of verplicht leverancier dit toe te staan	ja
Publieke laadpaal	nee	misschien, maar ligt deels buiten de invloed van de kleinverbruiker; afspraken over verdeling nodig	Ja, afspraken over verdeling nodig	Ja, verplicht leveranciers dit toe te staan; regels over verdeling nodig	Ja, regels over verdeling nodig
Tweede leverancier	min of meer, met behulp van MLOEA, maar ten koste van optimaliseren zelfverbruik	ja: kies leveranciers die faciliteren; afspraken over verdeling nodig	ja	Ja: kies leverancier dit dit faciliteert, of verplicht leverancier dit toe te staan; regels over verdeling nodig	ja
Vraagresponssaggregator	nee	ja, kies leverancier die faciliteert; afspraken over	ja, afspraken vereist over verdeling PV, ToE	Ja, verplicht leverancier dit toe te staan. Afspraken over verdeling PV, ToE	Ja, regels vereist over verdeling PV, ToE

		verdeling, ToE nodig			
Groothandelmarkt	nee	ja, kies leverancier die faciliteert	ja	Ja: kies leverancier dit dit faciliteert, of verplicht leverancier dit toe te staan	ja
P2P	nee	misschien, maar zeer veel partijen en ligt deels buiten de invloed van de kleinverbruiker; afspraken over verdeling nodig	ja	Ja, als de wetgever leveranciers verplicht dit toe te staan. Regels over verdeling PV nodig	ja
Energiegemeenschap met privaat net	nee	Misschien, maar ligt deels buiten de invloed van de kleinverbruiker; afspraken over verdeling nodig	ja, afspraken vereist over verdeling PV	Ja, als de wetgever de leverancier van de gemeenschap verplicht dit toe te staan. Regels over verdeling nodig	Ja, regels vereist over verdeling PV
Energiegemeenschap op het publieke net	nee	Misschien, maar ligt deels buiten de invloed van de kleinverbruiker; afspraken over verdeling nodig	ja	Ja, als de wetgever de leverancier van de gemeenschap verplicht dit toe te staan, regels over verdeling nodig	ja

Toelichting kleurcodering:

Groen = use case is te realiseren, de balanceringsverantwoordelijkheid hoeft niet verdeeld te worden, omdat er slechts één partij in aanmerking komt.

Geel = de use case kan gerealiseerd worden, maar er doet zich een complicatie voor: realisatie is afhankelijk van toestemming van een andere marktpartij, óf de verantwoordelijkheid voor onbalans op de aansluiting moet over verschillende partijen worden verdeeld.

Oranje = de use case kan gerealiseerd worden, maar er doen zich meerdere complicaties voor: realisatie is afhankelijk van toestemming van een andere marktpartij, en de kleinverbruiker kan niet zelf kiezen met welke partij hij in zee gaat, óf realisatie is afhankelijk van de toestemming van een andere marktpartij en de verantwoordelijkheid voor onbalans op de aansluiting moet over verschillende partijen worden verdeeld.

Rood = de use case is niet te realiseren.

Tabel D.2: eisen CEP

	Geïntegreerd model	Contractueel- verplichte overdracht BRP	Contractueel- Afnemer is BRP	Regulatorisch- verplichte overdracht BRP	Regulatorisch- Afnemer is BRP	Verplicht faciliteren?
Vakantiehuisje	nee	nee	ja	nee	ja	nee, wel wenselijk
Publieke laadpaal	nee	nee	ja	nee	ja	nee, wel wenselijk
Tweede leverancier	misschien	ja	ja	ja	ja	ja, maar voorwaarden mbt tot meet- en aansluitpunten zijn toegestaan
Vraagresponsaggregator	nee	nee	nee	nee	ja	ja
Groothandelmarkt	nee	nee	ja	nee	ja	ja
P2P	nee	nee	ja	nee	ja	ambigu
Energiegemeenschap met privaat net	nee	nee	ja	nee	ja	ja, maar voorwaarden mbt tot meet- en aansluitpunten zijn toegestaan
Energiegemeenschap op het publieke net	nee	nee	ja	nee	ja	ja, maar voorwaarden mbt tot meet- en aansluitpunten

						ten zijn toegestaan
--	--	--	--	--	--	------------------------

Deze twee tabellen kunnen gecombineerd worden. Het resultaat is hieronder te zien. Hoe roder het betreffende vakje, hoe problematischer het gekozen pv-model vanuit zowel Europeesrechtelijk als kleinverbruikersperspectief.

Tabel D.3: gecombineerde tabel

	Geïntegreerd model	Contractueel- verplichte overdracht BRP	Contractueel- Afnemer is BRP	Regulatorisch- verplichte overdracht BRP	Regulatorisch- Afnemer is BRP
Vakantiehuisje					
Publieke laadpaal					
Tweede leverancier					
Vraagresponsaggregator					
Groothandelsmarkt					
P2P					
Energiegemeenschap met privaat net					
Energiegemeenschap op het publieke net					

D.3.1 Verplichte overdracht of niet?

In verreweg de meeste use cases staat het CEP niet toe dat een geïntegreerd model of een model met verplichte overdracht van balanceringsverantwoordelijkheid wordt gekozen. Het CEP sluit daarmee goed aan bij het kleinverbruikersperspectief: binnen deze modellen is het voor de kleinverbruiker aanzienlijk lastiger om de use cases te realiseren. Hoewel op basis van het CEP op zich niet alle kleinverbruikers de verantwoordelijkheid voor hun onbalans hoeven te dragen, blijkt uit de use cases dat voor grote categorieën kleinverbruikers dat toch wel degelijk het uitgangspunt moet zijn. De derogatiemogelijkheid voor kleine productie-eenheden is in de praktijk van ondergeschikt belang, omdat in de use cases de kleinverbruikers activiteiten ontplooiën die hen, zelfs wanneer hun productie buiten beschouwing wordt gelaten, tot actieve afnemers maken.

Strikt genomen laat het CEP de mogelijkheid open voor kleinverbruikers die enkel gebruik willen maken van een tweede leverancier en anderszins niet als actieve afnemer zijn aan te merken wel te kiezen voor

verplichte overdracht van balanceringsverantwoordelijkheid. Dat brengt voor de kleinverbruiker enkel nadelen mee, en leidt bovendien tot een systeem dat gecompliceerder is dan nodig.

Modellen zonder verplichte overdracht kennen uiteraard hun eigen complexiteiten. Als een kleinverbruiker geen programmaverantwoordelijke aanwijst dan is hij zelf verantwoordelijk voor onbalans. Deze methode creëert een mogelijkheid voor de kleinverbruiker om deelnemer te zijn op de energiemarkt zonder tussenkomst van een derde partij. Bij implementatie van deze methode moet programmaverantwoordelijkheid echter wel een proportionele last zijn voor kleinverbruikers. Met de in hoofdstuk 3 van deel A besproken huidige eisen die worden gesteld aan de uitvoering van balanceringsverantwoordelijkheid is die last dat niet. Hoewel het dus sterk de voorkeur heeft en in veel gevallen verplicht is de balanceringsverantwoordelijkheid bij de kleinverbruiker te leggen, moet wel verder worden nagedacht over hoe de kleinverbruiker gefaciliteerd kan worden in het nemen van die verantwoordelijkheid. Pas dan kan worden BRPs optimaal gestimuleerd om aan de wensen van kleinverbruikers tegemoet te komen.

De kleinverbruiker kan er ook voor kiezen een BRP in de arm te nemen aan wie hij zijn verantwoordelijkheid delegeert. Bij zijn keuze voor een specifieke BRP kan hij rekening houden met de vraag of zijn BRP de use cases faciliteert waarin hij is geïnteresseerd. Voordeel ten opzichte van een model met verplichte overdracht, is dat de keuze voor een BRP is losgeknipt van de keuze voor een leverancier. Hij kan de BRP kiezen die het best bij zijn wensen past, en kan een leverancier kiezen op basis van andere criteria. Er is dus geen sprake van een package deal, zoals bij een model met verplichte overdracht.

Zoals besproken in de inleiding zijn er bij de kvpv-methode verplichte verlegging minder stimulansen voor BRPs om aan de wensen van kleinverbruikers tegemoet te komen dan bij zelfverantwoordelijkheid. Maar om de voordelen van zelfverantwoordelijkheid compleet te realiseren, moet het wel een reële optie zijn dat kleinverbruikers zelf een erkenning als BRP krijgen. Momenteel is dat nog niet het geval. Het verdient aanbeveling te onderzoeken hoe het zelfstandig uitoefenen van BRP-schap door kleinverbruikers – denk aan energiegemeenschappen achter een kleinverbruikaansluiting – toegankelijker kan worden gemaakt.

D.3.2 Regulatorisch of contractueel

De keuze tussen regulatorisch en een contractueel model is aan de lidstaat, met één uitzondering. Wanneer een aggregator betrokken is die aan vraagresponso doet, is de TSB van de lidstaat verplicht regels te stellen over de verdeling van de balanceringsverantwoordelijkheid op de aansluiting. De lidstaat mag ook regels stellen over de betaling van een vergoeding voor de energieoverdracht van de leverancier naar de aggregator, maar is daar niet toe verplicht.

Om de use cases te realiseren moeten per use case steeds dezelfde complicaties worden geadresseerd. Het verschil tussen het contractueel en het regulatorisch model zit in de partij die dat doet. In een regulatorisch model hakt de wetgever de knoop door over wie wanneer verantwoordelijk is voor een aansluiting. In een contractueel model is dat aan de partijen.

De contractvrijheid zorgt ervoor dat partijen slimme manieren kunnen bedenken om balanceringsverantwoordelijkheid met elkaar te regelen. Een hele set van regels (regulatorisch multi-PV model) kan beperkend werken voor innovatieve dienstverleners en ook tot extra kosten leiden. Regulatorische multi-PV modellen hebben als bijkomend nadeel dat je als overheid veel moet regelen, en daarbij loopt je het risico dat je met minder efficiënte oplossingen komt dan de markt zelf kan ontwikkelen.

Anderzijds: iets contractueel regelen – zeker als dat per (KV-)klant met een andere derde partij kan zijn – kost ook zeker tijd en geld. De ontwikkeling van systemen en standaarden om afspraken te maken kan het effect kleiner maken. Een ander nadeel van het contractueel model is dat grotere partijen (huidige

leveranciers) een betere onderhandelingspositie hebben dan nieuwe aanbieders van aggregatiediensten of een energiegemeenschap.

Voor de kleinverbruiker is een contractueel model zonder verplichte overdracht in veel use cases zonder problemen. Het is duidelijk wie de verantwoordelijkheid voor de aansluiting draagt (de kleinverbruiker of de door hem aangewezen BRP) en de verantwoordelijkheid hoeft niet over verschillende partijen te worden verdeeld. Bij de publieke laadpaal en de energiegemeenschap op een privaat net moet de kleinverbruiker wél afspraken maken over de balanceringsverantwoordelijkheid, hoewel hij wanneer hij zijn verantwoordelijkheid heeft gedelegeerd ook dit kan overlaten aan de door hem aangewezen BRP.

Voor een kleinverbruiker kan het lastig zijn om goede contractuele afspraken te maken met dienstverlener en dit vast te leggen. In deze use cases is de kleinverbruiker bovendien afhankelijk van de medewerking van BRPs van andere aansluitingen, op wiens voorwaarden hij volstrekt geen invloed heeft. Het is dus allerminst zeker dat deze use cases binnen een contractueel model zullen worden gerealiseerd.

De wetgever zou kunnen overwegen voor wat betreft deze use cases een regulatorisch model te kiezen, en de verantwoordelijkheidsverdeling vast te leggen. Een alternatief is in eerste instantie te kiezen voor een contractueel model, aangevuld met een minimum kader voor de door marktpartijen te maken afspraken. Indien de gewenste use cases niet van de grond kunnen komen, kan dat kader dan verder uitgewerkt worden. Ook in de use case met de vraagresponsaggregator moet de verantwoordelijkheid voor onbalans verdeeld worden. Vanuit praktisch oogpunt zouden hier dezelfde overwegingen spelen als bij de use cases over de laadpaal en de gemeenschap op een privaat net, maar vanuit juridisch oogpunt is er geen keus: de TSB zal hier regels voor moeten opstellen.

Een beperking van de analyse in dit deel is dat de kleinverbruikers in de use cases meestal actieve afnemers zijn. Voor kleinverbruikers die geen actieve afnemer zijn, geldt niet de verplichting dat zij financieel verantwoordelijk zijn voor de door hen veroorzaakte onbalansen. Hetzelfde geldt voor actieve afnemers die uitsluitend op basis van het feit dat zij kleinschalig duurzame energie opwekken balanceringsverantwoordelijk zouden moeten zijn. In dat geval kan de wetgever immers derogeren van de verplichting dat zijn zelfverantwoordelijk moeten zijn. Voor deze categorieën van kleinverbruikers zou de wetgever dus in beginsel kunnen kiezen voor een ander systeem. Voor passieve afnemers zou dat ook het huidige systeem van socialisering van hun onbalansen kunnen zijn. Voor kleine producenten ligt verplichte verlegging meer voor de hand. De Elektriciteitsverordening bepaalt immers dat als een lidstaat gebruik maakt van de derogatiemogelijkheid zij een andere marktpartij moet aanwijzen die verantwoordelijk is voor eventuele onbalans. Deze optie heeft als nadeel dat twee of drie kvpv-methoden naast elkaar bestaan. Voor iedere kleinverbruiker moet dan worden bepaald of die een actieve afnemer is of niet. Dat is een ingewikkelde operatie. De status van kleinverbruikers als actieve afnemer kan bovendien snel veranderen. Ook de omstandigheid dat impliciete demand response iemand tot een actieve afnemer kan maken, maakt het moeilijk vast te stellen wanneer een kleinverbruiker een actieve afnemer is, en dus balanceringsverantwoordelijk dient te zijn. Wanneer een kleinverbruiker activiteiten gaat ontplooiën die hem tot actieve afnemer maken, moet hij ineens op zoek naar een BRP. Om die redenen kan ook gekozen worden voor een systeem waarin alle kleinverbruikers zelfverantwoordelijk zijn. Voor passieve afnemers kan dan een vangnet gecreëerd worden zoals voorzien in de Energiewet.

DEEL E.: SAMENVATTING, CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

E.1. DEEL A: Doelstellingen, beleid en wetgeving

E.1.1 Nederlandse juridische kader

Kleinverbruikers zijn in het huidige systeem niet verantwoordelijk voor de door hun ontstane onbalans. De onbalans die zij veroorzaken wordt bij profielaansluitingen gesocialiseerd. Dit heeft een aantal belangrijke gevolgen; ten eerste is er voor kleinverbruikers geen prikkel om flexibiliteit te leveren, ten tweede leidt het socialiseren van de onbalanskosten tot een scheve verdeling van de kosten tussen aan de ene kant de huishoudens met een goed voorspelbaar, vaak relatief klein, verbruik, en aan de andere kant de huishoudens met een, vaak groot, minder goed voorspelbaar verbruik. Tedenken valt aan huishoudens met een elektrische auto en/of zonnepanelen.

Een andere belemmering die voortvloeit uit de huidige regeling is dat huishoudens in hoge mate afhankelijk zijn van de leverancier waarmee zij een contract hebben afgesloten. Het is nog niet mogelijk om een overeenkomst aan te gaan met een andere partij, zoals een aggregator die niet tevens leverancier is in de zin van artikel 95a Elektriciteitswet. Ook het MLOEA besluit biedt hier geen uitkomst, omdat op elk allocatiepunt een leverancier gecontracteerd moet worden. Het MLOEA model bemoeilijkt ook de slimme uitwisseling tussen verschillende allocatiepunten. De implementatie van het CLEAN ENERGY PACKAGE in de nieuwe Energiewet zal hier verandering in moeten brengen.

E.1.2 Europese juridische kader

De CLEAN ENERGY PACKAGE introduceert nieuwe rollen zoals de actieve afnemer, energiegemeenschap van burgers en de aggregator. Aan deze rollen worden verantwoordelijkheden toegekend, zoals de verantwoordelijkheid voor onbalansen die zij veroorzaken in het systeem. Uit het onderzoek blijkt dat in dat kader de nodige onduidelijkheden zitten. De verdeling van deze verantwoordelijkheid tussen partijen is vaak onduidelijk, waarvan de verdeling van verantwoordelijkheden tussen de vraagresponsaggregator en andere partijen, waarschijnlijk de belangrijkste is.

De vraag is in hoeverre de wetgever deze verdeling van deze verantwoordelijkheden bepaalt. De teksten van het Europese kader (de Elektriciteitsrichtlijn 2019/944 en -Verordening 2019/943, in samenhang met de balanceringsverordening 2017/2195) suggereren dat de afspraken in de wetgeving worden vastgelegd: een regulatorisch model zou verplicht zijn. In dit geval zal de wetgever regels moeten stellen over de verdeling van de verantwoordelijkheid voor een aansluiting over de verschillende partijen die daarop actief zijn. Deze regels garanderen dat elke partij verantwoordelijk is voor de onbalans die door zijn toedoen ontstaat. Maar naast deze lezing, valt ook een andere lezing te verdedigen.

Artikel 17 lid 4 van de Elektriciteitsrichtlijn geeft daarnaast de lidstaten de mogelijkheid regels te stellen over de financiële afhandeling van de Transfer of Energy als een actie van een vraagresponsaggregator leidt tot een gewijzigd verbruik op een ander moment voor rekening van een andere marktpartij. Verplicht is dit echter niet. Dit artikel roept meer vragen op. In de eerste plaats omdat niet eenduidig is wat de wetgever nu precies mag of moet regelen, en in de tweede plaats omdat het onwaarschijnlijk is dat partijen zelf tot een evenwichtige oplossing komen. Immers, de balanceringsverantwoordelijkheid wordt via regels tussen de partijen verdeeld, maar de aggregator, die zonder toestemming van de andere partij actief mag zijn op een aansluiting, zou vrijwillig tot goede afspraken over de Transfer of Energy moeten kunnen komen.

Hoewel het Clean Energy Package van de EU als doel heeft de mogelijkheden voor afnemers te vergroten, is vaak onduidelijk wat nu precies wordt vereist. Afnemers hebben het recht een tweede leverancier te contracteren, mits de daarvoor vereiste meet- en aansluitpunten aanwezig zijn. Die eisen moeten wel een redelijk doel dienen, anders komen ze in strijd met het algemene EU-rechtelijke evenredigheidsbeginsel. Maar wat voor aansluit- en meetpunten zijn 'nodig' om een tweede leverancier te faciliteren? Te gedetailleerde regels voor de aansluit- en meetpunten kunnen een barrière vormen.

Zelfverbruikers van hernieuwbare energie hebben het recht om peer-to-peerhandel te bedrijven. Maar wat houdt dit recht nu precies in? Is het voldoende als zij met elkaar kunnen handelen via een tussenpersoon, of moeten zij daadwerkelijk direct met elkaar kunnen handelen?

Hetzelfde geldt voor het recht van afnemers zich op de elektriciteitsmarkten te begeven. Is het voldoende als zij dat via een aggregator kunnen realiseren, of moeten zij directe toegang tot die markten hebben?

Een laatste onduidelijkheid is de vraag waar de verantwoordelijkheid ligt voor onbalans veroorzaakt door één lid van een energiegemeenschap: is de gemeenschap verantwoordelijk voor haar leden, of houden leden een eigen verantwoordelijkheid? Wat als een lid geen eigen aansluiting heeft op het publieke net?

Omdat het Clean Energy Package van de EU een verdere stap is naar het creëren van een Europese energiemarkt, zijn dergelijke onduidelijkheden problematisch. Een heldere, en wellicht misschien ook wel uniforme, regeling van de balanceringsverantwoordelijkheid is essentieel voor het tot stand komen van die markt. Denk aan een grensoverschrijdende energiegemeenschap van burgers: wanneer de regels over balanceringsverantwoordelijkheid tussen de buurlanden verschillen, bijvoorbeeld omdat gekozen is voor verschillende regulatorische modellen, of in het ene land voor een regulatorisch en in het andere land voor een contractueel model, wordt de BRP-puzzel voor de gemeenschap wel heel ingewikkeld.

Verduidelijking van de regels is dus nodig. De op handen zijnde herziening van Balanceringsverordening 2017/2195 kan daarbij helpen.

E.2. DEEL B: Markten en innovaties.

In deel B is de werking van de elektriciteitsmarkten beschreven. Ook is in kaart gebracht welke diensten op dit moment ontwikkeld worden op die markten. De toegang tot markten voor kleinverbruikers wordt bemoeilijkt door allerhande technische, financiële en administratieve beperkingen die weinig met balanceringsverantwoordelijkheid te maken hebben. Hoewel dit een belangrijke observatie is, vallen dergelijke barrières buiten de scope van dit onderzoek. Hetzelfde geldt voor de ontwikkeling van diensten, die regelmatig bemoeilijkt wordt door de manier waarop de energiebelasting is vormgegeven, de salderingsplicht, of de vergunningplicht voor levering aan kleinverbruikers.

Desalniettemin is de medewerking van de balanceringsverantwoordelijke essentieel voor het verkrijgen van toegang tot elektriciteitsmarkten. Daarnaast blijkt het aanzienlijk eenvoudiger om innovatieve diensten voor kleinverbruikers te realiseren, wanneer de betrokken partijen dezelfde balanceringsverantwoorde partij hebben gecontracteerd. Daardoor worden innovaties nu vooral aangeboden via de leverancier en zijn deze diensten niet toegankelijk voor kleinverbruikers die een andere leverancier hebben.

Momenteel zijn er nog veel barrières die de toegang tot verschillende energiemarkten bemoeilijken. Verschillende innovatieve diensten laten nu al zien dat deze barrières te beslechten zijn, zoals het ETPA het platform dat tevens balanceringsverantwoordelijkheid draagt voor de transacties op het platform. In de toekomst zouden ook kleinverbruikers op dergelijke platformen kunnen handelen, door bijvoorbeeld de balanceringsverantwoordelijkheid te verleggen naar een platform. Verder zijn er initiatieven om de markten toegankelijker te maken voor kleinere volumes.

Ook op het gebied van P2P worden nieuwe diensten ontwikkeld en aangeboden. Het verbod zonder vergunning aan kleinverbruikers te leveren, en de zware eisen die gesteld worden aan vergunninghoudende leveranciers, zijn de grootste barrières. Maar ook hier geldt, dat wanneer die barrières eenmaal geslecht zijn, de regeling van balanceringsverantwoordelijkheid wel degelijk invloed kan hebben op de haalbaarheid van P2P.

E.3. DEEL C: beschrijving PV modellen.

In deel C is ingegaan op de diverse keuzes die gemaakt kunnen worden bij het vormgeven van de balanceringsverantwoordelijkheid voor kleinverbruikers. Er worden drie modellen voor balanceringsverantwoordelijkheid beschreven. De modellen dienen om na te denken over wat de wetgever zou kunnen regelen en wat partijen onderling kunnen afspreken. Het geïntegreerde model, zo volgt ook uit de analyse van deel D, voldoet niet aan de vereisten uit het CEP. Om te voldoen aan de vereisten in het CLEAN ENERGY PACKAGE moet waarschijnlijk gekozen worden voor een combinatie van een regulatorisch model en een contractueel model (paragraaf 3.5 en 3.6 deel C). Daarbij moet telkens nauwkeurig worden onderzocht wat het effect van wel of niet regelen in de praktijk heeft voor partijen en of het bepaalde partijen uitsluit of juist bevoordeelt.

Of nu gekozen wordt voor een regulatorisch of een contractueel model, er moeten in beide gevallen keuzes worden gemaakt over de wijze waarop de verantwoordelijkheid verdeeld wordt. Er kan op verschillende manieren invulling gegeven worden aan die verdeling. (paragraaf 3.1 deel C), bijvoorbeeld door alle deelstromen te meten, door referentieverbruiken af te spreken (bijv. standaardprofielen of andere baseline-methodologieën) of door een heldere verdeling in de tijd.

Het opnieuw verdelen van deze verantwoordelijkheid is ingewikkeld. In de eerste plaats moet een keuze worden gemaakt tussen de huidige socialisering van de verantwoordelijkheid voor kleinverbruikers, de verplichte overdracht van verantwoordelijkheid naar een door de wetgever aan te wijzen partij (nu de leverancier), of het beleggen van de balanceringsverantwoordelijkheid bij de kleinverbruiker zelf. In dat laatste geval zal de kleinverbruiker veelal niet zelf optreden als balanceringsverantwoorde, maar zélf zijn verantwoordelijkheid verleggen naar een partij van zijn keuze. In die afweging spelen de ToE, afspraken over baselinemethodiek een belangrijke rol (paragraaf 3.1 deel C)

Het inbedden van een nieuw model kost tijd. Daarbij moet goed gekeken worden wie welke verantwoordelijkheid draagt en wat dit voor impact heeft op de werkprocessen van de betrokken partijen . Een nieuw model biedt ook ruimte voor het ontstaan van nieuwe marktpartijen, ook dit heeft tijd nodig. Tegelijkertijd kan de wetgever dit proces versnellen door een aantal onderwerpen te regelen. Een regulatorisch model, dat als een fall-back model functioneert, zou de intrede van nieuwe marktpartijen kunnen versnellen. Belangrijke aandachtspunten zijn dan: Wat moet er centraal geregeld worden en welke systemen zijn hiervoor nodig? Welke transparantie-eisen stellen we aan dit systeem? Welke rol spelen de verschillende partijen betrokken, en meer specifiek; de TSB en DSO.

Tot slot moet er een keuze gemaakt worden of de kleinverbruiker zelf verantwoordelijk kan zijn, of dat zij deze verantwoordelijkheid verplicht moeten beleggen bij een BRP naar keuze. De CLEAN ENERGY PACKAGE legt de verantwoordelijkheid bij de kleinverbruiker en lijkt daarmee aan een verplichte verlegging naar een BRP naar keuze in de weg te staan.

Om de kleinverbruiker ook daadwerkelijk de mogelijkheid te bieden de verantwoordelijkheid zelf te dragen, zal ook opnieuw gekeken moeten worden naar de eisen die worden gesteld aan de BRP. Een BRP-light regime zou wellicht een oplossing bieden. Dit is misschien niet interessant voor een enkel huishouden, maar wel voor energiegemeenschappen die niet achter een grootverbruikersaansluiting zitten of MKB-ers met meerdere kleinverbruikersaansluitingen.

E.4. DEEL D: evaluatie PV-modellen aan de hand van use cases

In deel D zijn de verschillende PV-modellen getoetst aan een achttal toekomstige praktijksituaties: ‘use cases’. Daarbij is gekeken vanuit het perspectief van de kleinverbruiker, en van het Clean Energy Package. Een aantal PV-modellen blijkt op basis van het Clean Energy Package niet, of slechts in een beperkt aantal gevallen, toegestaan.

De wettelijke verplichting de programmaverantwoordelijkheid over te dragen aan een bepaalde partij is in het geval van actieve afnemers niet langer toegestaan. De afnemers in de meeste use cases zullen op basis van hun activiteiten als actieve afnemers moeten worden gekwalificeerd. Daarnaast compliceert de verplichte overdracht van balanceringsverantwoordelijkheid de realisatie van use cases waarop meerdere partijen energiediensten leveren op een aansluiting. Over het algemeen zijn in de modellen met verplichte overdracht meer afspraken of regels nodig dan in de modellen waar de balanceringsverantwoordelijkheid bij de afnemer ligt.

Een geïntegreerd model is om deels dezelfde redenen niet mogelijk. Actieve afnemers dienen immers zelf verantwoordelijk te zijn voor hun onbalansen, en aan die verantwoordelijkheid kunnen ze op maar twee manieren voldoen: zij dragen zelf direct de balanceringsverantwoordelijkheid, of ze delegeren hun verantwoordelijkheid contractueel aan een balanceringsverantwoordelijke van hun keuze. Ook de eis uit het Clean Energy Package dat onafhankelijke aggregatoren toegang hebben tot de markt is niet te verenigen met een geïntegreerd model. Daarnaast zijn in dit model de use cases soms wel te simuleren, maar zijn zij niet te realiseren. Of de use cases gesimuleerd kunnen worden, is bovendien volledig afhankelijk van de leverancier van de afnemer. Het model draagt daarmee ook niet bij aan de empowerment van consumenten.

Het beleggen van de balanceringsverantwoordelijkheid bij de kleinverbruiker zelf kent ook nadelen. Strikt genomen biedt het Clean Energy Package ruimte om voor passieve consumenten een systeem van verplichte overdracht te hanteren. Voor hen spelen deze nadelen dan niet. Dat leidt echter wel tot een ingewikkeld systeem, waarbij van iedere kleinverbruiker moet worden vastgesteld of die voldoet aan de definitie van een actieve afnemer. Die complexiteit is niet nodig. De regeling in de consultatieversie van de nieuwe Energiewet is in overeenstemming met het Clean Energy Package en relatief eenvoudig in de toepassing. De balanceringsverantwoordelijkheid ligt dan in beginsel bij de kleinverbruiker zelf, en die kan delegeren naar een BRP van zijn keuze. Maakt hij geen keuze, dan bepaalt het contract met zijn leverancier, dat deze de verantwoordelijkheid op zich neemt.

Vervolgens is er de keuze tussen een regulatorisch of een contractueel model waarbij in eerste instantie de verantwoordelijkheid voor onbalansen bij de kleinverbruiker zelf ligt. Dit is geen of/of situatie. Het is goed mogelijk aspecten van regulatorie en contractuele modellen te combineren. Zo zou de wetgever regels stellen over de verdeling van verantwoordelijkheid tussen kleinverbruikers en andere partijen, maar bij professionele partijen de verdeling onderling laten vaststellen. Die keuze is grotendeels vrij, met een belangrijke uitzondering: over de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid in scenario's waar een vraagresponsaggregator actief is, moeten regels worden opgenomen in de code op voordracht van de TSO.

In alle andere situaties kan een keuze gemaakt worden tussen een regulatorisch en een contractueel model. Met andere woorden, de wetgever kan er voor kiezen regels te stellen voor de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid tussen de aggregator en andere partijen, en voor het overige de verdeling aan partijen zelf over te laten.

Om de vrijheid van partijen niet te veel te beknotten kan ervoor worden gekozen in beginsel een contractueel model te hanteren. In concrete situaties kan dan bekeken worden of in bepaalde situaties toch ingegrepen moet worden. Dat zal het geval zijn wanneer blijkt dat wenselijke dienstverlening niet van de grond komt omdat het niet lukt afspraken te maken tussen partijen. Het risico daarop is aanzienlijk wanneer potentieel veel partijen betrokken zijn (zoals bij energiegemeenschappen en activiteiten op publieke aansluitpunten) of wanneer activiteiten van verschillende partijen daadwerkelijk onbalans kunnen veroorzaken (zie voor een overzicht de onderstaande tabel uit deel X). Dan zijn

dusdanig veel afspraken nodig, dat een gereguleerd kader behulpzaam zal zijn. Ook wanneer blijkt dat kleinverbruikers in beginsel wel interesse hebben in diensten van derden, maar in de praktijk tegengehouden worden omdat hun balanceringsverantwoordelijke partij niet meewerkt, zal dat pleiten voor de keuze van een regulatorisch model. Een regulatorisch model kan ook de intrede van nieuwe dienstverleners bespoedigen.

Wanneer de keuze voor een regulatorisch of contractueel model eenmaal gemaakt is, moet worden besloten hoe de verdeling van balanceringsverantwoordelijkheid vorm gaat krijgen, hetzij door de wetgever, hetzij door partijen zelf. Daarvoor zijn legio mogelijkheden. Het is goed daarbij de samenwerking met consumenten, nieuwe dienstverleners en bestaande marktpartijen te zoeken en te kijken naar wat er in binnen- en buitenland al ligt, en dat waar nodig door te ontwikkelen.

Tabel E.1:

Functie	Functie veroorzaakt onbalans?	Rollen
Wie: Balancing Service Provider (BSP) Wat: Balanceringsdiensten aanbieden aan een TSO.	De dienst FCR heeft geen impact op de onbalans, de energiecomponent wordt als niet significant gezien. Voor mFRR en aFRR geldt dat wel. De TSB houdt bij hoeveel flexibiliteit geactiveerd is, ook als dat meer of minder is dan de afgesproken hoeveelheid.	(Onafhankelijke) aankoopgroepering/ aggregator -Energiegemeenschappen van burgers - Hernieuwbare energiegemeenschap (art. 2 sub c)
Congestiemangementdienstenverlener (CSP) Congestiemangement-diensten aanbieden aan een netbeheerder.	Ja, maar het is mogelijk om de energietransactie (ook wel: redispatch) via een andere functie (aanbieden op groothandelsmarkt) te regelen, dit is het geval bij GOPACS.	- (Onafhankelijke) aankoopgroepering/ aggregator - Energiegemeenschap van burgers - hernieuwbare energiegemeenschap
Expliciete flexibiliteit geactiveerd achter een aansluiting verhandelen op de groothandelsmarkt	Ja en de hoeveelheid wordt bepaald door het verschil tussen een baseline (op aansluitings- of apparaatniveau) en de realisatie.	Onafhankelijke aggregator - Energiegemeenschap van burgers - Hernieuwbare energiegemeenschap - Actieve afnemer (waarschijnlijk via dienstverlener) - Zelfverbruiker van hernieuwbare energie (waarschijnlijk via een dienstverlener)

Teruglevering vanachter een aansluiting (waar ook op wordt geleverd) verhandelen op de groothandelsmarkt.	Nee, zolang deze functie niet wordt uitgevoerd in combinatie met vraagsturing kan er geen onbalans worden veroorzaakt, alleen de administratieve levering moet tijdig en correct worden afgehandeld (geen dubbelverzorging).	Onafhankelijke (terugleverings-) aggregator - Energiegemeenschap van burgers - hernieuwbare energiegemeenschap Actieve afnemer (waarschijnlijk via dienstverlener) - Zelfverbruiker van hernieuwbare energie (waarschijnlijk via een dienstverlener)
Energie inkopen voor eindgebruikers op de groothandelsmarkt.	Nee, zolang deze functie niet wordt uitgevoerd in combinatie met vraagsturing kan er geen onbalans worden veroorzaakt, alleen de administratieve levering moet tijdig en correct worden afgehandeld (geen dubbelverzorging).	Leverancier Energiegemeenschap van burgers
Impliciete flexibiliteit activeren voor diverse doeleinden zoals: dynamische leveringstarieven, beperken van de aansluitingscapaciteit, dynamische nettarieven	De effecten van reageren op dynamische leveringstarieven vallen onder de PV van de leverancier, tenzij de consument expliciet zelf de balanceringsverantwoordelijkheid draagt. De effecten van reageren op aansluitings- en net tarieven (dynamisch of tav piekcapaciteit) of sturing tav het verhogen van zelfconsumptie vallen enigzins buiten het gezichtsveld van de leverancier, wat redelijkerwijs aan de actieve consument kan worden toegeschreven daarover dient de wetgever een uitspraak over te doen(?).	(Actieve) afnemer

Energie inkopen voor eindgebruikers
buiten de groothandelsmarkt (P2P):
Contractueel energie-uitwisseling
vastleggen buiten de groothandelsmarkt
om.

Eindgebruikers hebben
dezelfde PV partij: er hoeft
niets worden geregeld.

Eindgebruikers hebben niet
dezelfde PV partij:
administratieve levering
moet worden afgehandeld
tussen de betreffende PV-
partijen. In beide gevallen:
zolang er geen sturing plaats
vindt kan er geen onbalans
worden veroorzaakt.

Eindgebruikers en
producenten, evt. met
tussenkomsst van een
P2P-platform provider.

DEEL F.: BIJLAGEN

F.1. Lijst van afkortingen

Begrip	Omschrijving	Zie paragraaf:
ACM	Autoriteit Consument en Markt	
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve, reserververmogen voor de TSB	
baseline	De (beste) inschatting voor energieconsumptie- en productie in geval vraagsturing niet had plaatsgevonden.	
BRP	Balance Responsible Party	
BSP	Balance Service Provider	
CEP	Clean Energy Package	
CSP	Congestion Management Service Provider	
DAM	beurs van de Day-Ahead Market	
DSB	Decentrale Systeem Beheerder	
DSO	Decentral System Operator, Engelse term voor TSB	
EPEX	Energiebeurs	
EV	Electric Vehicle	
IDM	beurs van de Intra-Day Market	
KV	Kleinverbruiker	
MLOEA	Meer leveranciers op één aansluiting	
OTC	Over the counter handel, bilaterale handel	
P2P	Peer-to-Peer handel, handel tussen – doorgaans – twee kleinverbruikers	
PV	Programmaverantwoordelijkheid	
RTP	Real time pricing, ook wel Time of Use pricing	
SMA	Slimme meter allocatie	
ToE	Transfer of Energy, Energievolume dat feitelijk wordt overgedragen tussen de BRP van de leverancier en de BRP van een andere dienstverlener. Bij vraagsturingsaggregatie wordt de Transfer of Energy gebruikt om de BRP van de leverancier te compenseren voor de effecten van flexibiliteitsactivatie door een aggregator en om te voorzien ('sourcing') in de energie die nodig is voor deze activatie.	
ToU	Time of Use pricing, ook wel Real time pricing	
TSB	Transport en Systeem Beheerder	
TSO	Transport And System Operator, Engelse term voor TSB	
USEF	Universal Smart Energy Framework	

F.2. Overzicht Europees juridisch kader

De volgende acht wetgevingsinstrumenten vormen het belangrijkste kader voor de inrichting van het elektriciteitssysteem in de lidstaten.

1. RICHTLIJN (EU) 2018/844 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 30 mei 2018 tot wijziging van Richtlijn 2010/31/EU betreffende de energieprestatie van gebouwen en Richtlijn 2012/27/EU betreffende energie-efficiëntie;
2. RICHTLIJN (EU) 2018/2001 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen;
3. RICHTLIJN (EU) 2018/2002 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 11 december 2018 houdende wijziging van Richtlijn 2012/27/EU betreffende energie-efficiëntie;
4. VERORDENING (EU) 2018/1999 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 11 december 2018 inzake de governance van de energie-unie en van de klimaatactie, tot wijziging van Richtlijn 94/22/EG, Richtlijn 98/70/EG, Richtlijn 2009/31/EG, Verordening (EG) nr. 663/2009, Verordening (EG) nr. 715/2009, Richtlijn 2009/73/EG, Richtlijn 2009/119/EG van de Raad, Richtlijn 2010/31/EU, Richtlijn 2012/27/EU, Richtlijn 2013/30/EU en Richtlijn (EU) 2015/652 van de Raad, en tot intrekking van Verordening (EU) nr. 525/2013;
5. 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, *PbEU* 2019, L 158/125;
6. VERORDENING (EU) 2019/943 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, *PbEU* 2019, L 158/54;
7. VERORDENING (EU) 2019/941 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG; en
8. VERORDENING (EU) 2019/942 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 5 juni 2019 tot oprichting van een Agentschap van de Europese Unie voor de samenwerking tussen energieregulators.