



Onderzoek naar de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven

Finaal rapport

Auteurs: Reinhilde D'hulst, Annelies Delnooz, Erik Laes, Daan Six

Datum: 11/01/2018

Inhoudsopgave

Lijst van tabellen en figuren	4
Lijst van afkortingen.....	7
Verklarende definities	9
1. Introductie.....	10
1.1. Aanleiding en aanpak.....	10
1.2. Scope en toepassingsgebied van de studie	11
1.3. Structuur van dit studierapport	13
2. Beleids- en regelgevend kader met impact op toekomstvisie (2030).....	14
2.1. EU beleidskader	14
2.2. Vlaams energiebeleid	16
2.3. Verwachte technologische ontwikkelingen	18
2.3.1. Ontwikkelingen aan de vraagzijde	18
2.3.2. Ontwikkelingen aan de aanbodzijde	24
2.3.3. Ontwikkeling van elektrische opslag.....	28
2.3.4. Ontwikkelingen op gebied van flexibiliteit.....	31
2.3.5. Digitale meters	31
2.3.6. Impact technologische ontwikkelingen op betrokken stakeholders	32
3. Doelstelling en opties voor distributienetbeheer	34
3.1. Algemene doelstelling distributienetbeheer	34
3.2. De energietransitie: impact op distributienetbeheer en -tarieven	36
3.3. Opties	40
3.4. Kostenveroorzakers van distributienetbeheer.....	41
3.4.1. Endogene kosten.....	42
3.4.2. Exogene kosten.....	48
4. Tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven	52
4.1. Huidige situatie distributienetgebruikers	52
4.1.1. Cascadeprincipe.....	55
4.1.2. Inkomenstoewijzing	56
4.2. Probleemstelling huidige distributienettariefstructuur.....	57
4.3. Doelstellingen tariefstructuur	58
4.3.1. Kostenreflectiviteit	59
4.3.2. Niet-verstorend.....	60
4.3.3. Kostendeckking.....	60
4.3.4. Niet-discriminerend.....	60
4.3.5. Transparantie	60
4.3.6. Voorspelbaarheid	60
4.3.7. Eenvoud.....	60
4.3.8. Duurzaamheid	60
4.3.9. Verdelende rechtvaardigheid	61
4.4. Afweging van de doelstellingen	61
4.5. Mogelijke tariefmodellen.....	62
4.5.1. Meetinstallatie	63
4.5.2. Tariefdragers.....	64
4.5.3. Bi-directionaliteit	65
4.5.4. Tijdsdimensie	66
4.5.5. Granulariteit van meten	66
4.5.6. Synchroniciteit met systeem piek.....	67
4.6. Prijszettingsstrategie	67
4.6.1. Marginale kosten prijszetting	67
4.6.2. Ramsey prijszetting	68
4.6.3. Sociale prijszetting.....	69

4.6.4.	<i>Prijszetting op basis van 'game theory'</i>	69
4.6.5.	<i>Referentienetwerkmodellen</i>	69
4.6.6.	<i>Ad hoc</i>	69
4.7.	<i>Europese implementatie</i>	70
4.8.	<i>Perceptie van de eindgebruiker</i>	73
5.	Plan van aanpak	75
5.1.	<i>Methodiek</i>	75
5.2.	<i>Beoordelingindicatoren</i>	75
5.2.1.	<i>Kwantitatieve succesfactoren</i>	76
5.2.2.	<i>Kwalitatieve succesfactoren</i>	78
5.3.	<i>Selectie tariefmodellen</i>	79
5.3.1.	<i>Mogelijkheden klassieke meter klanten</i>	80
5.3.2.	<i>Mogelijkheden digitale meter klanten</i>	82
5.4.	<i>Rekenmodel</i>	89
5.4.1.	<i>Klantengroepen</i>	89
5.4.1.	<i>Rekenvolumes</i>	92
5.4.2.	<i>Energietransitie</i>	92
5.4.3.	<i>Digitale meter</i>	97
6.	Vergelijkende analyse	98
6.1.	<i>Becijfering tariefmodellen</i>	98
6.1.1.	<i>Huidige tariefstructuur</i>	98
6.1.2.	<i>Tariefvoorstel consultatie</i>	98
6.1.3.	<i>Vast bedrag per aansluiting</i>	99
6.1.4.	<i>Hybride model volgens kostendrijvers (klassieke meter)</i>	99
6.1.5.	<i>Piekvermogen</i>	100
6.1.6.	<i>Piekvermogen inclusief injectie</i>	100
6.1.7.	<i>Verbruiksgerelateerd tariefvoorstel inclusief injectie</i>	100
6.1.8.	<i>Verbruiksgerelateerd tariefvoorstel volgens capaciteitsschijven</i>	101
6.1.9.	<i>Tariefvoorstel piekgemeten klanten</i>	101
6.1.10.	<i>TOU tarief</i>	101
6.1.11.	<i>Hybride model volgens kostendrijvers (digitale meter)</i>	102
6.2.	<i>Kwantitatieve analyse</i>	102
6.2.1.	<i>KPI 1: Duurzaamheid REG</i>	102
6.2.2.	<i>KPI 2: Duurzaamheid HEB</i>	103
6.2.3.	<i>KPI 3: Impact op de netgebruiker</i>	105
6.2.4.	<i>KPI 4: Kostenreflectiviteit</i>	111
6.2.5.	<i>KPI 5: Rationeel netgebruik</i>	113
6.2.6.	<i>KPI 6: Eenvoud</i>	113
6.3.	<i>Kwalitatieve analyse</i>	114
6.3.1.	<i>Marktimpact</i>	114
6.3.2.	<i>Innovatiebevordering of belemmering</i>	115
6.3.3.	<i>Voorspelbaarheid en stabiliteit</i>	116
6.4.	<i>Scenario impact</i>	117
6.4.1.	<i>Impact op de individuele netgebruiker</i>	117
6.4.2.	<i>Impact op het distributienetbeheer en financiering</i>	118
7.	Aanbeveling	122
7.1.	<i>Optimum vanuit maatschappelijk oogpunt</i>	124
7.2.	<i>Optimum vanuit oogpunt netgebruiker</i>	125
7.3.	<i>Optimum vanuit oogpunt netbeheerder</i>	127
7.4.	<i>Conclusie</i>	129
8.	Flankerende maatregelen	132
8.1.1.	<i>Effect op rationeel gebruik van elektriciteit</i>	132
8.1.2.	<i>Tariefwijziging</i>	133
8.1.3.	<i>Kwetsbare afnemers</i>	134
8.1.4.	<i>Overgedimensioneerde aansluiting</i>	134

8.1.5.	<i>Huurders en bewoners van appartementsgebouwen</i>	135
8.1.6.	<i>Elektrische wagens en warmtepompen</i>	135
8.1.7.	<i>Thuisbatterijen en injectie</i>	136
8.1.8.	<i>Exclusief nachttarief (elektrische verwarming)</i>	136
9.	Referenties	138
9.1.	Bronnen	138
9.2.	Weblinks	141

Lijst van tabellen en figuren

Tabel 1:	Verkoopcijfers warmtepompen in België 2004-2014.....	20
Tabel 2:	Thermische vermogen (kW) per type warmtepomp, per sector tot 2030.....	21
Tabel 3:	Totaal geïnstalleerd elektrisch vermogen van warmtepompen per type voor referentie en MAX scenario (kW).....	22
Tabel 4:	gewenste volumes elektrisch aangedreven voertuigen tegen 2020	23
Tabel 5:	huidige volumes elektrische voertuigen in België.....	23
Tabel 6:	Impact van elektrische voertuigen op het distributienet in functie van transformatorbelasting en geleverde energie	38
Tabel 7	Evolutie verhouding totaal toegelaten inkomen voor exogene versus endogene kosten (Infrax en Eandis gecombineerd).....	42
Tabel 8:	Procentueel aandeel toegelaten inkomen voor de endogene kosten	43
Tabel 9	Overzicht van de primaire kostendrijvers van de endogene kosten voor elk kostenonderdeel. De percentages geven het aandeel van de kostendrijver aan in het totale endogene budget.....	47
Tabel 10:	Procentueel aandeel van de verschillende budgetonderdelen in de transmissiekosten. (cijfers voor 2017, alle DNB's gecombineerd).....	50
Tabel 11:	Klantengroepen op basis van nominale spanningsniveau van aansluiting.....	53
Tabel 12:	opdeling Vlaamse afnemers voor 2015 en 2016.....	55
Tabel 13:	huidige tariefcomponenten voor de afname van elektriciteit	55
Tabel 14:	De verhouding van afgenomen actieve energie, geïnjecteerde actieve energie, aantal EAN's, en gemeten piek per klantengroep. (data voor IMEWO).....	56
Tabel 15:	Overzicht meeteenheden tariefdragers	64
Tabel 16:	overzicht beoordelingsindicatoren.....	76
Tabel 17:	Toekenning kostendrijvers per budget-onderdeel.	78
Tabel 18:	overzicht geselecteerde tariefmodellen klassieke meter klanten	80
Tabel 19:	overzicht geselecteerde tariefmodellen digitale meter klanten	80
Tabel 20	Voorgestelde capaciteitsschijven consultatie	81
Tabel 21:	budgetverdeling afname en injectie, budget verdeeld op basis van de rekenvolumes voor afname- en injectiepiekvermogen.	85
Tabel 22:	budgetverdeling afname en injectie, verdeling gebaseerd op basis van de rekenvolumes voor afgenomen en geïnjecteerde energie (kWh).	85
Tabel 23:	definitie tijdsperiodes TOU tariefvoorstel.....	88
Tabel 24	Eurostat klantencategorieën.....	90
Tabel 25	Voornaamste kenmerken per klantengroep	91
Tabel 26:	uitrolscenario digitale meter op 10 jaar	97
Tabel 27:	becijfering huidige tariefstructuur	98
Tabel 28:	becijfering consultatievoorstel	99
Tabel 29:	becijfering vast bedrag	99
Tabel 30:	becijfering hybride tariefmodel	100
Tabel 31:	becijfering piekvermogenstarief.....	100
Tabel 32:	becijfering tariefvoorstel piekvermogen afname en injectie	100
Tabel 33:	becijfering verbruiksgelateerd tariefvoorstel.....	100
Tabel 34:	becijfering verbruiksgelateerd tariefvoorstel in capaciteitsschijven	101
Tabel 35:	becijfering tariefvoorstel piekgemeten klanten	101
Tabel 36:	becijfering TOU tariefvoorstel.....	101
Tabel 37:	becijfering hybride tariefvoorstel.....	102
Tabel 38:	Vergelijking van KPI 3a voor elk tariefmodel.....	107
Tabel 39:	Vergelijking KPI3b voor elke klantengroep.....	110

Figuur 1: Illustratie netto elektriciteitsafname	9
Figuur 2: Illustratie aansluitings- en piekvermogen	9
Figuur 4: Aanpak en fasering van de studie voor een nieuwe distributietariefstructuur	10
Figuur 5: Sturingssignalen toegelaten inkomen en netwerktariefstructuur	11
Figuur 6: inning van het totale inkomen via de aansluitingstarieven en de periodieke distributietarieven door de distributienetbeheerder	12
Figuur 7: Aantal bijkomende warmtepompen per jaar en het cumulatief aantal warmtepompen voor 1997-2015	20
Figuur 8: Verdeling van de brandstoftechnologieën voor nieuw verkochte personenwagens	24
Figuur 9: Jaarlijks geïnstalleerd vermogen voor zonne- en windenergie in Vlaanderen over de periode 2006-2016	25
Figuur 10: Bottom-up scenario voor zonne- en windenergie in Vlaanderen	27
Figuur 11: Wereldwijde voorspelling van de batterijopslag capaciteit (MW) voor grootschalige batterijen	29
Figuur 12: Gecumuleerde Europese batterijopslag capaciteit (MW)	29
Figuur 13: Kostevoluitie van Li-ion batterijen voor BEV volgens verschillende bronnen.	30
Figuur 14: Kostprijsevoluitie van Li-Ion batterij opslagsystemen voor energiesysteem toepassingen (zowel op residentiële als commerciële en industriële schaal)	30
Figuur 15: Vermoedelijk beoogd uitrolscenario van digitale meters, zoals geschat door SERV en Minaraad .	32
Figuur 16: Evolutie van de netto-electriciteitsafname, geregistreerd op het distributienet in Vlaanderen, uitgesplitst voor MS en LS.	37
Figuur 17: gefactureerde consumptie bij een maandelijkse afrekening (illustratief voorbeeld)	37
Figuur 18: Impact van wantepompen op het laagspanningsnet	39
Figuur 19: Procentueel aandeel exogene versus endogene kosten in het totale toegelaten inkomen (2017) voor de DNB's samen.	42
Figuur 20: Procentuele verdeling van de endogene kosten (voor het toegelaten inkomen 2017) voor alle DNB's samen.	43
Figuur 21: Procentuele verhouding van alle kostenonderdelen in 'gebruik distributienet' (cijfers voor Eandis).	44
Figuur 22: Procentuele verdeling van de exogene kosten (toegelaten inkomen 2017) voor de DNB's samen.	48
Figuur 23: Verdeling van de elektriciteitsprijs voor huishoudelijke afnemers met een doorsnee verbruik	52
Figuur 24: Verdeling van de elektriciteitsprijs voor kleine professionele afnemers	53
Figuur 25: verwachtingen van marktstakeholders wat betreft de distributietariefstructuur	59
Figuur 26: beslissende dimensies voor de distributietariefstructuur	63
Figuur 27: Overzicht van distributietarieven over Europa	71
Figuur 28: uitlichting van enkele specifieke voorbeelden	72
Figuur 29: aandeel van een vaste of capaciteit gebaseerde en energie gebaseerde component in het distributietarief voor huishoudens	72
Figuur 30: aandeel van een vaste of capaciteit gebaseerde en energie gebaseerde component in het distributietarief componenten voor industrie	73
Figuur 31: Beoordeling van de rechtvaardigheid van verschillende typen nettarieven door een panel van Nederlandse consumenten (positief percentage is rechtvaardig, een negatief percentage is een tarief dat als onrechtvaardig wordt aangevoeld)	74
Figuur 32: gebruikte methodiek	75
Figuur 33: Tariefvoorstel vast bedrag per aansluiting	82
Figuur 34: Opdeling kostendrijvers volgens tariefdragers hybride tariefmodel klassieke meter	82
Figuur 35: Visuele representatie 12 ^{de} piekmetering	83
Figuur 36: Relatieve en absolute afwijking 3 ^{de} en 12 ^{de} piekmetering	84
Figuur 37: verbruiksgelateerd tariefvoorstel volgens capaciteitsschijven	86
Figuur 38: capaciteitsduurcurve voor 1000 netgebruikers	86
Figuur 39: tariefvoorstel piekgemeten klanten	87
Figuur 40: TOU tariefvoorstel	88
Figuur 41: Opdeling kostendrijvers volgens tariefdragers hybride tariefmodel digitale meter	89
Figuur 42: berekeningswijze rekenvolumes	92
Figuur 43 Evolutie van de afgenomen energie obv de voorgestelde transitie scenario's (voor IMEWO)	94
Figuur 44 Evolutie van de rekenvolumes voor afname, netto afname en injectie de voorgestelde transitie scenario's (voor IMEWO)	94
Figuur 45 Evolutie rekenvolumes kWh afname en kWh netto afname: 2017 vs. 2030 (IMEWO)	95
Figuur 46: Evolutie rekenvolumes kWh injectie : 2017 vs. 2030 (IMEWO)	95
Figuur 47 Groei geregistreerde piekafname [kWp] (voor IMEWO)	96
Figuur 48: Groei rekenvolume geregistreerde piekafname en injectie [kWp] (voor IMEWO)	96
Figuur 49 Evolutie van de rekenvolumes voor geregistreerde piek afname en injectie: 2017 vs. 2030. (voor IMEWO)	97

Figuur 50: Vergelijking van KPI 1 voor elk tariefmodel.....	103
Figuur 51: Vergelijking van KPI 2a voor elk tariefmodel.....	104
Figuur 52: Vergelijking van KPI 2b voor elk tariefmodel.....	105
Figuur 53: Vergelijking van KPI 3a voor elk tariefmodel.....	106
Figuur 54: Individuele absolute tariefimpact.....	108
Figuur 55: Vergelijking van KPI 3b voor elk tariefmodel.....	109
Figuur 56: Vergelijking van KPI 4a en 4b voor elk tariefmodel.	111
Figuur 57: jaarlijkse piekafname versus de jaarlijkse bruto afname.....	112
Figuur 58: technische aansluitcapaciteit versus geregistreerd piekvermogen.....	112
Figuur 59 Vergelijking van KPI 5 voor elk tariefmodel.....	113
Figuur 61 Vergelijking van KPI 6 voor elk tariefmodel.....	114
Figuur 62: Spreiding distributienetfactuur tussen laagste en hoogste kost.....	118
Figuur 63: De groene lijn toont lokaal geïnjecteerde energie. Bij een verhoging van zelfconsumptie door lokale batterij-opslag kan een verschillend deel van deze geproduceerde energie lokaal worden opgeslagen: (1) de injectiepiek blijft gelijk, of (2) er is een beperking van de injectiepiek.	120
Figuur 64: vergelijkende analyse tariefmodellen klassieke meter.....	122
Figuur 65: vergelijkende analyse tariefmodellen digitale meter	122
Figuur 66: indicatoren geïnterpreteerd vanuit de verschillende perspectieven.....	123
Figuur 67: Optimale tariefstructuur klassieke meter klanten vanuit maatschappelijk oogpunt	124
Figuur 68: Optimale tariefstructuur digitale meter klanten vanuit maatschappelijk oogpunt.....	125
Figuur 69: Optimale tariefstructuur klassieke meter klanten vanuit perspectief netgebruiker.....	126
Figuur 70: Optimale tariefstructuur digitale meter klanten vanuit perspectief netgebruiker.....	127
Figuur 71: Optimale tariefstructuur klassieke meter klanten vanuit perspectief netbeheerder	128
Figuur 72: Optimale tariefstructuur digitale meter klanten vanuit perspectief netbeheerder.....	129
Figuur 73: Algemeen optimale tariefstructuur klassieke meter klanten.....	129
Figuur 74: Algemeen optimale tariefstructuur digitale meter klanten	130

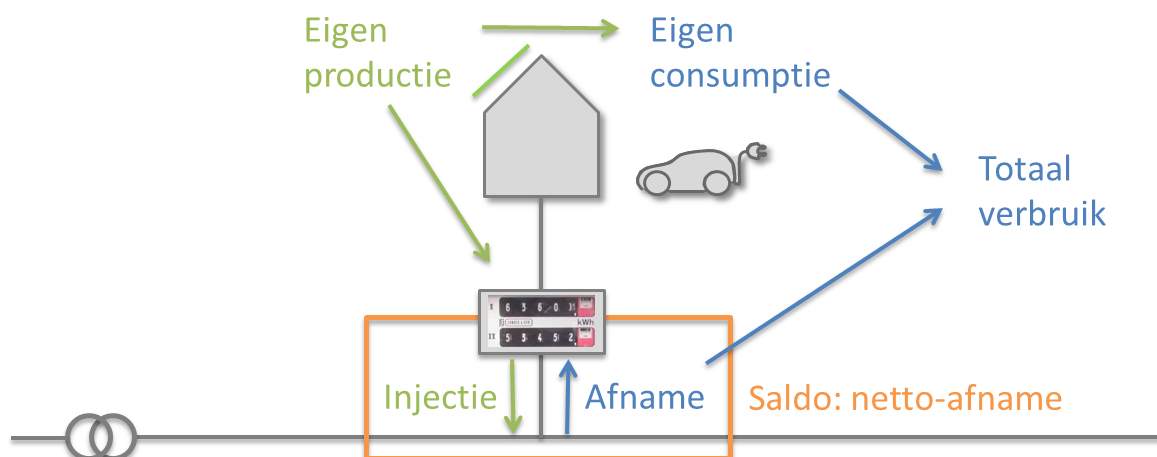
Lijst van afkortingen

AMR	Automatic meter reading
BAU	Business As Usual
BEV	Battery Electric Vehicle
BRP	Balancing Responsible Party
CAPEX	Capital Expenditures
CIPU	Coordination of the Injection of the Production Units
CPT	Clean Power for Transport
DNB	Distributienetbeheerder
DR	Demand Response
EC	Europese Commissie
EPB	Energieprestatieregelgeving
EPC	Energieprestatiecertificaat
ESCO	Energy Service Company
ETP	European Technology Platform
ETS	Emissions Trading System
EU	Europese Unie
EV	Elektrisch Voertuig
GSC	Groenestroomcertificaat
HEB	Hernieuwbare Energie Bronnen
HS	Hoogspanning
IoT	Internet of Things
KPI	Key Performance Indicator
LS	Laagspanning
MIG	Market Implementation Guide
MMR	Monthly Meter Readings
MS	Middenspanning
ODV	Openbare dienstverplichting
OPEX	Operational Expenditures
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle

POC	Proof of Concept
PV	Fotovoltaïsche zonne-energie
ROI	Return On Investment
SLP	Synthetisch Last Profiel
SPOC	Single Point of Contact
SWW	Sanitair warm water
TOU	Time of Use
UKERC	UK Energy Research Centre
WACC	Weighted average cost of capital
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WP	Warmtepomp
YMR	Yearly Meter Readings

Verklarende definities

Netto afname (kWh): De netto-afname van elektriciteit verwijst naar het netto-volume afgenomen elektriciteit van het elektriciteitsnetwerk, geregistreerd op de meetinstallatie. Bij prosumenten met een terugdraaiende teller kan er een sterke afwijking mogelijk zijn tussen de geregistreerde netto-afname en de effectieve bruto-afname van het elektriciteitsnet.

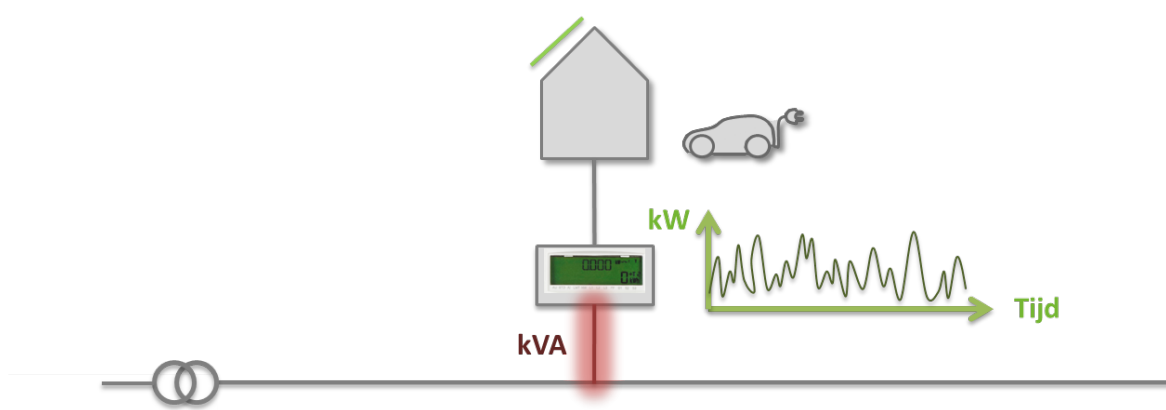


Figuur 1: Illustratie netto elektriciteitsafname

Aansluitingsvermogen (kVA): technisch maximaal vermogen van de aansluiting.

Toegangsvermogen (kVA): Het toegangsvermogen is gelijk aan het aansluitingsvermogen tenzij de klant aan de DNB een verlaging van het toegangsvermogen vraagt, voor zover deze mogelijkheid wordt aangeboden. De eventuele aanpassing van het toegangsvermogen op laagspanningsniveau wordt toepasbaar bij de uitrol van de digitale meter.

Piekvermogen (kW): Actief kwartiervermogen dat overeenstemt met de maximale behoefte (afname of injectie) van een netgebruiker op een bepaald toegangspunt binnen een bepaalde periode. Dit kan enkel worden opgemeten door piekgemeten meters. Er kunnen zowel maandregistraties als jaarregistraties van toepassing zijn.



Figuur 2: Illustratie aansluitings- en piekvermogen

Het onderschreven vermogen: het onderschreven vermogen wordt gedefinieerd als het maximum kwartuurvermogen afgenomen over de laatste twaalf maanden

1. Introductie

In dit hoofdstuk wordt eerst de aanleiding voor de studie alsook de structuur van het project toegelicht. Vervolgens wordt de scope en het toepassingsgebied beschreven, alsook de indeling van dit studierapport.

1.1. Aanleiding en aanpak

Het Europese en Vlaamse elektriciteitslandschap is de laatste jaren in volle evolutie en wordt gekenmerkt door een snelle toename van het aandeel van gedistribueerde hernieuwbare energie in de elektriciteitsproductie, naast evoluties aan de vraagzijde en algemene technologische ontwikkelingen (slimme meters, ICT, warmtepompen, opslag, ...).

Het veranderende gebruik van het distributienetwerk (injectie, afname, flexibiliteit, ...) en de technologische vooruitgang vormen zowel opportuniteiten als uitdagingen voor de distributienetbeheerders bij de uitbating en ontwikkeling van hun netten.

De huidige distributenettariefstructuren zijn gebaseerd op de aanname van een “traditioneel” gebruik van het netwerk, uitgaande van gecentraliseerde grootschalige elektriciteitsproductie en een pure afname van elektriciteit. Ze houden geen rekening met de recente evoluties in het energiesysteem en op de energiemarkten.

Bijgevolg wenst de Vlaamse Regulator voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG) de huidige distributenettariefstructuur te hervormen zodat de periodieke distributenettarieven voor elektriciteit vanaf 2019 beter beantwoorden aan de huidige en toekomstige evoluties van ons energiesysteem.

In 2016 werd hiervoor door de VREG een eerste consultatie opgezet om principes en draagvlak voor de tariefhervorming af te toetsen bij de stakeholders. De vele reacties, vragen en bedenkingen op die consultatie hebben geleid tot het uitschrijven van een opdracht voor bijkomend grondig studiewerk met betrekking tot de toekomstige distributenettarieven voor niet-piekgemeten klanten.

De opzet en verschillende fases die voorzien zijn in het project met hun indicatieve timing worden aangegeven in Figuur 3.



Figuur 3: Aanpak en fasering van de studie voor een nieuwe distributenettariefstructuur

Dit project wordt door EnergyVille uitgevoerd in opdracht van de VREG. Dit gebeurt in nauw overleg met alle stakeholders, onder begeleiding van consultant Levuur, gespecialiseerd in stakeholder management. Hiervoor zijn verschillende formele stakeholder interactiemomenten voorzien die de gelegenheid bieden om input, feedback en vragen van stakeholders te capteren, te beantwoorden en mee te nemen in de studie. Daarnaast

werd ook een stuurgroep met actieve participatie van stakeholders opgericht om van kortbij de studie mee op te volgen. Tot slot wordt de vooruitgang van de studie breed via verschillende kanalen gecommuniceerd om zoveel mogelijk stakeholders in het proces te bereiken en betrekken.

In de secties hierna, worden volgende aspecten toegelicht:

- De scope (begrenzing) en toepassingsgebied van de studie: wat wordt wel en niet in detail geanalyseerd in deze studie?
- Structuur van dit studierapport, dat de finale resultaten presenteert en toelicht betreffende de analyse van de periodieke distributienettarieven

1.2. Scope en toepassingsgebied van de studie

Deze studie richt zich tot het onderzoek naar de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven voor netgebruikers aangesloten aan het laagspanningselektriciteitsnetwerk.

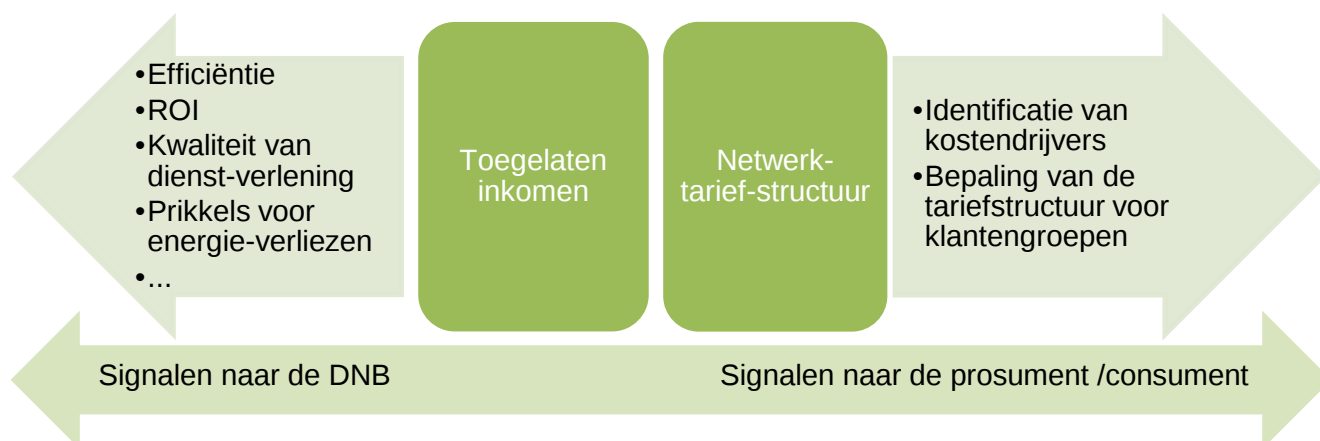
Het effect van een bepaalde tariefmethodiek en distributienettariefstructuur is verwant aan een wisselwerking van verschillende regulatoire middelen. Alternatieve wettelijke kaders kunnen een gelijkwaardige uitwerking kennen en eenzelfde evenwicht tussen risico's en prikkels bereiken, ondanks het gebruik van verschillende sturingsmechanismen. Eveneens kunnen exogene omstandigheden invloed hebben op de effectiviteit van bepaalde regelgevende mechanismen.

Het aspect netwerkprijszetting beslaat drie belangrijke facetten:

1. Het vaststellen van het toegelaten inkomen van de netbeheerders
2. Het vastleggen van initiële netwerkaansluitingskosten
3. Het ontwerpen van tariefstructuren met aandacht voor de tariefdragers en de prijszettingstrategieën.

De regulator stelt jaarlijks een toegelaten inkomen vast voor de distributienetbeheerders (DNBs). De bepaling van het totale toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder omvat de vergoedingen voor endogene en exogene kosten. Endogene kosten zijn samengesteld uit operationele kosten (opex), afschrijvingen, en een kapitaalkostvergoeding op basis van een normatieve Weighted average cost of capital¹ (wacc).

In de tariefmethodologie worden de kosten in globaliteit beoordeeld en geëvalueerd door de regulator op efficiëntie. De distributienetbeheerder ontvangt vanuit de tariefmethodologie, vanuit de wijze waarop de regulator zijn globaal inkomen uit nettarieven (incl. mogelijke winstmarge) bepaalt, een prikkel tot het zoeken naar de meest kostenefficiënte oplossingen (bv. investeren of afschakelen). De tariefmethodologie geeft ook een financiële kwaliteitsprikkel met betrekking tot de kwaliteitsprestaties. De tariefmethodologie is neutraal wat betreft de oplossingen die de distributienetbeheerder toepast voor de problemen die hij in zijn operaties ervaart. De DNB wordt geacht zelf het best geplaatst te zijn om operationeel de beste keuzes te maken, gegeven zijn ervaring en expertise. Het facet van het toegelaten inkomen van netwerkprijszetting maakt geen onderdeel uit van deze studie.



Figuur 4: Sturingssignalen toegelaten inkomen en netwerktariefstructuur ²

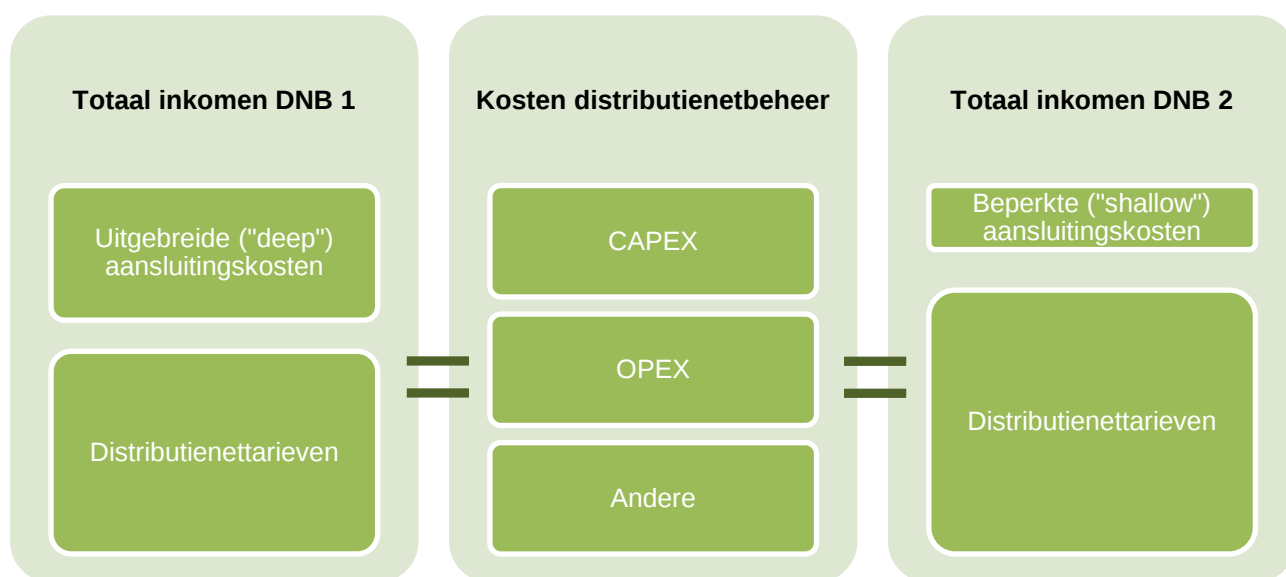
¹ Gewogen gemiddelde kapitaalkost

² Eurelectric (2013). Network tariff structure for a smart energy system. D/2013/12.105/24, Mei 2013.

Distributienettarieven en initiële netwerkaansluitingskosten kunnen in realiteit niet afzonderlijk worden bekeken. De keuze van de initiële netwerkaansluiting en de daarbij behorende aansluitingskosten bepalen hoeveel van de eventueel te maken kosten gedekt zullen worden door de nieuwe klanten en welk aandeel gesocialiseerd wordt. Het deel van de eventueel noodzakelijke netwerkversterkingskosten dat niet gedekt wordt door de aansluitingskosten moet via de periodieke distributienettarieven worden doorgegeven. Dit principe van verdeling van het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerders wordt weergegeven in Figuur 5 waarbij een onderscheid gemaakt wordt tussen 'deep' en 'shallow' vastlegging van aansluitingstarieven.

Binnen deze studie wordt enkel gefocust op het ontwerp van tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven, echter de link met de wijze van vastleggen van de aansluitingskosten wordt erkend.

Onder distributienettariefstructuur wordt dus begrepen op welke manier (o.a. bijvoorbeeld: op basis van welke tariefdragers) distributienetkosten aangerekend en verdeeld worden over de verschillende netgebruikers.



Figuur 5: inning van het totale inkomen via de aansluitingstarieven en de periodieke distributienettarieven door de distributienetbeheerder³

Verder dient eveneens opgemerkt te worden dat een bepaalde toegelaten inkomen berekend en vastgesteld wordt per distributienetbeheerder waaruit de tarieven voortvloeien. De bepaalde tarieven zijn gelijk voor al de klanten die zich bevinden in eenzelfde klantengroep in eenzelfde netgebied van een bepaalde distributienetbeheerder. Tussen netgebieden, onder het beheer van verschillende distributienetbeheerders, kunnen er verschillen in distributienettarieven bestaan voor dezelfde types klanten (d.i. binnen dezelfde klantengroep). De mogelijkheden om locatiegerichte prikkels te capteren via de distributienettarieven zal onderdeel uitmaken van een aparte studie, uitgevaardigd door VREG; "Onderzoek en advies m.b.t. regionaal objectiveerbare verschillen bij Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders".

Gezien bovenstaande context, dient geduid te worden op het feit dat distributienetwerktarieven slechts één van de vele instrumenten zijn om het consumentengedrag te beïnvloeden in functie van een betrouwbare en veilige elektriciteitsverlening te voorzien aan kosten-efficiënte randvoorwaarden.

Deze studie focust op de analyse van **het ontwerp van toekomstbestendige, periodieke elektriciteitsdistributienettariefstructuren en hun impact op niet-piekgemeten klanten en distributienetbeheerders, zodat de beoogde energiepolitiek en uitdagingen van de energietransitie, op korte en lange termijn, nagestreefd kunnen worden.** Aspecten zoals het toegelaten inkomen van distributienetbeheerders en specifieke locatiegerichte prikkels via distributienettarieven vallen buiten de scope van deze studie.

³ Eurelectric (2013). Network tariff structure for a smart energy system. D/2013/12.105/24, Mei 2013.

1.3. *Structuur van dit studierapport*

Na de kadering van de studie in dit introducerend hoofdstuk, wordt de regulatoire en beleidsmatige context weergegeven vanuit een toekomstvisie op het energiesysteem in Vlaanderen (hoofdstuk 2). Bijzondere aandacht gaat hierbij uit naar de energietransitie op zowel de korte als lange termijn waarbij de belangrijkste verwachte technologische ontwikkelingen toegelicht worden.

Vervolgens gaat hoofdstuk 3 in op de algemene doelstellingen van de distributienetbeheerders, zowel vanuit strategisch als operationeel oogpunt. Tevens wordt een overzicht gemaakt van de verschillende opties om de gestelde doelstellingen te bereiken.

Daar de studie beoogt betere inzichten te verwerven in de veranderende dynamiek van het netgebruik alsook te analyseren hoe aangepaste tariefstructuren voor aansluiting en netgebruik beter kunnen inspelen op bepaalde geanticipeerde evoluties, gaat hoofdstuk 4 in op de specifieke doelstellingen en probleemstelling voor de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven. Eveneens worden de ontwerpvarianten voor de distributienettariefstructuur beschreven met aandacht voor de gebruikte praktijken binnen Europa en de perceptie van de netgebruiker.

Hoofdstuk 5 bekijkt het gehanteerde plan van aanpak waarin de specificiteit van de onderhevige methodiek, de geselecteerde tariefmodellen en aannames verder toegelicht worden. Vervolgens toont hoofdstuk 6 de eerste resultaten en dit op kwantitatief als kwalitatief niveau. Hierdoor kan een eerste vergelijking gemaakt worden van de verschillende tariefmodellen. Deze vergelijking geeft aanleiding tot een aanbeveling, vermeld in hoofdstuk 7. Tenslotte bekijkt hoofdstuk 8 de eventueel te nemen flankerende maatregelen om ongewenste neveneffecten van bepaalde tariefstructuren een antwoord te bieden.

2. Beleids- en regelgevend kader met impact op toekomstvisie (2030)

Het ontwikkelen van een langetermijnvisie en beleidskader is cruciaal als richtinggevend kader in de vormgeving van een duurzaam energiesysteem, met inbegrip van het beleid op gebied van Onderzoek & Ontwikkeling (O&O). Zo wordt volgens UKERC⁴ beleidsonzekerheid gezien als verreweg het grootste risico en barrière voor investeringen in het slimme energienet van de toekomst. Ook belangrijk is de maatschappelijke functie van het afstemmen van de ontwikkeling van het energiesysteem op concrete noden in de samenleving. De langetermijnvisie en beleidskader komen onder andere tot uiting in concrete beleidsdoelstellingen, bijvoorbeeld voor de ontwikkeling van hernieuwbare energie, de reductie van de uitstoot van broeikasgassen, enzovoort.

2.1. EU beleidskader

Gedurende het afgelopen decennium heeft de energiesector aanzienlijke veranderingen ondergaan. De Europese Unie (EU) heeft een continu proces van herstructurering in gang gezet naar meer geliberaliseerde energiemarkten. In dit opzicht is de bescherming van de consument tegen monopoliemacht en de daaruit voortvloeiende bescherming tegen hoge elektriciteitsprijzen of bewaking van de kwaliteit van dienstverlening van groot belang.

Daarnaast erkende de Europese Raad in oktober 2009 de doelstelling om de wereldwijde klimaatopwarming tot max. 2°C te beperken als ambitieniveau om de uitstoot van broeikasgassen aan te pakken. Om deze doelstelling te halen (en rekening houdend met het principe van 'common but differentiated responsibilities'), stelde de EU voorop om tegen 2050 de uitstoot van broeikasgassen met 80% tot 95% te verminderen ten opzichte van 1990. In februari 2011 bevestigde de Europese Raad deze reductiedoelstelling. Op 8 maart 2011 publiceerde de Europese Commissie haar "Roadmap naar een competitieve koolstofarme economie in 2050" (COM(2011) 112 definitief), waarin een reductiepad per sector wordt voorgesteld, dat de EU in staat moet stellen om de 2050-doelstelling op een geleidelijke en kostenefficiënte manier te realiseren.

De EU zet verder sterk in op het verder integreren van de Europese energiemarkt (zie o.a. de "State of the Energy Union 2015")⁵. Dit behelst o.a. betere internationale connecties, het verwijderen van regelgevende barrières voor handel, het nastreven van een prijsconvergentie tussen verschillende EU elektriciteitsmarkten, het beperken van prijsregulering, en 'consumer empowerment' o.a. door de uitrol van digitale meters. Concreet vinden deze ambities een vertaling in het recente maatregelenpakket 'Clean Energy for All Europeans' (het zogenaamde Clean Energy Package)⁶. Naast voorstellen voor o.a. vernieuwde richtlijnen voor energie-efficiëntie, energieprestatieregelgeving (EPB) en hernieuwbare energie, worden ook nieuwe spelregels voor de elektriciteitsmarkt geïntroduceerd⁷. Bedoeling van het Clean Energy Package is vooral om de werking van de EU elektriciteitsmarkt aan te passen aan de noden van het energiesysteem van de toekomst (in 2030 zal naar schatting 50% van de EU elektriciteit afkomstig zijn van hernieuwbare energiebronnen) en om de consument aan te moedigen tot actieve participatie in de elektriciteitsmarkt. Voor de groothandelsmarkt betekent dit o.a. het verbeteren van de liquiditeit van de flexibiliteitsmarkt, bijvoorbeeld door het wegnemen van prijsplafonds en het stimuleren van vraagrespons op basis van een marktconforme vergoeding van de aangeboden flexibiliteit.

Voor de consumentenmarkt beschrijft het Clean Energy Package de beoogde ondersteuning voor marktdeelname van eindgebruikers op basis van vrijemarktprijzen middels:

- voor alle consumenten
 - o betere informatie over hun energieverbruik en de kosten;
 - o het recht op een slimme meter;

⁴ Balta-Ozkan, N., Watson, T., Connor, P., Axon, C., Whitmarsh, L., Davidson, R., Spence, A., Baker, P., Xenias, D., Cipcigan, L. and Taylor, G. (2014). Scenarios for the Development of Smart Grids in the UK - Synthesis Report, London: UKERC.

⁵ Zie <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1449767367230&uri=CELEX:52015DC0572>

⁶ Zie <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

⁷ Zie https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/technical_memo_marketsconsumers.pdf

- o de mogelijkheid om vraagrespons aan te bieden op basis van een vergoeding, rechtstreeks of via een aggregator;
- o elektriciteitscontracten op basis van dynamische tarieven mogelijk te maken die de werkelijke prijzen op de spotmarkt of 'day-ahead' markt reflecteren;
- o de mogelijkheid hun eigen elektriciteit te genereren, op te slaan en/of te verkopen conform geldende marktprijzen;
- het zoveel mogelijk afbouwen van prijsregulering, behoudens adequate bescherming van kwetsbare consumenten (sociale tarieven zijn toegestaan voor een overgangperiode);
- het toestaan en stimuleren van DNBs om netondersteunende diensten te gebruiken om de efficiëntie van hun activiteiten te verbeteren.

Met het oog op de toekomstige noden van het elektriciteitsnetwerk tracht het ETP (European Technology Platform) Smart Grids een visie te ontwikkelen voor de ontwikkeling van het Europese elektriciteitsnetwerk naar 2020 en verder. ETP Smart Grids heeft een strategische onderzoeksagenda 2035 gepubliceerd en de topprioriteiten voor gerelateerde onderzoekstopics geïdentificeerd⁸. Deze prioriteiten omvatten: het netwerk in staat stellen netgebruikers met nieuwe eisen te integreren; het verbeteren van de efficiëntie van het dagdagelijks netbeheer; de veiligheid van het netwerk, systeemcontrole en kwaliteit van de voorziening; betere planning van toekomstige netinvesteringen; het verbeteren van de marktwerking en klantenservice; en het inschakelen en stimuleren van een sterkere en meer directe betrokkenheid van de consument bij hun energieverbruik. De realisatie van de bovengenoemde doelstellingen en implementatieprioriteiten omvat alle aspecten van de distributienetactiviteiten, inclusief de regulering van de distributienettarieven.

In het Clean Energy Package (Common rules for the internal market in electricity) worden verschillende artikels gewijd aan de wijzigende rol van distributienetbeheerders als gevolg van de uitdagingen door toenemende gedistribueerde energiebronnen. Die wijzigende rol moet hen, in overleg en interactie met transmissienetbeheerders, toelaten in te spelen op de opportuniteiten die geboden worden door flexibiliteit komende van diezelfde gedistribueerde opwekkingseenheden, alsook vraagrespons. Daarnaast wordt het belang van elektriciteitsopslag als leverancier van flexibiliteit benadrukt. Optimale inzet van flexibiliteit bij prosumers vanuit holistisch systeem perspectief moet toelaten de transitie naar een koolstofarme energievoorziening op kostenefficiënte wijze te maken. Een passende vergoeding voor geleverde flexibiliteit door de introductie van 'scarcity pricing' moet de langetermijninvestering in deze technologie meer rendabel maken en stimuleren.

Toegesplitst op de distributienettarieven bepaalt de Europese richtlijn (2009/72/EC)⁹, met betrekking tot de gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor energie, dat regulerende instanties de taak op zich moeten nemen om in overeenstemming met transparante criteria, de transmissie- en distributienettarieven en hun methodologieën moeten vaststellen en/of goedkeuren¹⁰. Verder bepaalt diezelfde richtlijn dat nationale regulatoren de verantwoordelijkheid moeten dragen om voldoende signalen te voorzien voor transmissie- en distributienetbeheerders om op zowel korte als lange termijn de efficiëntie te verhogen, marktintegratie te faciliteren en leveringszekerheid te garanderen¹¹. De richtlijn biedt de nationale toezichthouders een grote flexibiliteit bij de ontwikkeling van een regulatorisch kader voor de distributienettarieven. Een beperking die door de richtlijn wordt gegeven, is dat de nationale regulatoren ervoor moeten zorgen dat er geen kruissubsidies zijn tussen verschillende activiteiten in de elektriciteitsketen¹².

Bovendien voorziet richtlijn 2012/27/EC dat alle prikkels worden opgeheven in transmissie- en distributienettarieven die de algehele efficiëntie (inclusief energie-efficiëntie) van de opwekking, transmissie, distributie en levering van elektriciteit schaden of die de participatie van vraagrespons in de energiemarkt kunnen belemmeren¹³. Ten slotte wordt in bijlage XI van de richtlijn aangegeven dat nettarieven kosten-reflectief moeten zijn wat betreft kostenbesparingen in netwerken, gerealiseerd door vraagbeheer en gedistribueerde generatie, met inbegrip van besparingen door het verlagen van de kosten van levering of netwerkinvesteringen en een geoptimaliseerde werking van het netwerk.

Verder legt diezelfde richtlijn de implementatie van intelligente meetsystemen vast die de actieve deelname van elektriciteitsgebruikers in de energievoorziening zal faciliteren. Deze implementatie dient onderworpen te

⁸ ETP Smart Grids (2012). SmartGrids SRA 2035 Strategic Research Agenda Update of the SmartGrids SRA 2007 for the needs by the year 2035.

⁹ Directive 2009/72/EC

¹⁰ Art. 37 (1)(a) Directive 2009/72/EC

¹¹ Art. 37 (8) Directive 2009/72/EC

¹² Art. 37 (1)(f) Directive 2009/72/EC

¹³ Art 15 Directive 2012/27/EC

zijn aan een economische beoordeling. Gegeven een positieve kostenbatenanalyse op lange termijn, zijn alle lidstaten verplicht om tegen 2020 een 80% uitrol van digitale meters uit te voeren¹⁴.

Met betrekking tot de evolutie van distributienettarieven worden eveneens transitie maatregelen aangekondigd in het Clean Energy Package (Regulation on the internal market for electricity). Volgende zaken worden daarbij aangehaald:

- Locatiegerichte prikkels ("locational signals") kunnen gebruikt worden voor het tarifieren van nettoegang
- Distributienettarieven zullen de kost van het gebruik van het distributienet reflecteren, inclusief voor actieve consumenten, waarbij de tarieven mogen gedifferentieerd worden obv het gebruik van het net door de consument
- Distributienettarieven mogen ook variëren doorheen de tijd, in het geval digitale meters geïmplementeerd zijn en de tarieven transparant en voorspelbaar zijn voor de eindgebruiker.
- Incentives moeten voorzien worden voor distributienetbeheerders om netdiensten te voorzien en innovatieve oplossingen te implementeren. De kosten hiervoor moeten erkend worden en performance targets moeten vooropgesteld worden.

Uit het hierboven geschetst Europees beleidskader kan afgeleid worden dat het energielandschap een evolutie ondergaat die ook gevolgen heeft voor het distributienetbeheer, distributienetbeheerders alsook de eindgebruiker door middel van de distributienettarieven.

2.2. Vlaams energiebeleid

In de Vlaamse beleidsnota Energie¹⁵ wordt verwezen naar de EU klimaatdoelstellingen voor 2030¹⁶, en de nood aan een breed gedragen Vlaamse energievisie, onder de vorm van een Energie- en Renovatiepact om de energietransitie vorm te geven. De huidige stand van zaken met betrekking tot het Vlaamse beleidskader in een Europese context is samengevat in het Vlaamse Klimaat- en Energiepact¹⁷ van december 2016. In dit pact wordt een duidelijk engagement uitgesproken voor het behalen van de mondiale en Europese broeikasgasreductiedoelstellingen, wordt het voorstel van de Europese Commissie met betrekking tot de lastenverdeling voor de niet-ETS sectoren tussen de lidstaten onderschreven, en engageert Vlaanderen zich tot een versterkt en dynamisch Europees systeem van emissiehandel. Voor de korte termijn wordt al een scala aan huidige engagementen voor de periode tot en met 2020 vanuit overheid¹⁸ en maatschappelijke actoren¹⁹ benoemd.

Het Energiepact is gebaseerd op 5 pijlers, met name energie-efficiëntie, hernieuwbare energie, flexibiliteit, financiering, en governance²⁰ met (op hoofdlijnen) de volgende engagementen voor de periode tot 2020:

- *Energie-efficiëntie*: o.a. het uitvoeren van het renovatiepact (renovatieadvies, het EPC+ en de woningpas), het oprichten van een ESCO-fonds voor investeringen in energie-efficiëntie, en het creëren van een engagement voor energie-efficiëntie bij grote bedrijven en KMOs.
- *Hernieuwbare energie*: behalen van de doelstelling hernieuwbare energie tegen eind 2020 met behulp van de meest kostenefficiënte technologieën, waaronder zon (bijkomende installatie van 1,47

¹⁴ CEER (2013) CEER 2013 "Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering" Ref C13-RMF-54-05

¹⁵ Zie <https://www.vlaanderen.be/nl/publicaties/detail/beleidsnota-2014-2019-energie>

¹⁶ De reductie van de broeikasgasemissies met 40% (ten opzichte van 1990), een minimumaandeel van hernieuwbare energie van minstens 27% in de finale energievraag, en een verbetering van de energie-efficiëntie van 30%.

¹⁷ Zie <http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/Vlaams%20Klimaat-%20en%20Energiepact.pdf>

¹⁸ Zie <http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/Vlaams%20Klimaat-%20en%20Energiepact%20-%20Bijlage%201%20-%20Engagementen%20leden%20Vlaamse%20Regering.pdf>

¹⁹ Zie <http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/Vlaams%20Klimaat-%20en%20Energiepact%20-%20Bijlage%202%20-%20Engagementen%20stakeholders.pdf>

²⁰ Zie <http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/2016-12-01%20Presentatie%20Vlaams%20minister%20Bart%20Tommelein.pdf>

GW capaciteit aan PV panelen²¹) en wind (bijkomende installatie van 700 MW capaciteit windenergie op land). Er wordt hierbij vooral gerekend op volgende initiatieven:

- o Een zonne-, wind- en warmteplan voor het in kaart brengen van het potentieel, het wegnemen van barrières, het vergroten van het draagvlak, het stimuleren van investeringen (bv. investeren in zonnepanelen op andermans daken), enzovoort.
- o Bevorderen van zero-emissie voertuigen door de plaatsing van 5.000 elektrische laadpunten, het handhaven van het voorziene degressieve premiestelsel, inzetten op elektrische wagens met groot bereik en de ontwikkeling van nieuwe technologieën op basis van waterstof;
- o Verhogen minimumaandeel hernieuwbare energie voor nieuwbouw en bij ingrijpende energetische renovaties van 10 tot 15 kWh/m² en voor niet-residentiële gebouwen het invoeren van een minimumaandeel van 10 kWh/m²;
- o Rol van diepe geothermie in het Vlaamse energielandschap verder onderzoeken, inclusief de mogelijkheid voor een garantieregeling bij investeringen.
- *Flexibiliteit*: o.a. faciliteren / stimuleren van de uitrol van het slimme net, ontwikkeling van de sector rondom het 'internet of things' ("IoT"), stimuleren van het zelfverbruik van consumenten, en stimuleren van het aanbod van energiediensten door private partners. Verder wordt ook nog de ontwikkeling van een beleidskader voor elektriciteitsopslag in het vooruitzicht gesteld, en een aanpassing van het decretaal kader²² om het gebruik van het distributienet te optimaliseren.
- *Financiering*: o.a. financiële ondersteuning van hernieuwbare energie beperken in tijd/hoeveelheid (inzetten op mature technologie), alternatieven voor huidig ondersteuningssysteem onderzoeken (bv. investeringssteun en tendering), en de financiering van het energiebeleid vanuit de nettarieven zoveel mogelijk op een andere manier invullen.
- *Governance*: met o.a. de nadruk op de stabiliteit van beleidskaders en engagementen (de overheid als 'betrouwbare partner'), als overheid zelf zoveel mogelijk gebruik maken van duurzame energietechnologie ('het goede voorbeeld geven'), en waar nodig regelluwe zones initiëren.

Ook engageert de Vlaamse regering zich om een "heldere, ambitieuze en breed gedragen Vlaamse Klimaatvisie voor 2050 op te stellen", evenals tegen eind 2018 een Klimaat- en Energieplan voor de periode 2021–2030, en dit in overleg met de diverse maatschappelijke actoren. De Vlaamse regering heeft inmiddels de 'Energievisie 2030-2050' goedgekeurd (op 19 mei 2017)²³. De visietekst bepaalt de grote lijnen van het toekomstige energiebeleid, met o.a. een aantal voor deze studie belangrijke engagementen:

- Tegen 2030 moet de verkoop van auto's op fossiele brandstof met de helft omlaag. Tegen 2035 spiegelt Vlaanderen zich aan de Europese doelstellingen, wat erop zou neerkomen dat alle nieuw verkochte wagens een nuluitstoot hebben.
- Het aandeel hernieuwbare energie zal na de aangekondigde federale kernuitstap in 2025 onvermijdelijk de hoogte in moeten. Het aandeel aan zonne- en windenergie moet, naast energie op basis van kleinschalige biomassa, nog opgedreven worden. Daarnaast zal warmte in het hernieuwbare energielandschap meer en meer zijn plaats moeten veroveren (restwarmte uit industriële productieprocessen, diepe geothermie).
- Het Vlaamse beleid wil de totaalcost van de energietransitie zoveel mogelijk beperken. Nieuwe technologieën krijgen een "doordachte ondersteuning": net zo lang en zo veel als nodig en nuttig. De invoering gebeurt telkens in drie fasen: eerst de 'early adopters', vervolgens een ruimer publiek via boni en mali, ten slotte verplichtend. De kosten worden verrekend over meerdere energiedragers. In samenspraak met andere overheden, zal een CO₂-belasting worden onderzocht.
- De Vlaamse regering hamert ook op het belang van de betaalbaarheid van de energiefactuur voor gezinnen, en engageert zich om de problematiek van de energiearmoede terug te dringen.

Vanuit het Vlaamse oogpunt bepaalt eveneens het Energiedecreet het regelgevend kader. Het Energiedecreet biedt de regulator een aantal concrete bepalingen voor de opmaak van de tariefmethodologie en de onderhevige tariefstructuur²⁴. Het decreet voorziet 21 concrete richtsnoeren dewelke nagestreefd dienen te worden bij het ontwerp van de distributienettariefstructuur. Hierbij wordt sterk de nadruk gelegd op het naleven van transparantie, niet-discriminatie, het vermijden van kruissubsidiëring en het proportionaliteitsbeginsel. Verder dienen de tarieven een weerspiegeling te zijn van de werkelijk gemaakte kosten van een efficiënte en structureel vergelijkbare distributienetbeheerder. Het feit dat de tarieven een

²¹ Wat overeenkomt met 6,4 miljoen zonnepanelen met een piekvermogen van 230 Wp, of gemiddeld ongeveer 1 bijkomend zonnepaneel per Vlaming.

²² Zie <http://www.vreg.be/nl/energiedecreet>

²³ Zie <http://www.tommelein.com/tommelein-stelt-energievisie-2030-2050-voor/>

²⁴ Afdeling XII van Hoofdstuk I van Titel IV van het Energiedecreet, ingevoegd bij decreet van 27 november 2015 houdende diverse bepalingen inzake energie (B.S. 10/12/2015).

afspiegeling van de werkelijke kosten moeten zijn (art. 4.1.32, § 1, 5 Energiedecreet) betekent alleen dat de kosten van de distributienetbeheerder globaal gezien gedekt moeten zijn (Hof van Brussel, 25 maart 2015) en heeft geen betrekking op de toewijzing (allocatie) van de kosten aan bepaalde netgebruikers. De verschillende categorieën van klanten moeten immers niet noodzakelijkerwijze tarieven betalen i.f.v. de kosten die zij veroorzaken.

Verder bepaalt het energiedecreet dat de tarieven een evenwicht moeten bieden tussen de kwaliteit van de gepresteerde diensten en de prijzen die door de netgebruikers worden gedragen. Eveneens dienen de tarieven het rationeel gebruik van energie en het rationeel gebruik van de infrastructuur te bevorderen. De richtsnoeren in het energiedecreet stellen ook vast: *“de tarieven bevatten geen prikkels die de algehele efficiëntie, inclusief de energie-efficiëntie, aantasten van de productie, de distributie en de levering van elektriciteit of die de marktdeelname van de vraagresponso in verband met balancerings- en nevendiensten kunnen belemmeren. De tarieven geven wel prikkels voor de deelname van vraagzijdemiddelen aan het aanbod op georganiseerde elektriciteitsmarkten en voor de levering van ondersteunende diensten.”*. Tenslotte bepaalt het energiedecreet dat bij de invoering van een capaciteitstarief de tarieven rekening houden met regionaal objectiveerbare verschillen. De regulator is immers vrij om al dan niet een capaciteitstarief in te voeren, maar als hij daartoe zou beslissen, dan moet hij bij de invoering van een dergelijk capaciteitstarief rekening houden met regionaal objectiveerbare verschillen.

2.3. Verwachte technologische ontwikkelingen

De nodige investeringen in het distributienetwerk hangen in belangrijke mate af van het benodigde systeempiekvermogen. Het systeempiekvermogen is het piekvermogen dat door alle klanten tegelijk wordt afgenomen of geïnjecteerd op een bepaald netsegment. Deze systeempiek hangt af van het geregistreerde piekvermogen voor elke aansluiting, en de gelijktijdigheid wanneer de maximale capaciteit op het netwerk afgenomen of geïnjecteerd wordt.

Om een inschatting te kunnen geven van het benodigde systeempiekvermogen is het van belang om een aantal mogelijke evoluties aan de vraag- en aanbodzijde weer te geven. Relevante ontwikkelingen aan de vraagzijde betreffen vooral de evoluties op het gebied van het gebruik van elektrisch aangedreven warmtepompen en voertuigen, en verwachte ontwikkelingen rond de toename van flexibiliteit in de elektriciteitsvraag. Aan de aanbodzijde zijn vooral de evoluties op het gebied van decentrale elektriciteitsproductie door PV panelen, windenergie op land en warmtekrachtkoppeling (WKK) van belang. Tenslotte bespreken we ook nog mogelijke ontwikkelingen op het gebied van batterij-opslag en digitale meters.

We beëindigen elke paragraaf met een gemotiveerde keuze m.b.t. de veronderstellingen aangaande de penetratie van verschillende technologieën in het energiesysteem Vlaanderen 2030. We gaan hierbij steeds uit van evoluties die in lijn liggen met de doelstellingen en engagementen voor een energietransitie zoals die op diverse beleidsniveaus werden uitgesproken. In het geval dat voorstellen voor een nieuwe tariefstructuur potentieel een negatieve impact zouden kunnen hebben op deze noodzakelijke evoluties (bv. omdat ze de business case voor elektrische warmtepompen minder voordelig maken t.o.v. een traditionele condenserende gasketel) zullen we dit in het vervolg van de studie aangeven en suggesties voor flankerend beleid voorstellen.

2.3.1. Ontwikkelingen aan de vraagzijde

Het EU “Stappenplan Energie 2050” (COM(2011) 885 definitief) geeft aan dat de omslag naar een koolstofarm energiesysteem haalbaar is en dat er geen wezenlijk verschil is tussen de kosten van deze omslag en de verderzetting van het huidige beleid. Alle scenario's geven aan dat elektriciteit een grotere rol zal spelen dan nu. Elektriciteit zal een aandeel van 36-39% vertegenwoordigen in de finale energievraag (naast fossiele brandstoffen, restwarmte en groene warmte op basis van biomassa of zonneboilers) in 2050. In alle koolstofarme scenario's moeten aanzienlijke energiebesparingen worden verwezenlijkt, tot een daling van het primaire energieverbruik met 32-41% in 2050 ten opzichte van 2005-2006. In 2015 heeft het Federaal Planbureau drie mogelijke beleidsscenario's onderzocht die België in staat stellen om te voldoen aan de Europese klimaatdoelstellingen van 2030 en 2050²⁵. Hierbij is het interessant om op te merken dat beide tendensen (toenemende elektrificatie en toenemende energiebesparingen door energie-efficiëntie) in alle

²⁵ Devogelaer, D., Gusbin, D. (2015). 2030 Climate and Energy Framework for Belgium - Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050. Federaal Planbureau, Working paper 3-15.

onderzochte scenario's elkaar quasi 'opheffen' over de periode 2010-2030. Zo stijgt de elektriciteitsvraag in alle scenario's over de periode 2010-2030 slechts met een gemiddeld jaarlijks groeipercentage van 0,0 tot 0,1%. Een grote stijging in het Belgische elektriciteitsgebruik is volgens het Planbureau slechts merkbaar na 2030 (tussen 1,5% en 2,4% jaarlijkse groei), en dit door een combinatie van versnelde afbouw van het gebruik van fossiele brandstoffen (onder invloed van de strikte klimaatdoelstelling in 2050), de verwachte massale doorbraak van elektrische mobiliteit na 2030, en de productie van waterstof op basis van elektriciteit om de fluctuerende hernieuwbare elektriciteitsproductie op te vangen.

Diverse studies in de Vlaamse of Belgische context geven ook aan dat elektrificatie – vooral voor transport en ruimteverwarming en sanitair warm water (SWW) – een belangrijke trend vormt²⁶. Elektrisch rijden zit in de lift, hoewel er nog geen doorbraak is vanwege diverse barrières (kostprijs, 'range anxiety', laadinfrastructuur). Ook de levering van duurzame warmte via warmtenetten is een mogelijk alternatief voor ruimteverwarming en SWW op basis van fossiele brandstof. Warmtenetten kunnen gevoed worden door lokaal beschikbare restwarmte, diepe geothermie, biobrandstoffen, warmtepompen en andere duurzame bronnen. Deze ontwikkeling staat in Vlaanderen sterk in de aandacht en wordt ondersteund vanuit de politiek, zoals bijvoorbeeld blijkt uit het recent goedgekeurde wijzigingsdecreet voor de invoering van een regulerend kader voor warmte- of koudnetten²⁷. Diverse barrières spelen echter nog een rol, en de mate waarin warmtenetten kunnen doorbreken (in bestaande gebouwen en nieuwbouw) is een onzekere factor. In wat volgt gaan we dieper in op enkele prognoses m.b.t. het gebruik van warmtepompen (in de residentiële en tertiaire sector) en elektrische mobiliteit, aangezien deze het meest relevant zijn in de context van de huidige studie.

Naast de ontwikkelingen op het vlak van duurzaam elektriciteitsgebruik is er eveneens een toenemende interesse in vraagbeheer om de elektriciteitsmarkt te ondersteunen. Binnen deze context heeft VREG een advies uitgevaardigd met betrekking tot het faciliteren van flexibiliteit op het midden- en hoogspanningsdistributienet (MS en HS) en het plaatselijke vervoersnet^{28, 29}. Het advies stelt een aanpassing van het marktmodel voor om de deelname van de netgebruiker aan de elektriciteitsmarkt te laten ontluiken en om aan de problematiek van energieoverdracht³⁰ een antwoord te bieden. Ook op Europese schaal is er een nadruk op de mogelijke opportuniteiten van vraagbeheer ten behoeve van het elektriciteitssysteem^{31, 32}.

Warmtepompen

De inventaris hernieuwbare energie voor Vlaanderen 2015 geeft een overzicht van het aantal geplaatste warmtepompen³³. In 2015 waren er 17.154 installaties geïnstalleerd, wat overeenkomt met een geïnstalleerd

²⁶ Zie ARGUS (2014). Energie voor morgen. Krijtlijnen voor een duurzaam energiesysteem; Belmans, R., Vingerhoets, P., Van Vaerenbergh, I. (Red.) (2016). De eindgebruiker centraal in de energietransitie. Koninklijke Vlaamse Academie van Wetenschappen en Kunsten, Standpunten 44; en Meinke-Hubeny, F., de Oliveira, L.P.N., Duerinck, J. (2017). Energy transition in Belgium - choices and costs. EnergyVille in opdracht van Febeliec.

²⁷ Zie <http://www.bouwenwonen.net/nieuwbouw/duurzaam bouwen/read.asp?id=39538&content=Tommelein-werkt-drempels-voor-hernieuwbare-energie-weg>; en

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2017031015&table_name=wet
²⁸ VREG, "Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS- elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit", ADV-2016-1, februari 2016

²⁹ VREG, "Databaseer en energie-overdracht bij flexibiliteit en de regelgeving inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met Flexibele Toegang)", ADV-2017-04, 20 juni 2016

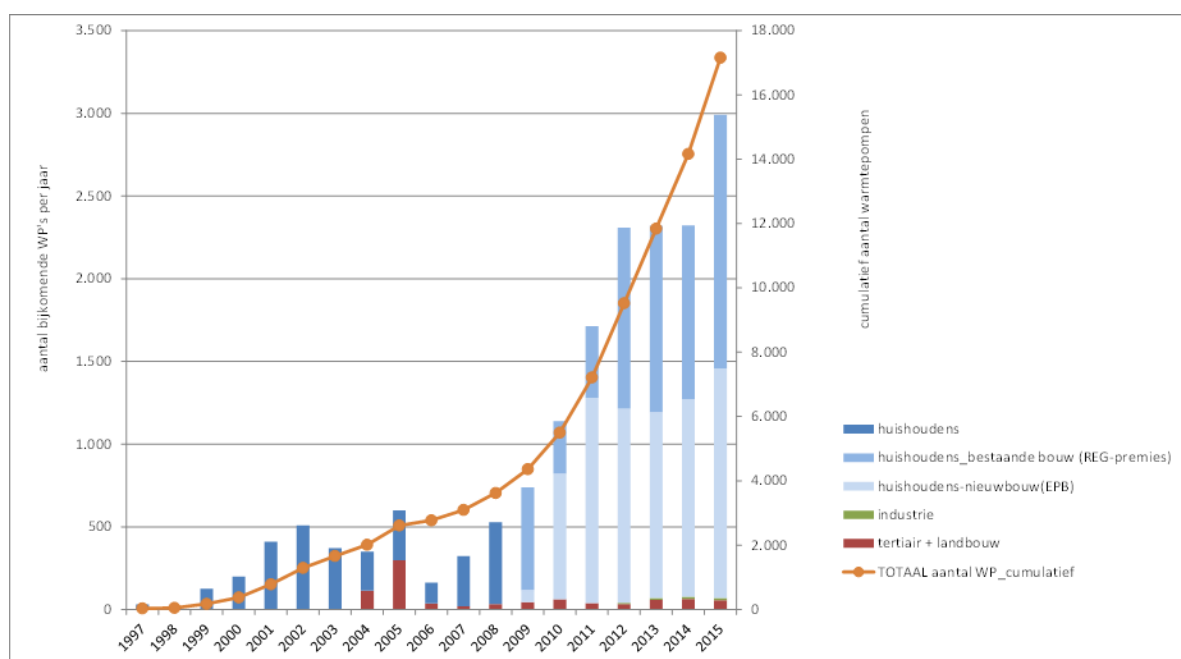
³⁰ Een energieoverdracht ('transfer of energy') vindt plaats wanneer, door de activatie van flexibiliteit aan de vraagzijde, een onafhankelijke FSP energie overbrengt van de oorspronkelijke leverancier of evenwichtsverantwoordelijke naar een andere marktpartij. Hierdoor kan de leverancier de aangekochte of geproduceerde energie niet anrekenen omdat ze niet verbruikt werd. Bijkomend is de evenwichtsverantwoordelijke in onevenwicht door de actie van een derde partij.

³¹ EC, "Guidance for National Energy Efficiency Action Plans", Accompanying the document COMMISSION IMPLEMENTING DECISION establishing a template for National Energy Efficiency Action Plans under Directive 2012/27/EU of the European Parliament and the Council, [ONLINE] http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20131106_swd_guidance_neeaps.pdf, 2013.

³² Recast van de Elektriciteitsrichtlijn en Recast van de Elektriciteitsverordening: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

³³ Jespers, K., Aernouts, K., Wetzels, W. (2016). Inventaris hernieuwbare energiebronnen Vlaanderen 2005-2015. Referentietraak i.o.v. Vlaamse regering (2016/SEB/R/161).

thermisch vermogen aan warmtepompen van 205.084 kW. Ten opzichte van 2014 kwamen er 2.992 installaties bij die een gezamenlijk thermisch vermogen van 27.062 kW vertegenwoordigen (cf. Figuur 6).



Figuur 6: Aantal bijkomende warmtepompen per jaar en het cumulatief aantal warmtepompen voor 1997-2015³⁴

Onderstaande tabel (Tabel 1) geeft de Belgische verkoopcijfers weer van de verschillende warmtepomptechnologieën tussen 2004 en 2014. Hierbij valt op dat de klassieke split-units³⁵ (vnl. in de tertiaire sector) het grootste aandeel voor zich nemen over de ganse periode. De verkoop van luchtwarmtepompen, alsook van warmtepompboilers kende de sterkste stijging in de afgelopen jaren.

Tabel 1: Verkoopcijfers warmtepompen in België 2004-2014³⁶

Belgian Heatpump Market											
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HP outdoor units split ATA	15571	18396	23946	30702	21495	19020	23201	23431	21650	22838	24858
HP outdoor units multisplit ATA	2303	3028	5125	8214	5427	4702	6102	6330	5787	6135	7048
HP ATW	50	46	106	143	328	2033	3763	4659	5135	4167	2732
HP WTW	na	na	na	na	596	507	687	1300	1418	1336	913
HP WTA	349	250	84	57	274	136	125	33	73	77	75
VRF outdoor units ATA	922	1220	1499	1774	1679	1543	1734	1871	1758	1915	2022
HP boilers domestic water	na	na	na	na	425	421	809	1827	2757	3955	2488
Bron: UBF ACA											

(HP = heat pump; ATA = air to air; ATW= air to water; WTW= water to water; WTA = water to air; VRF = Variable Refrigerant Flow).

EnergyVille ondersteunt het Vlaams Energie Agentschap (VEA) om, in samenspraak met experts en stakeholders, een Vlaams potentieel voor warmtepompen tegen 2030 in te schatten³⁷. Dit potentieel omvat enerzijds een ondergrens, het zogenaamde conservatieve Referentie-scenario, vertrekkende vanuit de huidige groeivoeten. Anderzijds omvat het een mogelijke bovengrens, namelijk het maximum potentieel. Dit maximum potentieel is geen theoretisch potentieel op basis van de technische mogelijkheden van elke technologievorm, maar wordt gedefinieerd als een realistisch en haalbaar potentieel tegen 2030.

³⁴ Jespers, K., Aernouts, K., Wetzels, W. (2016). Inventaris hernieuwbare energiebronnen Vlaanderen 2005-2015. Referentietraak i.o.v. Vlaamse regering (2016/SEB/R/161).

³⁵ Bij split-unit warmtepompen bevinden alle koeltechnische componenten met uitzondering van de condensor zich in een buitentoestel. In het binnentoestel, dat tegen een wand bevestigd wordt, zijn de warmtewisselaar (condensor), de circulatiepomp en de regeling ondergebracht. Het buiten- en het binnentoestel worden met koeltechnische leidingen met elkaar verbonden.

³⁶ <http://www.ode.be/warmtepompen/de-cijfers/marktgegevens>

³⁷ Deze potentieel inschattingen zijn op dit moment (juni 2017) nog niet officieel door het beleid bekrachtigd.

In het Referentie-scenario wordt uitgegaan van de huidige tendensen in de warmtepompmarkt. Concreet betekent dit:

- *Residentiële sector*: De gemiddelde, jaarlijkse groei (bijkomend aantal) per type warmtepomp in de periode 2012-2014 wordt aangehouden tot 2030 voor bestaande gebouwen. Maar gezien de hernieuwbare energieverplichting bij nieuwbouw (die geldt vanaf 2014) en gezien de ingediende EPB-dossiers voor nieuwbouw aangeven dat het aandeel warmtepompen toeneemt (namelijk ongeveer 15,5% van de woningen met bouwvergunning uit 2014 en een ingediend EPB-dossier in 2016), wordt verondersteld dat tot 2030 16% van de nieuwbouwwoningen wordt uitgerust met een warmtepomp. Op basis van de verwachte evolutie in nieuwbouw betekent dit dat er jaarlijks 3685 warmtepompen geïnstalleerd worden in nieuwbouwwoningen. De verdeling over de verschillende types warmtepompen bij nieuwbouw wordt overgenomen uit de historische jaren 2012-2014.
- *Tertiaire sector*: De gemiddelde, jaarlijkse groei (bijkomend aantal) per type warmtepomp tussen 2012, 2013 en 2014 wordt aangehouden tot 2030.

Het vermogen per type warmtepomp blijft ongewijzigd t.o.v. 2012-2014. Bijgevolg wordt uitgegaan van capaciteiten zoals weergegeven in Tabel 2.

Tabel 2: Thermische vermogen (kW) per type warmtepomp, per sector tot 2030.

Type warmtepomp	Sector	kWth	kWe
Grond/water	HH	11	2,6
	Tertiair	33	7,7
Water/water	HH	15	3,8
	Tertiair	59	15,2
Lucht/water	HH	10	3,1
	Tertiair	29	9,1
Lucht/Lucht	HH	10	3,8
	Tertiair	40	15,2
Warmtepompboiler	HH	3	1,2
	Tertiair		
Hybride systemen	HH	3	0,8
	Tertiair		
Gasab(d)sorptie	HH	13	-
	Tertiair	61	-
Gasmotorgedreven	HH		-
	Tertiair	61	-

In het maximum potentieel scenario worden volgende veronderstellingen gehanteerd:

- *Lage temperatuurverwarming (LTV residentieel)*: de implementatiesnelheid van LTV warmtepompen binnen de bestaande gebouwen valt samen met de snelheid waarbij gebouwen grondig worden gerenoveerd (er wordt verondersteld dat grondige renovaties – wegens gebrek aan gegevens – samenvallen met vergunde renovaties). Dit gaat over 17.000 gebouwen per jaar in de residentiële sector³⁸. Het aandeel van het type warmtepomp en hun thermische vermogen wijzigt niet t.o.v. het Referentie-scenario, wat overeenstemt met het gemiddelde voor 2012-2014. Voor nieuwbouw is de veronderstelling dat 30% van de woningen een warmtepomp zal installeren (5.866 warmtepompen per jaar). De verdeling over de types warmtepompen en het vermogen bij nieuwbouw wordt overgenomen uit de historische jaren 2012-2014, naar analogie met het Referentie -scenario.
- *Hoge temperatuurverwarming (HTV residentieel)*: HTV warmtepompen vormen een alternatief voor de huidige condenserende gasketels bij de bestaande woningbouw. In het kader van de

³⁸ Bouwvergunningen renovatie volgens NIS, gemiddelde tussen 2000-2015.

Ecodesign/Energie Label Richtlijn (Lot 1/2) worden deze warmtepompen ook aanzien als efficiëntere alternatieven voor gascondensatieketels. Bijgevolg wordt de huidige vervangingsnelheid van aardgasketels aangenomen als indicator voor hun implementatiesnelheid (5% per jaar oftewel 25.000 per jaar, indien vervangingen door LTV warmtepompen in mindering worden gebracht). Er wordt een verdeling van 50% hybride systemen en 50% gasab(d)sorptie systemen verondersteld (deze verdeling is een zuivere aanname). Het thermische vermogen van deze installaties wordt niet gewijzigd t.o.v. het referentie -scenario.

- *Warmtepompboilers*: er wordt gestreefd naar een totale vervanging van alle elektrische boilers (ongeveer 600.000) tegen 2030. Dit betekent dat gemiddeld ongeveer 50.000 warmtepompboilers per jaar moeten worden geïnstalleerd.
- *Tertiaire sector*: wegens gebrek aan gegevens wordt na overleg met stakeholders uit de sector uitgegaan van een verdrievoudiging van de implementatiesnelheid t.o.v. het referentie -scenario.
- *Implementatiesnelheid*: er wordt verondersteld dat de versnelde implementatie ingaat vanaf 2019 (invoering van nieuw beleid vergt ongeveer 2 jaar).

In Tabel 3 wordt het totale elektrische vermogen van de in 2030 geïnstalleerde warmtepompen voor beide scenarioveronderstellingen samengevat.

Tabel 3: Totaal geïnstalleerd elektrisch vermogen van warmtepompen per type voor referentie en MAX scenario (kW)

Sector	Type Warmtepomp	2030 REF	2030 MAX
HH	Grond/water	47480,8	126889,9
Tertiair	Grond/water	2783,9	4593,4
HH	Water/water	6088,4	20424,5
Tertiair	Water/water	749,5	1242,3
HH	Lucht/water	117209,6	285620,1
Tertiair	Lucht/water	2320,1	3871,1
HH	Lucht/Lucht	85515,0	208712,6
Tertiair	Lucht/Lucht	3931,8	6343,5
HH	Warmtepompboiler	40338,5	701827,1
Tertiair	Warmtepompboiler	0	0
HH	Hybride systemen	0	82026,6
Tertiair	Hybride systemen	0	0

In het kader van deze studie stellen we voor om de veronderstellingen van het MAX scenario aan te houden. Het is evenwel belangrijk om op te merken dat de vertegenwoordigers van de warmtepompsector (tijdens de consultatie die n.a.v. deze potentieelinschattingen georganiseerd werd) aangaven dat het referentie-scenario een duidelijke reflectie is van het historische beleid en de huidige prijszetting van energie. Volgens de sector zal de prijszetting van elektriciteit een grote impact hebben op de toekomstige markt van warmtepompen. De huidige discussie omtrent het distributienettarief belet volgens de sector de transparantie en een aanpassing van het tarief kan mogelijk nadelig uitvallen voor gezinnen die hun woning verwarmen met warmtepompen. Voor de warmtepompsector is duidelijkheid in de tariefstructuur dan ook van primordiaal belang voor een meer doorgedreven installatie van warmtepompen.

Elektrische voertuigen

Als antwoord op de Richtlijn 2014/94/EU van het Europees Parlement heeft België een beleidskader ontwikkeld met betrekking tot transport met alternatieve brandstoffen en de desbetreffende infrastructuur³⁹. De gewenste volumes elektrisch aangedreven voertuigen tegen 2020, zoals uitgeschreven in de verschillende

³⁹ (2017). National Policy Framework “Alternative fuels infrastructure”

beleidsdoelstellingen van de bevoegde gewestelijke overheden, staan geformuleerd in Tabel 4. De huidige volumes elektrische voertuigen in de Belgische vloot staan opgenomen in Tabel 5.

Tabel 4: gewenste volumes elektrisch aangedreven voertuigen tegen 2020⁴⁰

Doelstellingen 2020	Totaal	Vlaanderen	Wallonië	Brussels Hoofdstedelijk Gewest
Elektrische voertuigen	86.641	74.100	9.903	2.638

Tabel 5: huidige volumes elektrische voertuigen in België⁴¹

Huidige volumes elektrische voertuigen	Totaal	Vlaanderen (juni 2016)	Wallonië (december 2015)	Brussels Hoofdstedelijk Gewest (december 2015)
BEV (Battery Electric Vehicles)	4.748	3.012	960	776
PHEV (Plug-in Hybrid Vehicles)	6.583	5.762	479	342

In het kader van de ondersteuning van het Vlaamse klimaatbeleid (prognoses broeikasgasemissies tot 2030) ontwikkelde EnergyVille een aantal mogelijke scenario's met betrekking tot de evolutie van het transport in Vlaanderen⁴². In deze scenario's wordt de uiteindelijke vlootsamenstelling bepaald door het samenspel van de veronderstellingen m.b.t. i) de evolutie van de voertuigkilometers en ii) het aankoopbeleid voor nieuwe voertuigen. De scenario's gaan hierbij uit van een constant (gemiddeld) aantal afgelegde kilometers per voertuig per jaar. Bijgevolg houden de scenario's geen rekening met een mogelijke modale shift (bv. verschuiving van privé naar publiek transport).

M.b.t. de aannames voor het aantal voertuigkilometers worden volgende scenario's gedefinieerd:

- het referentie of BAU (Business-As-Usual) scenario waarbij er een stijging van de voertuigkilometers verondersteld wordt op basis van de prognoses van het Federaal Planbureau;
- een scenario waarin de voertuigkilometers in 2030 opnieuw tot op het niveau van 2012 zakken (eerst lichte stijging tot 2020 waarna een daling wordt ingezet tot 2030);
- een scenario met daling in de voertuigkilometers voor personenwagens in 2030 (-5% t.o.v. 2012) en slechts een lichte stijging voor goederenvervoer (=helft van de door het Federaal Planbureau voorspelde groei);
- een scenario met sterke daling in de voertuigkilometers voor personenwagens in 2030 (-23,5% t.o.v. 2012).

M.b.t. de aannames van de samenstelling van de nieuwe voertuigen worden volgende scenario's gedefinieerd:

- referentie of BAU scenario = het scenario waarbij enkel beslist beleid opgenomen is. Hier worden geen bijkomende Vlaamse of Europese maatregelen verondersteld om de shift naar alternatieve voertuigen te stimuleren;

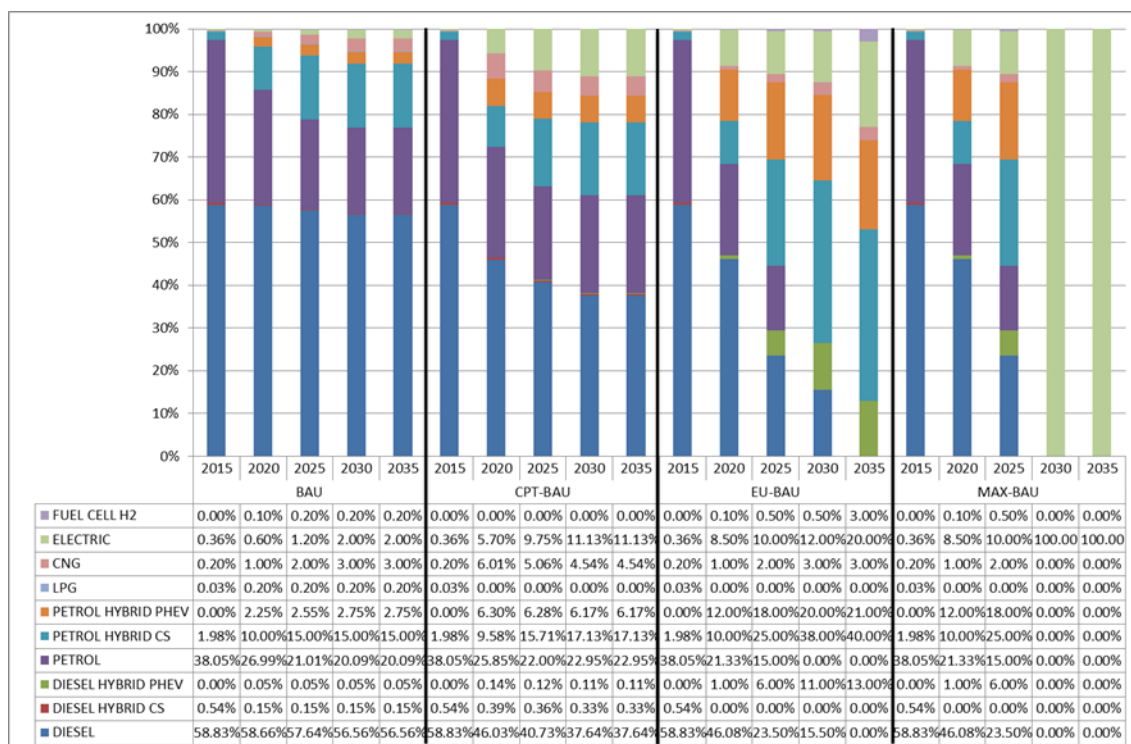
⁴⁰ (2017). National Policy Framework "Alternative fuels infrastructure"

⁴¹ (2017). National Policy Framework "Alternative fuels infrastructure"

⁴² Deze scenario's (en de aannames waarop ze gebaseerd zijn) werden nog niet officieel gepubliceerd.

- referentie+CPT = een scenario dat uitgaat van de implementatie van de 'Clean Power for Transport' (CPT) doelstellingen van de Vlaamse regering⁴³;
- EU = scenario met doorgedreven introductie van alternatieve brandstoftechnologieën;
- MAX = scenario waarbij vanaf 2030 alle nieuw aangekochte personenwagens elektrische voertuigen zijn.

Ter illustratie worden in Figuur 7 de aandelen van verschillende voertuigtechnologieën weergegeven in de verschillende scenario's. Het MAX-scenario is daarbij opgevat als een soort verkennend scenario: hoe drastisch moeten de voertuigkilometers wijzigen (dalen) en hoe sterk moet het park evolueren om aan de klimaatdoelstelling voor 2030 te voldoen? Het EU-scenario is een eerder ambitieus scenario waarbij we wel rekening gehouden hebben met wat mogelijk is wanneer extra (Vlaamse) maatregelen uitgewerkt zouden worden ter ondersteuning van het scenario.



Figuur 7: Verdeling van de brandstoftechnologieën voor nieuw verkochte personenwagens

In het kader van deze studie stellen we voor om de veronderstellingen van het referentie-EU scenario aan te houden. Bijgevolg houden we in het kader rekening met een totaal van 315.000 volledig elektrisch aangedreven en 717.000 plug-in hybride personenwagens op de Vlaamse wegen in 2030. Voor bestelwagens gaat het om een totaal van 52.000 volledig elektrisch aangedreven en 223.000 plug-in hybride voertuigen.

2.3.2. Ontwikkelingen aan de aanbodzijde

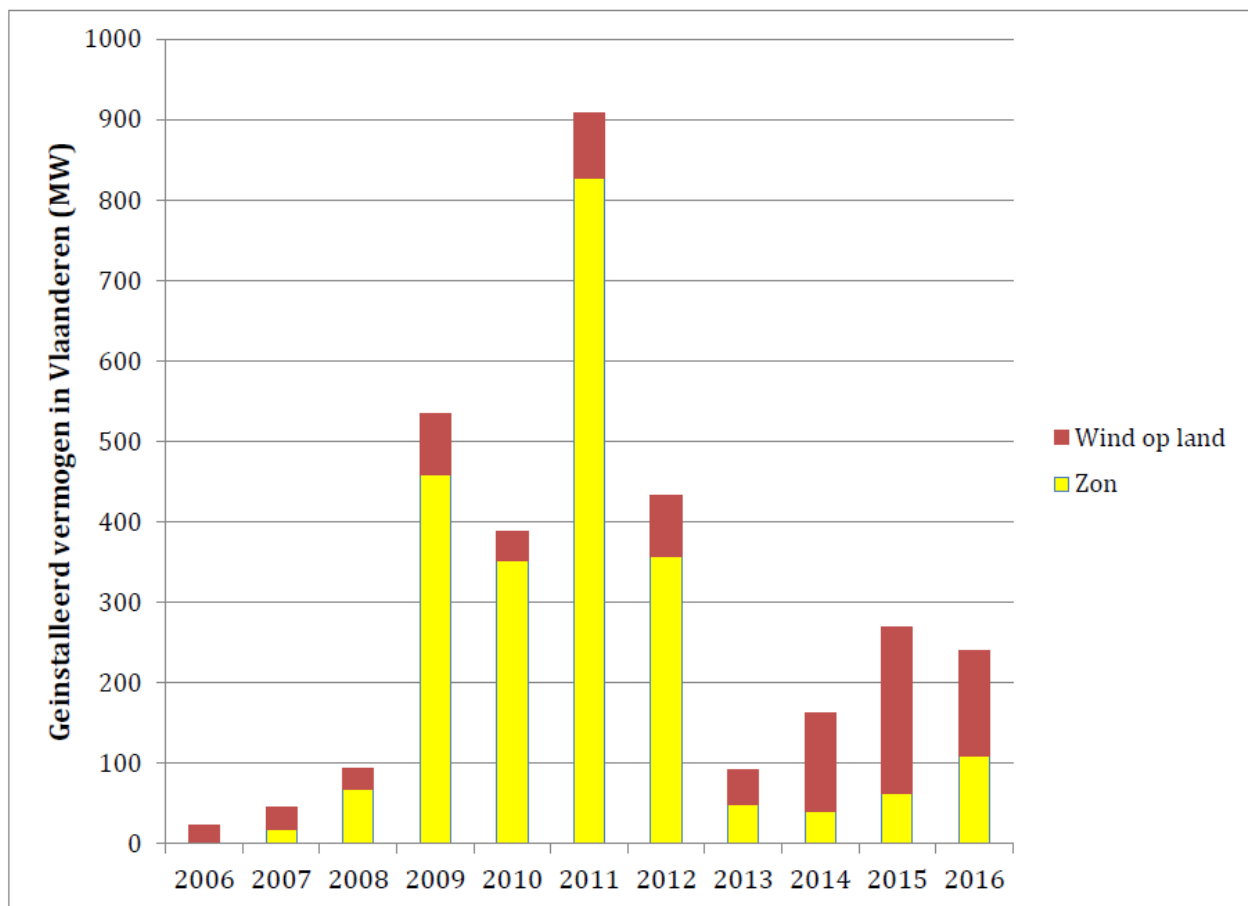
Het geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen bedroeg in Vlaanderen in 2015 2,2 GW; voor windenergie ging het om 815 MW (Jespers et al. 2016). Vooral de jaren 2009-2011 kenden een sterke stijging van installaties van zonnepanelen, door de hoge steun. Voor 2016 was er in vergelijking met 2015 weer een stijging van het aantal installaties van zonnepanelen met 106 MW⁴⁴; voor wind kwam er 131,4 MW bij⁴⁵, wat het totaal voor 2016 op 919 MW brengt.

⁴³ Zie

<https://www.lne.be/sites/default/files/atoms/files/Conceptnota%20Clean%20power%20for%20transport.pdf>

⁴⁴ Zie <http://www.energiesparen.be/cijfers/zonnepanelen>. Volgens voorlopige cijfers werd er in 2017 een bijkomende capaciteit van 186 MW aan zonnepanelen gelegd.

⁴⁵ Zie <https://www.ode.be/windenergie/de-cijfers/marktgegevens>



Figuur 8: Jaarlijks geïnstalleerd vermogen voor zonne- en windenergie in Vlaanderen over de periode 2006-2016

Het EU “Stappenplan Energie 2050” (COM(2011) 885 definitief) geeft aan dat het aandeel van hernieuwbare energie in alle scenario's aanzienlijk toeneemt, tot ongeveer 30% van het bruto finaal energieverbruik in 2030 en tot minstens 55% in 2050. Specifiek voor Vlaanderen/België zijn er ook een aantal toekomstverkenningen beschikbaar voor wat betreft de inzet van zonne- en windenergie. We maken hierbij een onderscheid tussen top-down en bottom-up inschattingen. Top-down inschattingen gebeuren op basis van energiesysteemmodellen, die op basis van optimalisatiealgoritmes de totale (directe en indirecte) systeemkosten voor de energievoorziening minimaliseren, gegeven bepaalde opgelegde beleidsdoelstellingen (zoals bv. een opgelegde reductie van de uitstoot van broeikasgassen tegen 2030 en 2050). Bottom-up inschattingen gebeuren op basis van een inschatting van het te verwachten investeringsgedrag in bepaalde technologieën, gegeven randvoorwaarden zoals het gevoerde beleid (bv. regulering, subsidies, enz.).

Top-down inschattingen voor zonne- en windenergie

In een studie die EnergyVille uitvoerde in opdracht van Febeliec⁴⁶ werd de kostenoptimale technologiemijs voor het Belgische energiesysteem onderzocht tot 2030. Aangezien deze studie een inzicht wou verkrijgen in de kostenoptimale technologiemijs werden er geen bestaande subsidies of certificaten in rekening genomen. Voor de emissiebronnen die onder het emissiehandelssysteem vallen werd een CO₂-prijs opgelegd van 17 €/ton in 2020 en 33 €/ton in 2030. Als randvoorwaarde werden de 2020 hernieuwbare energiedoelstellingen voor België (13% hernieuwbare energie t.o.v. van de totale finale energievraag) opgenomen. Vermits voor 2030 geen specifieke doelstellingen voor hernieuwbare energie meer gelden werden er in deze studie geen bijkomende doelstellingen m.b.t. de penetratie van hernieuwbare energie voor België opgelegd in vergelijking met 2020. De studie toont aan dat, ondanks de afwezigheid van opgelegde doelstellingen voor hernieuwbare energie in 2030, het voor deze studie gebruikte EnergyVille TIMES model in belangrijke mate inzet op zonne- en windenergie als kostenoptimale technologieën in het energiesysteem. In het ‘centrale scenario’ zou er in een kostenoptimale pad tegen 2020 in België 1,7 GW zonne-energie en 5,1 GW windenergie op land moeten bijkomen om de hernieuwbare doelstelling te realiseren. Tegen 2030 loopt dit op tot een totale geïnstalleerde

⁴⁶ Meinke-Hubeny, F., de Oliveira, L.P.N., Duerinck, J. (2017). Energy transition in Belgium - choices and costs. EnergyVille in opdracht van Febeliec.

capaciteit van 7,9 GW zonne-energie, 8,6 GW windenergie op het land en 2,2 GW wind op zee. Vooral voor windenergie op het land is dit resultaat echter behoorlijk ambitieus te noemen (zie verder).

Investerings in biomassa centrales worden door het model voor België niet geselecteerd als kostenefficiënte oplossing in de elektriciteitsmix. Tevens is er geen bijkomende ontwikkeling van offshore windenergie tegen 2020 met de voorliggende kosten hieraan verbonden.

In de Working Paper “2030 Climate and Energy Framework for Belgium - Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050” van het Federaal Planbureau⁴⁷ worden drie beleidsscenario's geanalyseerd met verschillende ambitieniveaus op het gebied van energie-efficiëntie en de inzet van hernieuwbare energiebronnen die verenigbaar zijn met de uitdagingen aangestipt door de Europese Raad op het vlak van reductie in broeikasgasemissies voor 2030 en 2050. Voor de modellering van de energie- en procesgerelateerde CO₂-emissies werd het PRIMES-model gebruikt (de Europese Commissie gebruikt hetzelfde model in haar officiële energievoorzichten). Het eerste scenario (GHG40) spitst zich uitsluitend toe op de EU-reductiedoelstellingen voor broeikasgasemissies in 2030 (-40% t.o.v. 1990) en 2050 (-80% t.o.v. 1990). Het tweede scenario (GHG40EE) vormt een aanvulling op het vorige scenario door de toevoeging van ambitieuze beleidsmaatregelen inzake energie-efficiëntie, terwijl het derde scenario (GHG40EERES30) het tweede scenario aanvult met een bindende EU-doelstelling van 30% hernieuwbare energie in 2030. Voor België berekent het PRIMES-model een daling van de totale broeikasgasemissies in 2030 met ca. 27% in het scenario GHG40 en met ca. 30% in de scenario's GHG40EE en GHG40EERES30 ten opzichte van het niveau van 1990 (tegenover 20% in het referentiescenario). Hernieuwbare energiebronnen vertegenwoordigen in 2030 een groter aandeel in het bruto totaal energieverbruik in vergelijking met 2010. In het referentiescenario (met een nationale doelstelling van 13% hernieuwbare energie in 2020) wordt in 2030 een aandeel van 17% in het bruto totaal energieverbruik bereikt, terwijl in de beleidsscenario's GHG40 en GHG40EE hernieuwbare energiebronnen een aandeel van 18% in 2030 vertegenwoordigen en in het scenario GHG40EERES30 een aandeel van 23%. De geïnstalleerde capaciteit voor zonne-energie in 2030 bedraagt in alle scenario's 4,8 GW; voor windenergie op land varieert de geïnstalleerde capaciteit tussen 4,5 tot 5,0 GW.

Bottom-up inschatting voor zonne- en windenergie

In een recente studie m.b.t. de vervanging van de biomassa centrale in Langerlo door investeringen in zonne- en windenergie wordt een eenvoudig bottom-up scenario ontwikkeld voor deze beide technologieën⁴⁸.

Voor windenergie gelden volgende aannames:

- De studie gaat ervan uit dat de doelstelling van het windplan Vlaanderen gerealiseerd wordt, waarin wordt gesteld dat er tegen 2020 280 windturbines bijkomen in Vlaanderen⁴⁹;
- De jaren na 2020 wordt een vergelijkbare uitrostsnelheid verondersteld, wat neerkomt op 205 MW bijkomende capaciteit per jaar.

Voor zonne-energie gelden volgende aannames:

- Voor de periode 2017-2020 werd, zoals weergegeven in Figuur 9, het potentieel aan groene stroomproductie dat anders door de ombouw van Langerlo zou worden ingevuld, opgevangen door extra investeringen in PV.
- Voor de periode 2021-2030 wordt er verondersteld dat bij alle nieuwbouw (residentieel en tertiair) en ingrijpende renovaties een PV-installatie van 5 kWp (residentieel) of 20 kWp (tertiair) wordt geplaatst;
- In 2015 werden volgens de kadastrale data beschikbaar op de FOD economie 13.628 nieuwe alleenstaande woningen gebouwd (appartementengebouwen niet meegerekend), en 6.779 ingrijpende renovaties. Voor niet-residentiële gebouwen gaat het om 3.308 nieuwe gebouwen en 3.597 renovaties⁵⁰;
- Hiermee komt het totale vermogen voor nieuwe gebouwen en renovaties van bestaande gebouwen op 246 MW geïnstalleerd fotovoltaïsch vermogen per jaar voor de periode 2021-2030;
- In deze redenering wordt verondersteld dat alle nieuwe gebouwen en ingrijpende renovaties resulteren in de installatie van zonnepanelen. De studie geeft aan dat dit een overschatting is, maar

⁴⁷ Devogelaer, D., Gusbin, D. (2015). 2030 Climate and Energy Framework for Belgium - Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050. Federaal Planbureau, Working paper 3-15.

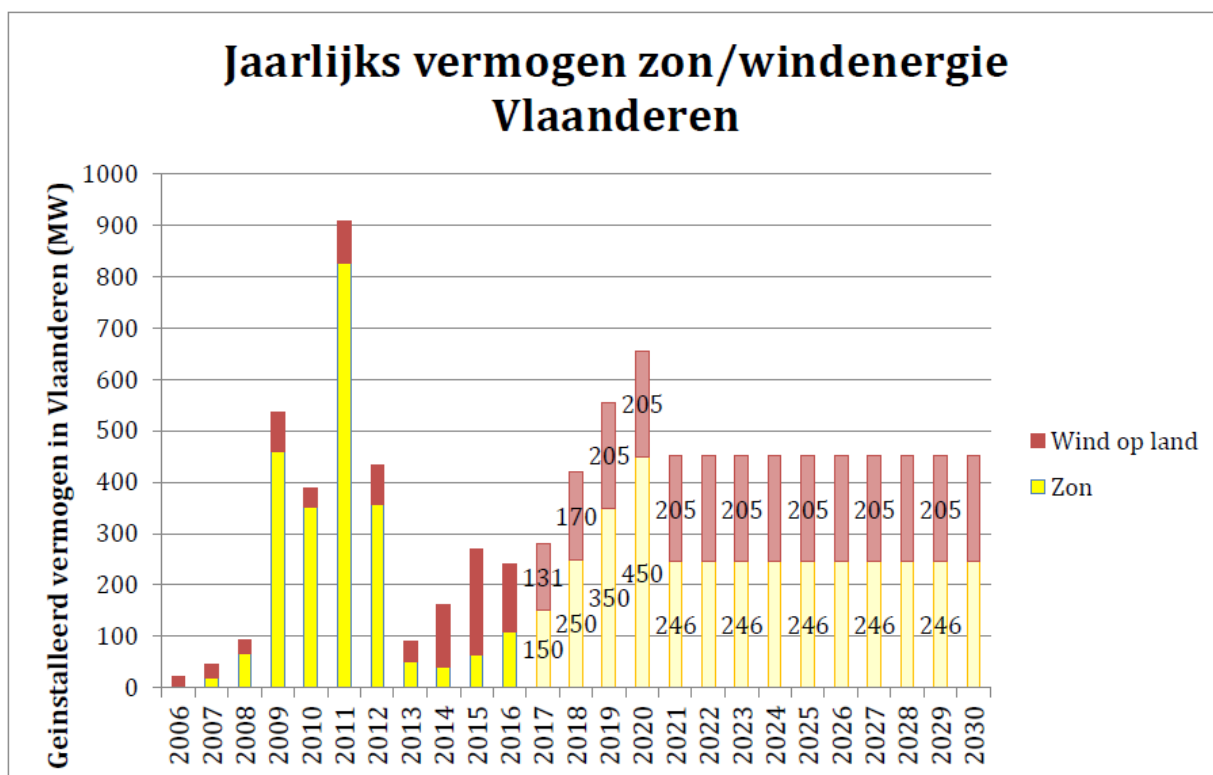
⁴⁸ Vingerhoets, P., Lodewijks, P. (2017). De biomassa centrale in Langerlo – Gegevens en alternatieven. EnergyVille in opdracht van BBL.

⁴⁹ Zie http://www.tommelein.com/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/Windkracht_2020_194.pdf

⁵⁰ Zie http://statbel.fgov.be/nl/statistieken/cijfers/economie/bouw_industrie/gebouwenpark

anderzijds werd niet meegenomen dat mensen ook zonnepanelen kunnen leggen zonder te renoveren. De studie concludeert dus dat deze installatiesnelheid niet onrealistisch is, gezien het feit dat zonnepanelen rendabel zijn en het feit dat de Vlaamse overheid – onder andere met de lancering van een zonnekaart – de plaatsing van zonnepanelen verder wil aanmoedigen.

De resultaten van deze bottom-up inschatting worden gegeven in Figuur 9. Volgens de gehanteerde aannames komt de studie uit op in totaal 3,6 GW windenergie en 6,0 GW zonne-energie geïnstalleerd in Vlaanderen in 2030. Voor zonne-energie wordt uiteindelijk 16% van het totale ruimtelijke potentieel van 38 TWh effectief geïnstalleerd. De snelheid van uitrol ligt hierbij nog heel wat lager dan de waarden van de recordjaren 2009-2011.



Figuur 9: Bottom-up scenario voor zonne- en windenergie in Vlaanderen⁵¹

Voor windenergie wordt 83% van het ruimtelijk potentieel⁵², gegeven de huidige regelgeving die heel wat gebieden uitsluit, effectief geïnstalleerd. Het scenario voor windenergie is dus redelijk ambitieus, omdat doorgaans niet het volle potentieel kan benut worden, door factoren zoals netaansluitingskosten of publieke acceptatie. Anderzijds is er nog heel wat uitbreiding van het ruimtelijke potentieel mogelijk. Men kan bijvoorbeeld in beperkte mate bepaalde open ruimte aanspreken (bijvoorbeeld landbouwzones), of inzetten op grotere turbines. Het 'Windkracht 2020'-plan geeft aan dat op bepaalde gebieden de regelgeving voor windturbines zou kunnen versoepelen, zoals voor kleine en middelgrote turbines voor KMO's en landbouwbedrijven. Daarnaast zullen de technologische evoluties er naar verwachting ook voor zorgen dat meer energie kan opgewekt worden met één windturbine.

In het kader van deze studie stellen we voor om de bottom-up veronderstellingen i.v.m. de geïnstalleerde vermogens aan zonne- en windenergie aan te houden. Volgens de gehanteerde aannames komt dit dus neer op in totaal 3,6 GW windenergie en 6,0 GW zonne-energie geïnstalleerd in Vlaanderen in 2030.

⁵¹ Vingerhoets en Lodewijks 2017

⁵² Voor de bepaling van dit ruimtelijk potentieel met behulp van de 'dynamische energie-atlas', zie van Esch, L., Meynaerts, E., Vermeiren, K., Uljee, I., Janssen, L., Guisson, R., Engelen, G., Hoes, H. en Robeyn, N. Hernieuwbare EnergieAtlas Vlaamse gemeenten. http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/Hernieuwbare_atlas_Vlaamse_gemeenten_finaal_v20160921.pdf, 2016.

Warmte-krachtkoppeling

Voor wat WKK betreft gaat de officiële rapportering aan de Europese Commissie (in het kader van het klimaatbeleid) uit van een quasi- status quo op gebied van elektriciteit die op het net gezet wordt (37,4 PJ in 2030 t.o.v. 36,4 PJ in 2014)⁵³.

In het kader van de studie die EnergyVille uitvoerde in opdracht van Febeliec berekende het TIMES energiemodel dat het geïnstalleerd elektrisch vermogen aan WKK (uitgesplitst naar ETS en niet-ETS sectoren) als volgt zou kunnen evolueren:

- WKK in ETS sectoren: van 2007 MW_e in 2016 tot 1804 MW_e in 2030;
- WKK in niet-ETS sectoren: van 759 MW_e in 2016 tot 1560 MW_e in 2030.

De verschillende evoluties zijn te verklaren door het feit dat de ETS sectoren aan een koolstofprijs blootgesteld worden waardoor gasaangedreven WKK een minder aantrekkelijke optie vormt.

In het kader van deze studie stellen we voor om deze veronderstellingen aan te houden.

2.3.3. Ontwikkeling van elektrische opslag

Zoals hierboven aangehaald, wordt een steeds groter aandeel hernieuwbare energie beoogd in het energiesysteem, gestuurd door het Europese (en Vlaamse) beleid. Een systeem met een groot aandeel aan dergelijke, fluctuerende, productiecapaciteit heeft steeds meer nood aan flexibiliteit in het energiesysteem om de intermitterende productie te stabiliseren en te balanceren. Elektrische opslag biedt de opportuniteit om consumptie en productie van elektriciteit in de tijd los te koppelen van elkaar. Hierdoor kunnen tijdelijke (en lokale) vermogenstekorten en –overschotten weggewerkt worden. Ook op het distributieniveau is er een toenemende behoefte aan flexibiliteit door de integratie van decentrale productie. Elektrische opslag gekoppeld aan het elektriciteitsnetwerk op distributieniveau, kan het distributienet ondersteunen. De ondersteuning van het distributienet via elektrische opslagsystemen is een relatief nieuw begrip maar het is niet ondenkbaar dat batterijen een alternatief vormen voor de klassieke dimensionering van het net op basis van piekvermogens.

Het Europese Clean Energy Package zet ook in op aanmoediging van gebruikers om een actieve rol in het elektriciteitssysteem op te nemen. Dit kan onder meer door het lokaal plaatsen van batterijen, om bijvoorbeeld lokaal opgewekte energie op te slaan om later zelf te verbruiken, of de flexibiliteit van de lokaal geplaatste batterijen aan te bieden voor systeemdiensten (bijvoorbeeld voor balancering) aan marktconforme prijzen.

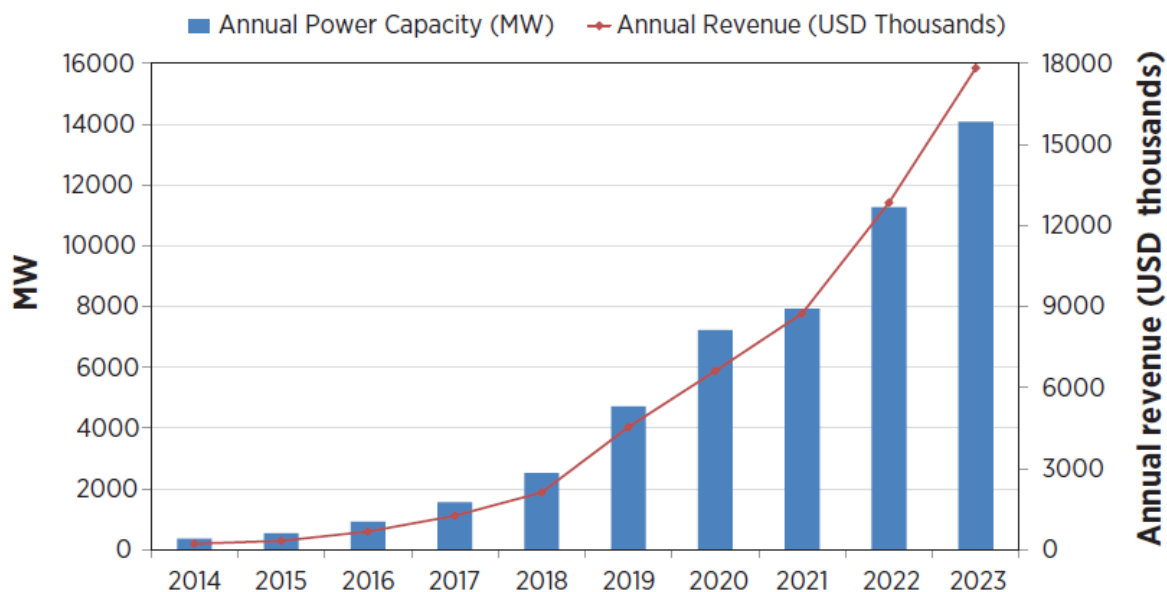
Bij de uitbating van een elektrisch opslagsysteem dient rekening gehouden te worden met een gelimiteerde energiebuffer en het rendement van de batterij. Het spectrum van toepassingen voor de batterij is sterk afhankelijk van de gebruikte technologie en de locatie in het netwerk. Naar de toekomst toe zullen verschillende batterij technologieën naast elkaar hun rol spelen⁵⁴. De inzetbaarheid van een bepaalde batterij technologie is afhankelijk van verschillende factoren; reactietijd, efficiëntie, levensduur, capaciteit, betrouwbaarheid,... . Op het distributieniveau beschikken elektrische opslagsystemen qua technologie het grootste potentieel zowel door technologische ontwikkelingen als door een toenemende economische haalbaarheid door schaalvoordelen⁵⁵.

De batterijcapaciteit geïnstalleerd in Europa (en wereldwijd) is momenteel nog steeds vrij gelimiteerd. De geïnstalleerde capaciteit gaat wel in stijgende lijn, zoals getoond in Figuur 10 en Figuur 11.

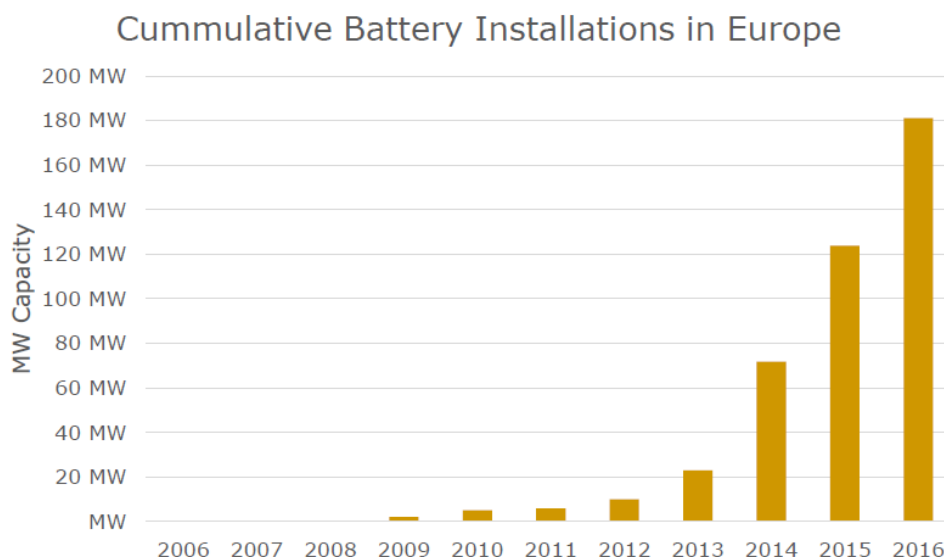
⁵³ Cijfers per mail meegedeeld door het departement LNE (dd. 8/5/2017).

⁵⁴ BATSTORM (2016). Support to R&D Strategy for battery based energy storage: Costs and benefits for deployment scenarios of battery systems (D7). Ecofys 2016 by order of: European Commission Directorate General Energy

⁵⁵ BATSTORM (2016). Support to R&D Strategy for battery based energy storage: Initial Implementation Plan 2016-2018 (D6). Ecofys 2016 by order of: European Commission Directorate General Energy



Figuur 10: Wereldwijde voorspelling van de batterijopslag capaciteit (MW) voor grootschalige batterijen⁵⁶

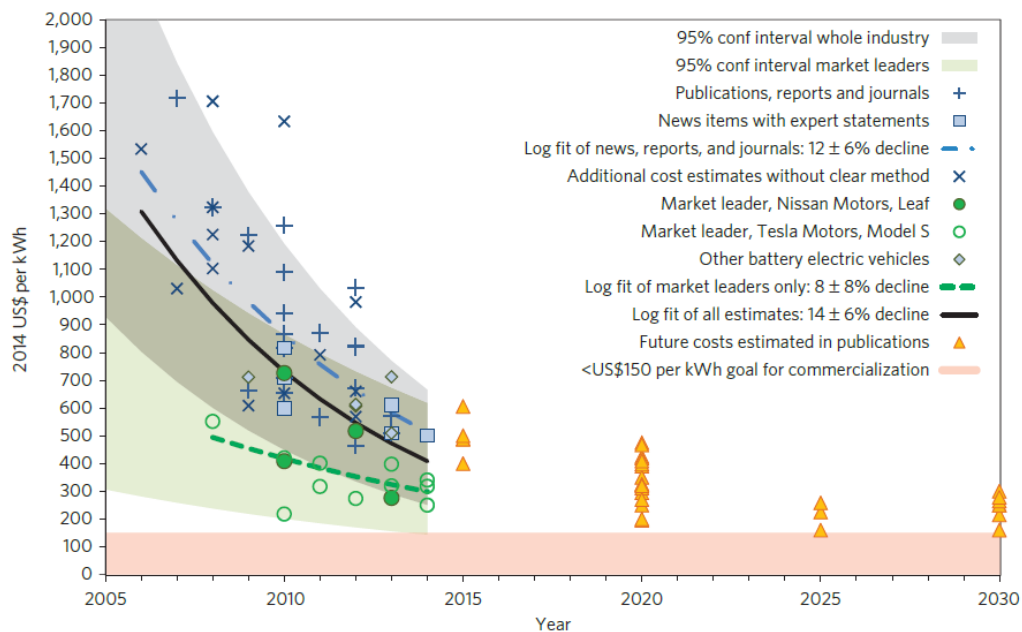


Figuur 11: Gecumuleerde Europese batterijopslag capaciteit (MW)⁵⁷

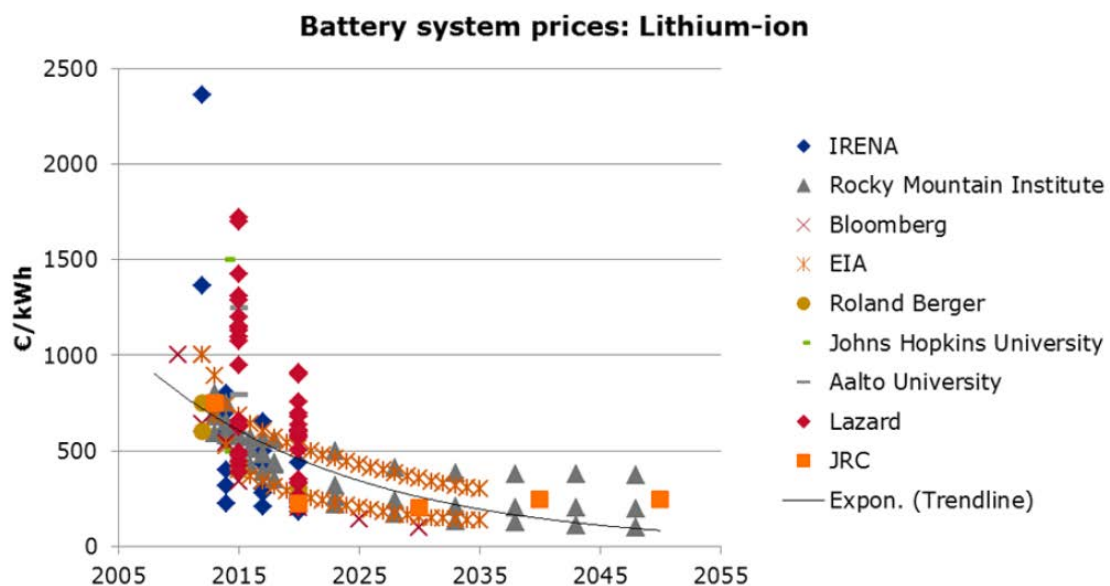
De voorbije jaren was er een sterke daling in kost voor batterij opslagsystemen en in het bijzonder voor Lithium Ion batterijen, zie Figuur 12 voor elektrische voertuigen en Figuur 13 voor energiesysteem toepassingen (zowel op residentiële als commerciële en industriële schaal). Deze kostprijsreducties zijn voornamelijk gedreven door schaalvoordelen en de voortdurende verbetering van bestaande technologieën. De grootste volumedrijvers vandaag zijn voornamelijk eindconsument toepassingen en steeds meer elektrische voertuigen en in mindere mate energiesysteem toepassingen. Energiesysteem toepassingen kunnen uiteraard ook gebruik maken van de voorgenoemde, gunstige evoluties aangezien de eigenschappen van de batterijcellen vergelijkbaar zijn. Bij een verdere daling van de kost voor batterijen, worden aanvaardbare terugverdientijden snel haalbaar binnen een residentiële context. Een belangrijk aspect binnen de bepaling van de business case en bijbehorende terugverdientijd voor elektrische opslag is de hoogte van het distributienettarief, en de onderliggende tariefstructuur.

⁵⁶ IRENA. (2015). Battery Storage for Renewables: Market Status and Outlook. Abu-Dhabi, Bonn: International Renewable Energy Agency.

⁵⁷ BATSTORM (2016). Support to R&D Strategy for battery based energy storage: Costs and benefits for deployment scenarios of battery systems (D7). Ecofys 2016 by order of: European Commission Directorate General Energy



Figuur 12: Kostevolutie van Li-ion batterijen voor BEV volgens verschillende bronnen⁵⁸.



Figuur 13: Kostprijesevolutie van Li-Ion batterij opslagsystemen voor energiesysteem toepassingen (zowel op residentiële als commerciële en industriële schaal)⁵⁹

In deze context heeft de EC een rapport gepubliceerd waarin ze specifieke doelstellingen formuleren voor stationaire batterijopslag⁶⁰. Hierin wordt gesteld dat de batterijtechnologie dient te evolueren naar een zeer hoge efficiëntie (>90%) met een kostprijs onder 150 €/kWh (voor een 100 kW referentiesysteem) tegen 2030 om een betekenisvolle rol uit te dragen in het kader van slimme netten.

⁵⁸ Nykvist, B., & Nilsson, M. (2015, 03 23). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. nature climate change, p. 330.

⁵⁹ BATSTORM (2016). Support to R&D Strategy for battery based energy storage: Costs and benefits for deployment scenarios of battery systems (D7). Ecofys 2016 by order of: European Commission Directorate General Energy

⁶⁰ EC (2016). "Issue paper No7 – Become competitive in the global battery sector to drive e-mobility forward", EC, 19 April 2016 – version 3.0. Available online: https://setis.ec.europa.eu/system/files/action7_issues_paper.pdf.

2.3.4. Ontwikkelingen op gebied van flexibiliteit

Momenteel wordt flexibiliteit in België reeds gebruikt voor een aantal toepassingen waaronder systeemdiensten voor de transmissienetbeheerder of diensten voor de evenwichtsverantwoordelijken. Grote industriële afnemers, geconnecteerd aan het transmissienet, kunnen deelnemen aan de primaire en tertiaire reserves. Sinds 2014 kunnen ook afnemers aangesloten op het distributienet systeemdiensten aanbieden aan de transmissienetbeheerder onder de noemer van R3DP, begin 2017 omgevormd tot R3 flex. Ook de primaire reserves werden recentelijk opengesteld voor deelname door netgebruikers aangesloten aan het distributienet, R1 Load. Binnen de productcategorie van de secundaire reserves, R2, wordt eveneens de opportuniteit van gedecentraliseerde flexibiliteit en vraagsturing bekeken binnen een pilootproject⁶¹.

Naast de gereserveerde flexibiliteit doet de transmissienetbeheerder een beroep op niet-contracteerde reserves, de zogenoemde vrije biedingen. Binnen de vrije biedingen geeft de transmissienetbeheerder grote productie (CIPU) eenheden de mogelijkheid om resterende flexibiliteit aan te bieden als reserveproduct. Sinds 28 juni 2017 is de deelname aan de vrije biedingen ook opengesteld worden voor flexibiliteit bij netgebruikers, aggregatoren en kleinere productie-eenheden. Het pilootproject BidLadder vormt een biedingsplatform voor het verhandelen van flexibiliteit op de onbalansmarkt vanwege leveringspunten aangesloten aan het hoogspanningsnet en plaatselijke vervoersnet⁶². In een tweede stadium wordt de mogelijkheid bekeken om ook de flexibiliteit van leveringspunten aangesloten op het distributienet op te nemen in het biedingsplatform⁶³. Dergelijke initiatieven beogen de liquiditeit van de markt te verhogen door de deelname vereisten open te trekken.

2.3.5. Digitale meters

Op Europees niveau impliceert Richtlijn 2009/72/EG de implementatie van intelligente meetsystemen die de actieve deelname van elektriciteitsverbruikers in de energievoorziening zal mogelijk maken⁶⁴. Deze implementatie dient onderworpen te zijn aan een economische beoordeling. Annex 1 §2 verplicht alle lidstaten om tegen 2020 een uitrol van digitale meters van 80% uit te voeren, indien een kostenbatenanalyse een positief resultaat oplevert op lange termijn. Binnen dit kader is VREG reeds in 2008 gestart met de opmaak van dergelijke kostenbatenanalyse voor Vlaanderen. In de jaren 2011 en 2014 werd een herziening van deze kostenbatenanalyse uitgevoerd, hetgeen geen eenduidig resultaat opleverde. Ook de andere gewesten hadden een dergelijke kostenbatenanalyse uitgevoerd waarbij de analyses een negatief resultaat opleverde. Hierdoor werd formeel aangetoond, in het perspectief van de bovengenoemde Europese richtlijn, dat een grootschalige uitrol van digitale meters economisch niet haalbaar is op lange termijn.

Naast de theoretische analyse van het kostenbatenaspect van de digitale meter uitrol werd in de periode 2009-2010 het technische concept door de distributienetbeheerders getest op het terrein in een zogenaamd "Proof of Concept (POC)". In dit eerste onderzoeksproject werden 4.750 slimme elektriciteits- en gasmeters geplaatst waarbij de nadruk lag op de communicatieaspecten. Na de positieve evaluatie van dit onderzoekstraject werd in de loop van 2010 een tweede, grootschaliger, pilootproject opgestart. Hierbij werd de installatie van 50.000 digitale energiemeters voorzien, verspreid over het werkingsgebied van Eandis en Infrax. Het opzet van het pilootproject was het uittesten van de maturiteit van de toegepaste systemen en technieken.

Ook het Linear (Local Intelligent Networks and Energy Active Regions) project (2009-2014), een samenwerking tussen onderzoeksinstellingen, de industrie en de Vlaamse Overheid, heeft bijgedragen tot het verzamelen van praktische kennis zowel op gebied van technologie als van gebruikersinteractie.

In 2015 (en ook recenter in 2017) vond opnieuw een herziening van de kostenbatenanalyse plaats waarbij, in tegenstelling tot de eerdere studies, een gesegmenteerde uitrol bekeken werd. Deze vernieuwde scope leverde een positief resultaat op. Op basis van deze gunstige economische beoordeling, de resultaten uit de proefprojecten van de distributienetbeheerders en intensief stakeholderoverleg schreef de VREG het advies

⁶¹ Zie, <https://www.4-traders.com.cdn.ampproject.org/c/www.4-traders.com/amp/ELIA-SYSTEM-OPERATOR-5989/news/Elia-System-Operator-is-publishing-the-conclusions-of-a-R2-non-CIPU-pilot-project-performed-together-25711270/>

⁶² <http://www.elia.be/nl/over-elia/newsroom/news/2016/10-08-2016-Consultation-TF-BidLadder>

⁶³ Elia (2016). Publieke consultatie over het design voorstel voor het piloot project BidLadder

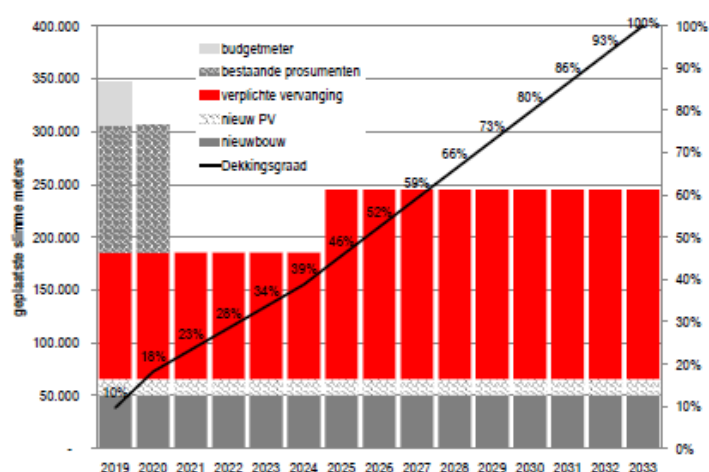
⁶⁴ CEER 2013 "Statusbeoordeling van regelgevende aspecten van slimme meting" Ref C13-RMF-54-05

om over te gaan tot de uitrol van digitale meters⁶⁵. Hierbij werd een prioritaire uitrol bij verplichte metervervangingen, budgetmeterklanten, grondige renovatieprojecten en nieuwe aansluitingen in beschouwing genomen. Ook stelt de VREG dat bij de installatie van nieuwe decentrale productie (< 10 kVA) de terugdraaiende elektromechanische meters best vervangen worden door een digitale meetinrichting.

Begin februari 2017 keurde de Vlaamse regering de conceptnota⁶⁶ goed over de verplichte uitrol van digitale meters in Vlaanderen. De conceptnota stelt voor om vanaf eind 2018 te starten met de verplichte uitrol van digitale elektriciteits- en gasmeters bij nieuwbouw, verplichte metervervanging en ingrijpende renovatie, nieuwe en bestaande decentrale productie, budgetmeters en op vraag en een volledige vervanging van bestaande meters 'zodra de digitale meter een bepaalde kritische penetratiegraad heeft bereikt'.

De conceptnota geeft als een van de voornaamste baten van het invoeren van digitale meters aan dat een beter inzicht wordt verkregen in gebruik van het distributienet door meting en registratie van gedetailleerde gebruiksgegevens. De nota stelt ook dat deze gegevens kunnen worden aangewend voor ondersteuning van netbeheer en netontwikkeling, en ontwikkeling van nieuwe prijsstructuren (waaronder tarieven gebaseerd op piekverbruik en time-of-use prijzen) en beslissingen over bijkomende netversterkingen of lokale opslagtechnologie. Er wordt vermeld dat aan de hand van deze metingen men ook beter in staat kan zijn de tarieven op een meer accurate manier toe te passen. Dit in tegenstelling tot het huidige prosumementarief dat gebaseerd is op een schatting van de niet-gemeten afname en vervolgens wordt aangerekend o.b.v. het omvormervermogen.

In navolging van de initiële conceptnota werd er een ontwerpdecreet alsook een ontwerpbesluit met de functionaliteiten opgesteld. Het ontwerpdecreet digitale meters is in tweede lezing⁶⁷.



Figuur 14: Vermoedelijk beoogd uitrolscenario van digitale meters, zoals geschat door SERV en Minaraad⁶⁸

2.3.6. Impact technologische ontwikkelingen op betrokken stakeholders

De voorheen geschetste technologische ontwikkelingen leiden tot een veranderend energielandschap wat betreft actoren en hun interacties. Nieuwe spelers, zoals aggregatoren, zijn de laatste jaren opgekomen, vaak in een onzeker regulatorisch kader met betrekking tot hun activiteiten. De traditionele business modellen van bestaande actoren staan onder druk (leveranciers, BRPs, ...), en nieuwe opportuniteiten ontstaan. Dit alles heeft niet alleen tot gevolg dat er nieuwe actoren de markt betreden maar ook dat bestaande actoren hun

⁶⁵ VREG 2015. Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 8 april 2015 met betrekking tot een ontwerp van besluit van de Vlaamse Regering tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft het plaatsen van slimme meters.

⁶⁶ Zie <https://docs.vlaamsparlament.be/docs/stukken/2016-2017/g1074-1.pdf>

⁶⁷ Zie https://www.vlaanderen.be/nl/vlaamse-regering/beslissingenvlaamse-regering?search=digitale+meters&publication_date=&publication_date_1%5Bmin%5D%5Bdate%5D=&publication_date_1%5Bmax%5D%5Bdate%5D=&competence=&delivery_channel=&delivery_channel_1=

⁶⁸ Zie <https://www.serv.be/serv/publicatie/advies-digitale-meters-tegen-meetlat>

activiteiten en business modellen wijzigen. Dit geldt evenzeer voor gedereguleerde als voor gereguleerde activiteiten (transmissie- en distributienetbeheer).

In verschillende afgelopen en nog lopende onderzoeksprojecten worden deze evoluties geanalyseerd en wordt met name ook de wijzigende rollen van gereguleerde netbeheerders onderzocht. Voorbeelden van dergelijke projecten zijn evolVDSO⁶⁹, SmartNet⁷⁰, EU-SYSFLEX, ... Een uitgebreide bespreking van de resultaten van deze projecten valt buiten de scope van deze studie maar in essentie worden in evolVDSO verschillende mogelijke toekomstige rollen van distributienetbeheerders geanalyseerd in een Europese context, en worden in SmartNet verschillende coördinatieschema's voor interactie tussen distributie- en transmissienetbeheerder onderzocht. Uit deze en andere projecten blijkt dat flexibiliteitsdiensten nuttig en waardevol kunnen zijn op verschillende niveaus en voor verschillende actoren (gereguleerde – lees: netdiensten - en gedereguleerde spelers, bv voor optimaal portfoliomanagement en balans van productie en consumptie).

Dit heeft concreet als gevolg dat het regulatorisch kader de nodige randvoorwaarden en regels wordt verondersteld te creëren om optimaal om te gaan met de uitdagingen van de, alsook ruimte te laten voor innovatieve oplossingen die gebruik maken van bovenvermelde technologische ontwikkelingen. Dit heeft logischerwijze tot gevolg dat ook nettarieven (voor deze studie meer bepaald de distributienettarieven) en de manier waarop ze samengesteld en bepaald worden, bekeken moet worden in het licht van de transitie naar een koolstofarme energievoorziening en de daarmee gepaard gaande huidige en toekomstige uitdagingen.

⁶⁹ <http://www.evolvdso.eu/>

⁷⁰ <http://smartnet-project.eu/>

3. Doelstelling en opties voor distributienetbeheer

Dit hoofdstuk behandelt de algemene doelstellingen voor distributienetbeheer (dus breder dan puur de tariefstructuren), en geeft ook een kort overzicht van opties om die doelstellingen te realiseren. In hoofdstuk 4 wordt dan dieper ingegaan op de doelstellingen en problematiek van de distributienettariefstructuur.

3.1. Algemene doelstelling distributienetbeheer

De distributienetbeheerders stellen een aantal strategische doelen voorop die gekaderd kunnen worden binnen een bepaalde visie op de netten. Concreet kunnen netbeheerders opteren voor een passieve, reactieve houding waarbij de netversterking en –uitbreiding primeren of de netuitbating benaderen vanuit een actief management. In het laatste geval gaat de netbeheerder uit van een maximale benutting van de bestaande capaciteit door in te spelen op de evoluties met betrekking tot flexibiliteit en digitalisering binnen een context van slimme netten. Hierbij wordt er aandacht besteed aan innovatie en ontwikkeling (in het kader van vraagrespons of demand response (DR)), flexibele toegang, opslag, ... om te anticiperen op de netten en systemen van de toekomst.

De traditionele rol van de elektriciteitsdistributienetbeheerders kan samengevat worden als het transporteren van elektriciteit van het transmissienet naar de eind-afnemer. Een distributienetbeheerder heeft bepaalde taken of activiteiten toegewezen gekregen dewelke vervat zitten in het Energiedecreet^{71, 72}.

- het beheer en onderhoud en het ontwikkelen onder economische voorwaarden van een veilig, betrouwbaar en efficiënt net met inachtneming van het milieu en de energie-efficiëntie van het net, en in dat verband, het instaan voor de nodige ondersteunende diensten;
- het aanhouden van voldoende capaciteit om de elektriciteits- en aardgasbehoefte te dekken van de afnemers die aangesloten zijn op zijn net en het vervoer van elektriciteit en aardgas naar distributienetten mogelijk te maken;
- de uitbreiding van zijn net in het geografisch afgebakende gebied waarvoor hij werd aangewezen of, als er nog geen net aanwezig is, de aanleg van het net in dit geografisch afgebakende gebied;
- de herstelling, het preventieve onderhoud, de vernieuwing en de verbetering van zijn net en de bijbehorende installaties;
- het herstellen van onderbrekingen en storingen bij de elektriciteits- of aardgastoevoer via zijn net;
- het opstellen, het bewaren en ter beschikking stellen van de plannen van zijn net;
- het aansluiten, verzegelen, afsluiten en heraansluiten van installaties op zijn net en het verzwaren van de aansluitingen op zijn net;
- het verlenen van toegang tot zijn net;
- het beheren van het toegangsregister van zijn net;
- het ter beschikking stellen, de plaatsing, de activering, de desactivering, het onderhoud en het herstellen van meters en tellers op de toegangspunten op zijn net;
- het aflezen van de meters en tellers op de toegangspunten op zijn net, de bepaling van de injectie en de afname van de producenten en afnemers die aangesloten zijn op zijn net en de verwerking en de bewaring van die gegevens;
- het verstrekken van de nodige meetgegevens en andere gegevens aan de beheerder van het transmissienet, de vervoeronderneming, de producenten, de evenwichtsverantwoordelijken, de bevrachters, de tussenpersonen, de leveranciers, de afnemers en de VREG;
- het verstrekken van de nodige inlichtingen aan de beheerders van de netten waarmee zijn net in kwestie verbonden is, om een veilige en efficiënte uitbating, een gecoördineerde ontwikkeling en een goede wisselwerking tussen de netten te waarborgen;
- als elektriciteitsdistributienetbeheerder transparante, niet-discriminerende en op de markt gebaseerde procedures hanteren bij de aankoop van elektriciteit;
- alle vormen van energiefraude, gerelateerd aan hun activiteiten, actief detecteren en vaststellen, en maatregelen nemen om energiefraude te vermijden.

Algemeen kan men stellen dat de strategische doelstelling gefocust is op drie topics:

⁷¹ Energiedecreet, art 4.1.6

⁷² Het ontwerpdecreet digitale meters voorziet een herziening van de toegewezen taken van de distributienetbeheerder. Hierbij wordt een opsplitsing voorzien tussen de distributienetbeheerder en de databeheerder.

1. Het verzekeren dat de netgebruikers in het algemeen een zeer hoog niveau van (algemene) toegang tot diensten hebben door een hoge mate van aansluitingen te waarborgen;
2. Bevorderen van productiviteitsverbeteringen in dienstverlening en het delen van deze verbeteringen onder alle elektriciteitsverbruikers; en
3. Verzekeren van hoge dienstverleningskwaliteit van elektriciteitsvoorziening

Tegenwoordig hebben distributienetbeheerders verantwoordelijkheden en nieuwe technologieën die hen toestaan om een intelligenter en geïntegreerde distributienetbeheer uit te vaardigen op een snellere en efficiëntere manier. Hierdoor verschuift de focus steeds meer van een traditionele, passieve aanpak naar een actief netbeheer. Vanuit dit oogpunt blijft het garanderen van de hoge kwaliteit van dienstverlening en efficiëntieverbetteringen het hoofdobjectief van de distributienetbeheerder maar is er een bijkomende drijfveer om de juiste condities te creëren voor geïntegreerde en intelligente distributienetten. Distributienetbeheerders zullen bijgevolg steeds meer interageren met transmissienetbeheerders en andere marktpartijen bij het beheer van hun netten.

De toekomstige rol van de distributienetbeheerder in de context van slimme netten werd besproken door DG ENER⁷³. Hierbij kan de distributienetbeheerder een sleutelrol spelen bij:

- Het werven van flexibiliteit voor netbeheertaken. Nieuwe technologieën en slimme netwerken vormen nieuwe mogelijkheden voor netwerkbeheer en systeembeheer door flexibiliteit te benutten.
- Infrastructuurvoorziening voor elektrische voertuigen
- Smart Grids in combinatie met slimme meting kunnen gedetailleerde informatie over gebruik en tarieven verstrekken om consumenten te informeren, helpen om kosteneffectieve opties voor energiebesparingen te identificeren en kunnen nieuwe opportuniteiten creëren voor investeringen in energiebesparingen. Distributienetbeheerders kunnen hierin een belangrijke rol spelen.
- Met het oog op het betrekken van laagspanning-gekoppelde consumenten in een Smart Grids context, kunnen digitale meters fungeren als een belangrijke enabler. Deze meters moeten vervaardigd, geïnstalleerd, beheerd en geëxploiteerd worden.
- De nieuwe taken en diensten die deel uitmaken van de Smart Grid-omgeving, zijn afhankelijk van de beschikbaarheid van gegevens die door de meetapparatuur worden geleverd. Ook hier kan de distributienetbeheerder een rol vervullen.

In essentie bestaan de operationele taken van een distributienetbeheerder er dus in een betrouwbare en veilige elektriciteitsverlening te voorzien aan kosten-efficiënte randvoorwaarden. Een van de belangrijkste taken van distributienetbeheerders is netwerkplanning en netwerkbeheer. Onder de noemer netbeheer voorzien zij het onderhoud van de fysieke kwaliteit van de netten (asset management) en het beheer van de fysische neteigenschappen. Op lange termijn voorzien zij investeringen in de netinfrastructuur door het realiseren van aansluitingen voor nieuwe netgebruikers, het verhogen van bestaande netcapaciteit en het leggen en onderhouden van nieuwe verbindingen. Hierbij beogen zij een rationeel netgebruik te bevorderen om de netten zo doelmatig mogelijk te gebruiken.

Als onafhankelijke stakeholder in de energiemarkt faciliteren zij de vlotte werking van de energiemarkt. Hierbij is het respecteren van de marktwerking van groot belang. Bijkomend zijn er tevens openbare dienstverplichtingen (ODV) toebedeeld aan de distributienetbeheerders. Binnen dit kader hebben ze de maatschappelijke opdracht om het rationeel gebruik van energie te bevorderen. Als sociale leverancier en installateur van budgetmeters streven ze naar het terugdringen van energiearmoede. Daarnaast zijn de distributienetbeheerders aangesteld als verantwoordelijke partij voor de straatverlichting.

Verder bepaalt de Energiebeleidsovereenkomst dat de netbeheerders de verplichting hebben om groenestroom- en warmte-kraachtcertificaten op te kopen van producenten die recht hebben op minimumsteun⁷⁴. De minimumsteun is vastgelegd door het Energiedecreet⁷⁵.

Door de toename van de gedistribueerde generatie, gekenmerkt door een bepaalde variabiliteit, worden de netwerkstromen meer onbestendig en kunnen ze niet langer efficiënt worden opgelost enkel in de netwerkplanningsfase door netwerkinvesteringen te verhogen. In plaats daarvan wordt actief netbeheer meer en meer van belang voor distributienetbeheerders.

⁷³ DG ENER (2014). "The role of DSOs in a smart grid environment.", Final report, Amsterdam, 23 April 2014

⁷⁴ Energiebeleidsovereenkomst tussen de Vlaamse Regering en de elektriciteitsdistributienetbeheerders ter ondersteuning van de groenestroomproductie in het Vlaamse Gewest

⁷⁵ Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, 08/05/2009

Door de energietransitie waaraan de energievoorziening onderhevig is (d.i. bevorderen energie-efficiëntie, de overschakeling naar duurzame energievoorziening en de overschakeling naar digitale netten) worden de verschillende energiemarkt actoren in het algemeen ertoe aangezet om hun activiteiten aan te passen en/of nieuwe business activiteiten te verkennen.

3.2. De energietransitie: impact op distributienetbeheer en -tarieven

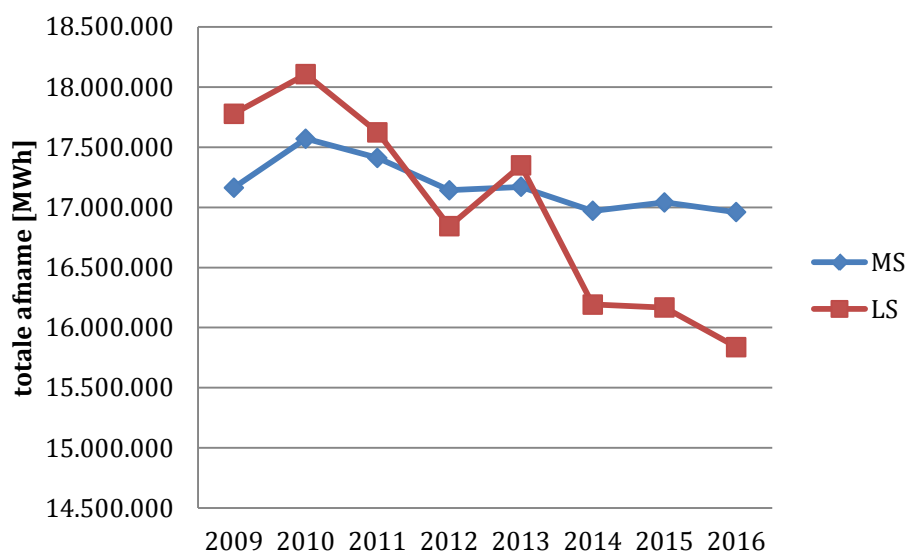
De reeds ingezette energietransitie naar een duurzame energiesysteem, zoals toegelicht in hoofdstuk 2, leidt tot een aantal uitdagingen en opportuniteiten voor distributienetbeheer. Die uitdagingen zijn zowel van technische, economische, als regelgevende en sociale aard. Ze zijn gerelateerd aan de nood aan bevoorradingszekerheid, de technische en economische impact van toenemende gedistribueerde hernieuwbare energiebronnen, de blijvende nood aan rationeel energiegebruik maar ook de toenemende nood om op een rationele manier gebruik te maken van energie-infrastructuur in het algemeen en de begrensde capaciteit van elektriciteitsnetten in het bijzonder.

Gezien de Europees bindende richtlijn (2009/28/EC) betreffende de integratie van hernieuwbare energie, wordt het Europese energielandschap de laatste jaren gekenmerkt door een snelle toename van het aandeel hernieuwbare energie in de totale productiemix. Nationale subsidiemechanismen voor windenergie, zonnecellen en biomassa zorgden voor een snelle opmars van de geïnstalleerde capaciteit in deze technologieën. Deze hernieuwbare energiebronnen worden gekenmerkt door een variabiliteit die zich vertaalt in een beperkte stuurbaarheid en voorspelbaarheid.

De grootschalige installatie van lokale productie, voornamelijk PV installaties, zorgt voor lagere afnamestromen of kan zelfs inverse (injectie-)stromen creëren in het net in periodes van lage afname en hoge productie. In dit geval kan het nodig zijn om de beveiliging in stations aan te passen om transporten naar de hogere spanningsniveaus mogelijk te maken. Aan de andere kant, op momenten wanneer er geen lokale productie is, moet het net ook in staat zijn de piekvraag van verbruikers te leveren. De minder voorspelbare inzet van dergelijke lokale hernieuwbare energie technologieën kan de spanningshuishouding nadelig beïnvloeden en leiden tot ongewenste spanningsvariaties.

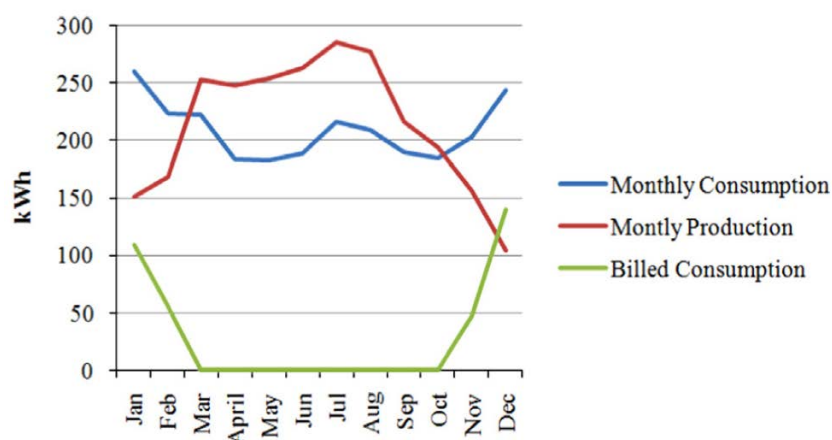
De combinatie van de verhoogde integratie van gedistribueerde energieopwekking en het principe van de terugdraaiende teller⁷⁶ voor prosumenten (i.e. met een productiecapaciteit < 10 kWp), heeft ertoe geleid dat distributienetbeheerders te maken hebben met een daling van de netto afname van elektriciteit op het distributienet. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 15: ten opzichte van 2009 werd er op distributieniveau een globale daling van 6% van het afgenomen volume elektriciteit waargenomen in 2016. Voor de klantengroepen aangesloten op laagspanning (huishoudens en kleine bedrijven), werd een daling van 11% ten opzichte van 2009 waargenomen. Deze dalende trend wordt mee veroorzaakt door een verhoogde installatie van onder andere PV installaties. Daarnaast spelen maatregelen die de energie-efficiëntie verhogen (REG-acties) zeer waarschijnlijk ook een rol.

⁷⁶ De terugdraaiende teller geeft de eind-afnemer de mogelijkheid om het overschot van lokale productie van stroom (d.w.z. injectie in het elektriciteitsnet) wat betreft geldende transport- en distributietarieven en belastingheffingen op jaarbasis te salderen tegen het verbruik van elektriciteit afkomstig van het elektriciteitsnet. Hierdoor wordt de netto positie op jaarbasis bepaald om de afrekening in nettatarieven en belastingheffingen te maken. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de terugdraaiende teller niet onder nul kan terugdraaien.



Figuur 15: Evolutie van de netto-elektriciteitsafname, geregistreerd op het distributienet in Vlaanderen, uitgesplitst voor MS en LS⁷⁷.

Bij toepassing van het salderingsprincipe voor lokaal opgewekte energie treedt er een verschil op tussen de gefactureerde afname van het distributienetwerk en het werkelijke elektriciteitsverbruik, zoals geïllustreerd in Figuur 16. In dit illustratief voorbeeld wordt er gesaldeerd op maandbasis. In de Vlaamse context wordt er echter gesaldeerd op jaarbasis. Hierdoor is er voor de prosumerende netgebruiker op laagspanningsniveau een langere tijdsbasis om de volumes afgenomen elektriciteit en geïnjecteerde elektriciteit met elkaar te verrekenen en de finale distributienetfactuur verder te optimaliseren.



Figuur 16: gefactureerde consumptie bij een maandelijkse afrekening (illustratief voorbeeld)⁷⁸

Bovendien zorgt de aansluiting van lokale hernieuwbare productie, en dan voornamelijk PV productie, voor een hogere gelijktijdigheid op het lokale net. Het is namelijk zo dat wanneer veel PV energie geproduceerd wordt, deze piekproductie gelijktijdig verloopt met een piekproductie in naburige PV installaties. Uit impactstudies van de betrokken DNBs blijkt dat voornamelijk netten buiten de bebouwde kom, vaak aangelegd met bovengrondse netten, de meeste problemen vertonen op het gebied van spanningskwaliteit bij de aansluiting van lokale productie. Dit kan verklaard worden door:

- De gemiddeld grotere afstand tussen aansluitingspunten in gebieden buiten de bebouwde kom waardoor de LS-netten gemiddeld langer zijn en de garantie van de spanningskwaliteit bemoeilijkt wordt.

⁷⁷ Data van Eandis en Infrax gecombineerd.

⁷⁸ Eid C. (2014). The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. Energy Policy, 75, pp 244-254

- Uit ondervinding blijkt dat de geïnstalleerde vermogens aan PV-energie, aangesloten in de gebieden buiten de bebouwde kom, meestal groter zijn (i.e. 5 – 10 kVA)
- Bij bovengrondse netten heeft de nulgeleider een dunnere sectie dan de fasegeleiders waardoor deze netten extra gevoelig zijn voor spanningsfluctuaties ten gevolge van fase-onevenwicht.

Naast het toenemende aanbod van hernieuwbare, gedecentraliseerde energieopwekking is er tevens een elektrificatie trend waarneembaar. Hierdoor kan de daling in netto-afname van elektriciteit, geregistreerd door de distributienetbeheerders, op termijn stabiliseren of zelfs terug toenemen. Deze geanticipeerde groei en verspreiding van het aantal elektrische voertuigen (EVs) en warmtepompen, en het bijbehorende elektriciteitsverbruik, gaat gepaard met een toenemende impact op het elektriciteitssysteem. Voornamelijk het laagspanningsnet wordt verwacht niet in staat te zijn om situaties op te vangen waarbij iedereen simultaan elektriciteit vraagt. Dit effect wordt versterkt wanneer de residentiële vraag naar elektriciteit tijdens de avondpiek samenvalt met het opladen van elektrische wagens bij thuiskomst. Uit de impactsanalyse van een grootschalige uitrol van elektrische voertuigen op een bestaande Vlaamse distributieline in een stedelijke omgeving blijkt dat er een significante impact te verwachten valt in zowel transformatorbelasting, gevraagde energie en spanningsafwijkingen, zie Tabel 6.

Tabel 6: Impact van elektrische voertuigen op het distributienet in functie van transformatorbelasting en geleverde energie⁷⁹

Laadscenario	Max transformatorbelasting (kVA)	Geleverde energie (MWh)	V<0.85 pu (%)	V<0.90 pu (%)
Referentie scenario (geen EVs)	264,2	324,2	0,0	0,2
Ongecoördineerd laden	588,3	647,1	2,1	8,5
Voltage droop laden	572,2	647,2	0,0	10,4
Peak shaving	375,3	641,3	0,0	1,4
Peak shaving en voltage droop laden	364,1	641,3	0,0	1,4

Impactsanalyse op een driefasig laagspanningsnet volgens de probabilistische en deterministische grenzen van de EN50160 standaard voor een 100% EV penetratiegraad.

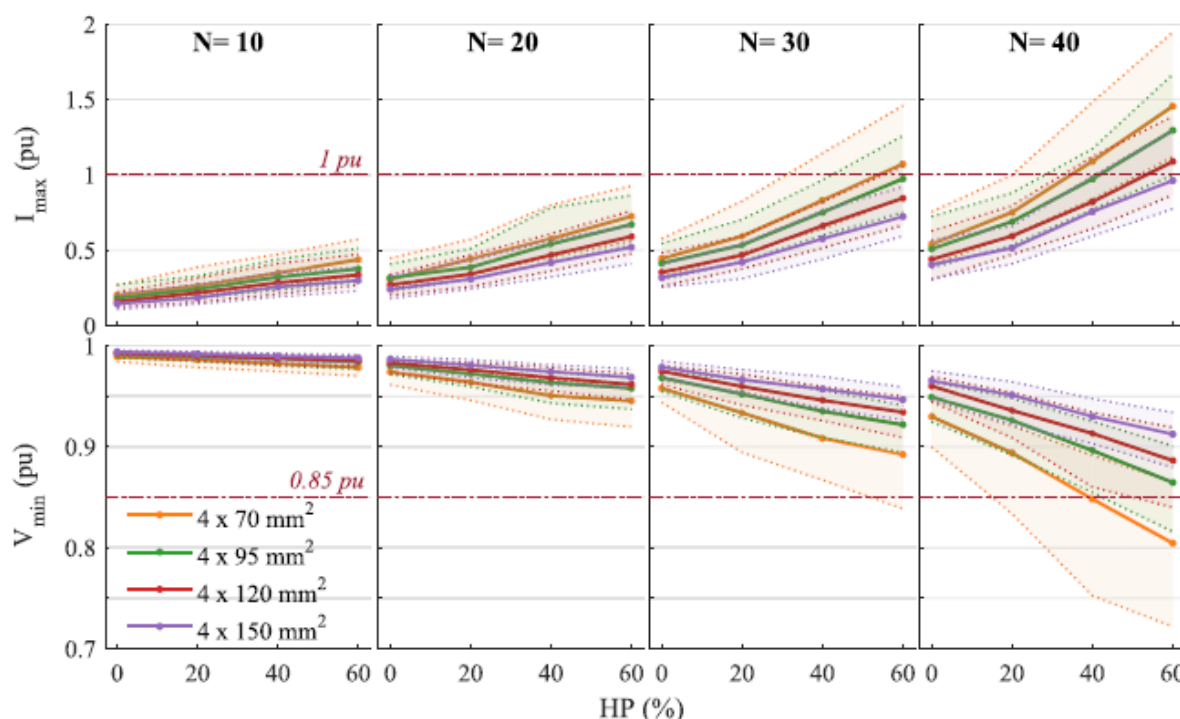
Ook de specifieke impact van een verhoogde elektriciteitsvraag vanwege warmtepompen werd onderzocht, zie Figuur 17. Ook hier wordt een (negatieve) impact verwacht op de piekbelasting en het spanningsniveau.

Lokale congestieproblemen kunnen zich vormen in bepaalde kritische situaties. Lokale vraagprofielen, op een onderstation of een lokale distributieline, zijn minder geaggregeerd in vergelijking met het transmissieniveau en kunnen aanzienlijk wijzigen. Bijgevolg, indien een groot aantal elektrische wagens en/of warmtepompen simultaan elektriciteit vragen in een bepaalde wijk, heeft dit een grote impact op de lokale infrastructuur en de lokale piekvraag⁸⁰. Verscheidene studies tonen aan dat de extra belasting van oplaadpunten en de ingebruikname van warmtepompen kan leiden tot bijkomende investeringen in het distributienetwerk. De druk op het distributienetwerk verhoogt wanneer de generatie van hernieuwbare energie niet gelijktijdig verloopt met de bijkomende vraag naar elektriciteit vanwege EVs en warmtepompen. Door het principe van de

⁷⁹ Leemput (2014). Impact of Electric Vehicle On-Board Single-Phase Charging Strategies on a Flemish Residential Grid. IEEE transactions on smart grid, v. 5, no. 4

⁸⁰ Clement-Nyns (2010). Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on the Electricity System

terugdraaiende teller bij niet-piekgemeten klanten is er bovendien geen prikkel om de gelijktijdigheid van elektriciteitsvraag en lokale energieopwekking te bevorderen.



Figuur 17: Impact van warmtepompen op het laagspanningsnet⁸¹

Volgens de Monte Carlo methode werd een representatief Belgisch distributienetwerk opgesteld met variërende groottes, kabel types, warmtepomp en PV penetratiegraden en gebouwen met een verschillende geometrie en isolatie kwaliteit. Hieruit blijkt dat voor grote landelijke distributielijnen een overbelasting van de kabel verwacht kan worden bij een warmtepomppenetratiegraad van 30%, afhankelijk van het type kabel. Spanningsproblemen beginnen bij iets hogere percentages.

De laatste jaren is er eveneens sterk ingezet op de actieve deelname van de consument in de energiemarkt. vraagrespons zal een van de bouwstenen vormen van de toekomstige energiemarkten, waarbij consumenten flexibiliteit aan de vraagzijde kunnen aanbieden voor verscheidene doeleinden. Ook distributienetbeheerders kunnen baat hebben bij het gebruik van flexibiliteit bij de netuitbating. Netinvesteringen kunnen in dit kader uitgesteld of vermeden worden.

Daarnaast kan ook opslag hier een rol in spelen. Energieopslagsystemen, inclusief batterijen, kunnen het net ondersteunen en bijdragen tot een efficiënter netgebruik en het behalen van de klimaatdoelstellingen. Concreet kan energieopslag onder meer de integratie van variabele HEB faciliteren en netstabiliteit, nettoegang, flexibiliteit en betrouwbaarheid bevorderen. Op deze manier kunnen in bepaalde situaties netuitbreidingen of netverzwaringen uitgesteld of zelfs vermeden worden.

Het veranderende gebruik van het distributienetwerk en de technologische vooruitgang vormen dus zowel opportuniteiten als uitdagingen voor de distributienetbeheerders bij de uitbating en ontwikkeling van hun netten. De veranderende context waarbinnen distributienetbeheerders handelen, heeft ook gevolgen voor de financiering van het distributienetbeheer. De combinatie van een grote penetratie van gedecentraliseerde hernieuwbare energie (geïnstalleerde capaciteit < 10kWp) en het principe van de terugdraaiende teller voor niet-piekgemeten klanten heeft geleid tot een daling van de netto-afname van elektriciteit. Hierdoor wordt de kostenrecuperatiebasis van de distributienetbeheerders uitgehold waardoor de distributienettarieven op termijn verhoogd zullen moeten worden voor een deel van de netgebruikers. Een eventuele verhoging van de distributienettarieven kan de business case voor de installatie van gedecentraliseerde energieopwekking bevorderen waardoor meer afnemers overschakelen en bijgevolg de netto-afname verder afneemt en de

⁸¹ Protopapadaki (2017). Heat pump and PV impact on residential low-voltage distribution grids as a function of building and district properties. Applied Energy 192 (268-281)

kosten voor het net op een beperkter deel van de netgebruiker afgewend worden. Dit principe van de steeds dalende financieringsbasis is de zogenaamde “death spiral” voor distributienetbeheerders.

Daarnaast creëert technologische progressie eveneens opportuniteiten voor nieuwe strategieën vanuit een netwerkmanagement perspectief gezien de toenemende beschikbaarheid van real-time data. Dit laat namelijk toe om distributienetten op een efficiëntere manier uit te baten. Wat betreft het beheer van activa (uitbating, exploitatie en initiële investeringen) zijn de distributienetbeheerders in volle evolutie om de uitbatings- en ontwerpstrategieën aan te passen aan deze nieuwe evoluties.

Het veranderend energielandschap en de mogelijke gevolgen voor verschillende energie stakeholders (waaronder eindgebruikers maar ook distributienetbeheerders) worden ook erkend in het recente Clean Energy Package van de Europese Commissie, uitgegeven op 30 november 2016. De verschillende legislatieve voorstellen zijn publiek consulteerbaar⁸². In dit Clean Energy Package komt onder andere ook de veranderende rol van distributienetbeheerders, de activering van eindgebruikers inclusief prosumenten alsook de nood aan andere en meer flexibele distributienettarieven aan bod.

3.3. Opties

Om het distributienet op een betrouwbare en veilige manier uit te baten aan kosten-efficiënte randvoorwaarden en daarbij een antwoord te bieden aan netcongesties, uitdagingen i.v.m. de spanningshuishouding en andere vraagstukken, heeft de distributienetbeheerder een aantal mogelijkheden ter beschikking. Deze mogelijkheden bevinden zich deels binnen het ontwerp van de distributienettarieven, maar ook buiten de tariefstructuren heeft de distributienetbeheerder toegang tot een scala aan middelen om de beoogde doelstelling en missie te bewerkstelligen.

Om een antwoord te bieden op de verschillende uitdagingen waaraan de uitbating van het distributienet onderworpen wordt, bestaat de mogelijkheid een distributienettarief in te voeren waarin de kostendrijvers van de DNB beter gereflecteerd worden. Hierbij kan een prikkel gestuurd worden naar de netgebruiker zodat die laatste qua volume en timing van productie en/of vraag rekening houdt met de situatie van het distributienet. Idealiter geeft het nettarief een prikkel tot efficiënt netgebruik met behoud van een signaal voor de netbeheerder om naar de meest efficiënte oplossing te zoeken bij netcongestie. In sectie 4.3 wordt dieper ingegaan op de mogelijke tariefmodellen voor de distributienettariefstructuur.

Een van de voornaamste middelen waarover een distributienetbeheerder beschikt, bestaat erin te investeren in de distributienetinfrastructuur. Gegeven een reactieve houding, zal de netbeheerder overgaan op een netversterking indien de bestaande capaciteit op een bepaald lokaal distributienet niet voldoet. Bijgevolg kan de netbeheerder op deze manier reageren of anticiperen op uitdagingen zoals toename van geïnjecteerde hernieuwbare energie en stijging van de elektriciteitsvraag vanwege elektrische voertuigen en warmtepompen. Daarnaast voorziet de distributienetbeheerder pro-actief in ruggegraatinvesteringen via de investeringsplannen. Hierbij wordt geanticipeerd op verwachte groeitrends in afname en injectie (i.e. groei EVs, HEB, WP).

Naast de investering in het fysieke elektriciteitsnetwerk kan de distributienetbeheerder opteren voor de inschakeling van flexibiliteit. Deze flexibiliteit kan geleverd worden door vraagsturing, flexibele (conventionele en hernieuwbare) productie en elektriciteitsopslag. Flexibiliteit ten behoeve van een actief netwerkmanagement, kan enerzijds gecontracteerd/geactiveerd worden via commerciële markten waarbij de modulatie van afname of injectiegedrag gebeurt op vrijwillige basis en bewerkstelligd wordt via bijvoorbeeld externe sturingssignalen. Daarnaast bestaat er tevens de mogelijkheid om technische flexibiliteit in te roepen. Dit type flexibiliteit kan een verplichting zijn die een netbeheerder oplegt aan de netgebruiker, al dan niet tegen een gereguleerde compensatie (afhankelijk van de toepassing)⁸³.

Het gebruik van technische flexibiliteit moet gesitueerd worden als één van de mogelijkheden in de context van actief netbeheer door de netbeheerder en waarbij het gebruik van flexibiliteit beperkt wordt tot uitzonderlijke omstandigheden. Beide vormen van flexibiliteit impliceren een kost om die te leveren, los van het feit of er al dan niet een compensatie voorzien is, gereguleerd of marktconform. Binnen het kader van de optie tot technische flexibiliteit heeft de VREG een simulatiestudie uitgevaardigd om de mogelijkheden van technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden ten behoeve van een kosten-efficiënt netbeheer te

⁸² <http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

⁸³ Vlaamse Regering (2017). Conceptnota “Vlaamse Energievisie”

onderzoeken⁸⁴. Uit de studie blijkt dat het optimum vanuit het oogpunt van de totale maatschappelijke kosten bereikt wordt wanneer de netbeheerder ten allen tijden de economische afweging kan maken tussen netversterking en activatie en vergoeding van flexibiliteit wat betreft de aansluiting van decentrale productie-eenheden. De resultaten uit deze studie hebben aanleiding gegeven tot een beleidsadvies betreffende technische flexibiliteit bij productie-eenheden⁸⁵. In deze context kan eveneens de flexibele toegang van afnamepunten bekeken worden om zo bij te dragen aan een efficiënt netbeheer en optimalisatie van de totale maatschappelijke kosten. Echter, uit de studie 'AmFT' blijkt dat flexibele toegang voor afname niet aangewezen is en de voorkeur uitgaat naar een commerciële markt waarbij vraagbeheer altijd op vrijwillige basis is.

Verwant aan de inschakeling van flexibiliteit kan eveneens de uitrol van digitale meters ertoe bijdragen dat het distributienetwerk op een rationelere manier gebruikt wordt. Met de slimme meter, die de afname en injectie van elektriciteit apart registreert, kan er aan prosumenten een prikkel gegeven worden om het gebruik en de productie van elektriciteit op elkaar af te stemmen en dus eigen flexibiliteit te gebruiken in functie van de opwekking van lokale energie.

Ook energieopslag kan het distributienet effectief ondersteunen. Het kan gebruikt worden als alternatief voor duurdere interventies, zoals transformatorvervangingen in onderstations die slechts enkele ogenblikken in een jaar overbelast worden.

Als alternatief voor een traditionele, meer reactieve aanpak van het distributienetbeheer kan een proactieve houding eruit bestaan de integratie van decentrale productie anders aan te grijpen. Hierbij kunnen de netbeheerders een gestructureerde en kosten-efficiënte manier van netaansluitingen uitdragen⁸⁶. De aansluitingsaanvraag van decentrale productie-installaties kan vanuit dit oogpunt afgetoetst worden tegen de optimale ontwikkeling van de netinfrastructuur en ingepland worden waar er voldoende onthaalcapaciteit aanwezig is.

Bij het vaststellen van de gewenste aanpak en de aangewezen opties kan er tevens de afweging gemaakt worden tussen een algemene of een lokale, situationele benadering.

3.4. *Kostenveroorzakers van distributienetbeheer*

De distributienettarieven worden gebruikt om de kosten van de netbeheerders te recupereren. In eerste instantie zijn dit de kosten die samenhangen met de aanleg, het beheer en onderhoud van het distributienet. Deze kosten, waarop een distributienetbeheerder zelf invloed heeft, worden de endogene kosten genoemd. Daarnaast worden een aantal kosten (onder andere volgens openbare dienstverplichtingen) via de distributienettarieven opgelegd aan de netbeheerders. Op deze zogenaamde exogene kosten hebben de distributienetbeheerders geen invloed.

Elk jaar bepaalt de regulator een toegelaten inkomen per distributienetbeheerder voor zowel de exogene als de endogene kosten dat uit de periodieke distributienettarieven mag gerecupereerd worden. Dit toegelaten inkomen vormt samen met de verwachte afnamevolumes de basis waarop de distributienettarieven worden berekend.

Door het toegelaten inkomen voor de endogene kosten vast te leggen en te plafonneren, wordt een stimulans gegeven aan de netbeheerders om efficiënt met de middelen om te gaan.

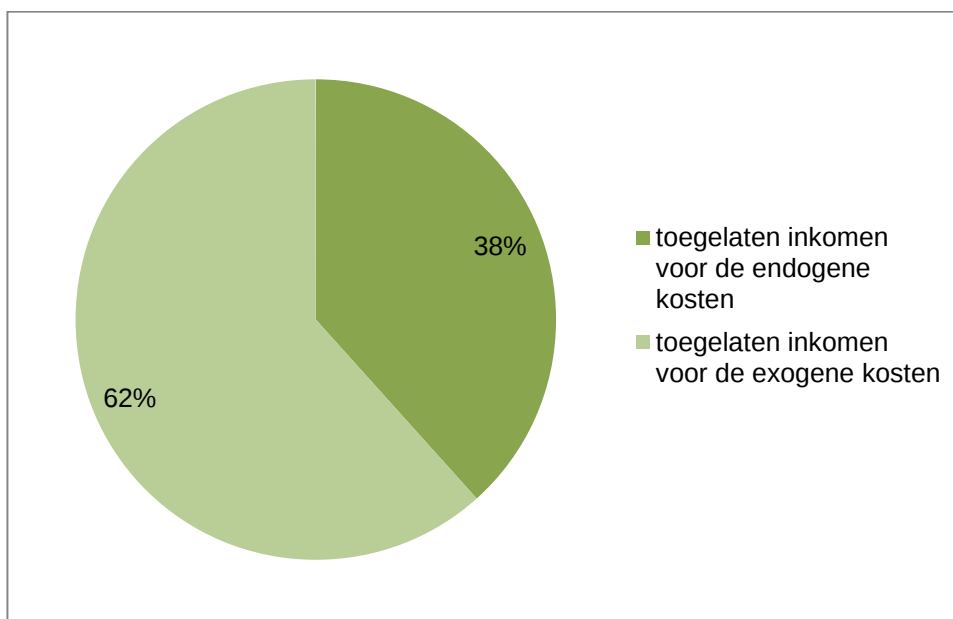
Omdat een efficiëntieprikkel voor de exogene kosten weinig zinvol is, worden die rechtstreeks doorgerekend in de distributienettarieven.

Figuur 18 geeft het procentuele aandeel weer van zowel de endogene als exogene kosten in het totale toegelaten inkomen voor 2017. Voor 2017 vormt het exogene deel 62% van het toegelaten inkomen.

⁸⁴ 3^E (2017). Aansluiting met flexibele toegang in Vlaanderen.

⁸⁵ VREG, "Databaseer en energie-overdracht bij flexibiliteit en de regelgeving inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met Flexibele Toegang)", ADV-2017-04, 20 juni 2016

⁸⁶ Infrac, Eandis, Elia (2011). Onthaalcapaciteit decentrale productie in Vlaanderen 2011 - 2020



Figuur 18: Procentueel aandeel exogene versus endogene kosten in het totale toegelaten inkomen (2017) voor de DNB's samen⁸⁷.

De evolutie van de verhouding van de exogene versus endogene kosten in het totale toegelaten inkomen in de periode 2015-2017 wordt weergegeven in Tabel 7⁸⁸: Uit dit overzicht blijkt dat het aandeel van de exogene kosten, de kosten waarop de distributienetbeheerder geen invloed kan uitoefenen, de laatste drie jaar toeneemt.

Tabel 7 Evolutie verhouding totaal toegelaten inkomen voor exogene versus endogene kosten (Infrax en Eandis gecombineerd).

	Totaal toegelaten inkomen voor de exogene kosten	Totaal toegelaten inkomen voor de endogene kosten
2015	59%	41%
2016	59%	41%
2017	62%	38%

In dit hoofdstuk wordt verder ingegaan op elk kostenonderdeel, en de daaraan gerelateerde belangrijkste kostendrijvers.

3.4.1. Endogene kosten

De endogene kosten zijn alle kosten waarop de netbeheerders zelf een invloed hebben en worden gecupereerd via de periodieke distributienettarieven. Onder endogene kosten vallen alle kosten die te maken hebben met het eigenlijke netbeheer. Deze endogene kosten omvatten afschrijvingen, operationele kosten en kapitaalkosten. Uit de vaststelling van het toegelaten inkomen voor 2017 blijkt dat er een evenwichtige verdeling is tussen deze drie componenten, zie Tabel 8.

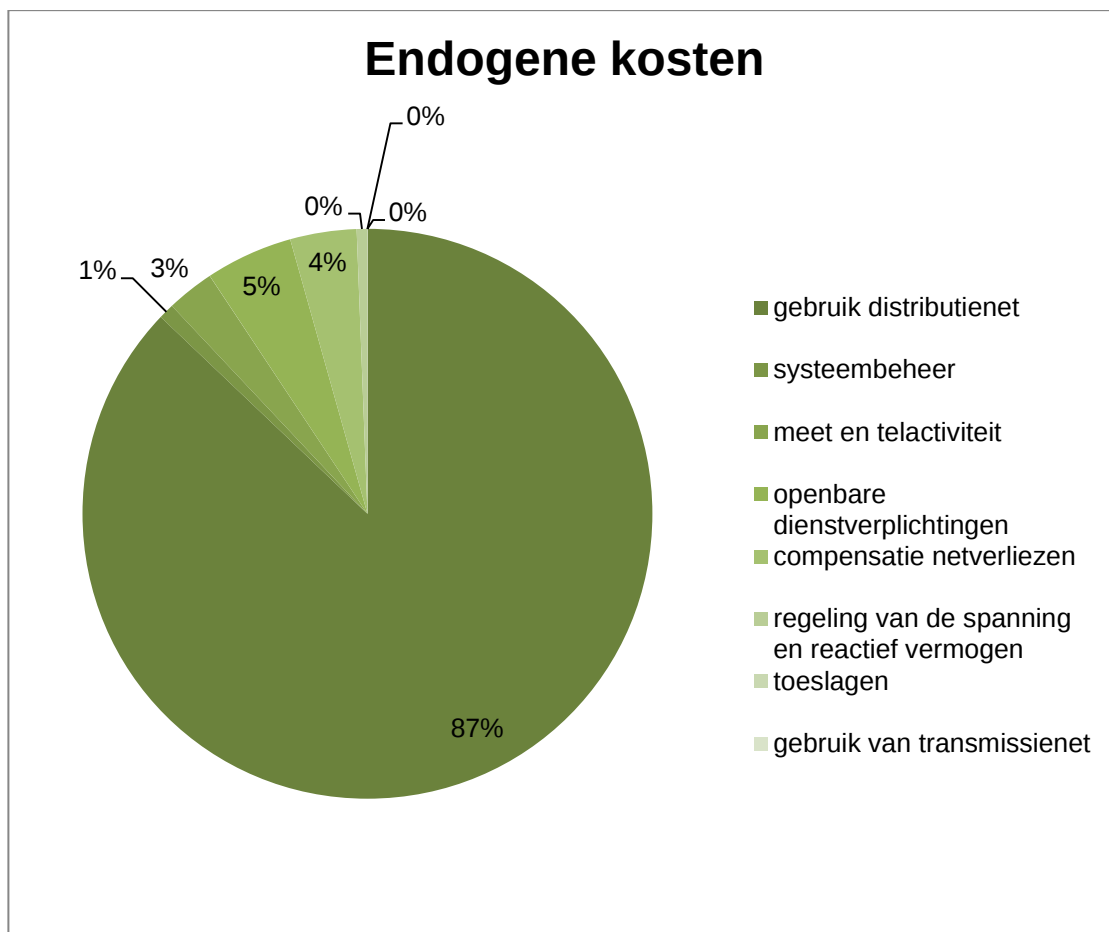
⁸⁷ Toegelaten inkomen 2017. Communicatie VREG.

⁸⁸ VREG, "Toelichting bij toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder 2017", 13 oktober 2016.

Tabel 8: Procentueel aandeel toegelaten inkomen voor de endogene kosten⁸⁹

Procentueel aandeel toegelaten inkomen voor endogene kosten	
Afschrijvingen	29%
Operationele kosten	38%
Kapitaalkosten	33%

Figuur 19 geeft een verder detailoverzicht van de onderdelen in deze kosten, en hun procentuele belang. Uit de procentuele opdeling van de endogene kosten blijkt dat het overgrote deel van het toegelaten inkomen bestemd is voor het gebruik van het distributienet, i.e. 87%. De overige endogene kosten beslaan slechts een beperkt aandeel. Elk van deze onderdelen wordt in onderstaande paragrafen dieper toegelicht waarbij de belangrijkste kostendrijver verhelderd wordt, dit is de parameter die de hoogte van de kosten in grootste mate bepaalt.



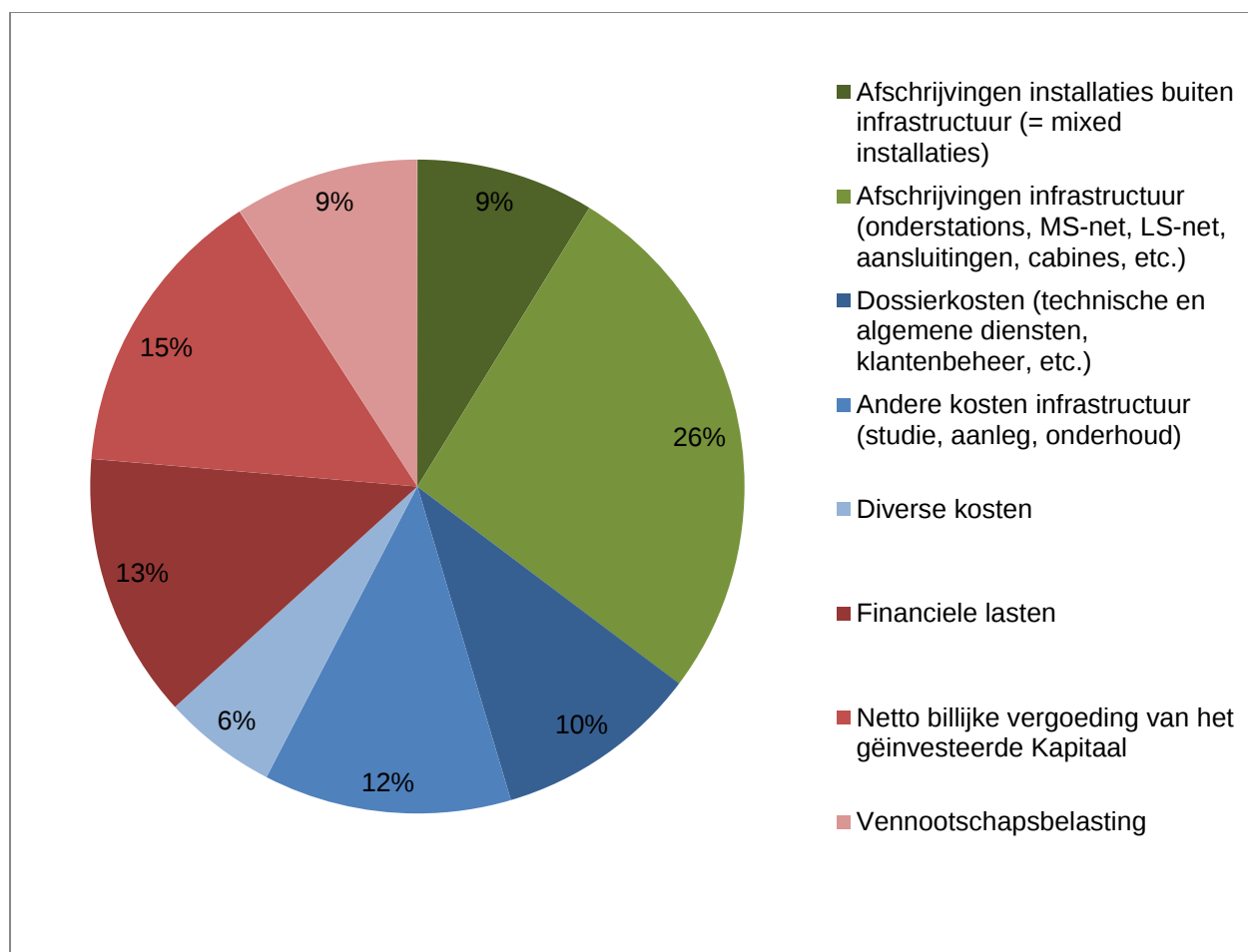
Figuur 19: Procentuele verdeling van de endogene kosten (voor het toegelaten inkomen 2017) voor alle DNB's samen.

Gebruik distributienet

⁸⁹ VREG, "Toelichting bij toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder 2017", 13 oktober 2016

De kosten voor het gebruik van het distributienet maken 87% uit van de endogene kosten van de distributienetbeheerder. In deze kosten zitten de kosten die gemaakt worden door investeringen die nodig zijn om aan de kerntaken van het netbeheer te voldoen (kosten van exploitatie, kosten van afschrijvingen en kosten voor de financiering van de netactiva, d.i. rentes, dividenden en vennootschapsbelasting). Deze kosten omvatten onder andere investeringen in lijnen en kabels, onderstations, ICT, meetsystemen en andere activa. Ook de studiekosten voorafgaand aan de investeringen zitten in deze kosten vevat. Daarnaast omvatten deze kosten ook de onderhouds- en beheerkosten voor het net. Alle kosten die samenhangen met een goed klantenbeheer (facturatie, andere administratieve kosten), vallen eveneens onder de noemer 'gebruik van het distributienet'.

Figuur 20 toont hoe de verschillende kostenonderdelen in deze kosten voor gebruik distributienet zich verhouden. Zowel afschrijvingen als operationele kosten en kapitaalkosten omvatten elk ongeveer één derde van het totaal.



Figuur 20: Procentuele verhouding van alle kostenonderdelen in 'gebruik distributienet' (cijfers voor Eandis).

Investeringen in nieuwe infrastructuur worden gedaan naar aanleiding van een capaciteits- of vermogensbehoefte. Bijvoorbeeld, de trigger voor de aanleg van een nieuw laagspanningsnet is een nieuwe verkaveling. Een nieuwe verkaveling geeft aanleiding tot een behoefte naar capaciteit of vermogen ten aanzien van het distributienet op een bepaalde locatie. De parameter die gebruikt wordt om het nieuwe net te dimensioneren is een vermogen-term, eerder dan een energie-term. Het net zal zo gedimensioneerd worden dat het de verwachte piekbelasting van de nieuwe verkaveling kan opvangen. Daarnaast wordt rekening gehouden met de wettelijke verplichting om elke residentiële afnemer minimaal 9,2kVA ter beschikking te stellen, rekening houdend met de verwachte groei.

Een nieuw net veroorzaakt mogelijks ook de noodzaak tot een nieuwe distributiecabine (met een groter nominaal vermogen) en afhankelijk van de beschikbare capaciteit, een netversterking in het hoger gelegen net. Ook de vervanging van bestaande netten en cabines kan toegeschreven worden aan het ter beschikking stellen van capaciteit op een bepaalde plaats. De vervanging vloeit veelal voort uit het feit dat de technische levensduur is bereikt. De vervanging zal gebeuren omdat de capaciteitsbehoefte nog steeds aanwezig is. Naast einde levensduur is ook een versterking of een verzwaring van een afnemer, en dus een grotere capaciteitsbehoefte, een belangrijke aanleiding voor vervangingsinvestering.

We kunnen stellen dat de kosten voor de afschrijvingen en financieringskosten voornamelijk gedreven worden door het lokale 'systeempiekvermogen' van de nieuwe capaciteitsbehoefte. Het systeempiekvermogen is het piekvermogen dat door alle klanten tegelijk wordt afgenomen of geïnjecteerd op een bepaald netsegment. Deze systeempiek hangt af van het aansluitvermogen (gecontracteerd vermogen, uitgedrukt in kVA) van elke aansluiting, en de gelijktijdigheid waarmee dit maximale vermogen op het netwerk afgenomen (of geïnjecteerd wordt).

De lokaal afgenomen piekbelasting kan bijdragen aan een verhoogde systeempiek en dus een verhoogde nood aan netcapaciteit, maar dit is niet noodzakelijk zo. Dit hangt af van het moment waarop het vermogen van het net wordt afgenomen of geïnjecteerd. Wanneer bijvoorbeeld het laadvermogen voor een elektrisch voertuig afgenomen wordt tijdens de nacht, zal dit waarschijnlijk niet zorgen voor een verhoogde systeempiek, terwijl dezelfde piek afgenomen tijdens de avonduren daar heel waarschijnlijk wel voor zorgt.

Analoog kan een hoge gelijktijdige injectie eveneens zorgen voor een hogere capaciteitsbehoefte, vb. gelijktijdige PV injectie in eenzelfde netsegment, anderzijds kan geïnjecteerd vermogen op momenten van piekafname zorgen voor een lagere capaciteitsbehoefte.

In het verleden was de gelijktijdigheidsfactor relatief laag en vrij voorspelbaar. Gegeven de groei van lokale hernieuwbare installaties, voornamelijk PV, waarbij de productie van naburige installaties zeer gelijktijdig is, maar ook de groei van het aantal warmtepompen, en elektrische voertuigen, kunnen op termijn zorgen voor een veel hogere gelijktijdigheidsgraad. Deze hogere gelijktijdigheid kan dus ook een nood naar nieuwe investeringen triggeren, zonder dat de gecontracteerde vermogens verhogen.

Hoe groot de impact van *injectie* is voor de investeringsgerelateerde kosten valt moeilijk te becijferen. Investeringskosten zijn vaak niet louter terug te brengen tot een toename van de injectie. Immers, in hoeverre PV systemen al dan niet een invloed hebben op het lokale systeempiekvermogen, is een zeer lokaal gegeven. Daarnaast kan in hetzelfde netsegment zowel een groei van het verbruik als een groei van de injectie de trigger zijn voor bijkomende netcapaciteit.

Naast de primaire kostendrijver voor investeringsgerelateerde kosten zijn er nog heel wat andere factoren die de hoogte van deze kosten bepalen. Deze factoren zijn de secundaire kostendrijvers. Belangrijke factoren in deze context zijn de afstand (lengte van de kabel), de ondergrond (complexiteit graafwerken), de aantallen en de vermogens van de aansluitingen en het spanningsniveau⁹⁰.

Voor de kosten voor het onderhoud en beheer van het netwerk is het aantal defecten de belangrijkste trigger. Maar ook voor deze exploitatiekosten kan men de initiële kostendrijver herleiden naar capaciteit. Met name, een defect ontstaat op een asset dat er initieel gekomen is ten gevolge van een capaciteitsbehoefte. Hoe groter het vermogen van de installaties die hersteld of onderhouden worden, hoe hoger de kosten.

Kosten voor onderhoud en beheer hangen daarnaast ook af van het spanningsniveau: de herstelling van een klein LS net met beperkt aantal klanten zal eenvoudiger en goedkoper zijn dan de herstelling van een defect op een MS net.

De secundaire factoren, die de omvang van de kosten mee bepalen, zijn zeer locatie- en situatiegebonden. Zo zal de afstand in agrarische gebieden meer doorwegen dan in stedelijke gebieden. Anderzijds zal de ondergrond (bestrating/voetpaden) zwaarder wegen in verstedelijkt gebied in vergelijking met agrarisch gebied.

De kosten voor klantenbeheer, algemene diensten, personeelskosten, ICT, afschrijvingen installaties buiten infrastructuur, etc. worden eerder gedreven door de grootte van de onderneming en het aantal klanten die de onderneming beheert, eerder dan de capaciteit van de gevraagde netinvesteringen.

Ondersteunende diensten

De netbeheerder wordt via de distributienettarieven gecompenseerd voor de aankoopkosten voor energie die de netverliezen tijdens distributie moeten dekken. Deze kosten maken 4% van de totale endogene kost.

De netverliezen kunnen worden opgedeeld in twee componenten: de technische netverliezen en de administratieve netverliezen. De omvang van de totale netverliezen wordt vastgesteld door de hoeveelheid elektrisch vermogen te meten die enerzijds op het elektriciteitsnet wordt ingevoerd en anderzijds van het elektriciteitsnet wordt afgenomen. Het verschil tussen beide is het totaal aan netverlies.

⁹⁰ Informatie gedeeld door de Vlaamse distributienetbeheerders (Eandis)

Het technische netverlies is de energie die verloren gaat tijdens het transport van de elektriciteit en binnen transformatoren. Het verschil tussen het berekende technische verlies en het totale netverlies wordt het administratieve netverlies genoemd. Deze categorie wordt mede veroorzaakt door energiefraude.

Volgende factoren beïnvloeden het volume en de kost van netverliezen:

- Lokale productie kan het volume zowel positief als negatief beïnvloeden. De mate van gelijktijdigheid van injectie ten opzichte van afname speelt hierin een belangrijke rol.
- Het volume van de technische netverliezen kan op lange termijn beperkt beïnvloed worden via netversterkingen in combinatie met de juiste materiaalkeuze⁹¹. Hoe sterker het net (hoe hoger de capaciteit), des te lager de netverliezen.
- Op het vlak van administratieve netverliezen speelt de rekenmethode mee in de bepaling van de hoogte van de verliezen. Vandaag is het niet mogelijk om deze te onderscheiden van de technische netverliezen; dit zal in de toekomst, door de invoering van de digitale meters, op een veel nauwkeurigere basis kunnen.
- De prijs tegen dewelke de netverliezen worden aangekocht, spelen mee in de hoogte van de kost.

Omdat deze kosten voornamelijk ontstaan vanuit een energiebehoefte, worden deze kosten gerelateerd met het verbruik als voornaamste kostendrijver.

Eveneens staan de distributienetbeheerders in voor de spanningsregeling op het netwerk, en het beheer van het reactief vermogen. Deze kosten worden door de DNB's gerapporteerd als 1% van de totale endogene kosten. De kosten hiervoor worden voornamelijk gedreven door de reactieve energie-component van de aangesloten klanten, i.e. in hoeverre de aangesloten klanten reactieve energie injecteren (of afnemen) van het net. Hoeveel reactieve energie geïnjecteerd of verbruikt wordt, hangt in grote mate samen met het (actieve) verbruik, daarom worden deze kosten verder gerelateerd met het verbruik als voornaamste kostendrijver.

Meet-en telactiviteiten netbeheerders

Dit zijn de kosten die veroorzaakt worden door de meetactiviteiten, alsook de verzameling, validatie en transmissie van de gemeten data. Deze kosten worden door de DNB's gerapporteerd als een aandeel van 3% in de totale endogene kosten.

Deze kosten hangen voornamelijk af van het totaal aantal gemeten klanten, alsook van het soort meter dat gebruikt wordt bij deze klanten (jaarlijkse meteropname, maandelijkse opname, digitale meter). Dit houdt in dat bij een volledige uitrol van digitale meters, het soort meter geharmoniseerd wordt. Klanten met een hoger gecontracteerd vermogen, vereisen een andere type meter, waardoor deze kost ook ten dele capaciteitsgedreven is.

Openbare dienstverplichtingen

De netbeheerders moeten voldoen aan enkele openbare dienstverplichtingen, waarvan de kosten worden gecompenseerd via de distributienettarieven. De kosten voor de openbare dienstverplichting rond gedropte klanten en openbare verlichting worden als een endogene kost beschouwd door de regulator. De overige, maar ook belangrijkste, kosten voor de openbare dienstverplichtingen zijn exogene kosten, zie verder.

De kosten in verband met de beschermde en niet-beschermde gedropte klanten omvatten onder meer de netto-kosten of -opbrengsten uit de aankoop en verkoop van energie als sociale leverancier, de kosten voor dubieuze debiteuren en de afschrijving van budgetmeters. Deze kosten voor gedropte klanten zijn 2% van de totale endogene kost. De voornaamste factor die deze kost bepaald zijn het aantal gedropte klanten.

De kosten voor de openbare verlichting (onderhoud, aanleg en verbruik) vormen een aandeel van 1% binnen de totale endogene kost. De kosten voor de openbare verlichting worden voornamelijk gedreven door de grootte van het openbare verlichtingsnet (aantal verlichtingspunten, afstand tussen verlichtingspunten).

⁹¹ Gelet op de Europese Ecodesign Richtlijn 2009/125/EG zou een materiaalkeuze zelfs kunnen leiden tot een hoger netverlies voor de DNB. De Ecodesign Richtlijn beschouwt alle aspecten en fasen in de levenscyclus van producten om de energieconsumptie van producten te verminderen. Dit kan leiden tot een keuze voor een product dat de globale energieconsumptie minimaliseert, maar daardoor een iets hoger verlies voor de DNB genereert.

Andere endogene kosten die te maken hebben met openbare dienstverplichtingen zijn de kosten voor de technische en administratieve ondersteuning van de REG-acties, en de administratieve kosten bij onvername certificaten. Deze kosten zijn 1% van het totale endogene kosten.

Systeembeheer

De kosten voor het systeembeheer omvatten de afschrijvingen en financiering van de activa voor het systeembeheer alsook alle kosten voor het aansluitbeheer van grote klanten, dispatching en marktwerking. De belangrijkste drijvers voor deze kosten zijn zowel het vermogen, het verbruik en het spanningsniveau. Deze kosten vormen 1% van de totale endogene kosten.

De netbeheerders geven aan dat o.a. door de groei van gedistribueerde productie-installaties maar ook de evolutie naar een slimmer netwerk, het bewaren van stabiliteit en operationele veiligheid een veel interactiever proces wordt, mede veroorzaakt door de bidirectionaliteit van de stromen, en een wisselende en intermitterende piekbelasting.

Kostendrijvers in endogene kosten: samenvatting

Tabel 9 geeft een overzicht van de primaire kostendrijvers in de endogene kosten. Drie kwart van de endogene kosten wordt primair gedreven vanuit een capaciteitsbehoefte. Vijf procent van de kosten wordt in eerste instantie gedreven door het verbruik. Ongeveer één vijfde van de kosten is indirect toewijsbaar, deze kosten hebben te maken met de algemene diensten en werkingsinfrastructuur, en hebben eerder te maken met de grootte van de onderneming.

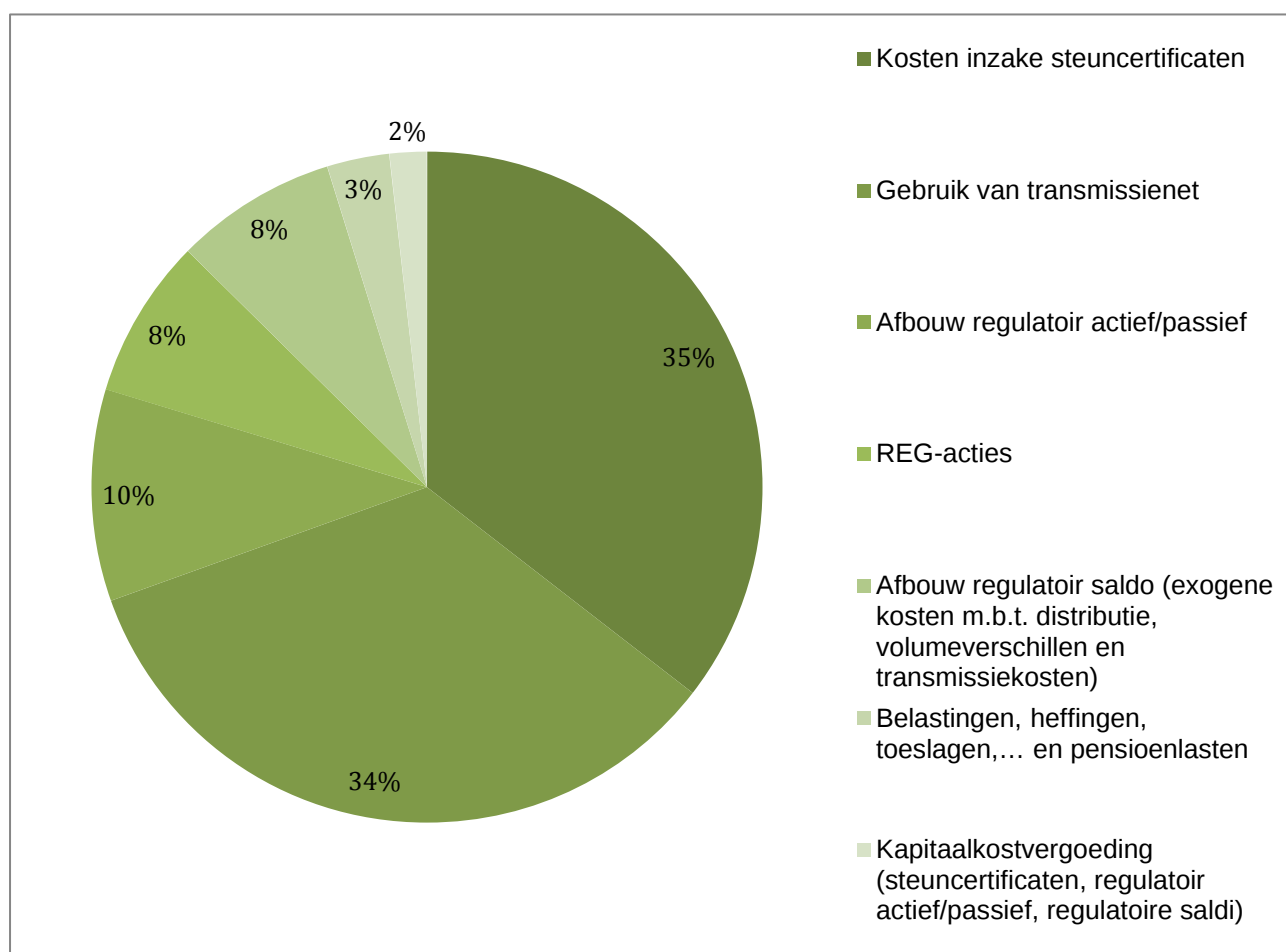
Tabel 9 Overzicht van de primaire kostendrijvers van de endogene kosten voor elk kostenonderdeel. De percentages geven het aandeel van de kostendrijver aan in het totale endogene budget.

	Capaciteit	Verbruik	Aantal tellers	Indirect toewijsbaar
Gebruik van het net				
Dossierkosten	4,11%			5,13%
Kosten voor installaties buiten de infrastructuur				7,63%
Kosten voor de studie, de aanleg en het onderhoud van de infrastructuur	33,52%			
Financiële lasten	11,35%			
Diverse kosten	4,88%			
Netto billijke vergoeding van het geïnvesteerde Kapitaal	12,58%			
Vennootschapsbelasting	7,90%			
Systeembeheer	0,44%	0,44%		
Vergoeding van het ter beschikking stellen van toestellen voor meten, tellen en opnemen	1,35%		1,35%	
Openbare dienstverplichtingen				4,95%
Ondersteunende diensten				
Regeling van de spanning en van het reactief vermogen		0,60%		
Compensatie van de netverliezen		3,76%		
Totaal	76%	5%	1%	18%

Met capaciteit als primaire kostendriver wordt de systeempiek bedoeld. Zoals hierboven aangegeven is het niet mogelijk deze capaciteit eenduidig terug te leiden tot het aansluitvermogen van de klanten, maar hangt de capaciteitsbehoefte in sterke mate af van de gelijktijdigheid waarmee het piekvermogen afgenomen of geïnjecteerd wordt door alle aansluitingen op hetzelfde netsegment.

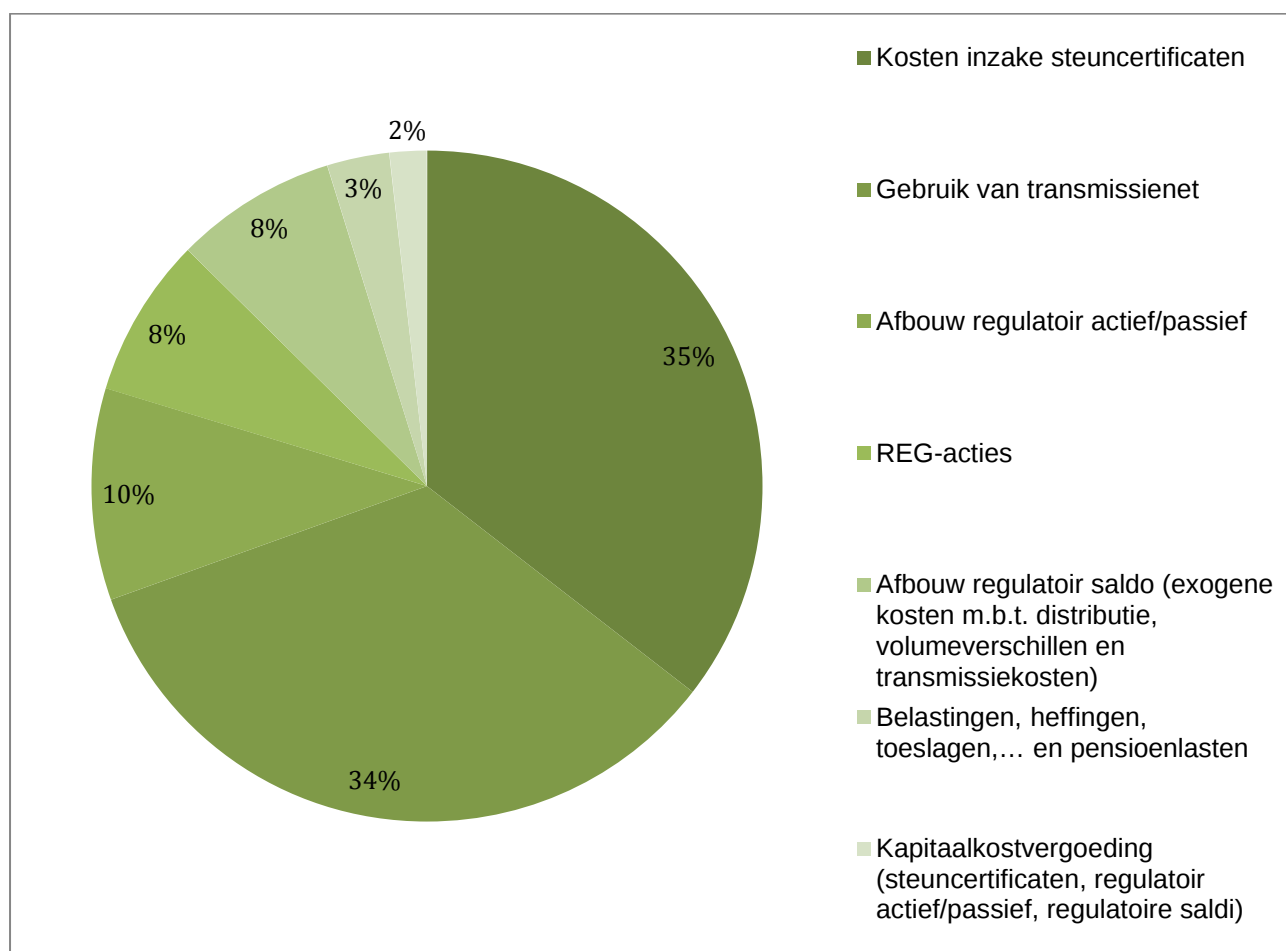
3.4.2. Exogene kosten

In Vlaanderen worden een aantal openbare dienstverplichtingen opgelegd aan de netbeheerders. De kosten voor deze verplichtingen worden gerecupereerd via de distributienettarieven. De netbeheerders hebben geen invloed op deze kosten, en worden door de regulator als 'exogeen' beschouwd. Naast de openbare dienstverplichtingen zijn er nog een aantal kosten waarop de netbeheerders weinig invloed hebben en dus als exogeen worden beschouwd. Daarom wordt voor deze kosten geen kostendrijver bepaald, aangezien deze als verplicht voor de netbeheerder wordt beschouwd, onafhankelijk van hoe de bedrijfsvoering bij de netbeheerder verloopt.



Figuur 21: Procentuele verdeling van de exogene kosten (toegelaten inkomen 2017) voor de DNB's samen⁹².

⁹² Nota "Toelichting bij toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder 2017", VREG, 13 oktober 2016.



Figuur 21 toont het procentuele aandeel van alle exogene kosten in het toegelaten inkomen voor 2017. Deze exogene kosten zijn de volgende⁹³:

Kosten inzake steuncertificaten

Het Energiedecreet bepaalt dat de distributienetbeheerders verplicht de aan de groenestroom-en warmtekrachtcertificaten afkomstig van op zijn distributienet aangesloten productie-installaties opkomen aan minimumsteun. De kosten hiervoor zijn exogene kosten, net zoals de opbrengst bij hun verkoop en de wijziging in waardering van hun voorraad in de boekhouding.

In totaal vormen deze kosten 35% van het totale toegelaten inkomen voor exogene kosten (in 2017).

Gebruik transmissienet

De door de transmissienetbeheerder aangerekende vergoeding voor het gebruik van het transmissienet, de door de transmissienetbeheerder doorgerekende toeslagen en de jaarlijkse doorrekening van de aansluitvergoedingen voor activa in eigendom en beheer van Elia die gebruikt worden door de distributienetbeheerder zijn exogene kosten voor de distributienetbeheerder. Deze kosten vormen een derde van de totale exogene kosten.

Deze transmissiekosten omvatten:

1. De aansluitingstarieven;
2. De tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur
3. De tarieven voor het beheer van het elektrisch systeem:
 - o het tarief voor het beheer van het elektrisch systeem;

⁹³ Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2017-2020. VREG 24-08-2016

- o het tarief voor de aanvullende afname van reactieve energie;
- 4. de tarieven voor de vermogensreserves en voor de black start;
- 5. Het tarief voor de marktintegratie.
- 6. Tarieven voor openbare dienstverplichtingen:
 - o Tarief voor openbare dienstverplichtingen voor de financiering van de aansluiting van offshore windturbineparken
 - o Tarief voor openbare dienstverplichtingen voor de financiering van groenestroomcertificaten (federaal)
 - o Tarief voor openbare dienstverplichtingen voor de financiering van de Strategische Reserve
 - o Tarief voor openbare dienstverplichtingen voor de financiering van de steunmaatregelen voor hernieuwbare energie en warmtekrachtkoppeling in Vlaanderen
 - o Tarief voor openbare dienstverplichtingen voor de financiering van de maatregelen ter bevordering van rationeel energiegebruik in Vlaanderen
- 7. Taksen en toeslagen
 - o Toeslag voor de taxen op "masten" en "sleuven" in Vlaanderen
 - o Federale bijdrage⁹⁴

Tabel 10 geeft een overzicht van het procentuele aandeel van deze verschillende onderdelen binnen het totale budget voor transmissiekosten.

Tabel 10: Procentueel aandeel van de verschillende budgetonderdelen in de transmissiekosten. (cijfers voor 2017, alle DNB's gecombineerd).

Budget inzake 'tarief voor beheer en ontwikkeling netwerkinfrastructuur'	35%
Budget inzake 'tarief aanvullende afname reactieve energie'	0%
Budget inzake 'injectietarief voor vermogensreserve en blackstart'	0%
Budget inzake 'aansluitingstarieven'	1%
Afbouw regulator actief/passief m.b.t. het gebruik van het transmissienet	-1%
Afbouw regulator saldo inzake exogene kosten m.b.t. transmissie	0%
Budget beheer elektrisch systeem	10%
Budget aanvullende afname reactieve energie	0%
Budget Afname vermogensreserve en blackstart	6%
Budget voor marktintegratie	2%
ODV - financiering van de aansluiting van offshore windturbineparken	0%
ODV - financiering van groenestroomcertificaten	22%
ODV - financiering van strategische reserve	1%
ODV - financiering van steunmaatregelen hernieuwbare energie en WKK	7%
ODV - financiering van de maatregelen ter bevordering van REG	0%
Toeslag voor de taksen op 'masten' en 'sleuven'	1%
Federale bijdrage	17%

Het budget met betrekking tot het gebruik van het transmissienet omvat de aansluitkosten, de kosten voor het beheer en ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur, de kosten voor aanvullende afname van reactieve energie, en het injectietarief voor vermogensreserves en black-start. Het totale budget om deze kosten te financieren wordt in eerste instantie toegewezen aan de piekgemeten distributienetgebruikers, volgens hun kW-rekenvolume, waarbij wordt rekening gehouden met de toepassing van het maximumtarief. Het resterende budget wordt dan toegewezen aan de niet piekgemeten distributienetgebruikers buiten het

⁹⁴ Deze valt buiten het toegelaten inkomen bepaald door VREG.

laagspanningsnetwerk. Opnieuw rekening houdend met de toepassing van het maximumtarief. Het resterend budget is dan voor rekening van de niet-piekgemeten klanten in de klantengroep LS en de prosumenten met terugdraaiende teller aangesloten op het laagspanningsnetwerk. Omdat deze kosten door de transmissienetbeheerder op een capaciteitsbasis worden afgerekend, beschouwen we de kostendrijver voor deze onderdelen als capaciteit.

De overige transmissiekosten (kosten voor beheer elektrisch systeem, marktintegratie, afnametarief voor vermogensreserves en black-start, openbare dienstverplichtingen en toeslagen) worden per netto afgenomen kWh aangerekend door de distributienetbeheerders.

Omdat de kosten voor beheer elektrisch systeem, marktintegratie en afnametarief voor vermogensreserves en black-start op een kWh-basis worden afgerekend, beschouwen we de kostendrijver voor deze onderdelen als verbruik.

Afbouw regulator actief/passief en afbouw regulatoire saldi

Het verschil tussen de werkelijke kosten in een boekjaar, en de opbrengsten voor deze kosten uit de distributienettarieven wordt doorgerekend als een tekort of een overschot. De afbouw van deze tarifaire tekorten/overschotten ontstaan in de jaren 2010 t.e.m. 2014, worden het regulator actief/passief genoemd. De afbouw van de tarifaire tekorten/overschotten ontstaan in het jaar 2015, zijn de regulatoire saldi. Deze omvatten de saldi inzake exogene kosten met betrekking tot distributie, exogene kosten met betrekking tot transmissie: deze saldi zijn het verschil tussen de werkelijke kosten en opbrengsten van deze exogene kosten.

Daarnaast omvatten deze saldi nog de saldi inzake volumeverschillen, ontstaan door een meer- of minderontvangst uit de periodieke distributienettarieven. Deze exogene kost heeft voor 2017 een aandeel van 18% in de totale exogene kosten.

REG-acties

De kosten voor de openbaredienstverplichtingen m.b.t. het stimuleren van rationeel energiegebruik (REG), de actieverplichtingen energiescans en sociale dakisolatieprojecten zijn exogene kosten. Deze vormen in 2017 8% van de totale exogene kosten, en bestaan uit REG-premies die uitbetaald worden.

Kapitaalkostvergoeding

De kapitaalkostvergoeding met betrekking tot de gegarandeerde activa, dit zijn de voorraad groenestroom- en warmtekrachtcertificaten en de bedragen op de regulatoire rekeningen, is een exogene kost.

De tariefmethodologie garandeert aan de distributienetbeheerder dat hij de bedragen geïnvesteerd in de gegarandeerde activa integraal zal recupereren uit de distributienettarieven. Dit lage investeringsrisico wordt gerespecteerd in de tariefmethodologie, doordat de lagere financieringskosten eveneens als exogeen worden doorgerekend in de distributienettarieven. Daarnaast worden de kapitaalkosten voor de tarifaire tekorten onder deze kosten gerekend. De totale kapitaalkostvergoeding vormt voor 2017 2% van het totale aandeel exogene kosten.

Toeslagen: belastingen en pensioenlasten

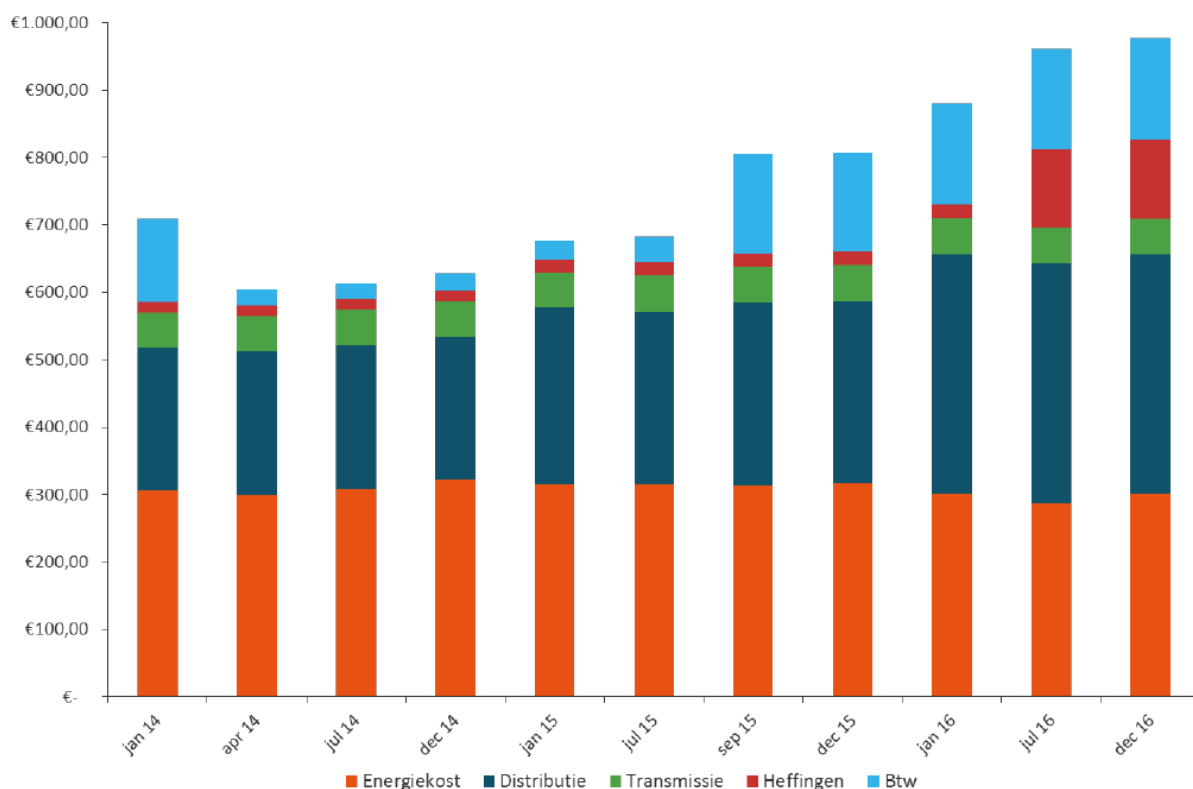
De belastingen, met uitzondering van een eventuele vennootschapsbelasting, of andere bedragen die geheven worden door publieke overheden en die door de betrokken distributienetbeheerder verschuldigd zijn, maar waarvan een derde de financiële last draagt worden beschouwd als exogene kosten. Ook de lasten voor het niet-gekapitaliseerd aanvullend pensioen of het pensioen van de publieke sector, die worden betaald aan personeelsleden die een gereguleerde distributieactiviteit hebben verricht, zijn exogene kosten. Deze toeslagen samen vormen 3% van het totale aandeel exogene kosten.

4. Tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven

4.1. Huidige situatie distributienetgebruikers

Om de huidige situatie van de distributienetgebruikers, aangesloten aan het laagspanningsnet, in het juiste perspectief te plaatsen, wordt het relatieve belang van de distributiekosten voor zowel de huishoudelijke afnemers als de kleine professionele afnemers gekaderd.

Figuur 22 en Figuur 23 geven de verdeling van de elektriciteitsprijs weer voor respectievelijk huishoudelijke afnemers en kleine professionele afnemers. Voor een doorsnee residentiële netgebruiker bedroeg het procentuele aandeel van de distributiekosten eind 2016 36,44%⁹⁵. Dit is een toename van 31,90% in vergelijking tot een corresponderende momentopname in 2015. De sterke stijging van het aandeel distributiekosten is te verklaren door de gewogen gemiddelde distributienettarief in januari 2016 (onder meer n.a.v. de doorrekening van een voorschot van 20% m.b.t. de historische saldi over de exploitatiejaren 2010-2014)⁹⁶. Anderzijds is de toename toe te schrijven aan het afschaffen van de toekenning van de gratis elektriciteit sinds 1 januari 2016. Dit volume werd in het verleden namelijk in mindering gebracht omdat deze kosten in de distributienettarieven vervat zaten.



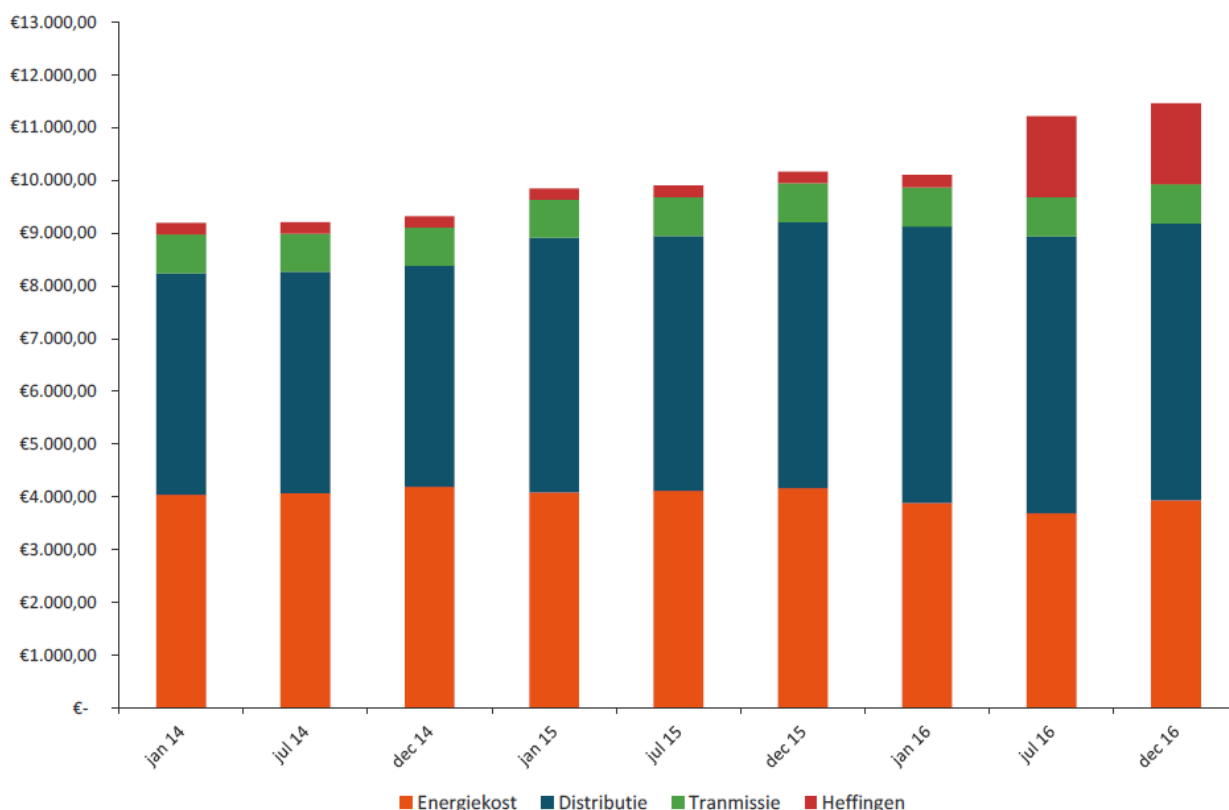
Figuur 22: Verdeling van de elektriciteitsprijs voor huishoudelijke afnemers met een doorsnee verbruik⁹⁷

⁹⁵ Hierbij wordt het prosumementarief buiten beschouwing gelaten aangezien dit enkel voor prosumenten van toepassing is.

⁹⁶ VREG, "Marktrapport 2016", 2017, RAPP-2017-05, beschikbaar online via <http://www.vreg.be/nl/document/rapp-2017-05>

⁹⁷ VREG, "Marktrapport 2016", 2017, RAPP-2017-05, beschikbaar online via <http://www.vreg.be/nl/document/rapp-2017-05>

Voor kleine professionele afnemers is het procentuele aandeel van de distributiekosten in de totale elektriciteitskosten nog hoger dan dit voor de residentiële klanten. In december 2016 kon 45,81% van de elektriciteitskosten toegewezen worden aan distributie voor een gemiddelde kleine professionele afnemer.



Figuur 23: Verdeling van de elektriciteitsprijs voor kleine professionele afnemers⁹⁸

Het huidige ontwerp van de distributienettariefstructuur voorziet een klantensegmentering afhankelijk van het spanningsniveau waarop het toegangspunt aangesloten is. De desbetreffende geïdentificeerde klantengroepen staan weergegeven in Tabel 11.

Tabel 11: Klantengroepen op basis van nominale spanningsniveau van aansluiting

Klantengroepen op basis van nominale spanningsniveau van aansluiting	
Trans HS	Distributienetgebruikers die rechtstreeks aangesloten zijn op de transformatoren tussen het hoogspanningsnet en het middenspanningsnet
> 26-36 kV	Distributienetgebruikers die aangesloten zijn op het netwerk met een nominale spanning vanaf 26 kV en tot en met 36 kV
26-1 kV	Distributienetgebruikers die aangesloten zijn op het netwerk met een nominale spanning groter dan 1 kV tot en met 26 kV

⁹⁸ VREG, "Marktrapport 2016", 2017, RAPP-2017-05, beschikbaar online via <http://www.vreg.be/nl/document/rapp-2017-05>

Trans LS	Distributienetgebruikers die rechtstreeks aangesloten zijn op een transformator tussen het middenspanningsnet en het laagspanningsnet
LS	Distributienetgebruikers die aangesloten zijn op het netwerk met een nominale spanning kleiner dan 1 kVA en niet behoren tot de klantengroep van de prosumenten.
Prosumenten met terugdraaiende teller ⁹⁹	Elektriciteitsdistributienetgebruiker met toegangspunt voor afname aangesloten op het laagspanningsnetwerk, al dan niet rechtstreeks op een transformator, en met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen kleiner dan of gelijk aan 10 kVA die hem in staat stelt elektriciteit te injecteren op het elektriciteitsdistributienet. Indien voor een dergelijke productie-eenheid het maximaal AC-vermogen niet gekend is door de distributienetbeheerder in kVA dient het maximaal AC-vermogen uitgedrukt in kW te worden gehanteerd.

Bijkomend kunnen alle toegangspunten opgedeeld worden in piekgemeten en niet-piekgemeten netgebruikers. Klanten op de spanningsniveaus Trans HS, >26-36 kV, 26-1 kV en Trans LS bestaan hoofdzakelijk uit piekgemeten afnamepunten. De aansluiting van deze netgebruikers aan het distributienetwerk kan uitgerust zijn met een MMR (Monthly Meter Reading) meter of een AMR (Automatic Meter Reading) meter¹⁰⁰. Bij de toegangspunten met een MMR-meter wordt de meterstand elke maand door een meteropnemer opgenomen. Een AMR, tele-gelezen meter is een meter die elke vijftien minuten data registreert dewelke éénmaal per dag op afstand wordt gelezen.

Niet-piekgemeten klanten zijn voornamelijk aangesloten aan het laagspanningsdistributienet. In mindere mate zijn er eveneens niet-piekgemeten distributienetgebruikers binnen de Trans LS klantengroep. De elektriciteitsafname van het distributienet wordt bij dit type netgebruikers geregistreerd via een YMR (Yearly Meter Readings) meter waarbij men jaarlijks de meterstand opneemt.

Tabel 12 geeft een overzicht van de opdeling van de Vlaamse distributienetgebruikers¹⁰¹ op basis van de desbetreffende meetvoorziening (AMR, MMR, YMR) zoals opgesteld door VREG. Hierbij wordt eveneens een onderscheid gemaakt tussen jaargelezen huishoudelijke afnemers en jaargelezen professionele afnemers. Uit de oplijsting blijkt dat meer dan 80% van de distributienetgebruikers jaargelezen (lees: geen piek registratie) huishoudelijke afnemers zijn, aangesloten aan het laagspanningsdistributienet. Slechts in beperkte mate (i.e. 1,25 %) wordt de piek geregistreerd. Echter, dit dient in het perspectief gebracht te worden van de totale geleverde volumes elektriciteit aan de verschillende typen distributienetgebruikers.

In 2016 werd in totaal 5.594.452 MWh elektriciteit geleverd aan afnemers op het transmissienet en 36.880.413 MWh aan afnemers aangesloten aan het distributienet¹⁰². 63,84% van het totale geleverde volume aan elektriciteit was bestemd voor afnemers uitgerust met een AMR meter (i.e. 27.117.982 MWh). Daarnaast werd er nog 1.344.083 MWh of 3,16% beleverd aan toegangspunten met een MMR meter. De categorie van niet-piekgemeten afnemers beslaat een volume van 14.012.799 MWh ofwel 32,99% van de totale hoeveelheid geleverde elektriciteit, waarbij 22,48% geleverd werd aan huishoudelijke afnemers en 10,51% aan professionele toegangspunten.

⁹⁹ VREG, Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2017-2020, 24 augustus 2016

¹⁰⁰ Een AMR of MMR meter is mogelijk bij een netaansluiting vanaf 56 kVA. Een AMR meter is verplicht vanaf 100 kVA

¹⁰¹ Hieronder worden alle netgebruikers verstaan, aangesloten aan het elektriciteitsnetwerk op een spanningsniveau tot 70 kV.

¹⁰² VREG, "Marktrapport 2016", 2017, RAPP-2017-05, beschikbaar online via <http://www.vreg.be/nl/document/rapp-2017-05>

Tabel 12: opdeling Vlaamse afnemers voor 2015 en 2016¹⁰³

CATEGORIE	2015		2016	
	AANTAL	PROCENTUEEL	AANTAL	PROCENTUEEL
AMR	27.334	0,81%	27.962	0,83%
MMR	14.226	0,42%	14.124	0,42%
Jaargelezen huishoudelijke afnemers	2.739.937	81,50%	2.753.028	81,33%
Jaargelezen niet huishoudelijke afnemers	580.198	17,26%	589.975	17,43%
TOTAAL	3.361.695	100,00%	3.385.089	100,00%

* Er wordt abstractie gemaakt van de toegangspunten uitgerust met een exclusief nachtmeter binnen het klantenportfolio van Inter-energa

In het huidige distributietariefmodel wordt de onderverdeling tussen piekgemeten en niet-piekgemeten klanten gebruikt om een diversificatie te maken in distributenettarieven, zie Tabel 13. Bij netgebruikers waarbij er geen piekregistratie plaats vindt, wordt het netgebruik uitsluitend gefactureerd op basis van de jaarlijks geregistreerde afname, uitgedrukt in €/kWh¹⁰⁴. Voor netgebruikers die wel over een piekregistratie beschikken zijn de distributenettarieven afhankelijk van het onderschreven vermogen¹⁰⁵ (€/kW) en de geregistreerde afname (€/kWh), eventueel aangevuld met een gedeelte reactieve energie¹⁰⁶.

Tabel 13: huidige tariefcomponenten voor de afname van elektriciteit

Huidige tariefstructuur periodieke distributenettarieven	
Niet-piekgemeten netgebruikers	Afnamegebaseerd €/kWhdag €/KWhnacht Meet- en telactiviteit (€/jaar)
Piekgemeten netgebruikers	Afnamegebaseerd (€/kWh) Onderschreven vermogen (€/kW) Meet- en telactiviteit (€/jaar) Reactieve energie (€/kVar)

4.1.1. Cascadeprincipe

Bij de toerekening door de DNB van de kosten aan de verschillende klantengroepen, aangesloten op verschillende spanningsniveaus in zijn elektriciteitsdistributienet, wordt gebruik gemaakt van een cascadebeginnsel. Dit betekent dat de totale kosten, via vooraf bepaalde verdeelsleutels, worden verdeeld over de verschillende klantengroepen. De verdeelsleutels worden voornamelijk opgesteld op basis van de verhouding van het aandeel actieve energie (uitgedrukt in kWh) dat afgenomen werd per klantengroep (i.e. per spanningsniveau) ten opzichte van de totale afgenomen actieve energie.

Tabel 14 geeft de verhouding van deze aandelen afgenomen actieve energie weer voor elke klantengroep (voor DNB IMEWO). De verhouding van zowel het aandeel geïnjecteerde energie per klantengroep, als het aandeel EAN's per klantengroep wordt ook getoond in deze tabel.

Om de impact te weten van een overstap voor de berekening van de verdeelsleutels van een cascade op basis van afgenomen kWh, naar een cascade op basis van piekvermogen (kW) werd het aandeel piekvermogen berekend voor elke klantengroep. Om een inschatting te maken van het piekvermogen in de LS- klantengroep werd van het rekenvolume voor piekvermogen genomen zoals verder gebruikt in het rekenmodel (zie par. 5.4.1). Deze percentages worden eveneens weergegeven in Tabel 14. Hierbij kan

¹⁰³ VREG, "Marktrapport 2016", 2017, RAPP-2017-05, beschikbaar online via <http://www.vreg.be/nl/document/rapp-2017-05>

¹⁰⁴ Met uitzondering van de meet- en telactiviteit wat als een jaarlijkse kost aangerekend wordt aan de klant.

¹⁰⁵ Het onderschreven vermogen wordt gedefinieerd als het maximum kwatuurvermogen afgenomen over de laatste twaalf maanden

¹⁰⁶ Daarnaast is er eveneens een jaarlijkse kost per toegangspunt voor de meet-en tel activiteit.

geconcludeerd worden dat bij een verdeelsleutel of cascade op basis van kW minstens een groter deel van het budget zal toegekend worden aan de LS klantengroep.

Een aanpassing naar van een kWh-gebaseerde cascade naar een kW-gebaseerde cascade zal dus op basis van deze inschatting leiden tot hogere tarieven voor de LS klantengroep.

Tabel 14: De verhouding van afgenomen actieve energie, geïnjecteerde actieve energie, aantal EAN's, en gemeten piek per klantengroep. (data voor IMEWO).

	TRHS	36kV	26-1kV	TRLS	LS
kWh % afname	6%	0%	38%	2%	54%
kWh % injectie	17%	0%	82%	0%	1%
EAN's afname	0%	0%	1%	0%	99%
kW % piekvermogen	2%	0%	21%	1%	75%

4.1.2. Inkomenstoewijzing

De regulator stelt jaarlijks een toegelaten inkomen vast voor de distributienetbeheerders. De bepaling van het totale toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder omvat de vergoedingen voor endogene, exogene en overige kosten.

Endogene kosten zijn samengesteld uit operationele kosten (OPEX), afschrijvingen en een kapitaalkostvergoeding op basis van een normatieve Weighted average cost of capital (WACC). Ter bepaling van de hoogte van het door de VREG toegelaten inkomen voor endogene kosten binnen een reguleringsperiode neemt de VREG de evolutie van de endogene sectorkosten in beschouwing in de jaren voorafgaand aan de reguleringsperiode (boekjaren 2011 t.e.m. 2015 voor de reguleringsperiode 2017 – 2020). Op basis van deze historische, geactualiseerde endogene sectorkosten leidt de VREG de toekomstige inkomsten af met behulp van een lineaire regressietechniek.

De recuperatie van exogene kosten uit de distributienettarieven wordt door de VREG gegarandeerd. Hieronder worden de voorraden steuncertificaten en de tarifaire tekorten op de regulatoire rekeningen gerekend. Voor wat betreft de exogene kosten wordt jaarlijks en voor het volgende jaar een voorstel van budget ingediend door de distributienetbeheerder bij de VREG op basis waarvan de VREG voor die distributienetbeheerder zijn toegelaten inkomsten voor exogene kosten uit de periode distributienettarieven voor het daaropvolgende jaar vastlegt. Deze budgetindicatie vanwege de distributienetbeheerder dient steeds verantwoord te worden.

Niet alle kosten van een distributienetbeheerder worden door de VREG beschouwd ter bepaling van zijn toegelaten inkomen. Bijvoorbeeld de kosten van boetes die de distributienetbeheerder moet betalen, mogen niet aan de distributienetgebruikers doorgerekend worden. Deze zijn voor rekening van de distributienetbeheerder. Ook de boekhoudkundige kosten en opbrengsten in het kader van een winstverwerking door de distributienetbeheerder zijn niet relevant. Dit beperkt aantal kosten wordt in de tariefmethodologie overige kosten genoemd.

De distributienetbeheerder beslist vervolgens in zijn tariefvoorstel op welke manier hij het door de VREG toegelaten inkomen zal vertalen naar distributienettarieven.

Er wordt geen strikte ex-post nacalculatie van de werkelijke kosten van de netbeheerders uitgevoerd voor de vaststelling van de nettarieven. De regulator wenst op deze manier een efficiëntieprikkel te voorzien voor de distributienetbeheerders. Voor elke distributienetbeheerder wordt een kapitaalkost voorzien voor het geheel van de relevante activa.

4.2. *Probleemstelling huidige distributienettariefstructuur*

De huidige distributienettariefstructuren zijn gebaseerd op een traditioneel gebruik van het netwerk, gefocust op de afname van elektriciteit. De doorrekening van netbeheerskosten is bijgevolg onvoldoende afgestemd op de nieuwe evoluties binnen het energielandschap. Als gevolg van de gewijzigde (netto) consumptiepatronen en de verhoogde integratie van intermitterende energieopwekking op distributieniveau, is de voorspelbaarheid complexer geworden.

Gegeven de verwachte energietransitie en geanticiperde effecten op de elektriciteitsafname en afgenomen piekvermogen, wordt een toename van de lokale systeempiek verwacht. In de huidige distributienettariefstructuur worden de kosten die gepaard gaan met een toegenomen afgenomen piekvermogen niet individueel vertaald naar een hogere distributienetfactuur. Bijgevolg kan in vraag gesteld worden of de huidige distributietariefstructuur toekomstbestendig is.

Bijkomend wordt het distributienetwerk meer en meer geconfronteerd met o.a. variabele lokale congestieproblemen en ondervindt de distributienetbeheerder een bepaalde onzekerheid betreffende de te verwachten inkomsten indien tariefstructuren (enkel) een volumetrische basis kennen.

De tariefstructuren geven prikkels aan eindgebruikers en hebben een rechtstreekse impact op het gedrag van de netgebruikers, wat dan op zijn beurt weer invloed heeft op de mate waarin historisch gemaakte kosten uit het verleden gedekt (of niet gedekt) worden, alsook hoe het net in de toekomst gebruikt (of niet gebruikt) gaat worden. In een snel veranderend energielandschap dient bijgevolg zowel met het verleden als de toekomst (innovatie) rekening gehouden te worden bij het bepalen van een toekomstbestendige distributienettariefstructuur.

Daarnaast resulteren de huidige tarieven momenteel in kruissubsidiëringen¹⁰⁷.

- Netgebruikers met een grote netto afname in kWh vangen voor een stuk de kosten op voor het netgebruik van afnemers met een zeer lage netto afname in kWh.
- Netgebruikers met een vlak afname profiel vangen een deel van de kosten voor het netgebruik van afnemers met een grote piekafname.

De netbeheerders proberen dit o.a. op te vangen via het prosumementarief dat een redelijk kostenreflectieve bijdrage beoogt van de prosumenten¹⁰⁸.

Zoals aangegeven in paragraaf 3.4 wordt een groot deel van de kosten voor de distributienetbeheerder bepaald door de systeempiek in het net, dit is het piekvermogen dat gelijktijdig gevraagd (of geproduceerd) wordt door alle klanten aangesloten op hetzelfde netsegment. Bovengenoemde uitdagingen geven aan dat de installatie van lokale productie niet noodzakelijk iets verandert aan de maximale systeempiek op het net, bovendien kan door de installatie van nieuwe verbruikers in het net de systeempiek nog verhoogd worden.

De huidige tariefstructuur, die voor niet-piekgemeten klanten aangesloten op laagspanning voornamelijk op netto-afname (kWh) is gebaseerd, komt voort uit een situatie waarin deze groep klanten weinig keus had naar elektriciteitsvoorziening. De structuur van het distributienettarief was daardoor van onderschikt belang. Als gevolg van het huidige tariefontwerp worden er te weinig prikkels gegeven aan niet-piekgemeten netgebruikers om op een rationele manier om te gaan met de beschikbare distributienetcapaciteit. De volumetrische facturatiebasis (i.e. €/kWh) geeft onvoldoende aanstoot tot efficiëntieverbetering vanuit dit aspect.

Met de opkomst van lokale hernieuwbare installaties productie, en residentiële batterij-opslag kan deze groep klanten een veel pro-actievere rol spelen in zijn elektriciteitsvoorziening. Deze actieve gebruikers of prosumenten, kunnen hun elektriciteitsfactuur zelf sturen door een deel van hun verbruik zelf op te wekken. Naar inkomsten van de distributienetbeheerder heeft dit volgende impact:

- De DNBs ondervinden een onzekerheid naar inkomsten wanneer het distributienettarief voornamelijk gebaseerd op netto-afname blijft bestaan, aangezien een steeds groter deel van de aangesloten klanten een lokale productie-installatie heeft, en de netto-afname dus daalt. De kosten voor de DNB

¹⁰⁷ Van kruissubsidie is sprake als tekorten op een bepaald klantensegment worden gedekt door overschotten op een ander klantensegment.

¹⁰⁸ Sinds 1 juli 2015 moeten prosumenten met een decentrale productie-installatie ≤ 10 kW (zonnepanelen, WKK-installaties, windmolens) én een terugdraaiende teller betalen voor het gebruik van het distributienet. Het tarief verschilt van netgebied tot netgebied en is afhankelijk van het maximale AC-vermogen van de omvormer(s) van de installatie.

worden slechts in beperkte mate gedreven door het netto verbruik van de klanten. Bij een daling van de netto verbruikte energie zullen de kosten voor de DNB niet evenredig dalen, terwijl de inkomsten wel dalen.

- Bij netto-afname gebaseerde tarieven bestaat er een risico naar kruis-subsidies tussen verschillende klantengroepen of ontwijkingsgedrag: de groep van klanten die enkel verbruiken, moet de kosten van netbeheer dragen die veroorzaakt zijn door alle klanten. Bij een groeiend aantal prosumenten in combinatie met distributienettarieven gebaseerd op netto-afname, wordt de groep klanten die alle kosten moet dragen steeds kleiner.

Bovenstaande probleemstelling in combinatie met de nog verwachte verdere evoluties door de energietransitie zoals eerder beschreven, maken duidelijk dat er nood is aan het heroverwegen van het huidige distributienettariefontwerp.

4.3. Doelstellingen tariefstructuur

De verschillende stakeholders binnen de energiemarkt hebben elk hun specifieke verwachtingen en eisen wat betreft de achterliggende basisprincipes van een goed distributienettariefontwerp. De verschillende belangen en vereisen van de verschillende actoren worden weergegeven in Figuur 24.

De primaire doelstelling bestaat erin om de uitdagingen op korte en lange termijn, gesteld door de energietransitie, te realiseren aan de laagst mogelijke kosten en dit te vertalen naar een toekomstbestendige distributietariefstructuur. Hierbij beoogt men een betrouwbare, kosten-efficiënte en duurzame energievoorziening waarbij de kostendekking voor het bouwen, onderhouden en beheren van distributienetten geldt als randvoorwaarde.. Vanuit deze primaire doelstelling kunnen een aantal afgeleide doelstellingen worden geformuleerd, die het primaire doel vanuit verschillende standpunten bekijken.

Om formeel de doelstellingen van een tariefstructuur te definiëren wordt wereldwijd verwezen en gebruik gemaakt van de beginselen van Bonbright voor een ideaal tariefontwerp¹⁰⁹. In zijn publicatie over 'Public Utility Tariffs' stelt hij tien principes voor die een kader bieden waarin distributienettarieven moeten worden beoordeeld.

Deze algemene basisprincipes werden recentelijk opgefrist door CEER bij het vaststellen van de richtsnoeren voor goede praktijken voor de ontwikkeling van distributienetwerktarieven¹¹⁰. In het rapport van CEER worden de basisbeginselen herschikt en gecondenseerd tot zeven sleutelprincipes:

1. Kostenreflectiviteit
2. Niet-verstorend
3. Kostendekking
4. Niet-discriminerend
5. Transparantie
6. Voorspelbaarheid
7. Eenvoud

In het huidige rapport werden bovenstaande basisprincipes aangevuld met de verschillende verwachtingen en vereisen vanuit verschillende perspectieven, met name vanuit het oogpunt van duurzaamheid en een verdelende rechtvaardigheid. De verschillende basisbeginselen en perspectieven worden in onderstaande secties verder toegelicht.

¹⁰⁹ Bonbright (1988). "Public Utility Tariffs"

¹¹⁰ CEER (2017). "Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice", 32 January 2017



Figuur 24: verwachtingen van marktstakeholders wat betreft de distributienettariefstructuur¹¹¹

4.3.1. Kostenreflectiviteit

Volgens dit principe moeten de tarieven een redelijke afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte kosten voor de gebruikers. Daarnaast moet de regulator ernaar streven dat de toewijzing van de kosten aan de verschillende klantengroepen in een redelijke mate aansluit bij de achterliggende realiteit. Ook moeten de tarieven binnen dit kader de nodige stimulans geven naar netgebruikers om toekomstige kosten zo veel mogelijk te vermijden.

Het principe van economische efficiëntie is gericht op het leveren van signalen aan zowel DNBs als netwerkgebruikers om zich te gedragen op een manier die het sociale welzijn op zowel korte als lange termijn maximaliseert. Hieronder wordt een opsplitsing gemaakt tussen productieve efficiëntie waarbij

¹¹¹ Gebaseerd op Verhaeghe (2016). Distribution charges: review of experiences on tariff structure and new challenges, "Energy markets, policy and regulation: evolution and revolution" EPRG Spring Seminar, 13 May 2016.

netwerkdiensten tegen de laagst mogelijke kosten aan consumenten moeten worden geleverd, en allocatieve efficiëntie waarbij gerefereerd wordt naar rationeel netgebruik. Nettarieven zouden netgebruikers namelijk moeten stimuleren om het distributienetwerk op een efficiënte manier te gebruiken.

4.3.2. Niet-verstorend

Vanuit dit principe beoogt men een distributietariefstructuur te ontwerpen die niet-marktverstorend werkt of aanleiding geeft tot oneerlijke concurrentie. De relevante distributienettarieven mogen geen impact uitoefenen op de activiteiten van een externe marktpartij.

4.3.3. Kostendekking

Het tarief moet kostendekkend zijn voor de DNBs. De DNB moet in staat zijn tot een optimale inzet van middelen om aan de kerntaken te voldoen, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte en structureel vergelijkbare distributienetbeheerder. De verhouding tussen de hoogte van de tarieven en de door de netbeheerder gemaakte kosten is in dit kader van belang.

4.3.4. Niet-discriminerend

“Gelijke gevallen moeten op een gelijke manier behandeld worden”. Bijgevolg moeten de tarieven moeten op een niet discriminerende wijze worden toegepast. Dit principe is ook opgenomen in de derde elektriciteits- en gasrichtlijn.

4.3.5. Transparantie

In het verlengde van het vorige principe moet inzichtelijk gemaakt worden op welke basis (om welke redenen) verschillende gevallen een verschillende behandeling (tarief) krijgen. De nettarieven en de bijbehorende tariefmethodologie moeten transparant zijn en volgens transparante criteria worden voorgesteld. Dit principe is ook opgenomen in de derde elektriciteits- en gasrichtlijn.

4.3.6. Voorspelbaarheid

Zeker op het gebied van energie kiezen mensen doorgaans voor een voorspelbaar (vast) tarief zonder risico's of verrassingen. Het risico op plotse tariefverhogingen moet vermeden worden.

Tariefwijzigingen worden altijd vergeleken met een bepaald referentiepunt, doorgaans de historische situatie. Plotse tariefverhogingen hebben meer kans om als onrechtvaardig beschouwd te worden. Het principe van “anchoring” kan ook belangrijk zijn voor het beoordelen van de impact van een eventuele tariefwijziging op klanten met zonnepanelen. Indien de tariefwijziging een negatieve impact heeft op de rentabiliteit van de installatie kan dit als onrechtvaardig beschouwd worden.

4.3.7. Eenvoud

De methodologie en de resultaten van de tariefverdeling moeten gemakkelijk te begrijpen en te implementeren zijn.

4.3.8. Duurzaamheid

Innovatiebevordering

De tariefregulering mag geen belemmering vormen voor innoverende technologieën. Idealiter bieden de distributienettarieven geen sturing richting een bepaalde (innoverende) technologie, negatief noch positief. Distributienettarieven dienen ontworpen te worden vanuit een technologie neutraal oogpunt waarbij men de eventuele (bij-)sturing overlaat aan de marktwerking.

Stimuleren van rationeel en flexibel energiegebruik

De nieuwe tariefstructuur mag geen prikkels bevatten die bevorderend werken op het energieverbruik van de eindverbruiker. De tariefstructuur mag bijgevolg geen stimulansen hebben om meer energie te verbruiken. De Richtlijn betreffende Energie-efficiëntie (2012/27/EU) alsook het Vlaamse Energiedecreet onderschrijven dit principe. Deze richtlijn stipuleert hiervoor een aantal algemene energie-efficiëntiecriteria voor de regulering van de distributienettarieven voor elektriciteit. Deze zijn:

- Nettarieven weerspiegelen de kostenbesparingen in netten die worden behaald vanuit vraagzijde en vraagresponsmaatregelen en gedistribueerde opwekking, waaronder besparingen door het verlagen van de leveringskosten of van netinvesteringen en een betere werking van het net;
- Netregulering en nettarieven beletten netbeheerders of energiedetailhandelaren niet systeemdiensten beschikbaar te stellen voor vraagresponsmaatregelen, vraagbeheer en gedistribueerde opwekking op georganiseerde elektriciteitsmarkten;
- Netwerk- of eindgebruikertarieven kunnen een dynamische prijsstelling ondersteunen voor vraagresponsmaatregelen door eindafnemers, zoals:
 - o tarieven op het moment van verbruik;
 - o prijsstelling tijdens extreme piekmomenten;
 - o *real-time* prijsstelling, en
 - o piekvoordelen.

Stimuleren van hernieuwbare energie

De Richtlijn Hernieuwbare Energie (2009/28/EG) omschrijft in artikel 16 dat de lidstaten passende maatregelen moeten nemen om de transmissie- en distributienetwerkinfrastructuur, intelligente netwerken, opslaginstallaties en het elektriciteitsstelsel te ontwikkelen om het elektriciteitsnet veilig te laten functioneren en daardoor de verdere ontwikkeling van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen te vergemakkelijken. Bijgevolg moeten de lidstaten erop toezien dat de tarieven die door netbeheerders in aanmerking worden genomen voor de distributie (en transmissie) van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen, een realistische weergave zijn van de kostenvoordelen die kunnen voortvloeien uit de aansluiting van die installaties op het net.

4.3.9. Verdelende rechtvaardigheid

Het standpunt van verdelende rechtvaardigheid kan op een aantal verschillende manieren ingevuld worden:

- iedereen betaalt een rechtvaardige prijs voor de diensten waarvan hij/zij gebruik maakt (zie principe 'kostenreflectiviteit');
- "de sterkste schouders dragen de zwaarste last" : vanuit dit principe geredeneerd zou bv. een progressief tarief voor grote verbruiken kunnen verdedigd worden;
- het principe van een 'eenvoudige' sociale gelijkheid (iedereen betaalt hetzelfde voor een publieke dienst) is wellicht in het geval van distributienettarieven niet te verdedigen. Een minimale voorwaarde die men toch uit dit principe zou kunnen afleiden is bv. dat de totale ongelijkheid tussen de verschillende klantengroepen in vergelijking met de toepassing van de oude tariefstructuur niet al te veel zou mogen toenemen.

Prijsverhogingen voor kwetsbare klanten worden doorgaans als onaanvaardbaar beschouwd, maar omgekeerd roepen prijsverlagingen voor meer begoede klanten doorgaans ook weerstand op.

4.4. Afweging van de doelstellingen

De verscheidene doelstellingen voor een ideale distributienettariefstructuur zijn niet altijd compatibel met elkaar en in bepaalde gevallen zal de regulator of beleidsmaker een duidelijke afweging moeten maken. Zo kunnen tarieven die voldoen aan de principes voor kostenreflectiviteit, niet voldoen aan het eenvoudigheidsbeginsel, aangezien hun berekening het gebruik van een complexe methodologie vereist die rekening houdt met de kosten die veroorzaakt worden door de positie in het netwerk en de bijdrage aan pieken. Bovendien kan het kostenreflectieprincipe in tegenstelling zijn met het beginsel van voorspelbaarheid als het frequent bijwerken van tarieven, afhankelijk van netwerkomstandigheden en gebruik, vereist is.

Bijkomend kan een tegenstelling waarneembaar zijn tussen het billijkheidsprincipe, waarbij de keuze gemaakt wordt om sociale netwerktarieven te introduceren voor bepaalde klantengroepen, en het principe van

economische efficiëntie. Ondanks het feit dat de leveringskosten voor lage- en hoge-inkomens klanten identiek of vergelijkbaar kan zijn, kan omwille van sociale beweegredenen, toch een onderscheid tussen beide groepen gemaakt worden en kunnen lage-inkomens groepen minder distributiekosten aangerekend worden. Op dezelfde manier kunnen de leveringskosten voor bepaalde netgebruikers hoger zijn gezien de geografische positie in het distributienetwerk. Gezien het billijkheidsprincipe kan dit leiden tot hogere gemiddelde distributietarieven voor consumenten in relatief lage kosten regio's waardoor de hogere kosten voor de consumenten in hogere kosten regio's voor een deel gesubsidieerd worden. Een dergelijke tariefstructuur is in strijd met het principe van allocatieve efficiëntie en kostenreflectie, maar kan als eerlijk worden beschouwd over de hele bevolking.

Tussen de principes voor een duurzaam systeem, die een kostendekking dienen te garanderen, en de principes van economische efficiëntie kan ook een spanningsveld ontstaan. In een context waar distributienetbeheerders steeds meer verwacht worden te investeren in nieuwe (slimme) technologieën neemt bovenstaande afweging steeds meer toe aan belang. In dit opzicht is het namelijk belangrijk om te bepalen in hoeverre gereguleerde bedrijven moeten worden gevraagd om de risico's van investeringen in nieuwe technologieën te accepteren en de juiste balans tussen risico's en prikkels vast te leggen. Als gereguleerde bedrijven de risico's van investeringen in nieuwe technologieën moeten aannemen, die meestal onderhevig zijn aan onzekere kosten en prestatieverwachtingen, kan dat leiden tot hogere gevraagde rendementen vanwege investeerders als compensatie voor de hogere onzekerheidsniveaus, vergeleken met investeringen in technologieën met een gekende levensduur en kostenprofiel.

De mogelijke effecten van een tariefontwerp moeten ook worden gewogen wat betreft de verdeling ervan over de verschillende stakeholders. Zal het economisch efficiënt gedrag veroorzaken door zowel de netbeheerder als zijn klanten? Zal het vanuit maatschappelijk oogpunt de minste productie- en consumptiekosten teweegbrengen? Hoe worden de netuitbatingskosten verdeeld onder groepen netgebruikers? Hoe beïnvloedt het de toewijzing van risico tussen klanten en de netbeheerder? Schijnbaar kleine veranderingen in een tariefontwerp kunnen zeer significante gevolgen hebben voor verschillende klanten.

Het is fundamenteel om een evenwicht te vinden tussen de verschillende beginselen vanuit een economisch, ethisch en gedragsmatig perspectief. Deze balans hangt af van hoe de regulator elk van de principes in de specifieke regelgevingscontext weegt. Bovendien met in de afweging van de beginselen ook de beoogde energietransitie in het achterhoofd gehouden worden. Dit lijkt evident maar kan soms tot contradictorische en minder voor de hand liggende consequenties leiden (bijvoorbeeld afweging rationeel energiegebruik en een bijhorende tariefstructuur die hierop geënt is versus verwachte/beoogde elektrificatie van verwarming en transport).

Naast de verschillende afwegingen die gemaakt moeten worden tussen verschillende basisprincipes bestaan er tevens belangrijke synergieën die in rekening gebracht kunnen worden. Zo is het belangrijk om actief beheer van het distributiesysteem door distributienetbeheerders te stimuleren en een fundamentele synergie op te zetten tussen economische efficiëntie en innovatiebevordering¹¹².

Door de uitrol van digitale meters en de toenemende actieve rol die netgebruikers spelen binnen het energiesysteem, kunnen steeds meer prikkels naar netgebruikers gestuurd worden om rationeel netgebruik aan te moedigen en het netwerk en benodigde netinvesteringen te optimaliseren. Hierbij mag het niet-discriminerend karakter van distributienettarieven niet uit het oog verloren worden. De onderlinge afhankelijkheid van de productie-efficiëntie, allocatieve efficiëntie en kosten causaliteit principes benadrukken hoe de toewijzing van distributiekosten zoveel mogelijk moet worden gebaseerd op tarieven die kosten weerspiegelen, inclusief de opportuniteitskosten bij netcongesties.

4.5. Mogelijke tariefmodellen

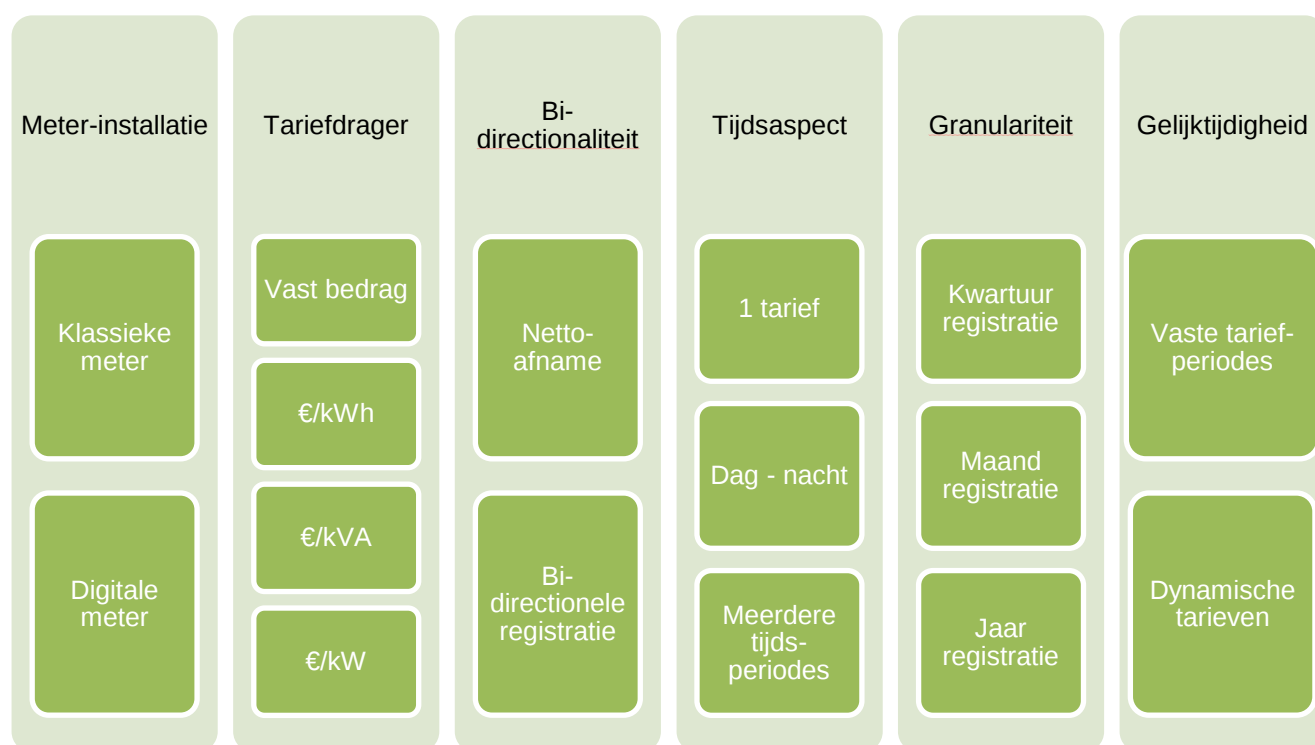
Gezien de onderhevige veranderingen waaraan de energiemarkt blootgesteld wordt, is een heroverweging van het huidige distributienettariefontwerp aangewezen. De huidige distributietarieven werden ontworpen vanuit het oogpunt van een pure elektriciteitsafnemer in een gecentraliseerd energiesysteem waarbij elektriciteit centraal opgewekt wordt door grote elektriciteitscentrales, en vervolgens via het transmissie- en distributienet tot bij residentiële gebruikers getransporteerd wordt. Gedistribueerde energieopwekking was hierbij nog niet van toepassing en consumenten werden nog geen actieve rol toegespeeld.

¹¹² The Brattle Group, Brown and Faruqui (2014). Structure of electricity distribution network tariffs: recovery of residual costs.

De uiteindelijke doelstelling van de distributienettarieven was en is om de kosten voor de bouw, exploitatie en onderhoud van het distributienet te dekken, met behoud van de prikkel tot efficiënt gebruik en uitbouw/beheer van het distributienet.

Traditioneel zijn de distributienet-uitbatingskosten verhaald op de afnemers. Bij piekgemeten netgebruikers worden de kosten voor het netgebruik aangerekend op basis van een combinatie van het onderschreven vermogen en de afname van elektriciteit. Voor niet-piekgemeten klanten vormt momenteel hoofdzakelijk het energieafname de leidraad om het gebruik van het netwerk weer te geven¹¹³. Echter, kostendrijvers worden in toenemende mate gedreven door nieuwe factoren, zoals de groei van decentrale energieopwekking en het beheer van de intermitterende productie, waardoor het vaststellen van de kostencausaliteit nu complexer is.

Om de analyse te maken welke mogelijke tariefstructuren een antwoord kunnen bieden op de gestelde uitdagingen, dienen de mogelijke tariefmodellen geconstrueerd te worden met aandacht voor de verschillende onderhevige dimensies. In totaal geven 6 dimensies vorm aan de potentiële tariefstructuur, i.e. de meetinstallatie, de tariefdragers, bi-directionaliteit van meten, tijdsdimensie van factureren, de granulariteit van registratie en de lokale synchroniciteit. De verschillende facetten staan opgenomen in Figuur 25 en verder beschreven in onderstaande secties.



Figuur 25: beslissende dimensies voor de distributietariefstructuur

4.5.1. Meetinstallatie

Een belangrijke dimensie bij het vaststellen van de mogelijke tariefstructuren is de aanwezige meterinstallatie bij de netgebruiker. Gegeven een bepaalde meetinstallatie wordt bepaalde verbruiksdata beschikbaar. Hierbij kan, voor laagspanningsnetgebruikers, een onderscheid gemaakt worden tussen de huidige klassieke meetinstallatie en de digitale meter. In navolging van de conceptnota digitale meters zal vanaf 2019 het klassieke telwerk vervangen worden door een elektronische display¹¹⁴.

¹¹³ Netgebruikers aangesloten aan het laagspanningsnet betalen eveneens een kleine vaste bijdrage voor de meet- en telactiviteit. Voor prosumenten geldt er eveneens een prosumententarief, vastgesteld op basis van het omvormervermogen.

¹¹⁴ Zie <https://docs.vlaamsparlament.be/docs/stukken/2016-2017/g1074-1.pdf>

De huidige klassieke meters met mechanisch telwerk registreren de netto interactie met het net. Er vindt geen gescheiden registratie plaats van afname en injectie. Op deze manier biedt de klassieke meter geen zicht op de bruto afname en de bruto injectie. Bijkomend kan het synchroon verbruik en eigen productie niet gecapteerd worden.

Naast de klassieke meetinstallatie werd in het verleden bij prosumenten, toen PV-installaties $\leq 10\text{kVA}$ nog groenestroomcertificaten kregen, eveneens een productiemeter (groenestroommeter) geplaatst met uitleesmogelijkheid. Voor deze kleine installaties zijn het vooral de prosumenten zelf die de productie aflezen en doorsturen om certificaten te verkrijgen. Ze worden dus gestimuleerd om de productie op te meten en cijfers door te geven omdat het hun financieel iets oplevert. Er is echter geen uitlezing door een neutrale derde partij (e.g. de distributienetbeheerder). De productiecijfers kunnen bijgevolg niet gebruikt worden voor de aanrekening van distributienettarieven. Nieuwe PV-installaties die niet meer in aanmerking komen voor groenestroomcertificaten moeten geen productiemeter meer plaatsen.

De digitale meter kan een gedetailleerd zicht bieden op het totale energieverbruik van een netgebruiker aangezien afname en injectie gescheiden geregistreerd kan worden. Via een tweewegencommunicatie tussen de digitale meter en de gereguleerde back-end zullen kwartuurmeetwaarden officieel aangeleverd kunnen worden¹¹⁵. Deze informatie wordt beschikbaar gesteld aan een onafhankelijke databeheerder via synchronisatiemechanismen. Binnen dit kader kan de beschikbare data ter beschikking worden gesteld voor de afrekening van het distributienetgebruik.

4.5.2. Tariefdragers

Bij het bepalen van de verschillende toekomstbestendige ontwerpvarianten kan een onderscheid gemaakt worden tussen vaste en variabele tarieven, afhankelijk van het vermogen (capaciteit, kW) of energie (kWh). Dit tarief kan aangerekend worden volgens een vast bedrag of kan variëren per tijdstip, locatie, kwaliteit en het spanningsniveau.

Gezien de verschillende kenmerken van de tarieven, geeft CEER¹¹⁶ aan dat een combinatie van tariefdragers de kostenreflectiviteit optimaliseert. Op basis van de bovenvermelde tariefdragers kan een eerste indicatie gegeven worden van mogelijke ontwerpvarianten voor het gewenste distributienettarief. In de onderstaande paragrafen worden de kernvarianten opgesomd.

Tabel 15: Overzicht meeteenheden tariefdragers

Tariefdragers	Parameter
Vast bedrag	€/aansluiting
Technische, gecontracteerde of benutte capaciteit	€/kVA aansluitingsvermogen, €/kVA toegangsvermogen of €/kW piekvermogen
Energieafname en/of -injectie	€/kWh

Vaste of vooraf gecontracteerde capaciteitstarieven hebben de voordelen van eenvoud, stabiliteit en voorspelbaarheid en dit zowel voor de netgebruiker als de distributienetbeheerder. Omdat een deel van de distributiekosten vastgesteld worden op korte termijn, maar daarnaast in zekere mate ook afhankelijk zijn van de capaciteit op de lange termijn, kan het wenselijk zijn de kosten te recupereren via vaste of vooraf gecontracteerde capaciteitstarieven.

Hierbij kan de vooraf vastgestelde capaciteit gebaseerd zijn op het technisch maximaal vermogen van de aansluiting, het aansluitingsvermogen, een contractueel bepaald toegangsvermogen, of een combinatie van

¹¹⁵ Zie <https://docs.vlaamsparlement.be/docs/stukken/2016-2017/g1074-1.pdf>

¹¹⁶ CEER, "Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice", ref: C16-DS-27-03, 23 January 2017.

beide¹¹⁷. Een belangrijke keuze hierbij is de eventuele opsplitsing in capaciteitsschijven en het gewenste aantal onderverdelingen. Deze keuze kan onder meer een invloed hebben op de kostenverdeling over verschillende afnemerssegmenten. In Nederland wordt reeds uitsluitend gewerkt met een distributienettarief gebaseerd op de gecontracteerde capaciteit.

Naast een vast bedrag, gebaseerd op de toegekende capaciteit aan de netgebruiker, kan er eveneens gewerkt worden met een vaste forfait per aansluitingspunt (€/dag, €/maand, €/jaar).

Distributienettarieven gebaseerd op het geregistreerde piekvermogen worden achteraf in rekening gebracht, gebaseerd op de werkelijke gebruikte capaciteit. Indien de kosten, veroorzaakt door het verbruikersgedrag van de consument, op de lange termijn in rekening gebracht worden, zal de bijdrage van de netgebruiker aan het systeempiekvermogen leiden tot potentiële investeringskosten voor capaciteitsuitbreiding en netversterking.

Verschuivende ontwerpvarianten kunnen uitgewerkt worden afhankelijk van het tijdsbestek waarbinnen het piekverbruik wordt gemeten en vastgesteld (i.e. jaar-, maand- of dagbasis).

Nettarieven gebaseerd op de effectieve energieafname van de netgebruiker brengen de afname van energie van het net in rekening¹¹⁸. De afname kan in rekening worden gebracht tegen een vast tarief of op een statische of dynamische TOU basis. Energieafname gebaseerde tarieven hebben voordelen op gebied van aanvaardbaarheid voor de consument, maar ze kunnen ook leiden tot onzekerheid wat betreft de inkomsten door de distributienetbeheerder.

Aan de afrekening van het netgebruik op basis van het geregistreerde energieverbruik zijn anderzijds dan ook weer enkele nadelen verbonden.

- De kostenstructuur van het distributienet wordt niet of onvoldoende weerspiegeld
- Kan ondoeltreffend netgebruik bevorderen (hoge capaciteit - lage energiestroom)
- Kan leiden tot onnodig zware en dure netinfrastructuur
- Kan leiden tot een ongelijke behandeling van netgebruikers - klanten hebben niet dezelfde mogelijkheden om hun energieverbruik te verlagen met behulp van eigen productie of nieuwe technologie

4.5.3. Bi-directionaliteit

Een bijkomende dimensie die gegeven kan worden aan de distributienettariefstructuur is de mogelijkheid om bi-directionele energiestromen in rekening te brengen. In deze wordt de mogelijkheid bekeken om afname en injectie apart op te meten en eveneens gescheiden te verrekenen. Met de huidige klassieke meetinstallatie is het momenteel niet mogelijk om de afname- en injectiestromen gescheiden te registreren en communiceren¹¹⁹. Om een bi-directionele tarifiering in de distributietariefstructuur te integreren is een digitale meter vereist.

Een gescheiden opmeting van afname en injectie leidt niet automatisch tot een vertakte tarifiering van beide energiestromen.

¹¹⁷ Momenteel kan enkel de geïnstalleerde aansluitingscapaciteit in rekening gebracht worden bij niet-piekgemeten aansluitingspunten. Om eveneens rekening te houden met een gecontracteerde capaciteit of toegangsvermogen, dient de desbetreffende aansluiting uitgerust te worden met een piekregistratie. In de toekomst kan dit bijvoorbeeld door de digitale meter mogelijk gemaakt worden. In de huidige tariefstructuur wordt het onderschreven vermogen reeds aangerekend bij piekgemeten klanten.

¹¹⁸ De netto-afname van elektriciteit verwijst naar het netto-volume afgenomen elektriciteit van het elektriciteitsnetwerk, geregistreerd op de meetinstallatie. Bij prosumënten met een terugdraaiende teller kan er een sterke afwijking mogelijk zijn tussen de geregistreerde netto-afname en de effectieve bruto-afname van het elektriciteitsnet. Injectie van de lokaal opgewekte energie wordt namelijk in mindering gebracht. Bij prosumënten met een bidirectionele meter is men in staat de werkelijke afname en injectie gescheiden te registreren, in plaats van enkel de netto-afname.

¹¹⁹ Met bepaalde types klassieke meters (niet ferrarismeter) bestaat de mogelijkheid om afname en injectie gescheiden op te meten, echter, deze meters zijn niet uitgerust met een communicatiemodule.

4.5.4. Tijdsdimensie

Zowel capaciteit gebaseerde als energieverbruik gebaseerde distributietarieven kunnen op een TOU basis in rekening worden gebracht. TOU tarieven voorzien netbeheerders met een alternatief mechanisme om de kosten voor het gebruik van het distributienet te minimaliseren, omdat het de vermindering van energieverbruik, in periodes van hoge consumptie, stimuleert. Dit kan leiden tot het uitstel of zelfs vermijden van nieuwe investeringen. Het nodigt netgebruikers ook uit om op een actievere manier deel te nemen aan de energiemarkt. Bijkomend, kan het effect van intermitterende, decentrale energieopwekking geminimaliseerd worden door het creëren van prikkels om het gedrag van consumenten te veranderen op een manier die helpt om de netcongestie te beheren.

TOU tarieven kunnen statisch of dynamisch vastgesteld worden. Statische TOU tarieven omschrijven bepaalde periodes waarin de tarieven voor het gebruik van het distributienet variëren. Binnen deze tariefperiodes wordt het tarief vastgelegd voor een bepaalde tariefperiode. Bij dynamische tarieven worden tariefblokken vastgesteld, maar de timing van deze blokken kan veranderen van dag tot dag (of zelfs vaker). Bijgevolg kunnen ook de desbetreffende tarieven binnen deze tariefperiodes dynamisch, i.e. variabel zijn. Bij de toepassing van uur variabele prijzen wordt verwezen naar 'real time pricing'.

In het kader van tijdsvariërende distributienettarieven kan ook verwezen worden naar de zogenoemde 'critical load' of 'critical peak pricing' strategie. Bij deze prijsstrategie worden hoge distributiekosten van toepassing wanneer de distributienetbelasting piekt. Deze distributienetbelasting kan vertaald worden naar het energieverbruik of naar het geregistreerde piekvermogen (peak). Twee mogelijke implementaties van een dergelijke regeling kunnen worden opgevat. Ten eerste wordt een critical load/peak structuur vooraf ingesteld op basis van de voorspellingen van de uren waarin de distributienetpiekbelasting optreedt. Deze aanpak kent een aantal beperkingen. Met name, kosten ex-ante vastgesteld, bieden sterke signalen aan netwerkgebruikers over wanneer ze het gebruik van het netwerk best beperken, maar geven geen garantie dat de sturing effectief gebeurt wanneer de capaciteit schaars is aangezien men zich baseert op voorspellingen.

Als alternatief kan de critical load/peak pricing ex-post geïmplementeerd worden. In deze versie worden de uren waarin de systeempiek geregistreerd werd, geïdentificeerd en de injecties en afnames die op die tijdstippen plaatsvonden zijn onderhevig aan hogere distributiekosten. Deze versie van het kritische prijsmechanisme kan worden beschouwd als een vereenvoudigde vorm van dynamisch netwerktarieven.

Bij het uitwerken van tijdsvariërende distributienettarieven dienen een aantal elementen in beschouwing genomen te worden¹²⁰:

1. Opdat tariefsystemen de juiste prijssignalen kunnen doorgeven, moeten de distributienetcongesties nauwkeurig voorspelbaar zijn, voorafgaand aan real-time, wat de dag van vandaag zelden het geval is.
2. Gezien de typische structuur van de distributienetwerken, zullen persistente distributienetcongesties waarschijnlijk de continuïteit van de dienstverlening in gevaar brengen. Het is bovendien wellicht een indicatie van een niet-optimaal gedimensioneerd net.
3. Het aanpakken van een structureel tekort aan distributienetcapaciteit aan de hand van een systematische inkrimping van de hernieuwbare generatie (ook via prijssignalen) is in strijd met het doel van duurzame generatie ondersteuning, dewelke de maximalisatie van hernieuwbare productie beoogt.
4. In het geval netcongesties een structurele eigenschap van het distributiesysteem zijn, zijn tariefstructuren die ver voor real-time vastgelegd worden, zeer onvolmaakte alternatieven voor dynamische prijschema's.

4.5.5. Granulariteit van meten

Binnen deze dimensie wordt een onderscheid gemaakt gegeven de granulariteit waarop de data geregistreerd wordt. Dit kan op kwartuur, maand of jaar basis. Deze dimensie is sterk gerelateerd aan de beschikbare meetinstallatie.

¹²⁰ DG Energy (2015). Study on tariff design for distribution systems. Final report. 28 January 2015

4.5.6. Synchroniciteit met systeem piek

Een laatste dimensie bekijkt de mate waarin de tariefstructuur de link legt met de geregistreerde systeempiek op lokaal niveau. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de systeempiek op verschillende niveaus in het elektriciteitsnetwerk opgemeten kan worden (e.g. lokale feeder, transformator, onderstation,...). Des te meer de systeem piek op kleinere schaal, i.e. dichterbij de effectieve netgebruiker, opgemeten wordt, des te sterker het tarief sturing kan geven naar rationeel netgebruik op lokaal niveau.

4.6. Prijszettingsstrategie

Kostentoewijzing van distributienetbeheer kan gebaseerd zijn op verschillende economische principes. Deze prijszettingsstrategieën worden kort toegelicht in onderstaande paragrafen.

Hierbij dient opgemerkt te worden dat differentiatie van distributienettarieven tussen netgebieden, onder het beheer van verschillende distributienetbeheerders, niet binnen de scope van deze studie valt. Bijgevolg zullen de mogelijkheden om locatie-gebaseerde signalen te capteren niet opgenomen worden in de vermelde prijszettingsstrategieën.

Bijkomend merken we op dat het vaststellen van distributienettarieven die afhankelijk zouden zijn van de gevolgen van bepaalde ingeroepen economische modellen (d.w.z., de prijszettingsstrategieën zoals in onderstaande secties toegelicht) in de Vlaamse juridische context onmogelijk blijkt te zijn. Dergelijke tarieven zouden immers onverenigbaar zijn met verschillende taritaire richtsnoeren (bv. stimulering van rationaal energieverbruik, reflectie van kostenvoordelen en kostenbesparingen in de tarieven). Om die reden worden de verschillende economische verrekenningsmodellen, zoals beschikbaar in de literatuur, kort toegelicht maar niet opgenomen in de verdere studie.

4.6.1. Marginale kosten prijszetting

Een passende prijsstrategie voor distributienettarieven omvat twee elementen; in de eerste plaats een berekening van de basis marginale kosten¹²¹ door het gebruik van schaduw prijzen¹²² om eenvoudig kwantificeerbare marktverstoringen te compenseren; en ten tweede de aanpassing van dergelijke basis marginale kosten om andere economische en sociale doelstellingen en beperkingen te weerspiegelen, waardoor impliciet wordt erkend dat deze laatste ook schaduwwaarden hebben¹²³. Bij het gebruik van schaduw prijzen wordt er een vertaalslag gemaakt van een additionele gevraagde eenheid in kWh of kW naar de hypothetische incrementele kosten voor het elektriciteitsdistributiesysteem. Indien uitgegaan wordt van de assumptie dat tekorten op het gebied van distributiecapaciteit typisch overgankelijk zijn en optimaal aangepakt worden via netuitbreidingen en –investeringen, worden de lange termijn incrementele kosten vastgelegd met in het achterhoofd¹²⁴:

- Kosten voor consumenten-specifieke infrastructuur worden gedekt door vaste kosten of aansluitkosten;
- Kosten voor gedeelde infrastructuur worden verdeeld onder netwerkgebruikers op basis van elkaars bijdrage aan de piekbelasting van de infrastructuur.

Op deze manier kan de overbelasting van het elektriciteitsnet weergegeven worden in schaduw prijzen¹²⁵. Wanneer netgebruikers geconfronteerd worden met dergelijke schaduw prijzen, kunnen ze de economische afweging maken om het netgebruik eventueel te reduceren of te verschuiven in de tijd, wat het rationeel netgebruik bevordert. Idealiter reflecteren de distributienettarieven bijgevolg de onderhevige schaduw prijzen¹²⁶. Als netcongesties een permanent kenmerk vormen van een optimaal gedimensioneerd distributiesysteem, leert de ervaring vanuit de transmissietarieven en de economische theorie dat in dit geval

¹²¹ Marginale kosten zijn de kosten die teweeggebracht worden door het benutten van één extra hoeveelheid.

¹²² De schaduw prijs is de waarde die gebruikt in een economische analyse als de marktprijs op de een of andere manier geen goede maatstaf voor de economische waarde is. Schaduw prijzen worden vaak gebruikt voor het weergeven van de (sociale) opportuniteitskosten van een hulpbron zoals elektriciteit.

¹²³ Munasinghe M. and Warford J. (1978). Shadow Pricing and Power Tariff Policy, World Bank Staff Working Paper.

¹²⁴ DG Energy (2015). Study on tariff design for distribution systems. Final report. 28 January 2015.

¹²⁵ Mulder (2017). "Energietransitie en elektriciteitsmarkt, verkenning van een gespannen relatie", CEER policy papers, No1, Maart 2017

¹²⁶ DG Energy (2015). Study on tariff design for distribution systems. Final report. 28 January 2015.

dynamische prijssignalen veel effectiever zijn om de beschikbare capaciteit in te zetten dan time-of-use tarieven die lang voor real time vastgelegd zijn¹²⁷.

Hoewel er sprake is van algemene overeenstemming dat marginale kostenprijzen in theorie werken, vooral wanneer het wordt toegepast op de prijsbepaling van elektriciteitsopwekking, zijn er meningsverschillen over hoe marginale kosten moeten worden gemeten, hoe lang is "lang" en hoe groot moet de toename van de vraag zijn waarover de berekeningen worden uitgevoerd?

Verder zijn marginale kosten op lange termijn lager dan gemiddelde kosten. Gezien de groei in elektriciteitsvraag vertraagd of negatief geworden is, is het mogelijk dat de totale netwerkkosten niet gecompenseerd kunnen worden indien netwerktarieven gebaseerd worden op de lange termijn marginale kosten¹²⁸.

Investerings in het distributienetwerk worden gemaakt om een verwachte vraag over een bepaalde periode op te vangen, mede bepaald door de levensduur van de apparatuur. Van zodra er eenmaal een netwerk (of onderdeel ervan) is gebouwd, is er vaak overcapaciteit aanwezig op sommige momenten. De marginale kosten voor het gebruik van die overcapaciteit zullen vrij laag zijn (mogelijk zeer dicht bij nul). Het is dit fenomeen - dat de korte termijn marginale kosten van het leveren van een additionele kWh nul zijn - dat de kostenrecuperatie gebaseerd op marginale kosten bemoeilijkt.

Naarmate de piekbelasting groeit, zal het de capaciteitsgrenswaarden van het systeem benaderen. Ten tijde van deze netcongesties, is de korte termijn marginale kost van het leveren van een kWh in feite aanzienlijk groter dan nul. Op zijn minst is het gelijk aan de kost van de extra investering die nodig is om die marginale kWh aan de netgebruiker te leveren. Op dat moment wordt vermoedelijk de nieuwe investering gemaakt, op die manier geschaald dat de langer termijn totale kosten voor de distributie van elektriciteit geminimaliseerd worden en dus is er opnieuw een "overmaat" aan beschikbare capaciteit waardoor de marginale kosten nogmaals dalen tot bijna nul. Deze "niet-lineariteit" van de investering met de vraag is een kenmerk van het distributiesysteem. De oplossing voor deze problematiek bestaat erin om het systeem over een voldoende lange tijdsperiode te beschouwen om de rigiditeit van de investeringen in relatie tot veranderingen in de vraag af te vlakken.

4.6.2. Ramsey prijszetting

Een Ramsey prijszetting betreft het principe van prijsdiscriminatie. Hierbij worden verschillende prijzen aangerekend aan verschillende klantengroepen. Klanten die gekenmerkt worden door een onelastische vraag, krijgen een hogere prijs dan zij die prijselastisch¹²⁹ zijn, waardoor meer kosten worden teruggevorderd bij klanten die onelastisch zijn dan bij de klanten met een elastische vraag. Dit is bekend als de inverse elasticiteitsregel.

Deze prijszettingsstrategie is de meest economisch efficiëntste aanpak. Bij elektriciteitsprijzen wordt het principe van Ramsey prijszetting vaak gebruikt om de structuur van de elektriciteitsprijzen vast te leggen. Op het niveau van de klanten categorieën zou Ramsey prijszetting suggereren dat huishoudens een groter deel van de netkosten betalen, en industriële klanten een kleinere portie, als de voormalige minder elastisch zijn en de laatste meer prijselastisch zijn. Binnen de residentiële netgebruikersgroep zou het ook betekenen dat netkosten meer gebaseerd zijn op vaste of energieverbruik gebaseerd parameters en minder uitgedrukt worden in variabele energiekosten, gezien de aangenomen relatieve prijsinelasticiteit van residentiële netgebruikers.

De uitdaging bij het uitvoeren van een dergelijke prijszetting is het identificeren van die klanten (of eenheden van consumptie) die elastischer zijn en die welke minder elastisch zijn. Algemeen wordt aangenomen dat klanten die relatief weinig elektriciteit verbruiken minder prijselasticiteit vertonen. Er is echter beperkt empirische bewijs over de relatieve grootordes. Er is een vermoeden dat klanten met een laag verbruik minder prijsgevoelig zijn en klanten met een hoog verbruik meer reageren op prijssignalen. Om die reden worden Ramsey-prijzen zelden toegepast, althans niet expliciet, voor prijsdiscriminatie tussen klanten in

¹²⁷ DG Energy (2015). Study on tariff design for distribution systems. Final report. 28 January 2015.

¹²⁸ Brown and Faruqui (2014). Structure of electricity distribution network tariffs: recovery of residual costs.

¹²⁹ Prijselasticiteit van de vraag betreft de mate waarin de gevraagde hoeveelheid van een product gevoelig is voor een verandering van de prijs van het product. Het is een uitdrukking van de mate waarin bepaalde klanten een reageren op een bepaalde prijswijziging. nelastische klanten zullen weinig tot niet reageren op een prijswijziging. Bij prijselastische klanten zal een prijswijziging een sterk effect hebben op de mate waarin men een bepaald product gebruikt.

dezelfde klasse. De belangrijkste reden is dat het gelijkheids- en billijkheidsprincipe in de weg staat. Er wordt vaak beweerd dat personen die relatief beter af zijn, waarschijnlijk een hogere elasticiteit hebben om bepaalde goederen zoals elektriciteit te verbruiken dan particulieren die minder gegoed zijn, omdat de eerste categorie van consumenten gebruik maakt van elektriciteit voor "luxe" behoeften, terwijl minder gegoede consumenten elektriciteit voornamelijk gebruiken voor "essentiële" doeleinden. Hierdoor kan het Ramsey prijsprincipe ervoor zorgen dat minder gegoede consumenten het netgebruik van hogere inkomens consumenten subsidiëren.

Echter, Ramsey-prijzen kunnen politiek aanvaardbaar worden gemaakt. Binnen dit prijszettingsmechanisme wordt het totale economische surplus gemaximaliseerd zonder rekening te houden met de verdeling van het surplus dewelke in de meeste gevallen ongelijk blijkt te zijn. Indien de regulator een manier kan vinden om het uitgebreide surplus te herverdelen, dan zou de ongelijkheid gereduceerd kunnen worden.

4.6.3. Sociale prijszetting

Ook de inverse Ramsey-prijszetting, de zogenaamde sociale prijszetting, wordt gebruikt in sommige gebieden, waarbij lagere prijzen aan lagere inkomens klanten worden aangerekend. Voor deze klantengroep wordt een lagere prijselasticiteit verondersteld, aangezien hun lage verbruiksniveaus zich richten op essentiële behoeften zoals verlichting en koken. De resterende kosten voor het netgebruik worden verhaald op de andere klanten, dewelke hogere prijzen aangerekend krijgen.

4.6.4. Prijszetting op basis van 'game theory'

Netwerkkosten worden in deze benadering toegewezen aan netgebruikers op basis van de speltheorie, die een billijke verdeling tussen gebruikers moeten bepalen. Binnen de speltheorie worden strategische beslissingen geanalyseerd om de interactie en samenwerking tussen intelligente rationele besluitvormers te bekijken.

Zonder medewerking zou elke consument zich individueel aan een bepaalde productie-eenheid verbinden. Samenwerking kan de kosten verlagen door een gemeenschappelijke lijn op te bouwen en zich individueel te verbinden aan deze lijn. Om de kosten te verhalen zou een 'first come' principe ertoe leiden dat de eerste netgebruiker die aangesloten wordt, de totale kosten voor de gemeenschappelijke netwerklijn dient te betalen. Hierdoor zal men minder bereid zijn om aan te sluiten via een gemeenschappelijke netwerklijn en verkrijgt men wachtgedrag om de gemeenschappelijke kosten te vermijden. Toewijzingsregels op basis van de Shapley¹³⁰ waarde zouden de kosten tussen verschillende netgebruikers kunnen verdelen.

Het principe van de speltheorie heeft als primair doel de billijke verdeling tussen netgebruikers te bevorderen. Verder kunnen stabiele signalen verschaft worden, inclusief tijdsverschillen. Echter, het betreft vaak een complexe methodologie die moeilijk te rechtvaardigen is en mogelijk tot verschillende uitkomsten kan leiden. Bovendien is de prijszetting op basis van de speltheorie verder weg van het economisch efficiëntste signaal.

4.6.5. Referentienetwerkmodellen

Deze netwerkmodellen kunnen worden gebruikt om kosten en tariefdragers aan netgebruikers toe te wijzen. Voor elk spanningsniveau zal het algoritme van het referentienetwerkmodel geleidelijk het netwerk bouwen om op een gegeven verzoek te reageren. De bijbehorende kosten worden toegewezen aan de componenten (energie/capaciteit/vast, locatie, tijd, enz.) die de kosten veroorzaken.

Een prijsstrategie gebaseerd op de resultaten van het referentienetwerkmodel kent een zeer hoge kostenreflectiviteit. Echter de uitkomst is sterk afhankelijk van verschillende veronderstellingen waardoor de resultaten gevoelig zijn voor modelleringsaannames. De bekomen prijszetting geeft bovendien een beperkt signaal wat betreft economische efficiëntie.

4.6.6. Ad hoc

¹³⁰ Kosten en baten worden verdeeld over een aantal deelnemers in volgorde van het belang dat ze spelen in de coöperatieve activiteit. Elke deelnemer krijgt niet minder dan wat hij zou hebben door alleen te werken.

In de praktijk worden in veel gevallen ad-hoc regels gebruikt (bv. proportionaliteit). Ondanks het feit dat het vaak om eenvoudige regels gaat, zijn de prijszettingsregels vaak arbitrair. Bovendien geeft de uitkomst vaak geen prikkel tot economische efficiëntie.

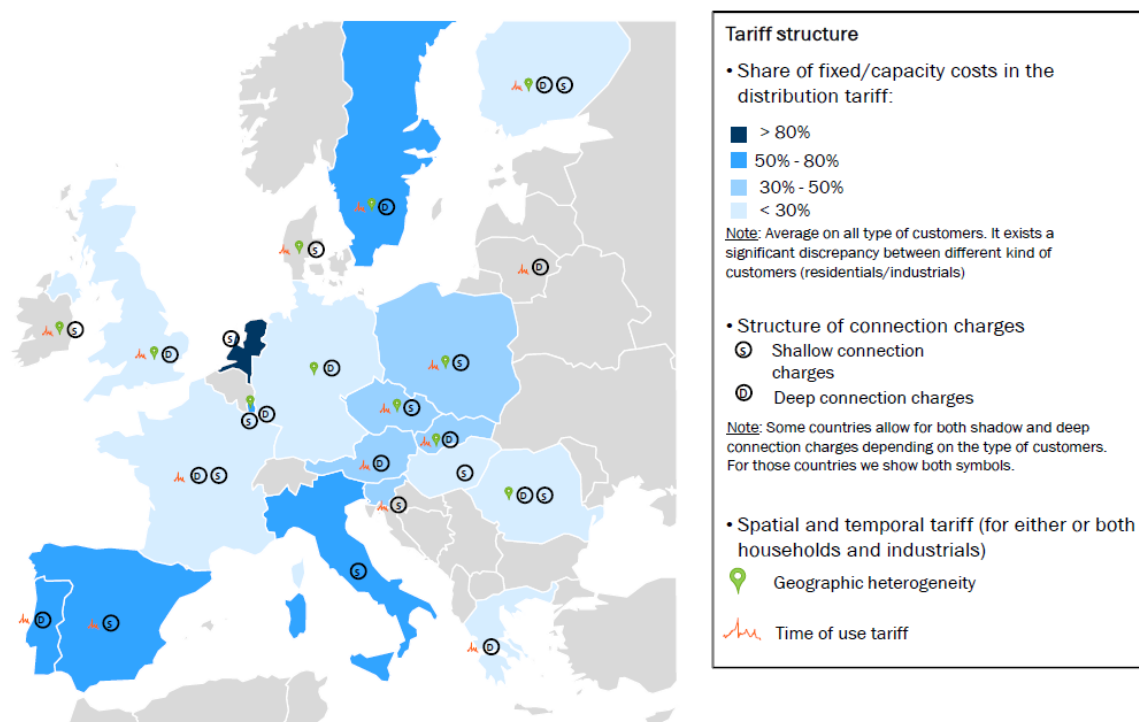
4.7. Europese implementatie

Er bestaan verschillende studies en onderzoeken naar de verscheidenheid van distributienettarieven binnen Europa en de (best) practices. Tariefstructuren variëren sterk over de verschillende landen in Europa wat betreft de manier waarop de kosten voor de verschillende gebruikers van de distributienetten worden toegewezen, zie Figuur 26. Verder kennen de gebruikte principes en methodologieën om tariefstructuren op te zetten weinig transparantie.

De distributiekosten zijn over het algemeen toegewezen aan netgebruikers aan de hand van een combinatie van een vaste vergoeding afhankelijk van het type klant, het niveau van het energieverbruik, maximale piekvermogen of technisch of contractueel vastgelegde capaciteit (i.e. aansluitings- en/of toegangsvermogen). Dynamische distributienettarieven worden typisch geïmplementeerd voor niet-huishoudelijke verbruikers. Flexibiliteitsdiensten die worden verkocht als een expliciet product voor netwerkdoeleinden worden momenteel bijna uitsluitend geleverd door industriële en commerciële afnemers. Residentiele klanten zijn, op enkele uitzonderingen na, op dit moment beperkt tot het verstrekken van de impliciete flexibiliteit via TOU tarieven (bv. dag/nacht).

In vele landen is er een trend waarneembaar binnen de distributienettariefstructuur naar capaciteit gebaseerde componenten, zie Figuur 28 en Figuur 29. Het valt op te merken dat capaciteitstarieven voornamelijk geïntroduceerd worden bij de industrie. Italië heeft onlangs besloten om het aandeel van de capaciteitsgebaseerde tariefdrager te verdriedubbelen en het vaste aandeel voor residentiele klanten te verhogen. Spanje verhoogde eveneens het aandeel van de capaciteitsgebaseerde tariefcomponenten van 32% tot 60% tussen 2013 en 2014¹³¹. In Nederland wordt er sinds 2009 binnen het residentiele klantensegment uitsluitend gewerkt met een capaciteitscomponent, zie Figuur 28. Verder kent ook Zweden een voornaam aandeel van de capaciteitscomponent in de residentiele distributienettarieven. De toezichthouders in Oostenrijk en het Verenigd Koninkrijk overwegen momenteel de mogelijkheid om het aandeel vaste/ capaciteitsgebonden tariefdragers te verhogen.

¹³¹ University Paris-Dauphine (2016). Pricing on electricity networks, Conference report, Conference organised by the French Association for Energy Economics (FAEE) in cooperation with the Centre of Geopolitics of Energy and Raw Materials (CGEMP), the Chair Governance and Regulation and the Chair European Electricity Markets (CEEM) of the University Paris-Dauphine, 28 January 2016



Figuur 26: Overzicht van distributietarieven over Europa¹³²

Indien we de Europese implementaties bekijken wat betreft de gebruikte prijszetting strategieën bemerken we ook hier een sterke diversiteit. Enkele specifieke Europese voorbeelden zijn opgenomen in Figuur 27.

Om de juiste balans te vinden tussen de efficiëntie- en billijkheidscriteria, verkoos de Franse regulator (CRE) een methode afgeleid van de Shapley-waarde om de kosten voor het gebruik van het distributienet vast te stellen onder TURPE 4. De tarieven worden vastgesteld door te kijken naar de gebruiksprofielen van de verschillende netgebruikers in combinatie met de netwerkkosten op uurbasis om op deze manier de geïnduceerde kosten van elke consument te bepalen. Elke belangrijke verandering in het netwerkgebruik wijzigt de onderliggende kostenfunctie ten aanzien van de distributienettarieven. Dit betekent dat het verbruik dat zich sterk concentreert rond piekperiodes resulteert in een hoog percentage capaciteitsgebaseerde tariefdragers en een lager aandeel energieverbruik gebaseerde afrekening van netgebruik. Voor verbruik dat regelmatig is gedurende het hele jaar, is een energieverbruik gebaseerde afrekening van het netgebruik het meest geschikte signaal.

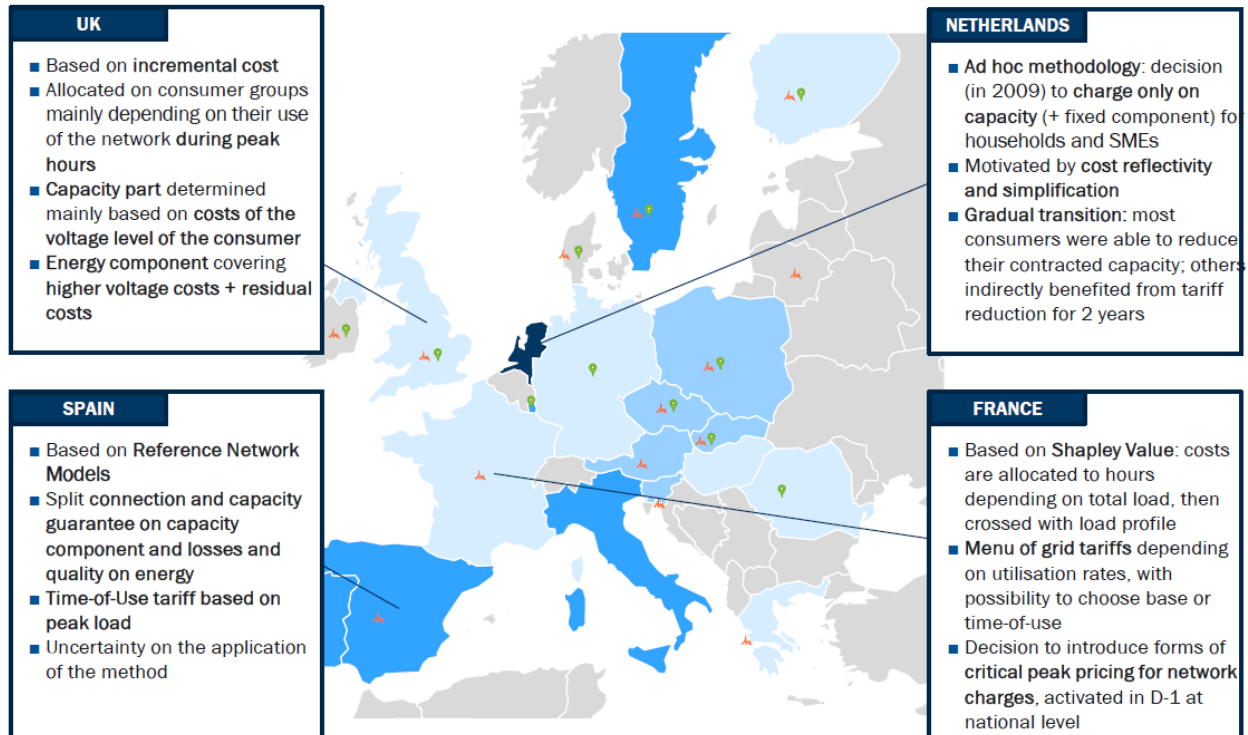
De gekozen methode in het Verenigd Koninkrijk is deels een weerspiegeling van de economische theorie. De tarieven worden op transparante wijze berekend op basis van de incrementele kosten die door elke netwerkoperaator zijn gerapporteerd. In de praktijk leidt deze methode ertoe dat een veel hoger aandeel van de tariefstructuur gebaseerd is op het energieverbruik dan wel op capaciteit of een vaste component. Dit komt voornamelijk door een bepaald tariefparameter, die de meeste kosten, inclusief residuele kosten, aan het energieverbruik toekent zonder theoretische rechtvaardiging¹³³.

In 2004 publiceerde de Spaanse regulator een methodologie op basis van het concept van referentie netwerkmodellen. Het doel is om de reconstructie van het netwerk te simuleren en de kosten causaliteit stap voor stap te reflecteren. Ten eerste registreert het referentiemodel de connectiekosten en de kosten om een bepaald vermogen te garanderen en bouwt een minimaal netwerk op om aan deze eisen te voldoen. De bijbehorende kosten worden toegeschreven aan energie. In het algemeen leidt dit tot een zeer hoog aandeel

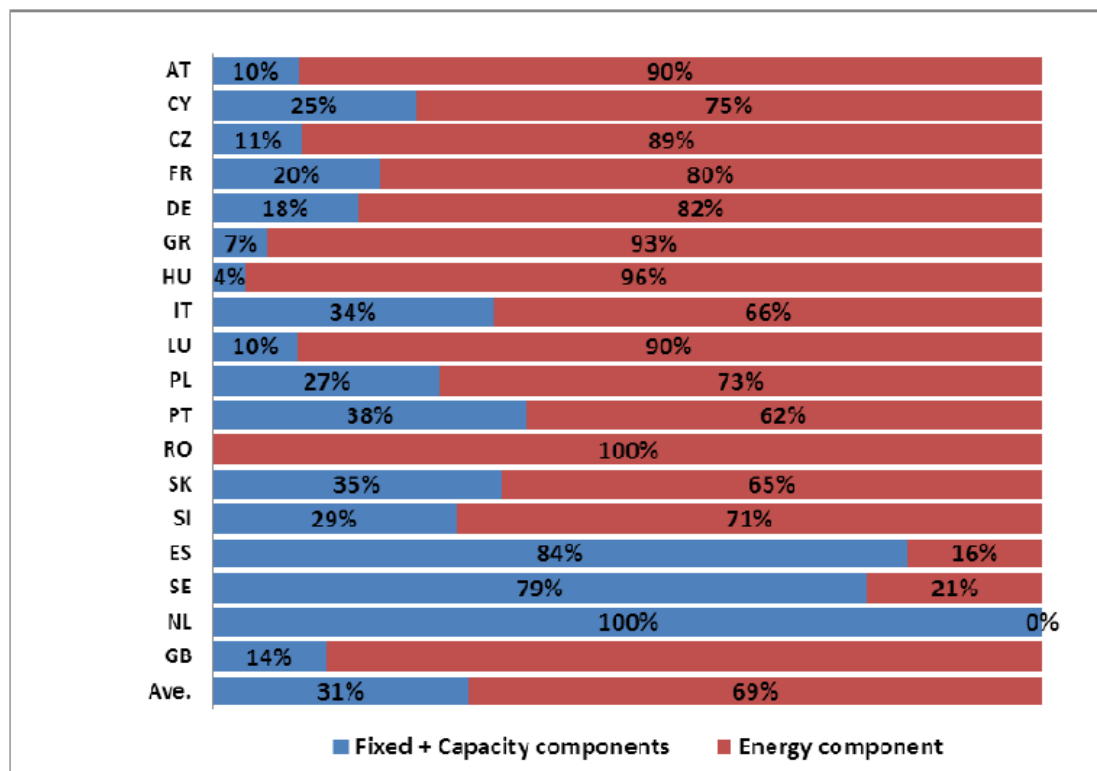
¹³² Verhaeghe (2016). Distribution charges: review of experiences on tariff structure and new challenges, "Energy markets, policy and regulation: evolution and revolution" EPRG Spring Seminar, 13 May 2016.

¹³³ University Paris-Dauphine (2016). Pricing on electricity networks, Conference report, Conference organised by the French Association for Energy Economics (FAEE) in cooperation with the Centre of Geopolitics of Energy and Raw Materials (CGEMP), the Chair Governance and Regulation and the Chair European Electricity Markets (CEEM) of the University Paris-Dauphine, 28 January 2016

van capaciteitsgebonden tariefdragers en vaste kosten en zijn tariefdragers op basis van energieverbruik in mindere mate vertegenwoordigd.

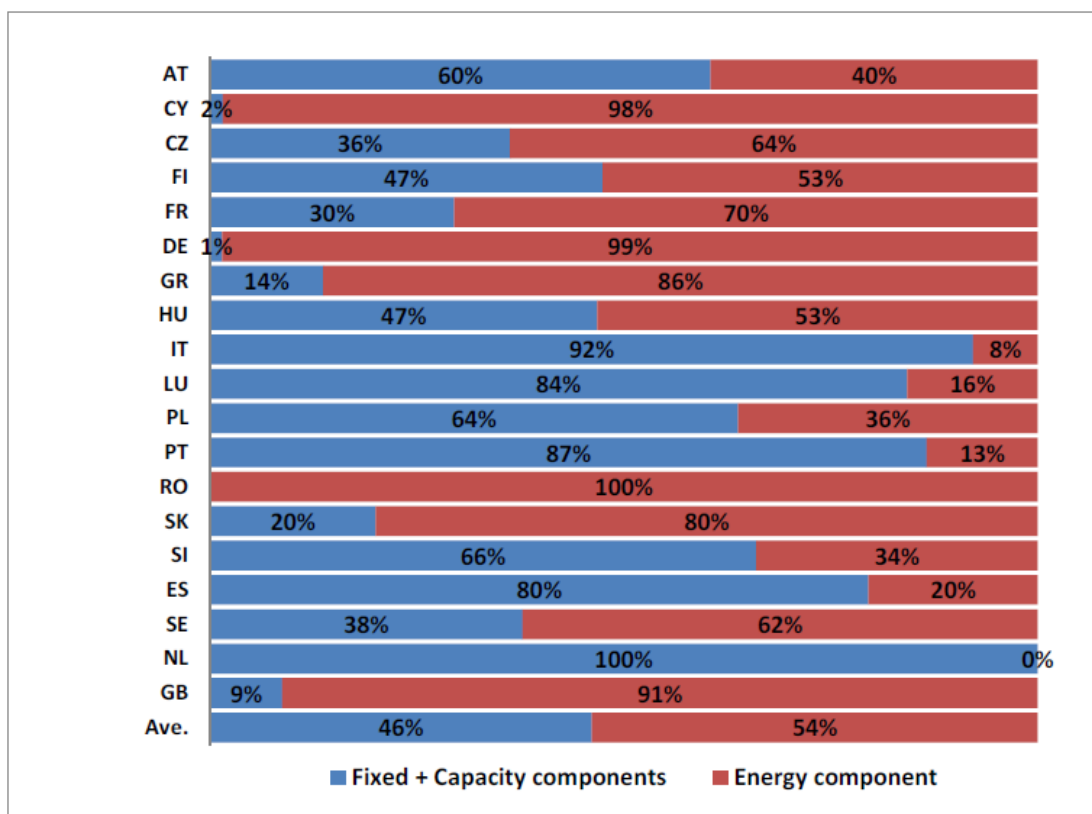


Figuur 27: uitlichting van enkele specifieke voorbeelden



Figuur 28: aandeel van een vaste of capaciteit gebaseerde en energie gebaseerde component in het distributietarief voor huishoudens¹³⁴

¹³⁴ DG Energy (2015). Study on tariff design for distribution systems. Final report. 28 January 2015.



Figuur 29: aandeel van een vaste of capaciteit gebaseerde en energie gebaseerde component in het distributietarief componenten voor industrie¹³⁵¹³⁶

4.8. Perceptie van de eindgebruiker

Met betrekking tot een kwalitatieve analyse van verschillend mogelijke tariefmodellen en gebruikte praktijken in Europa, is het belangrijk om de finale afnemer (netgebruiker) niet uit het oog te verliezen en na te gaan wat de perceptie is van de consument. Een recente Nederlandse studie heeft een aantal types nettarieven voorgelegd aan een consumentenpanel om de perceptie van rechtvaardigheid te beoordelen, zie Figuur 30¹³⁷. Uit de bevraging bij de Nederlandse huishoudens blijkt dat nettariestructuren gebaseerd op het effectief verbruik van de klant (€/kWh) en op het aansluitingsvermogen (€KW), respectievelijk het transporttarief en capaciteitstarief, als meest rechtvaardig aangevoeld worden. Een distributietarief dat uitgaat van een Ramsey-prijsmechanisme waarbij het tarief gebaseerd is op de prijsgevoeligheid van de netgebruikers, wordt als heel onrechtvaardig beschouwd.

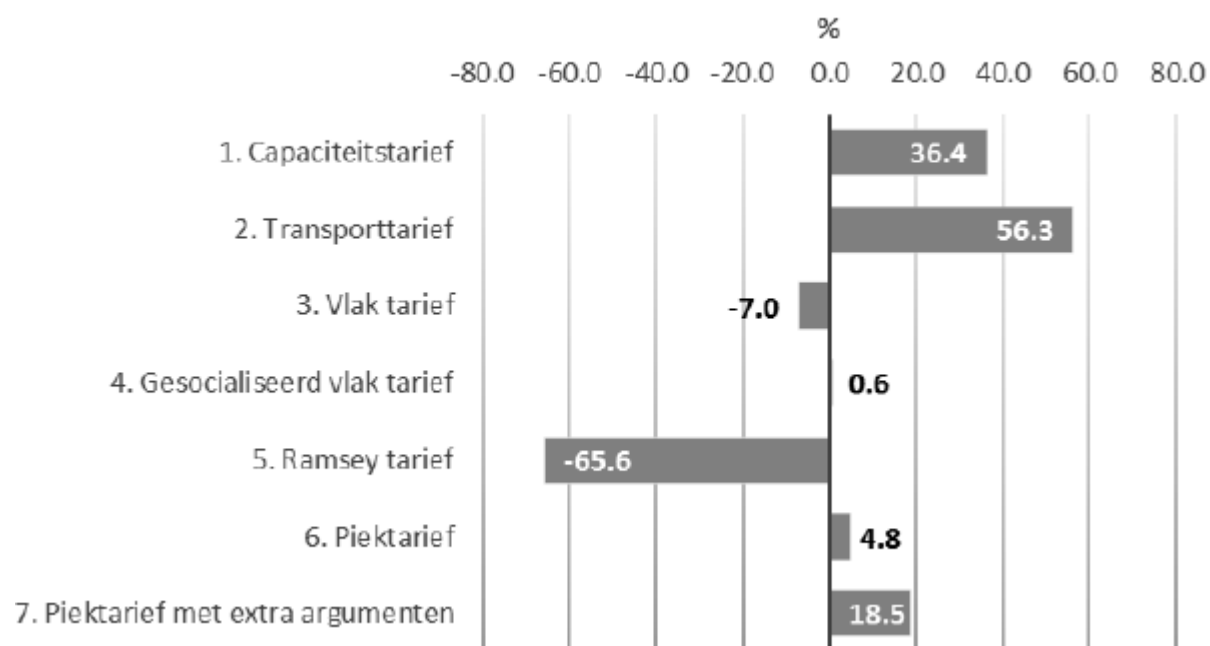
Verder blijkt dat in een systeem van dynamische distributienettarieven, het draagvlak voor dergelijke tariefstructuren vergroot indien de eindafnemer tijdig op de hoogte wordt gesteld van de geldende tarieven en op die manier kan anticiperen. Verder blijkt dat de finale consument prijsveranderingen negatief percipieert indien deze niet zijn gebaseerd op veranderingen in kosten, maar op in hun ogen arbitraire omstandigheden, zoals schaarste in de markt¹³⁸. Hierbij wordt kostenveroorzaking als cruciale factor aanzien.

¹³⁵ DG Energy (2015). Study on tariff design for distribution systems. Final report. 28 January 2015.

¹³⁶ Deze figuur dient met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd te worden. Eventuele afwijkingen kunnen bestaan. In Nederland worden industriële netgebruikers voor een stuk gefactureerd op de geregistreerde energieafname en niet enkel op basis van capaciteit of vaste tariefcomponenten.

¹³⁷ Neuteleers S., Mulder, M., & Hindriks, F. (2016). Assessing fairness of dynamic grid tariffs. University of Groningen, SOM Research Reports; Vol.16014-EEF.

¹³⁸ Neuteleers S., Mulder, M., & Hindriks, F. (2016). Assessing fairness of dynamic grid tariffs. University of Groningen, SOM Research Reports; Vol.16014-EEF.



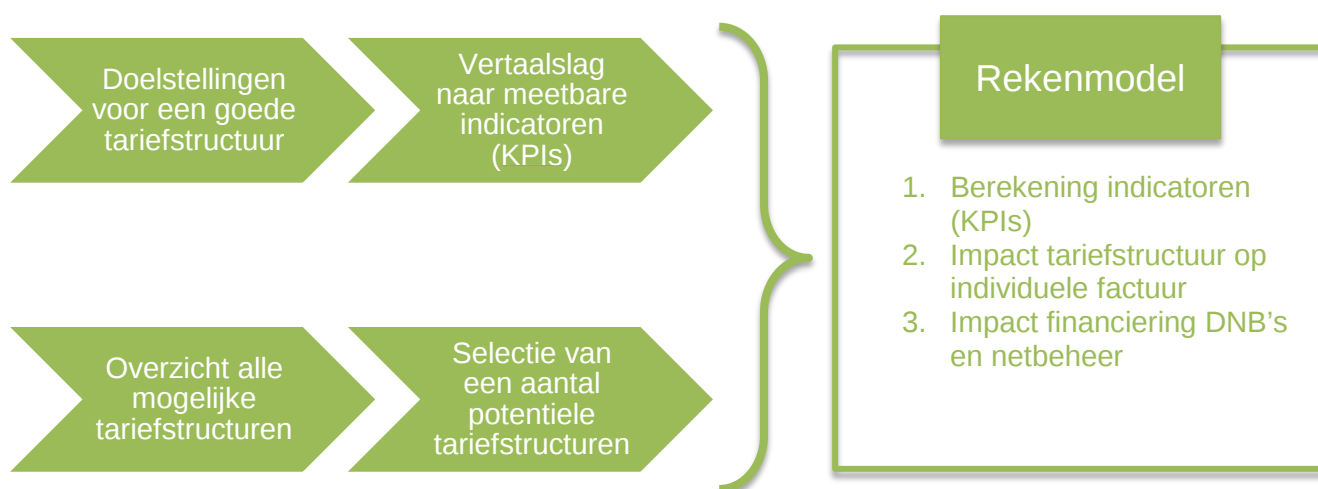
Figuur 30: Beoordeling van de rechtvaardigheid van verschillende typen nettarieven door een panel van Nederlandse consumenten¹³⁹ (positief percentage is rechtvaardig, een negatief percentage is een tarief dat als onrechtvaardig wordt gevoeld)

¹³⁹ Mulder (2017). "Energietransitie en elektriciteitsmarkt, verkenning van een gespannen relatie", CEER policy papers, No1, Maart 2017

5. Plan van aanpak

5.1. Methodiek

In samenspraak met de verschillende stakeholders zijn een aantal parameters, of *KPI's*, opgesteld die voor elke tariefmodel de evaluatie van tariefstructuren reflecteren op basis van de basisbeginselen van een goede distributienettariefstructuur. Dit maakt het vergelijken van de verschillende voorgestelde tariefstructuren transparant. Door middel van een iteratief proces werden de juiste accenten en focuspunten vastgelegd. De voorgestelde KPI's geven ook de sensitiviteit tussen de verschillende tariefstructuren voor een bepaald aspect duidelijk weer.



Figuur 31: gebruikte methodiek

5.2. Beoordelingindicatoren

Om de verschillende tariefmodellen op een objectieve manier te vergelijken zijn de doelstellingen voor een goede tariefstructuur vertaald naar meetbare beoordelingsindicatoren. In Sectie 4.3 worden de doelstellingen geformuleerd;

1. Kostenreflectiviteit
2. Niet-verstorend
3. Kostendekking
4. Niet-discriminerend
5. Transparantie
6. Voorspelbaarheid
7. Eenvoud
8. Duurzaamheid
9. Verdelende rechtvaardigheid

Gegeven de richtsnoeren gedefinieerd binnen het Vlaamse Energiedecreet zijn er een aantal doelstellingen die gelden als randvoorwaarden voor een distributietarief. De huidige juridische context verwacht van de distributienettariefstructuur de principes van kostendekkendheid, niet-discriminatie en transparantie steeds na te streven. In de huidige studie worden deze principes dan ook beschouwd als randvoorwaarden bij het ontwerpen van de potentiële tariefstructuren.

De resterende doelstellingen werden vertaald naar kwantitatieve, berekenbare, en kwalitatieve indicatoren dewelke een objectieve vergelijkingsbasis mogelijk maken. Het volledige overzicht van beoordelingsindicatoren staat opgenomen in Tabel 16. De volgende secties zullen deze parameters verder toelichten.

Tabel 16: overzicht beoordelingsindicatoren

	KPI	Beschrijving
kwantitatief	1	Duurzaamheid REG
	2	Duurzaamheid HE
		a. impact op de investering in PV
		b. impact op de investering in WKK
	3	Impact op de netgebruiker
		a. individuele tariefimpact
		b. welvaardsdistributie
	4	Kostenreflectiviteit
		a. inclusief ODVs
		b. exclusief ODVs
	5	Rationeel netgebruik
	6	Eenvoud
kwalitatief	7	Niet marktverstorend
	8	Innovatiebevordering
	9	Voorspelbaarheid

5.2.1. Kwantitatieve succesfactoren

Duurzaamheid REG

Deze indicator beoogt te meten in welke mate een gekozen tariefstructuur aanleiding geeft tot rationeel elektriciteitsgebruik (1). Hierbij dient opgemerkt te worden dat enkel het duurzaamheid elektriciteitsgebruik opgemeten wordt. De mate waarin men een impact bekommt op het duurzaam energiegebruik van een netgebruiker kan niet gecapteerd worden door middel van de beschikbare data. Analoog kan het efficiënt gebruik van eigen (synchroon) geproduceerde energie niet opgenomen worden in deze analyse. In de huidige studie gaat men uit van een rationeel denkende netgebruiker die enkel op basis van een financiële incentive (e.g. lagere distributienetkost) energiebesparende projecten zal uitvoeren. De mate waarin andere factoren aanleiding geven tot rationeel energiegebruik (e.g. milieubewustzijn) worden niet becijferd in deze studie.

De eerste indicator meet het percentage van het distributienetfactuur dat aanleiding geeft tot Rationeel Elektriciteit Gebruik, i.e. % van de totale factuur dat berekend wordt op basis van verbruikte kWh. Dit percentage wordt gecorrigeerd met een proportionaliteitsfactor die aangeeft hoe groot de netto afname is in vergelijking met de bruto afname.

Door het introduceren van een proportionaliteitsfactor kan men een onderscheid maken tussen prosumenten met een terugdraaiende teller, die enkel betalen voor het saldo van bruto-afname en injectie, en prosumenten met een digitale meter waarbij de totale interactie met het distributienet opgemeten wordt, zowel totale afname als totale injectie. De eerste groep van prosumenten met een klassieke meetinstallatie betaalt enkel

voor het distributienetgebruik van de netto-afname (saldo bruto-afname en injectie) en zal bijgevolg enkel een financiële aanmoediging ondervinden voor energie-efficiëntie op dit deel van de totale afname. Bij digitale meter klanten zal de afrekening van de totale bruto-afname sturend zijn richting energie-efficiëntie maatregelen.

Duurzaamheid HE

Duurzaamheid wordt eveneens bekeken vanuit het oogpunt van de introductie van hernieuwbare energie (HE). Met deze indicator willen we nagaan wat de investeringsimpact is van bepaalde tariefstructuren voor zowel PV-technologie als WKK. Voor beide HE-technologieën wordt de financiële impact becijferd bij de overschakeling op een bepaalde tariefstructuur.

De tweede indicator meet enerzijds (2a) de procentuele afwijking van de distributiefactuur bij de installatie van 1 additionele KW PV productie en anderzijds (2b) de investeringsimpact voor WKK-technologie.

Om beide indicatoren vast te stellen werden een aantal aannames geformuleerd. Hierbij werd verondersteld dat 1kW extra PV productie een totale productie kent van 950 kWh per jaar. De globale gelijktijdigheid tussen de productie van deze energie en het effectieve lokale verbruik werd bepaald op 28%¹⁴⁰. Gezien de gemiddelde dissynchroniteit tussen de afname en injectiepiek wordt verondersteld dat een additionele eenheid PV-technologie geen impact kent op de afname piek en bijkomend wordt de injectiepiek vastgelegd op 1 kW.

Ook de aannames voor een extra eenheid WKK productie-installatie werden in samenspraak met de sector bepaald. Hierbij werd een elektrisch vermogen van 5 kWe aangenomen met een gemiddelde draaitijd van 3.250 operationele uren. Het simultane verbruik wordt gepercipieerd op 34%.

Impact op de netgebruiker

De impact op de netgebruiker wordt gekwantificeerd door eventuele prijsschokken te identificeren aan de hand van relatieve prijsverandering van de totale distributiefactuur (3a). Om deze indicator te berekenen wordt de huidige tariefstructuur en dus huidige totale distributiekost als referentie aangenomen.

Daarnaast wordt er eveneens gekeken naar de welvaartsdistributie (3b). Met deze indicator willen we de welvaartsverdeling opmeten en bekijken in welke mate een bepaalde tariefstructuur sociale correcties uitvoert. In de literatuur wordt hier vaak naar verwezen als de Gini-Coëfficiënt, dewelke elke vorm van ongelijkmatige verspreiding tracht op te meten. Als referentie wordt het kosten-reflectieve tariefvoorstel (op basis van piekvermogen) gebruikt aangezien dit de beste vertaalslag is van de effectieve kostenveroorzakers van een eenheid gebruik van het distributienet. In deze studie wordt de welvaartsdistributie bijgevolg opgemeten als de relatieve afwijking van de totale distributiekosten voor elke netgebruiker ten opzicht van het kostenreflectieve ideaal. Een score van 0 over alle klantengroepen heen vertegenwoordigt in dit geval een perfecte gelijkheid.

Kostenreflectiviteit

Deze indicator geeft een indicatie van de kostreflectiviteit van de tariefstructuur, i.e. in hoeverre de tariefstructuur de veroorzaakte kosten voor de netbeheerder vertegenwoordigd. Deze indicator wordt vastgelegd op basis van de norm (=afstand) tussen de relatieve verdeling van tariefdragers in een bepaald tariefmodel, en de gegeven ideale kostenreflectieve verdeling.

Gegeven de onderhevige discussie betreffende de inachtneming van ODV-kosten werd bij deze indicator een opsplitsing gemaakt tussen een kostenreflectieve verdeling inclusief ODV-kosten (4a) en een ideale kostenverdeling exclusief ODV-kosten (4b).

Indien we de kostenreflectieve verdeling baseren op de distributienetkosten inclusief ODV-kosten bekomen we een relatief belang van kostendrijvers van 36% capaciteit gebonden, 5% verbruik en 59% vast, zie Tabel 17. Hierbij wordt capaciteit gedefinieerd als aangesloten- of toegangsvermogen (kVA) of piekvermogen (kW). Verder dient opgemerkt te worden dat de vaste kosten eveneens de exogene kosten reflecteren.

¹⁴⁰ Desmet, "Batterijopslag bij net-interactieve systemen", Universiteit Gent, onderzoeksgroep Lemcko

Indien uitgegaan wordt van een verdeling exclusief de ODV-kosten, wordt het aandeel van de kostendrijvers gedefinieerd als 72% capaciteit gebonden, 10% verbruik en 18% vast. Eveneens geldt hier dat capaciteit gedefinieerd kan worden als aangesloten- of toegangsvermogen (kVA) of piekvermogen (kW). De exogene kosten die niet in de ODV's of toeslagen vervat zit, wordt hier nog wel in rekening gebracht.

Tabel 17: Toekenning kostendrijvers per budget-onderdeel.

	% in totaal budget	Kostendrijver [% per budgetonderdeel]			Kostendrijver [% van totaal budget]		
		Capaciteit	Verbruik	Vast	Capaciteit	Verbruik	Vast
Tarief gebruik van het net							
Onderschreven en bijkomend vermogen	37,1%	77%		23%	28,8%		8,4%
Tarief systeemdiensten	0,4%	43%	43%	15%	0,2%	0,2%	0,1%
Tarief meet- en telactiviteit	0,9%	46%		54%	0,4%		0,5%
Tarief openbare dienstverplichtingen	38,5%			100%			38,5%
Tarief ondersteunende diensten	1,5%		98%	2%		1,5%	
Toeslagen	1,7%			100,00%			1,7%
Transmissie							
Beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfra.	6,9%	100%			6,9%		
Overige niet-ODV transmissie	3,6%		100%			3,6%	
ODV transmissie	9,5%			100%			9,5%
Totaal (incl. ODV's en toeslagen)					36%	5%	59%
Totaal (excl. ODV's en toeslagen)					72%	10%	18%

Rationeel netgebruik

Rationeel netgebruik bevat twee aspecten, enerzijds de kostenreflectiviteit en anderzijds de synchroniciteit van de individuele benutting van het distributienet met de lokale systeempiek. Het eerste aspect wordt bekeken in de voorgaande indicator. Deze indicator voor rationeel netgebruik betracht te becijferen in welke mate de synchroniciteit van de individuele piek en de systeempiek afgeraden wordt (5). Hierbij wordt de indicator vertaald als het percentage van de distributienetfactuur dat rekening houdt met de geregistreerde systeempiek.

Administratieve eenvoud

Deze indicator geeft een inzicht in de complexiteit van de tariefstructuur en bijgevolg het facturatieproces (6). Met deze kwantitatieve parameter wordt een indicatie gegeven van het aantal onderdelen in een tariefstructuur. Hierbij gelden zowel het aantal tariefdragers als het aantal te beschouwen tijdspannes als rekenfactor.

5.2.2. Kwalitatieve succesfactoren

Onderstaande succesfactoren zullen beoordeeld worden op een kwalitatieve manier. De beoordelingsbasis is gefundeerd door gedegen onderbouwing via consultatie van de relevante literatuur, stakeholder overleg en voortschrijdend inzicht.

Niet-verstorend

Kosten voor de uitbating van het distributienet moeten teruggewonnen worden op een manier die niet-marktverstorend werkt wat betreft toegang tot het netwerk en bepaalde marktaanbiedingen (7). Distributietarieven mogen geen barrière vormen voor de marktparticipatie van bepaalde innovatieve producten, dewelke een toegevoegde waarde of reductie van kosten teweegbrengen voor de netgebruiker. Met deze indicator wordt gemeten op welke manier de relevante distributienettarieven een impact uit oefenen op de activiteiten van een externe marktpartij.

Impact op innovatie

Op welke manier oefent de tariefregulering een impact uit op de innovatie van netgebruikers, e.g. in kader van duurzame consumptie zoals EVs en warmtepompen maar ook vanuit het oogpunt van bijkomende investeringen in kader van slimme netten (8).

Voorspelbaarheid

Zeker op het gebied van energie kiezen mensen doorgaans voor een voorspelbaar (vast) tarief zonder risico's of verrassingen (9). Het risico op plotse, sterke tariefverhogingen moet vermeden worden. Het is belangrijk dat netgebruikers een accurate inschatting kunnen maken van de te verwachten kosten voor het gebruik van het distributienet. Dit faciliteert efficiënte investeringen op lange termijn door netgebruikers. De veranderende aard van het energiesysteem betekent dat nettarieven moeten evolueren, echter, bruuske tariefswijzigingen moeten vermeden worden.

Eveneens voor de distributienetbeheerder is een voorspelbaar en stabiel distributietarief een belangrijke indicator. Tariefstructuren met een sterke voorspelbaarheid zorgen ervoor dat eveneens de raming van de benodigde budgetten als kostendekking geoptimaliseerd wordt.

5.3. *Selectie tariefmodellen*

Gegeven de vooropgestelde dimensies, de (Vlaamse) juridische en beleidscontext en de praktijkvoorbeelden uit de literatuur, werden een aantal potentiële tariefmodellen geselecteerd dewelke geïntegreerd worden in het rekenmodel. Afhankelijk van de beschikbare meetinstallatie komt bepaalde data betreffende de afname en eventuele injectie voorhanden. Deze opsplitsing is van primordiaal belang aangezien dit sturing geeft aan de mogelijke tariefdragers. Indien we namelijk kijken naar de klassieke meetinstallatie zijn er slechts een beperkt aantal mogelijkheden om de kosten voor het gebruik van het distributienet door te rekenen aan de netgebruikers. Met de uitrol van de digitale meter komt een breed scala aan data en, hieraan verbonden, tariefdragers voorhanden.

Het overzicht van de geselecteerde tariefmodellen staat opgenomen in Tabel 18 en Tabel 19. Het concept van deze tariefmodellen wordt verder toegelicht in de volgende secties.

Tabel 18: overzicht geselecteerde tariefmodellen klassieke meter klanten

Klassieke meter klanten	
Huidige tariefstructuur	€/kWh € per aansluiting voor meet- en telactiviteit €/kVA omvormer (prosumententarief)
Tariefvoorstel consultatie	€/kVA technische aansluitcapaciteit €/kWh (ODV-kosten)
Vast bedrag per aansluiting	€/aansluiting
Hybride model volgens kostendrijvers	€/kWh €/kVA technische aansluitcapaciteit € per aansluiting

Tabel 19: overzicht geselecteerde tariefmodellen digitale meter klanten

Digitale meter klanten		
Piekvermogen	Afname	€/kWp afname
Piekvermogen inclusief injectie	Afname en injectie	€/kWp afname €/kWp injectie
Verbruiksgelateerd tariefvoorstel inclusief injectie	Afname en injectie	€/kWh afname €/kWh injectie
Verbruiksgelateerd tariefvoorstel in capaciteitsschijven	Afname	€/kWh afname
Tariefvoorstel piekgemeten klanten	Afname	€/kVA €/kW €/kWh (ODV-kosten)
TOU tarief	Afname	€/kWh
Hybride model volgens kostendrijvers	Afname	€/kW € per aansluiting €/kWh

5.3.1. Mogelijkheden klassieke meter klanten

Huidige tariefstructuur

In de huidige periodieke distributienettariefstructuur worden alle veroorzaakte kosten (i. e. endogene en exogene kosten) aan de niet-piekgemeten netgebruikers doorgerekend via de netto-afname van het distributienet (€/kWh). Een beperkt deel van de tariefstructuur wordt als een vaste jaarlijks terugkerende kost aangerekend per aansluiting (€/aansluiting). Het betreft hier de doorrekening van de meet- en telactiviteit.

Daarnaast wordt er een prosumententarief aangerekend aan prosumenten met een terugdraaiende teller, uitgedrukt in functie van het maximaal geïnstalleerde AC omvormervermogen (kVA) van de PV-installatie of de generator bij andere productie-eenheden. Indien het AC vermogen niet gekend is in kVA wordt het prosumententarief gebaseerd op de capaciteit in kW.

Tariefvoorstel consultatie

In juni 2016 werd door de Vlaamse regulator, VREG, een nieuwe tariefstructuur geconsulteerd principieel gebaseerd op de technische aansluitcapaciteit van de meetinstallatie van de netgebruiker¹⁴¹. Binnen dit voorstel werden de niet-piekgemeten klanten opgedeeld in subcategorieën afhankelijk van het technisch aansluitingsvermogen voor klassieke meters, bij digitale meters is het vermogen waarop de automaat is ingesteld doorslaggevend. In totaal werden zeven subcategorieën gedefinieerd op basis van de gemiddelde capaciteitsverdeling in Vlaanderen¹⁴².

Tabel 20 Voorgestelde capaciteitsschijven consultatie¹⁴³

Vermogensschijf	Vermogensrange (kVA)	Gemiddeld aansluitingsvermogen (kVA)	Marktaandeel in Vlaanderen (%)
X1	<= 3 kVA	2,12	0,31
X2	<= 6 kVA	4,73	4,93
X3	<= 10 kVA	9,10	26,04
X4	<= 15 kVA	12,80	17,78
X5	<= 21 kVA	17,20	13,93
X6	<= 28 kVA	25,25	9,33
X7	> 28 kVA	N/A	2,48
Ongekend			25,20

Daarnaast worden de ODV-kosten aangerekend aan de netgebruiker op basis van de netto-afname, uitgedrukt in €/kWh.

In de voorgestelde consultatie werden de ODV kosten voor 'prosumenten met terugdraaiende teller' doorgerekend via een bijkomend tarief op basis van aansluitvermogen (ook bij prosumenten waarbij de netto afgenomen kWh groter zijn dan 0). In dit voorstel wordt dit vereenvoudigd naar een tarief op basis van netto-afname.

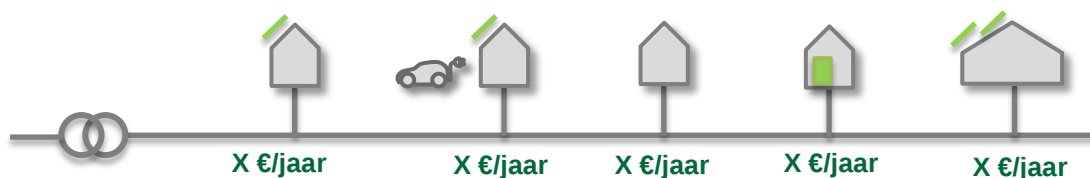
Vast bedrag per aansluiting

Als mogelijke tariefvariant wordt gekeken naar de vertaling van alle distributienetkosten naar een vaste jaarlijkse kost, aangerekend per aansluiting. Hierbij wordt abstractie gemaakt van het volume van afgenomen energie, de specifieke technische aansluitcapaciteit, de aanwezigheid van lokale productie of andere parameters. Deze tariefstructuur start vanuit het principe dat elk aansluitingspunt aan het laagspanningsdistributienet eenzelfde totale distributiekost kent, zie Figuur 32.

¹⁴¹ VREG, "Consultatiedocument van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 20 juni 2016 met betrekking tot de herziening van de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven", CONS-2016-05, 20 juni 2016

¹⁴² De opdeling in subcategorieën is gebaseerd op studiewerk van de werkmaatschappij Eandis.

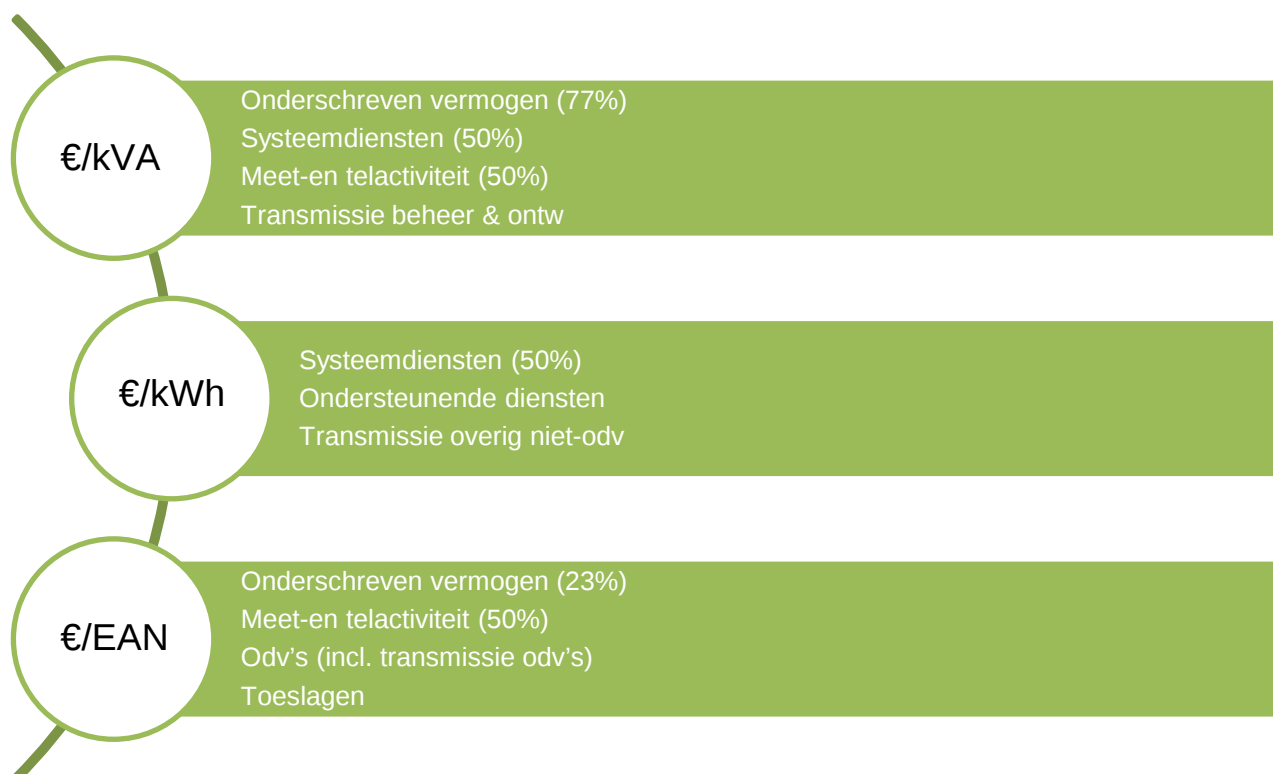
¹⁴³ VREG, "Consultatiedocument van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 20 juni 2016 met betrekking tot de herziening van de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven", CONS-2016-05, 20 juni 2016



Figuur 32: Tariefvoorstel vast bedrag per aansluiting

Hybride model volgens kostendrijvers

Het laatste potentiële tariefmodel voor netgebruikers, aangesloten aan het laagspanningsnet, met een klassieke elektriciteitsmeter is een hybride, i.e. gecombineerde, tariefstructuur waarbij de relatieve verdeling van de kostendrijvers één op één vertaald wordt naar de overeenkomstige tariefdrager. Een eventueel voorstel in deze oefening kan teruggevonden worden in onderstaand overzicht. Figuur 33 geeft een weergave van de verschillende distributienetbudgetten aan concrete tariefdragers.



Figuur 33: Opdeling kostendrijvers volgens tariefdragers hybride tariefmodel klassieke meter

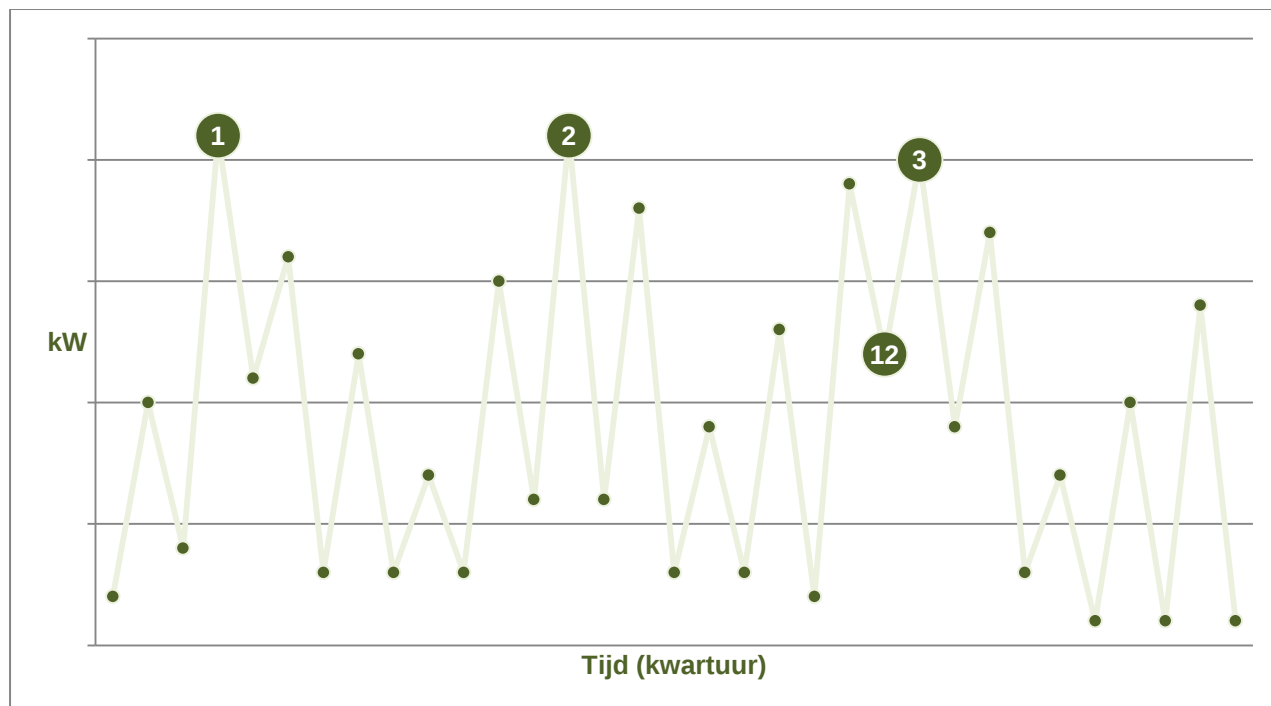
5.3.2. Mogelijkheden digitale meter klanten

Piekvermogen

Het opmeten van de effectief gebruikte capaciteit behoort tot de mogelijkheden van de digitale meter. Binnen deze tariefstructuur wordt deze dataopname gebruikt om het distributienetgebruik van de verschillende netgebruikers af te rekenen. Binnen deze tariefstructuur worden de afgenomen, kwartuur geregistreerde, piekvolumes gebruikt als rekenbasis. Om eventuele onzuiverheden in de beschikbare data uit te filteren,

wordt gebruik gemaakt van de 12^{de} piek, op jaarbasis gemeten. Hierbij wordt de twaalfde hoogste capaciteitspiek gebruikt als basis voor de afrekening. Dit principe wordt weergegeven in Figuur 34¹⁴⁴.

Binnen de huidige studie wordt een correctie uitgevoerd op de geregistreeerde kwartuurmeetwaarden van de piloot slimme meters om foutieve meetwaarden uit te filteren. Met de komst van MIG 6¹⁴⁵ wordt aangenomen dat de beschikbare data, geregistreerd door de digitale meter, minder foutgevoelig is. Bijgevolg zal de data-technische redenatie om de 12^{de} piekmeting te gebruiken komen te vervallen. Echter, op termijn kan de keuze voor de 12^{de} piekregistratie nog steeds behouden worden maar dan vanuit socio-economische redenen. Vanuit dit oogpunt wordt een exceptioneel piekgebruik van de netgebruiker niet onmiddellijk aangerekend via de distributienettarieven.

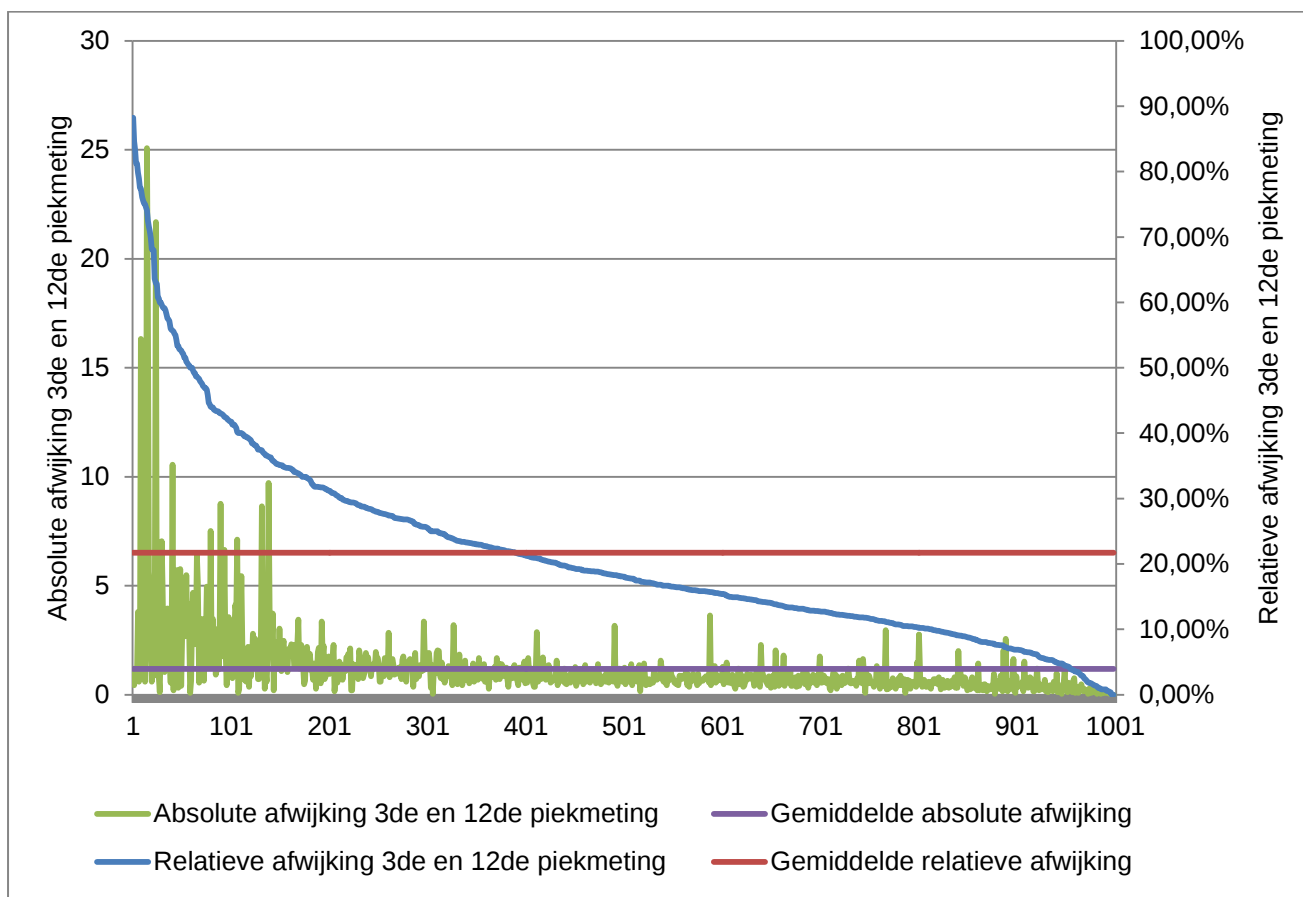


Figuur 34: Visuele representatie 12^{de} piekmeting

Figuur 35 biedt meer inzicht in de mate waarin foutieve meetwaarden gecorrigeerd werden door het gebruik van de 12^{de} piekmeting. In de figuur wordt de afwijking tussen de gemeten 3^{de} piekcapaciteit en de 12^{de} piekcapaciteit uitgedrukt in relatieve en absolute termen. De absolute verschillen in meetwaarden kunnen afgelezen worden op de linker verticale as. De procentuele afwijking tussen de 3^{de} en 12^{de} piek voor alle netgebruikers kan afgelezen worden op de rechter verticale as. Uit de analyse blijkt dat door het gebruiken van de 12^{de} piekmeting enkele grote meetfouten uitgefilterd worden. Er worden afwijkingen geregistreerd van meer dan 10 kW tussen beide meetparameters. De gemiddelde absolute en relatieve afwijking bedraagt respectievelijk 1,18 kW en 21,7%.

¹⁴⁴ Zoals zichtbaar wordt in Figuur 35 kan de geregistreeerde piekmeting in en lokaal dal liggen.

¹⁴⁵ MIG 6 is de naam van een nieuwe generatie van marktprocessen. Het is de handleiding die door Atrias werd opgesteld en die de informatie-uitwisseling beschrijft tussen de distributienetbeheerders en andere marktpartijen.



Figuur 35: Relatieve en absolute afwijking 3^{de} en 12^{de} piekmeting

Bij de uitrol van de digitale meter kan eveneens de mogelijkheid geboden worden door de netbeheerder om de aansluitingscapaciteit dynamisch in te stellen afhankelijk van de benodigde capaciteit door de netgebruiker, het zogenoemde toegangsvermogen. Het kan gesteld worden dat de afrekening op basis van de piekvermogen van de afname een proxy is voor een tarief op basis van toegangsvermogen.

Piekvermogen inclusief injectie

Naast een opmeting van de gebruikte capaciteit op afname, kan eveneens de geïnjecteerde capaciteit in rekening worden gebracht. Hierbij wordt het gebruik van de netcapaciteit toegeschreven aan zowel afname als injectie. Om de hoogte van de desbetreffende tariefdragers vast te leggen worden de distributienetbudgetten verdeeld onder beide rekenvolumes.

Onderstaande tabel geeft een suggestie weer van een mogelijke toekenning van de budgetten aan afname en injectie.

Tabel 21: budgetverdeling afname en injectie, budget verdeeld op basis van de rekenvolumes voor afname- en injectiepiekvermogen.

Budget	Afname of injectie?
Onderschreven en bijkomend vermogen	Afname + injectie
Systeemdiensten	Afname + injectie
Meet-en telactiviteit	Afname
ODV's	Afname
Ondersteunende diensten	Afname + injectie
Toeslagen	Afname
Transmissie	Afname

Verbruiksgelateerd tariefvoorstel inclusief injectie

Naast de piekvermogen, uitgedrukt in kW, kan ook het afgenomen en geïnjecteerde volume elektriciteit, uitgedrukt in kWh, de basis vormen voor de verrekening van de distributienetkosten. Binnen dit voorstel wordt de netgebruiker een kost aangerekend die verband houdt met de effectieve netinteractie. Dit wil zeggen dat de volledige bruto afname alsook de bruto injectie in rekening wordt gebracht. Deze data kan namelijk gescheiden opgemeten worden met de digitale meter. Belangrijk hierbij is het oorzakelijk verband vast te leggen tussen de afgenomen en geïnjecteerd volumes en de distributienetbudgetten. In het onderstaande overzicht kan men een suggestie voor de verdeling van de distributienetbudgetten tussen afname en injectie terugvinden, verdeeld op basis van de rekenvolumes voor kWh afname en injectie.

Tabel 22: budgetverdeling afname en injectie, verdeling gebaseerd op basis van de rekenvolumes voor afgenomen en geïnjecteerde energie (kWh).

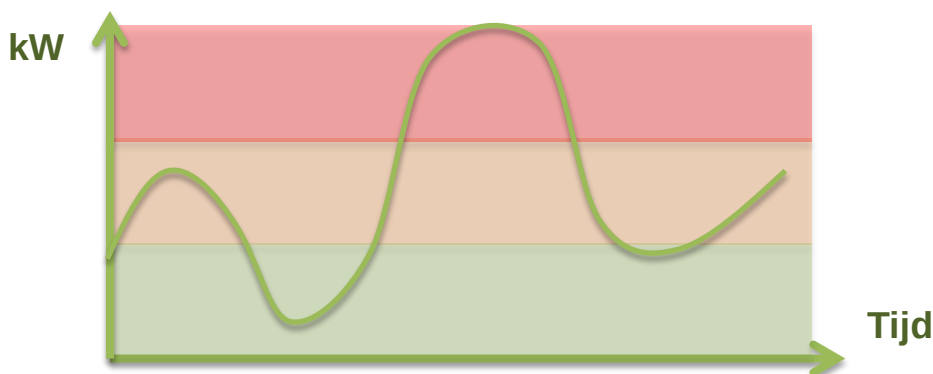
Budget	Afname of injectie?
Onderschreven en bijkomend vermogen	Afname + injectie
Systeemdiensten	Afname + injectie
Meet-en telactiviteit	Afname
ODV's	Afname
Ondersteunende diensten	Afname + injectie
Toeslagen	Afname
Transmissie	Afname

Verbruiksgelateerd tariefvoorstel volgens capaciteitsschijven

Naar analogie van bovenvermeld tariefmodel, worden de distributienetkosten verrekend op basis van de geregistreerde kWh. In dit tariefvoorstel vormt enkel het bruto afgenomen volume de drijver voor de totale distributienetfactuur voor de netgebruiker. De geregistreerde netinteractie aan de injectiezijde wordt niet beschouwd in dit tariefmodel. Deze aanname werd gedaan om de complexiteit van het tarief te reduceren.

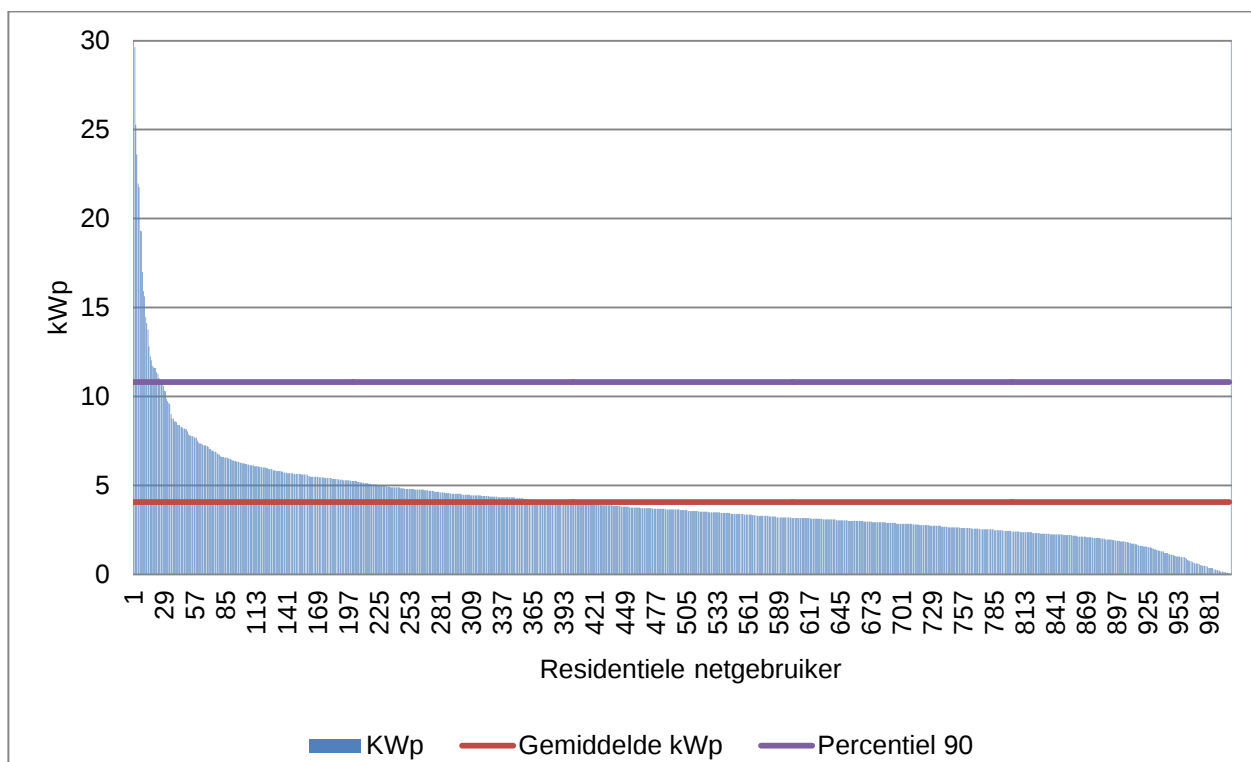
Bovendien tracht het tarief het individuele piekverbruik te reduceren door een hoger tarief aan te rekenen naargelang een hoger vermogen gevraagd wordt van het distributienetwerk. Op deze manier beoogt het tarief netgebruikers aan te zetten tot rationeel netgebruik. Dit principe staat visueel weergegeven in Figuur 36.

Daarnaast zorgt een dergelijk tarief voor een incentive om de eigen afnamepieken af te vlakken met eigen productie, wat op zijn beurt als secundair effect kan hebben dat kosten veroorzaakt door hoge injectiepieken mogelijk worden afgezwakt.



Figuur 36: verbruiksgelateerd tariefvoorstel volgens capaciteitsschijven

Als basis om de modaliteiten van de desbetreffende tariefstructuur vast te leggen wordt teruggevallen op de beschikbare data binnen de piloot slimme meters. Om de hoogte van de verschillende capaciteitsschijven vast te leggen werd de capaciteitsduurcurve opgesteld, zie Figuur 37. Hierbij worden de geregistreerde piekverbruiken (i.e. afnamepiek), op jaarbasis, gerangschikt van hoog naar laag. Als aanvulling werd het gemiddelde capaciteitsgebruik op jaarbasis gedefinieerd, i.e. 4,07 kWp. Deze parameter zal de eerste capaciteitsschijf ontsluiten. De begrenzing van de tweede capaciteitsschijf wordt berekend als het 90^{ste} percentiel. De 90^{ste} percentielwaarde bedraagt 10,8 kWp. Door de gemiddelde en 90^{ste} percentielwaarde te gebruiken als ontwerpwaarden van het desbetreffende tariefvoorstel zal 50% van alle netgebruikers steeds in de goedkoopste tariefschijf vallen. Zij kennen namelijk nooit een capaciteitsverbruik dat de bovengrens van de eerste capaciteitsschijf overschrijdt. Bovendien kent slechts 10% van de netgebruikers een elektriciteitsverbruik dat één of meerdere malen per jaar in de duurste tariefschijf zal belanden.



Figuur 37: capaciteitsduurcurve voor 1000 netgebruikers

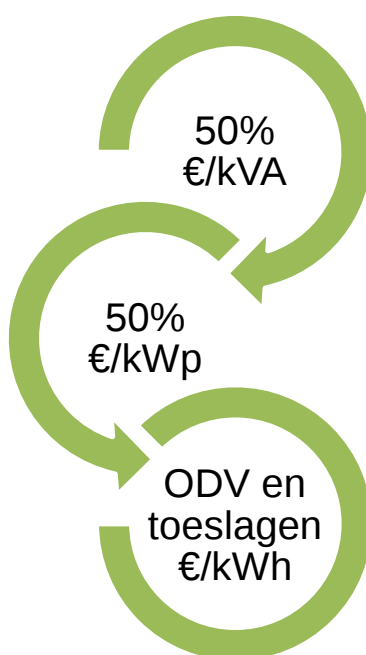
De verlaatslag van de capaciteitsduurcurve resulteert in een piekvermogen dat wordt opgedeeld in drie vermogensschijven, i.e. een eerste schijf tussen 0 en 4 kW, een tweede schijf tussen 4 en 10 kW en een laatste capaciteitsschijf voor alle volumes boven 10 kW. Binnen deze schijven zal een desbetreffend tarief in €/kWh van toepassing zijn.

Tariefvoorstel piekgemeten klanten

Ook voor piekgemeten klanten¹⁴⁶ loopt een gelijkaardig traject om de distributienettarieven te herzien. Eind augustus werd een eerste voorstel opgesteld¹⁴⁷. Dit voorstel zal het onderwerp vormen van dit tariefvoorstel. Hierbij wordt een mogelijke tariefstructuur gedefinieerd bestaande uit de tariefdragers €/kWp (afgenomen volume, geregistreerd op maandbasis) en €/kVA (toegangsvermogen). Er wordt bovendien rekening gehouden met een relatieve kostenverdeling van 50% tussen beide tariefdragers. De ODV's en toeslagen worden aangerekend op basis van de geregistreerde afname (€/kWh).

Uit de meest recente rapporten en stakeholderoverleg blijkt dat de voorkeur voor piekgemeten klanten zeer sterk evolueert richting het toegangsvermogen¹⁴⁸. Hierbij wil met het relatieve belang van deze tariefdrager laten toenemen aangezien men ondervindt dat het toegangsvermogen (i.e. reservatierecht) de netstatus beter reflecteert en dus gebruikt kan worden als indicator bij de dimensionering van de netten. Een overdimensionering van de netaansluiting wordt bovendien een bewuste keuze en niet meer gedreven door een historische situatie.

In deze studie wordt het tariefvoorstel voor de piekgemeten klanten vastgelegd als weergegeven in Figuur 38.



Figuur 38: tariefvoorstel piekgemeten klanten

TOU tarief

Het verbruiksgelateerd tariefvoorstel in functie van bepaalde vooropgestelde capaciteitsschijven tracht aansturing te geven naar rationeel netgebruik op het niveau van de netgebruiker. Binnen dit tariefvoorstel wordt beoogt deze aansturing op te trekken naar het niveau van het lokale distributiesysteem.

Om de netstatus en lokale netimpact van een individuele netgebruiker weer te geven, wordt de geregistreerde netinteractie (i.e. afname en injectie) op lokale schaal gebruikt als leidraad om specifieke tariefperiodes vast te leggen. Deze vaste tijdsblokken zouden een indicatie moeten geven van de mate van gebruik van het distributienet. Een tijdsperiode met een hoge geregistreerde afname zal zich vertalen in een hoog distributietarief voor dat tijdsblok. Analooq zal een lage lokale afname zich vertalen in een laag distributietarief.

Om deze strategie door te rekenen in de huidige studie werd aangenomen dat alle klanten binnen de representatieve steekproef onderdeel uitmaken van eenzelfde lokaal netwerk. Daarnaast wordt hierbij

¹⁴⁶ Piekgemeten klanten zijn bedrijven en industrie met een maandgemeten of automatisch gemeten meter.

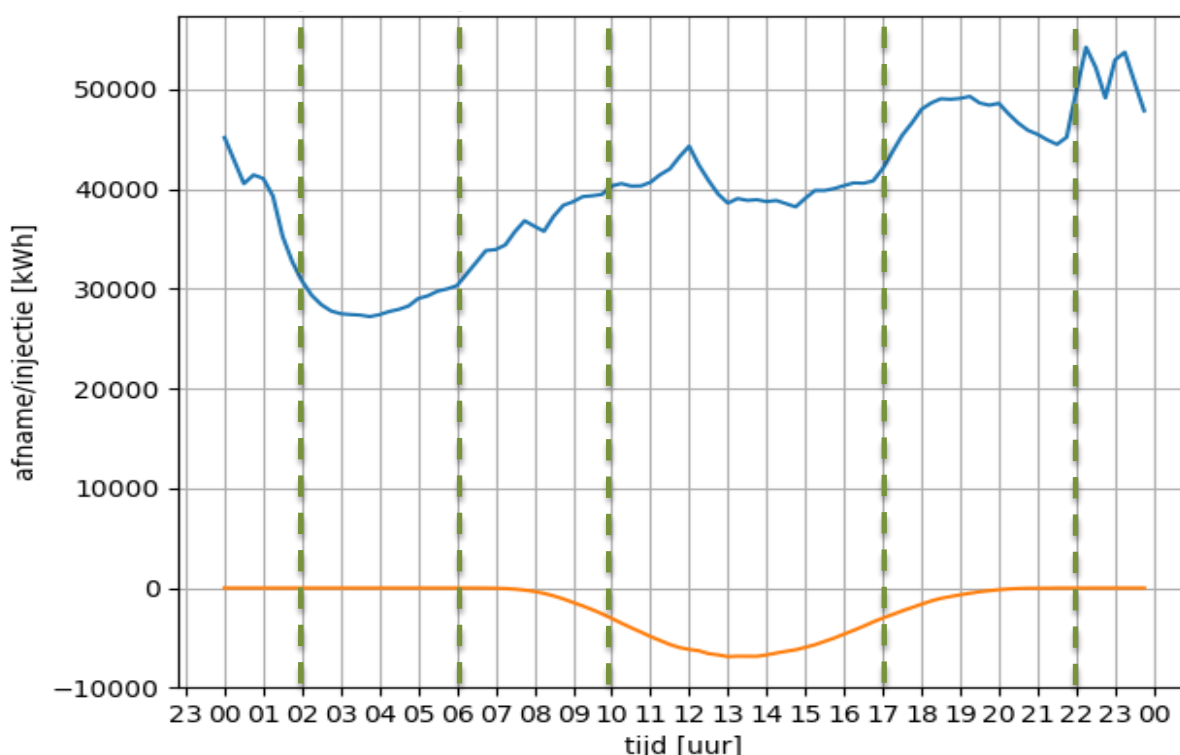
¹⁴⁷ Zie <http://www.vreg.be/nl/overleg-tariefstructuur-grotere-bedrijven-en-industrie>

¹⁴⁸ Zie <http://www.vreg.be/nl/overleg-tariefstructuur-grotere-bedrijven-en-industrie>

abstractie gemaakt van de mogelijkheid om de tijdsblokken en tariefhoogtes op lokale schaal te laten variëren. Hierbij dient namelijk afgetoetst te worden of er voldoende juridische basis is om dergelijke locationele signalen op te nemen in de distributienettariefstructuur. Dit zal onderdeel uitmaken van een bijkomende studie, gevraagd door VREG. Eveneens maakt het huidige tariefvoorstel abstractie van eventuele seizoenseffecten. Het is namelijk denkbaar dat de geregistreerde systeempiek op het distributienet sterk verschilt in de zomer- en wintermaanden, wat kan leiden tot andere tariefperiodes.

In het huidige tariefvoorstel werd de representatieve data uit de piloot slimme meters gebruikt om een gemiddelde systeempiek te definiëren. Deze gemiddelde systeempiek werd opgesteld door alle kwartuurmeetwaarden voor de volledige steekproef te aggregeren en een gemiddelde brutoafname voor één dag te berekenen. Uit de analyse van de gesimuleerde systeempiek blijkt dat er 6 tijdsperiodes vastgesteld kunnen worden. Deze tariefperiodes staan opgelijst in Tabel 23.

In functie van de begrijpbaarheid voor de netgebruiker werd het tarief voor de verschillende tariefperiodes uitgedrukt in €/kWh, waarbij de geregistreerde afname de basis zal vormen voor de doorrekening.



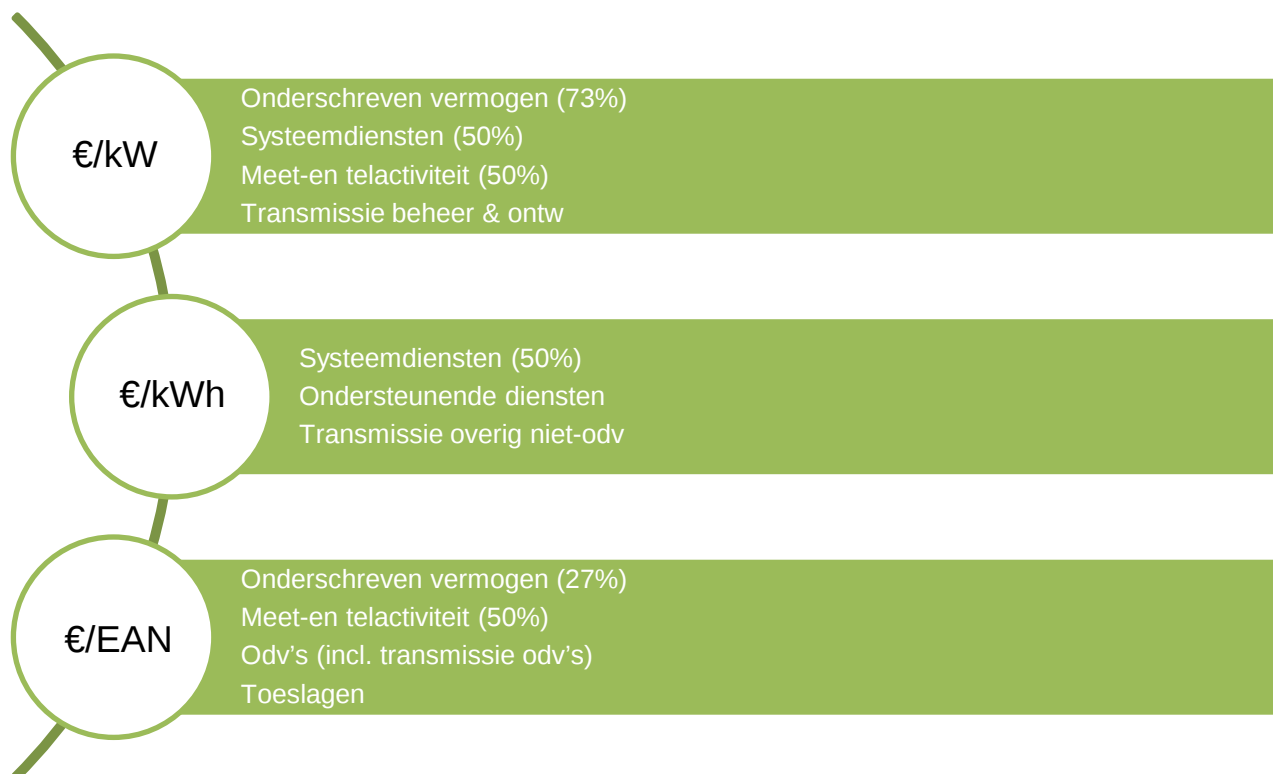
Figuur 39: TOU tariefvoorstel

Tabel 23: definitie tijdsperiodes TOU tariefvoorstel

Tijdsperiodes TOU tariefvoorstel
00:00 – 02:00
02:00 – 06:00
06:00 – 10:00
10:00 – 17:00
17:00 – 22:00
22:00 – 24:00

Hybride model volgens kostendrijvers

Eveneens voor digitale meter klanten wordt een hybride tariefmodel geselecteerd, i.e. gecombineerde, tariefstructuur waarbij de relatieve verdeling van de kostendrijvers één op één vertaald wordt naar de overeenkomstige tariefdrager. Een eventueel voorstel in deze oefening kan teruggevonden worden in onderstaand overzicht. In Figuur 40 wordt de toewijzing weergegeven van de verschillende distributienetbudgetten aan concrete tariefdragers.



Figuur 40: Opdeling kostendrijvers volgens tariefdragers hybride tariefmodel digitale meter

5.4. Rekenmodel

Een rekenmodel werd opgesteld om te berekenen hoe de gekozen tariefmodellen resulteren in een mogelijk indicatief tarief. Er werden enkele aannames gemaakt bij het opstellen van het rekenmodel, die hieronder in detail worden toegelicht.

5.4.1. Klantengroepen

Het is onmogelijk om een tarief op te stellen voor elke individueel denkbare klant, daarom werd gekozen om resulterende tarieven op te stellen voor enkele 'typische' klantengroepen. Als 'typische' klantengroepen werd geopteerd om klanten in te delen via de Eurostat categorieën, zie Tabel 24. Voor deze gebruikerscategorieën zijn enkele typische kenmerken bekend. Bovendien zijn de netbeheerders op de hoogte van het aandeel van elke categorie in de totale groep van aansluitingen. Van elke Eurostat klantencategorie werd zowel een 'niet-prosument' als een 'prosument' variant in rekening gebracht.

Tabel 24 Eurostat klantencategorieën.

Eurostat Categorie	Beschrijving
Da	Afname enkelvoudige meter < 900 kWh
Db	Afname enkelvoudige meter >= 900 kWh en < 2350 kWh
Dc	Afname tweevoudige meter < 5500 kWh
Dc1	Afname enkelvoudige meter >= 2350 kWh
Dd	Afname tweevoudige meter >= 5500 kWh
De	Afname tweevoudige meter + exclusief nacht
De1	Afname enkelvoudige meter + exclusief nacht
Ia	niet residentiële, verbruik <= 40000 kWh
Ib	niet residentiële, verbruik > 40000 kWh

In Tabel 25 worden de voornaamste kenmerken per klantencategorie weergegeven, die werden meegenomen in het rekenmodel. Deze kenmerken werden berekend uit geanonimiseerde data vanuit de piloot slimme meters (metingen van 2016). Er werd data gebruikt van 1000 aansluitingen, statistisch verdeeld¹⁴⁹ over alle residentiële klantengroepen. Elk typisch kenmerk werd berekend als een gemiddelde waarde van de gemeten data voor elke klantengroep. Bijvoorbeeld, de 'typische' jaarlijkse afname voor een bepaalde klantengroep werd berekend als het gemiddelde van de jaarverbruiken van elke klant die binnen deze groep valt.

De 'prosumant' klantencategorieën bevatten de typische kenmerken van de prosumanten die vallen binnen elke Eurostat categorie. Er dient opgemerkt te worden dat de categorieën zijn opgesteld op basis van *netto* afgenomen energie. Immers, enkel van deze categorieën is momenteel geweten hoe groot het aandeel prosumanten is, en kan een redelijke inschatting van de rekenvolumes worden gemaakt (zie verder).

Voor de niet-residentiële klantengroepen (Ia en Ib) werd gebruik gemaakt van de meetdata op basis waarvan de SLP profielen werden opgesteld (de metingen van 2015 werden gebruikt). SLP's of 'Synthetic Load Profiles' zijn type-verbruiksprofielen, en worden in de vrije elektriciteits- en gasmarkt gebruikt voor de verrekening van de afname van verbruikers die niet uitgerust zijn met een telemeting¹⁵⁰.

¹⁴⁹ De representatieve steekproef kwam tot stand met in achtname van de Vlaamse verdeling van alle netgebruikers over de categorieën: rural - stedelijk, consument – prosumant, afnamevolumes, lokale productievermogens, meetfaciliteiten, netbeheerders.

¹⁵⁰ SLP profielen zijn beschikbaar via Synergrid, www.synergrid.be.

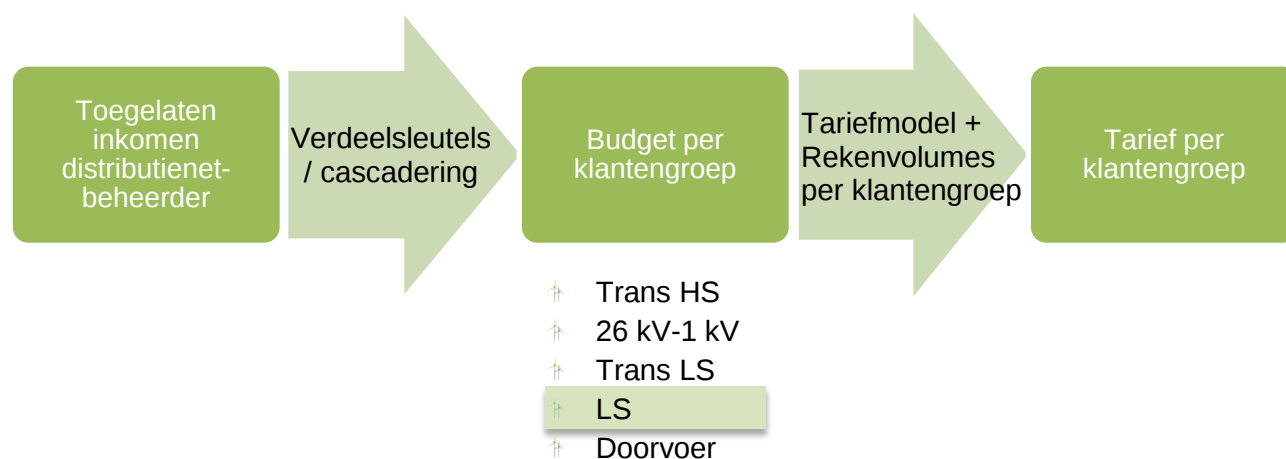
Tabel 25 Voornaamste kenmerken per klantengroep.

	Eurostat Categorie	% van totale populatie	Gemiddelde jaarlijkse afname [kWh]	Gemiddelde jaarlijkse injectie [kWh]	Gemiddelde exclusief nacht afname [kWh]	Gemiddeld aansluitverm ogen [kVA]	Gemiddelde geïnstalleerde productie- capaciteit [kVA]	Gemiddelde 12e kWp injectie [kW]	Gemiddelde 12e kWp afname [kW]
Geen prosumenten	Da	4,52%	481,95	0	0	8,11	0	0	1,35
	Db	13,75%	1596,82	0	0	9,19	0	0	2,7
	Dc	31,16%	2161,63	0	0	9,87	0	0	3,43
	Dc1	14,57%	5351,55	0	0	13,37	0	0	4,88
	Dd	6,61%	10868,22	0	0	17,84	0	0	8,07
	De	3,78%	7399,44	0	4528,58	17,85	0	0	10,45
	De1	1,46%	4860,81	0	2153,46	15,89	0	0	5,94
	Ia	17,08%	6029,57	0	0	17,5	0	0	5,38
	Ib	0,46%	60423,619	0	0	37,2	0	0	22,8297
prosumenten	Da prosument	1,77%	2822,77	3153,99	0	12,64	4,28	3,56	4,49
	Db prosument	0,53%	3162,51	1582,53	0	13,04	3,02	2,29	4,59
	Dc prosument	2,13%	4344,59	2273,61	0	13,19	4,16	3,16	5,14
	Dc1 prosument	0,53%	6697,68	1451,4	0	13,1	3,81	2,75	6,08
	Dd prosument	0,33%	28488,44	2188,45	0	30,85	6,9	4,98	16,59
	De prosument	0,38%	14378,78	2903,02	10226,74	24	4,6	3,74	19,26
	De1 prosument	0,17%	14577,3	5728,54	5691,38	21,8	9,4	6,82	14,58
	Ia prosument	0,008162%	11212,45657	3639,3516	0	17,5	6,6799353	5,1015	5,38
	Ib prosument	0,000396%	65639,355	5121,2928	0	37,2	9,2295320	7,0487	22,8297

5.4.1. Rekenvolumes

Om vanuit een voorgestelde tariefstructuur de mogelijke tarieven te berekenen wordt vertrokken van een budget dat wordt verdeeld over de niet-piekgemeten klantencategorie. In het rekenmodel wordt vertrokken van het budget toegekend aan de klantencategorie 'LS' van de DNB's (voor 2017). Door het budget te verdelen over het rekenvolume van een bepaalde tariefdrager, wordt het tarief voor die bepaalde tariefdrager bekomen.

De nodige rekenvolumes worden geëxtrapoleerd vanuit de data per 'typische klantengroep'. Bijvoorbeeld, bij 'netto-afname' als tariefdrager wordt de netto-afname van elke Eurostat klantencategorie vermenigvuldigd met het aantal klanten van deze categorie die de DNB onder zijn aansluitingen telt, en worden alle volumes daarna opgeteld. Het bekomen totaal vormt het rekenvolume voor netto-afname.



Figuur 41: berekeningswijze rekenvolumes

In de hieropvolgende hoofdstukken worden getallen en resultaten weergegeven voor de DNB IMEWO.

5.4.2. Energietransitie

In het rekenmodel worden energietransitie-scenario's in rekening gebracht, om hun invloed op de verschillende tariefmodellen te bekijken. Deze scenario's nemen de mogelijke evoluties van volgende technologieën in rekening:

- PV
- Elektrische voertuigen
- Warmtepompen
- Batterijen

Elke technologie-evolutie impliceert een verandering in de rekenvolumes van waaruit de tarieven binnen de verschillende tariefmodellen worden berekend. Hieronder worden de aannames die voor elke technologie genomen werden, voorgesteld.

PV

In de bottom-up inschatting voor zonne-energie (zie paragraaf 2.3.2) wordt aangenomen dat er elk jaar 20.000 extra residentiële PV installaties worden bijgeplaatst. Dit betekent dat het aandeel residentiële prosumenten, globaal gezien voor alle DNB's samen, stijgt van 7% (in 2016) tot 11% in 2025 en 17% in 2035.

Het gemiddelde vermogen van deze installaties is 5 kWp. Om de impact op de rekenvolumes voor zowel afgenomen kWh als geïnjecteerde kWh te berekenen, veronderstellen we een gemiddelde productie van 897 kWh per kWp van deze installaties. De zelfconsumptiegraad is vastgelegd op 28%.

We veronderstellen daarnaast dat een PV installatie geen impact heeft op de geregistreerde afnamepiek, en dat de injectiepiek verhoogt wordt met 5kW per residentiële installatie.

Elektrische voertuigen

Zoals aangehaald in paragraaf 2.3.1, wordt voorgesteld om de veronderstellingen van het referentie-EU scenario aan te houden wat betreft de evolutie van het aantal elektrische voertuigen in Vlaanderen. Dit betekent een totaal van 315.000 volledig elektrisch aangedreven en 717.000 plug-in hybride personenwagens op de Vlaamse wegen in 2030. Daarvan wordt verondersteld dat 80% via de thuislaad-faciliteiten wordt opgeladen.

Om de impact op het rekenvolume voor afgenomen kWh te berekenen, veronderstellen we een gemiddelde jaarverbruik per wagen van 2250 kWh per jaar.

We veronderstellen dat auto's residentieel worden opgeladen met een vermogen van 3.6 kW, hierbij wordt aangenomen dat dit een toename van 1.8 kW (=50% van 3.6 kW) op de afnamepiek per elektrisch voertuig betekent.

Warmtepompen

In deze studie nemen we het maximale potentieel scenario voor warmtepompen in rekening (zie par.2.3.1). Dit betekent dat in 2030, 888.628 warmtepompen (waarvan 584.856 warmtepompboilers) bij huishoudens zullen zijn geïnstalleerd.

We veronderstellen een gemiddeld verbruik per warmtepomp van 1.933 kWh en een gemiddeld elektrisch vermogen van 1.6 kW. Als impact op de afnamepiek veronderstellen we een toename van 0.8 kW (=50% van 1.6 kW) per warmtepomp.

Batterijen

Qua installatie-evolutie van batterijen zijn er, gezien de beperkte huidige marktpenetratie in Vlaanderen en marktonzekerheden geen Vlaamse scenario's voorhanden. We stellen daarom voor een aantal evoluties, zoals die worden waargenomen in Duitsland, over te nemen. In een rapport van B. Normark et.al. worden verkoops cijfers van 100.000 batterijen (in 2018) per jaar verondersteld¹⁵¹. Omgerekend naar Vlaanderen betekent dit jaarlijks 8750 batterijen per jaar geïnstalleerd.

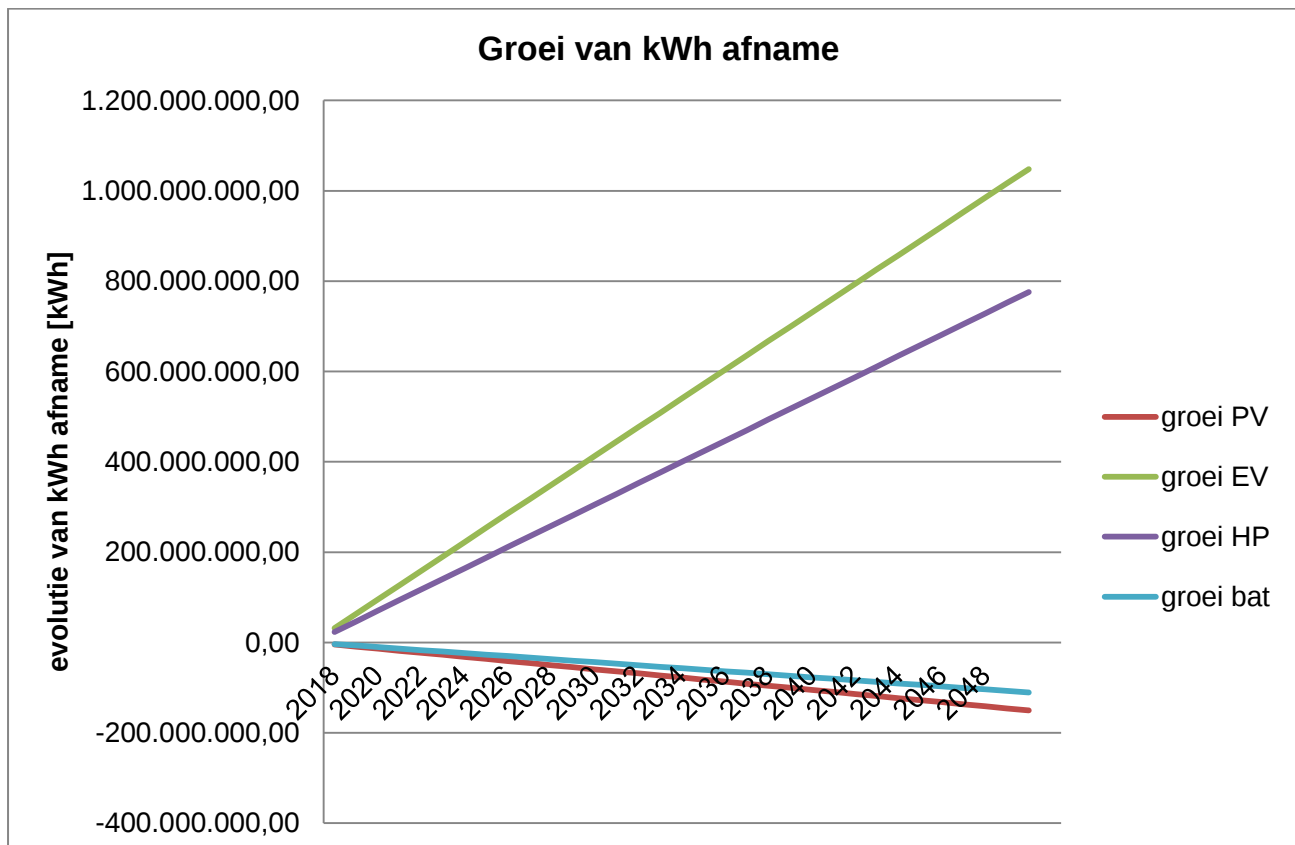
We nemen aan dat de batterijen een invloed hebben op de zelfconsumptiegraad van de PV installaties, en dat deze zelfconsumptie per batterijinstallatie stijgt van 28% tot 60%. Er wordt verondersteld dat de afnamepiek daalt met 1 kW en dat de injectiepiek met 2 kW beperkt wordt per batterij-installatie.

Impact op rekenvolumes

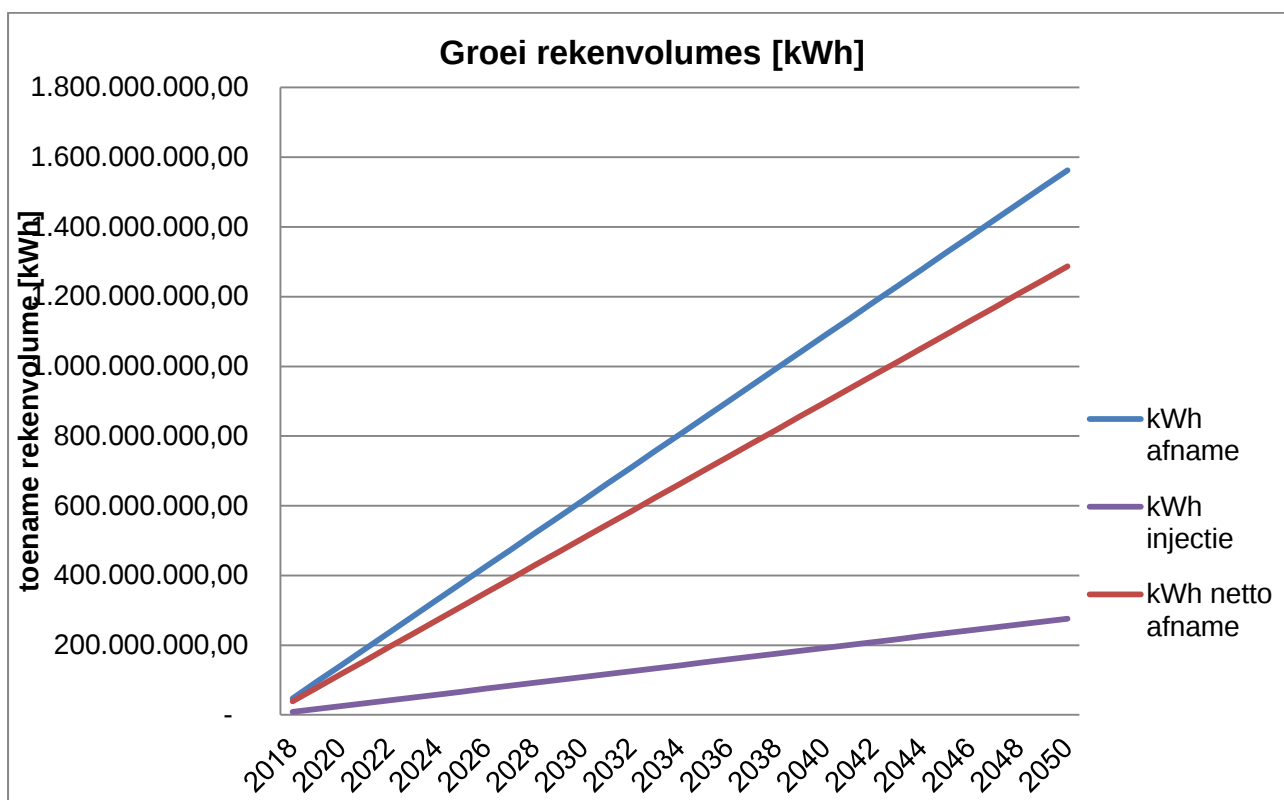
Globaal gezien, alle effecten in rekening genomen, wordt er een stijging verwacht van zowel de afgenomen als geïnjecteerde energie. Een sterke toename van de afgenomen energie wordt voornamelijk veroorzaakt door de voorziene sterke groei van zowel elektrische voertuigen als warmtepompen. Omwille van de lage zelfconsumptiegraad van PV, en de relatief lage groei van batterijen, is de impact op de afgenomen energie van PV relatief klein. Dit wordt weergegeven in Figuur 42.

Dit maakt dat de rekenvolumes voor zowel afname als netto-afname stijgen, zie Figuur 43 en Figuur 44. Het rekenvolume voor geïnjecteerde energie stijgt ook, zie Figuur 43 en Figuur 45.

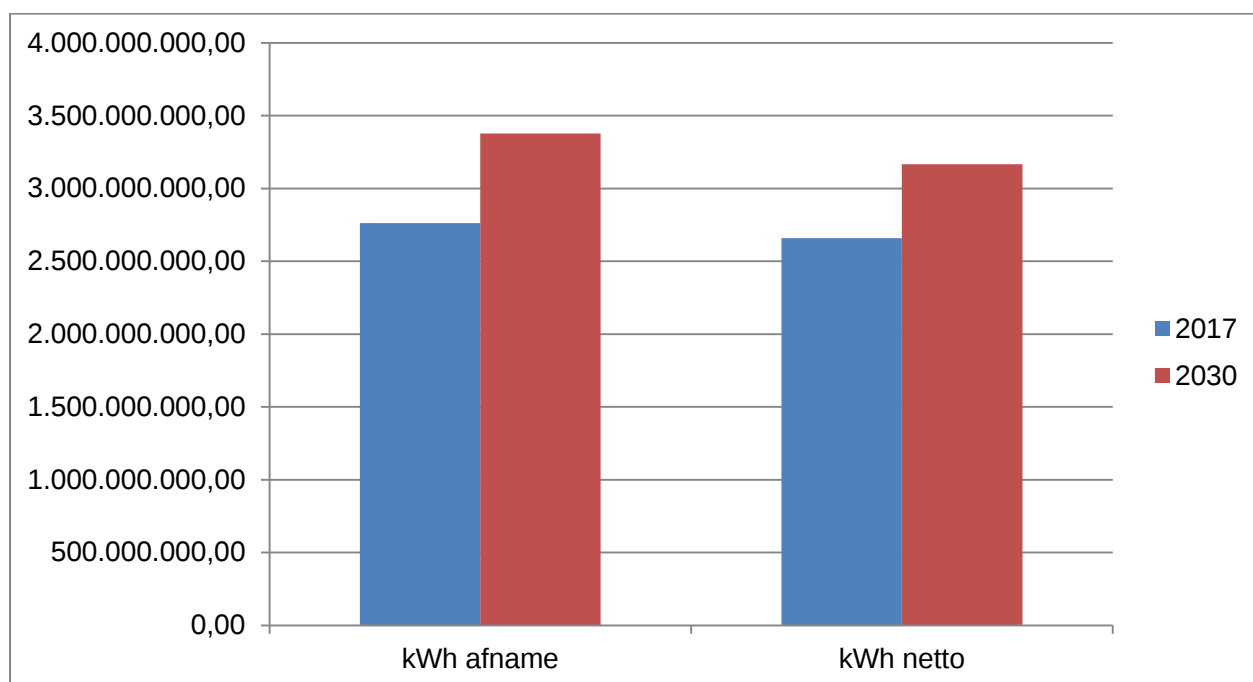
¹⁵¹ B. Normark et al., "How can batteries support the EU electricity network?", technical report, 2014



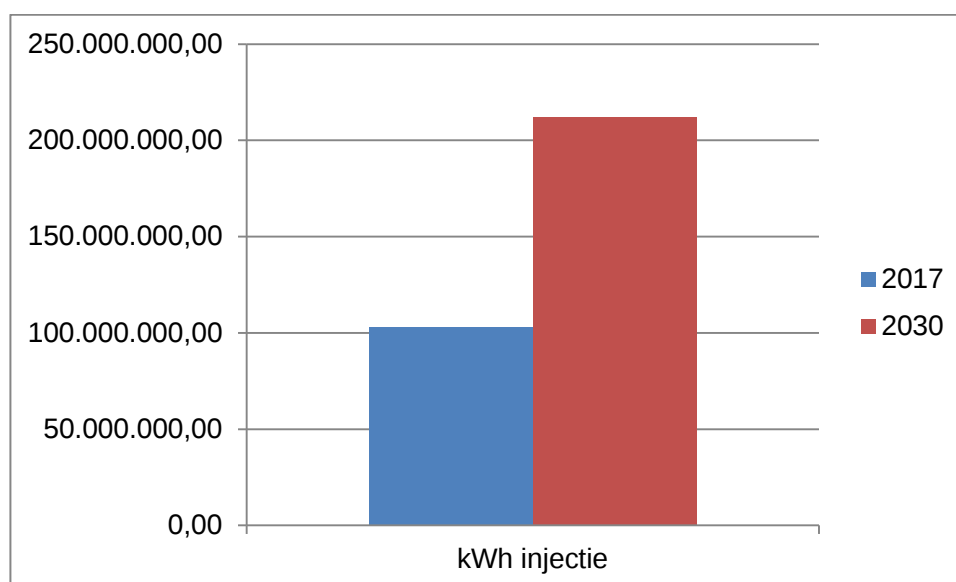
Figuur 42 Evolutie van de afgenomen energie obv de voorgestelde transitie scenario's (voor IMEWO).



Figuur 43 Evolutie van de rekenvolumes voor afname, netto afname en injectie de voorgestelde transitie scenario's (voor IMEWO).



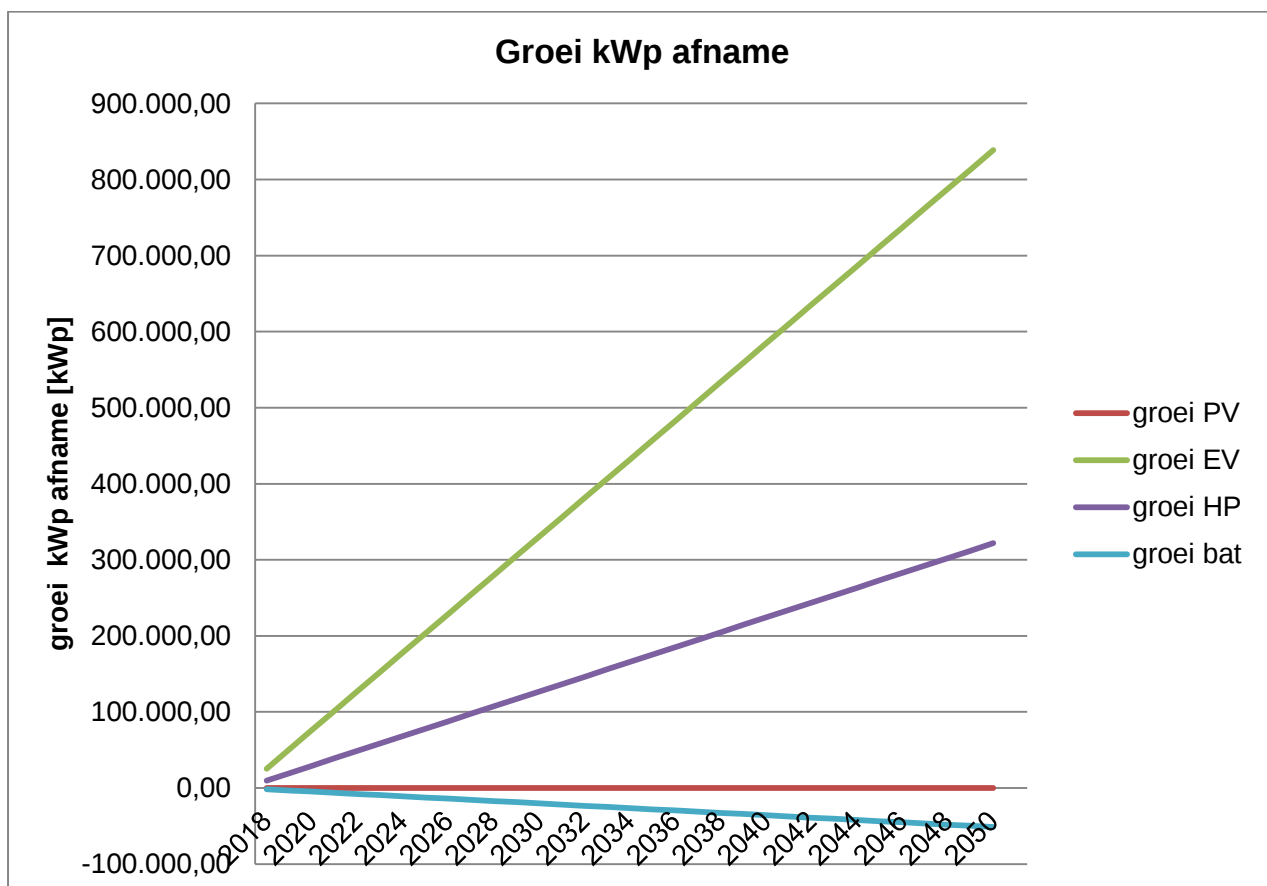
Figuur 44 Evolutie rekenvolumes kWh afname en kWh netto afname: 2017 vs. 2030 (IMEWO)



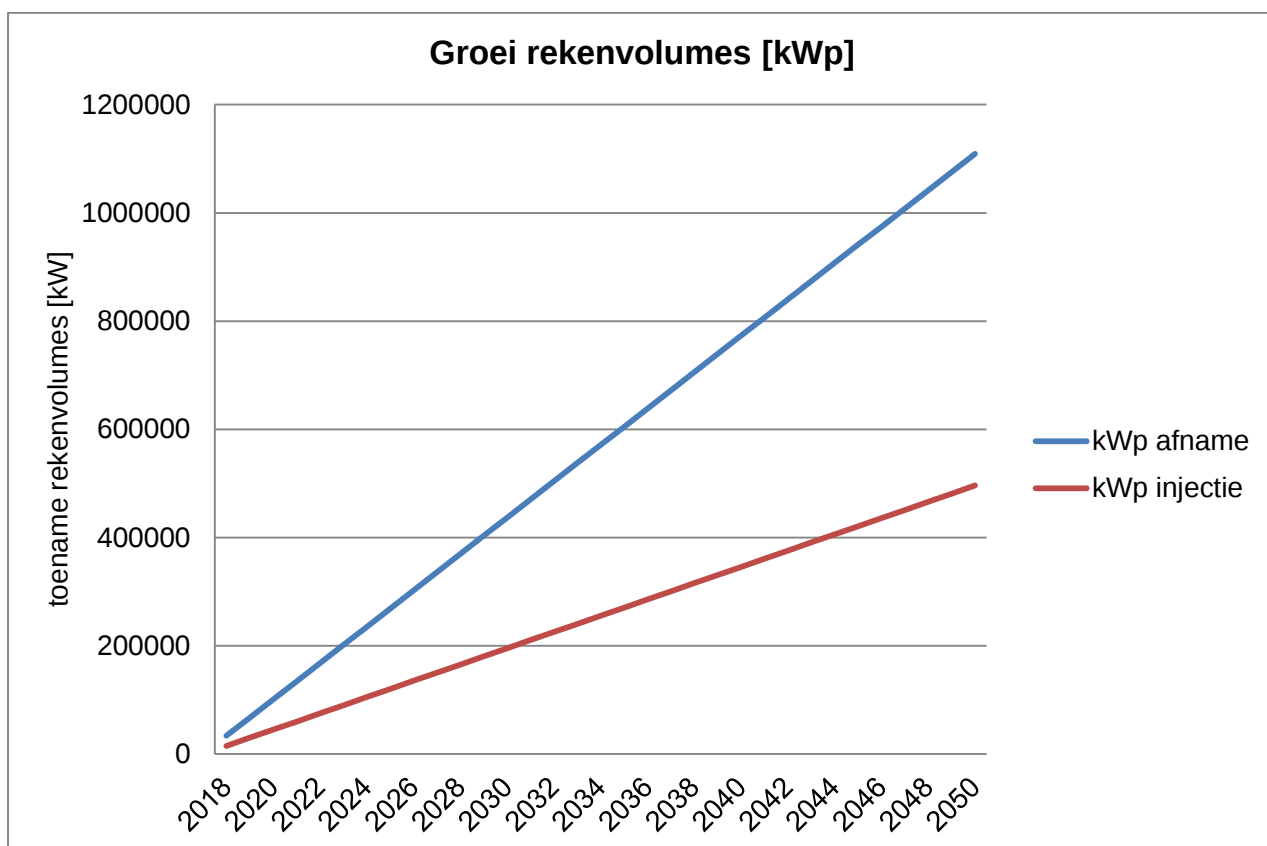
Figuur 45: Evolutie rekenvolumes kWh injectie : 2017 vs. 2030 (IMEWO)

Door vooral de groei van elektrische voertuigen, wordt een toename in het rekenvolume voor geregistreerde piek afname verwacht, zie Figuur 46. Er kan geargumenteerd worden dat de voorziene toename van de afnamepiek sterk zal afhangen van in welke mate het beperken van de afnamepiek aangemoedigd wordt via het tarief. Als m.a.w. thuisladen van elektrische voertuigen via een snel-lader wordt aangemoedigd, of niet wordt afgeraden, kan dit leiden tot sterkere toenames van de afnamepiek.

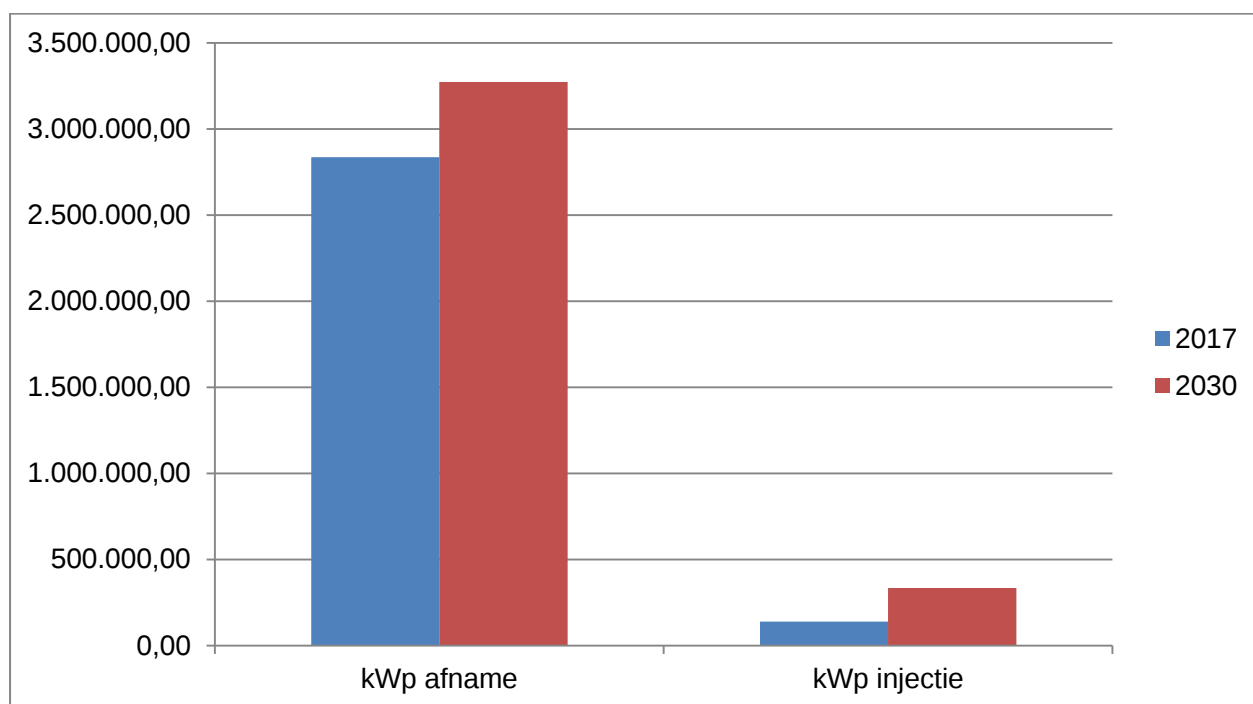
Daarnaast zorgt de groei van PV installaties ook voor een toename van de geregistreerde injectiepiek, zie Figuur 47. De globale evolutie van zowel injectie- als afnamepiek wordt weergegeven in Figuur 48. De getoonde volumes, geven de inschattingen weer voor DNB IMEWO.



Figuur 46 Groei geregistreerde piekafname [kWp] (voor IMEWO)



Figuur 47: Groei rekenvolume geregistreerde piekafname en injectie [kWp] (voor IMEWO).



Figuur 48 Evolutie van de rekenvolumes voor geregistreerde piek afname en injectie: 2017 vs. 2030. (voor IMEWO)

5.4.3. Digitale meter

Het is principieel mogelijk om tarieven afhankelijk te maken van bv. het bestaan van een digitale meter, voor zover het onderscheid pertinent is en de maatregel in een redelijke verhouding staat tot het beoogde doel.

Binnen de huidige studie wordt uitgegaan van het standpunt dat er voldoende juridische basis bestaat om een onderscheid te maken tussen klanten op basis van de meetinstallatie en bijgevolg verschillende distributietarieven aan te rekenen. Nieuwe opdelingen tussen netgebruikers zijn dus principieel mogelijk.

In de uitgebreide analyse wordt het beoogde uitrolscenario vanuit de kosten-baten studie slimme meters van VREG gebruikt als basis om de uitrolratio alsook het primaire doelpubliek te bepalen. Er wordt hierbij uitgegaan van het scenario van een snelle uitrol op 10jaar . Dit is tevens het scenario zoals vooropgesteld binnen het 'Clean Energy for All Europeans'. De uitrolmodaliteiten van deze digitale meter uitrol kunnen teruggevonden worden in

Tabel 26: uitrolscenario digitale meter op 10 jaar ¹⁵²

Segment	Van jaar	Tot jaar	Jaren
Prosumenten	2019	2020	1
Budgetmeters	2019	2020	1
Residentieel < 1.200 kWh/j	2020	2029	9
Residentieel 1.200 – 3.500 kWh/j	2020	2029	9
Residentieel > 3.500 kWh/j	2020	2029	9
Commercieel	2020	2029	9

¹⁵² VREG, Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 9 mei 2017 met betrekking tot de actualisatie van de kosten-batenanalyse slimme meters, 2017

6. Vergelijkende analyse

In dit hoofdstuk worden de resultaten van een vergelijkende analyse van de voorgestelde tariefmodellen besproken. In eerste instantie worden de resulterende indicatieve tarieven, zoals bekomen via het rekenmodel, gegeven.

Daarna wordt een kwantitatieve vergelijking gemaakt van de tariefmodel gebruik makend van de voorgestelde kwantitatieve KPI's, naast een kwalitatieve vergelijking op basis van de voorgestelde kwalitatieve KPI's. De impact van de energietransitiescenario's op zowel de individuele factuur als op het netbeheer en de financiering daarvan wordt in een finale paragraaf weergegeven.

6.1. *Becijfering tariefmodellen*

De cijfers die hieronder worden weergegeven, zijn indicatief en werden berekend op basis van budgetten en rekenvolumes voor de DNB IMEWO. Er wordt telkens een onderverdeling gemaakt voor het tarief dat gebruikt wordt om de ODV's en toeslagen te recupereren (inclusief de ODV's en toeslagen aangerekend via het transmissietarief), en het tarief dat gebruikt wordt om de overige budgetten te recupereren (i.e. de budgetten voor 'gebruik net', 'ondersteunende diensten' en de niet-ODV componenten van het transmissietarief).

6.1.1. Huidige tariefstructuur

Als referentie wordt de huidige tariefstructuur genomen, waarbij een deel van het budget via de netto afname gerecupereerd wordt, een deel via een vaste component, en een deel via de geïnstalleerde productiecapaciteit bij prosumenten. Dit resulteert in volgende tarieven:

Tabel 27: **becijfering huidige tariefstructuur**

		Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
€/kWh netto afname per jaar:	Dag	0,0894	0,0681
	Nacht	0,0468	0,0681
	Exclusief nacht	0,0269	0,0257
Vaste component :		4,3174	
€/geïnstalleerde productiecapaciteit:		76,006	

6.1.2. Tariefvoorstel consultatie

Het tariefmodel dat in het consultatiedocument voorgesteld wordt, bevat een tariefcomponent gebaseerd op het aansluitvermogen, en daarnaast een tariefcomponent gebaseerd op de netto-afgenomen energie. Dit resulteert in volgende tarieven opgenomen in Tabel 28.

Tabel 28: becijfering consultatievoorstel¹⁵³

		Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
Tarief op basis van aansluitvermogen (via vermogenscijven)	X1	€ 50,10	
	X2	€ 102,49	
	X3	€ 191,76	
	X4	€ 265,61	
	X5	€ 360,64	
	X6	€ 535,56	
	X7	21,14 €/kVA	
€/kWh netto afname per jaar:	dag	0,0113894	0,0707
	nacht	0,0113894	0,0707
	Exclusief nacht	0,0113894	0,0267

6.1.3. Vast bedrag per aansluiting

In dit tariefmodel betaalt elke netgebruiker hetzelfde vaste bedrag, dit resulteert in het volgende tarief.

Tabel 29: becijfering vast bedrag

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
Vast bedrag	€ 328,73	€ 304,30

6.1.4. Hybride model volgens kostendrijvers (klassieke meter)

In dit tariefmodel wordt een deel van het budget via de aansluitcapaciteit getarifeerd, een deel via het netto afgenomen verbruik en een deel via een vast tarief. Dit resulteert in het volgende tarief.

¹⁵³ De resultaten van de becijfering van het tariefvoorstel vanuit de consultatie kan afwijken van de cijfers opgesteld tijdens de consultatie. In deze studie is de becijfering gebaseerd op de tarieven voor distributienetbeheerder IMEWO. In de consultatiestudie werd een gemiddelde berekend op basis van Infrax en Eandis distributienetbeheerdersdata.

Tabel 30: becijfering hybride tariefmodel

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
Tarief op basis van aansluitvermogen [€/kVA]	17,4852	0,0000
€/kWh netto afname per	0,0058	0,0000
Vast bedrag	73,2124	303,6047

6.1.5. Piekvermogen

In dit tariefmodel wordt het volledige budget via de piekvermogen gerecupereerd.

Tabel 31: becijfering piekvermogenstarief

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
Tarief op basis van geregistreerde piekafname [€/kW]	68,66	63,56

6.1.6. Piekvermogen inclusief injectie

In dit tariefmodel wordt een deel van het budget via de afnamepiek, en een deel van het budget via de injectiepiek gerecupereerd, dit resulteert in het volgende tarief.

Tabel 32: becijfering tariefvoorstel piekvermogen afname en injectie

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
Tarief op basis van geregistreerde piekafname [€/kW]	65,98	63,56
Tarief op basis van geregistreerde injectiepiek [€/kW]	54,43	0,00

6.1.7. Verbruiksgerelateerd tariefvoorstel inclusief injectie

In dit tariefmodel wordt een deel van het budget via de afgenomen energie, en een deel van het budget via de geïnjecteerde energie gerecupereerd, dit resulteert in het volgende tarief.

Tabel 33: becijfering verbruiksgerelateerd tariefvoorstel

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
Tarief op basis van afname [€/kWh]	0,0686	0,0654
Tarief op basis van injectie [€/kWh]	0,0567	0,0000

6.1.8. Verbruiksgerelateerd tariefvoorstel volgens capaciteitsschijven

In dit tariefmodel wordt getarifeerd op basis van afgenomen energie, met een verschillen tarief naargelang het afgenomen vermogen. Dit resulteert in het volgende tarieven.

Tabel 34: becijfering verbruiksgerelateerd tariefvoorstel in capaciteitsschijven

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
€/ kWh bij piekvermogen < 4 kW	0,0644	0,0596
€/ kWh bij 4 <= piekvermogen < 10 kW	0,1073	0,0993
€/ kWh bij piekvermogen >= 10 kW	0,1610	0,1490

6.1.9. Tariefvoorstel piekgemeten klanten

In dit model wordt een deel van het budget via het aansluitvermogen, een deel via de geregistreerde maandpiek, en de budgetten voor ODV's en toeslagen via de netto afgenomen energie. Dit resulteert in volgende tarieven.

Tabel 35: becijfering tariefvoorstel piekgemeten klanten

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
Tarief op basis van aansluitvermogen [€/kVA]	11,8826	0,0000
Tarief op basis van geregistreerde piekvermogen op maandbasis [€/kW]	3,1998	0,0000
Tarief op basis van netto afname [€/kWh]	0,0000	0,0716

6.1.10. TOU tarief

In dit tariefmodel wordt getarifeerd op basis van afgenomen energie, waarbij het tarief afhangt van het tijdsblok wanneer de energie wordt afgenomen.

Tabel 36: becijfering TOU tariefvoorstel

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
€/kWh tijdsblok 1	0,020856631	0,019306724
€/kWh tijdsblok 2	0,041713262	0,038613449
€/kWh tijdsblok 3	0,069522104	0,064355748
€/kWh tijdsblok 4	0,083426524	0,077226897
€/kWh tijdsblok 5	0,104283155	0,096533621
€/kWh tijdsblok 6	0,031284947	0,028960086

6.1.11. Hybride model volgens kostendrijvers (digitale meter)

In dit tariefmodel wordt een deel van het budget via de geregistreerde afnamepiek getarifeerd, een deel via het netto afgenomen verbruik en een deel via een vast tarief. Dit resulteert in het volgende tarief.

Tabel 37: becijfering hybride tariefvoorstel

	Tarief niet-ODV's	Tarief ODV's en toeslagen
Tarief op basis van piekvermogen [€/kW]	47,9844	0,0000
€/kWh netto afname	0,0058	0,0000
Vast bedrag	73,2124	304,3037

6.2. *Kwantitatieve analyse*

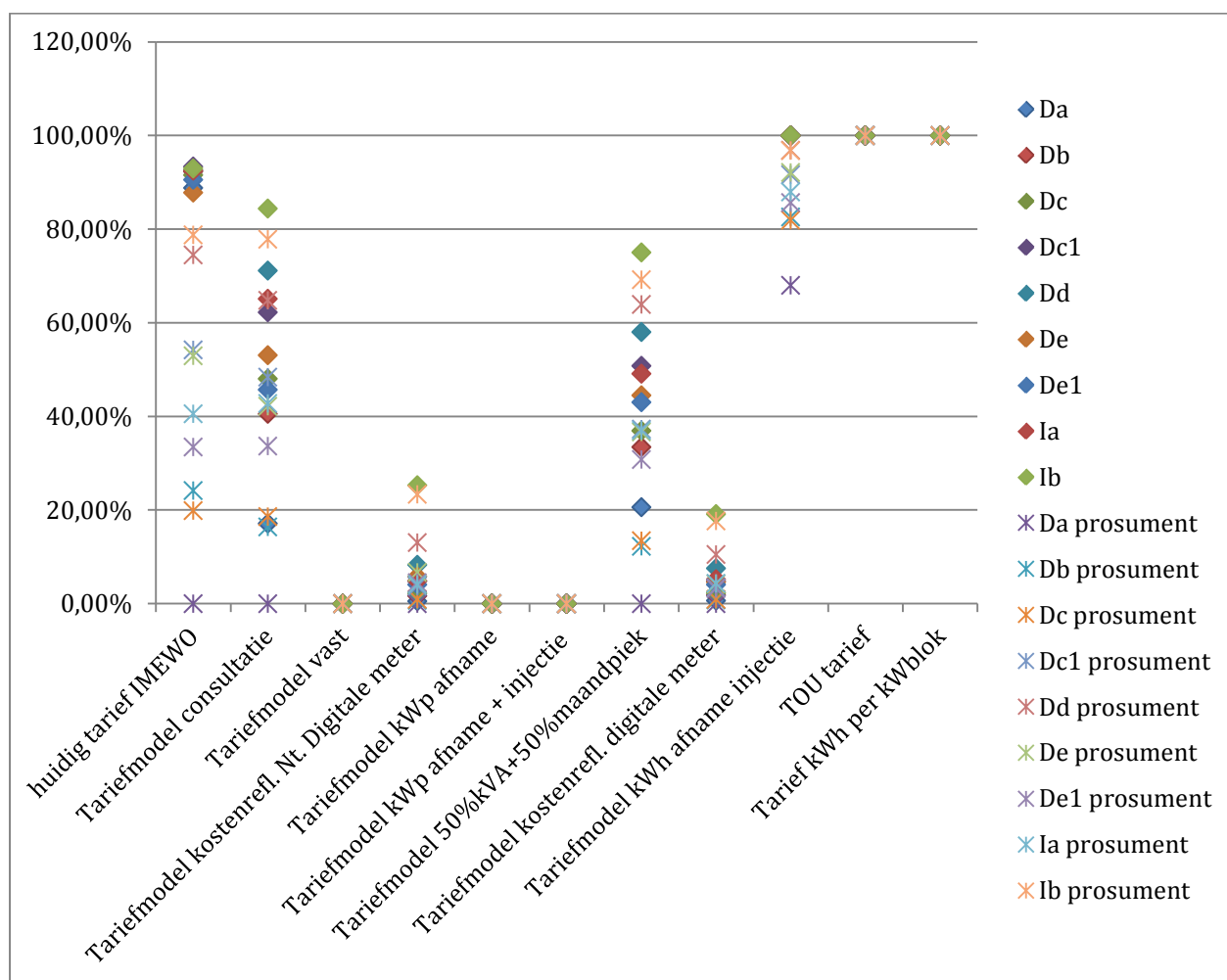
In het rekenmodel wordt voor elk tariefmodel de voorgestelde KPI berekend, om een transparante vergelijking tussen de verschillende tariefmodellen mogelijk te maken. De KPI's worden in eerste instantie berekend vanuit de huidige situatie qua rekenvolumes en klantenverdeling. Op die manier worden tarieven op een gelijke basis beoordeeld, en worden effecten gemeten die enkel terug te brengen zijn op het tariefmodel. De mogelijke impact van de energietransitie op de verschillende tariefmodellen, wordt later besproken (zie par. 6.4).

6.2.1. KPI 1: Duurzaamheid REG

In Figuur 49 wordt voor elk tariefmodel weergegeven wat KPI 1 is voor elke klantengroep. Wat betreft het stimuleren van rationeel energiegebruik scoren de tariefmodellen 'vast' en de tariefmodellen op basis van kWp afname en injectie niet goed. Deze tariefmodellen bevatten geen prikkel, voor geen enkele groep klanten, om efficiënt om te gaan met het energieverbruik.

Tariefmodellen waarbij de netto afgenomen energie een tariefdrager is scoren niet goed op deze KPI voor de 'prosumenten' klantengroepen, i.e. bij installatie van lokale productie vervalt de stimulans om rationeel energie te verbruiken bij deze tarieven.

Enkel de tarieven waarbij de afname gebruikt wordt als voornaamste tariefdrager scoren goed op deze KPI (voor alle klantengroepen). Er moet de bijkomende opmerking gemaakt worden dat tariefmodellen waarbij de afname een grote impact heeft op de factuur, een mindere stimulans kunnen betekenen om over te schakelen naar elektrische voertuigen of warmtepompen.



Figuur 49: Vergelijking van KPI 1 voor elk tariefmodel.

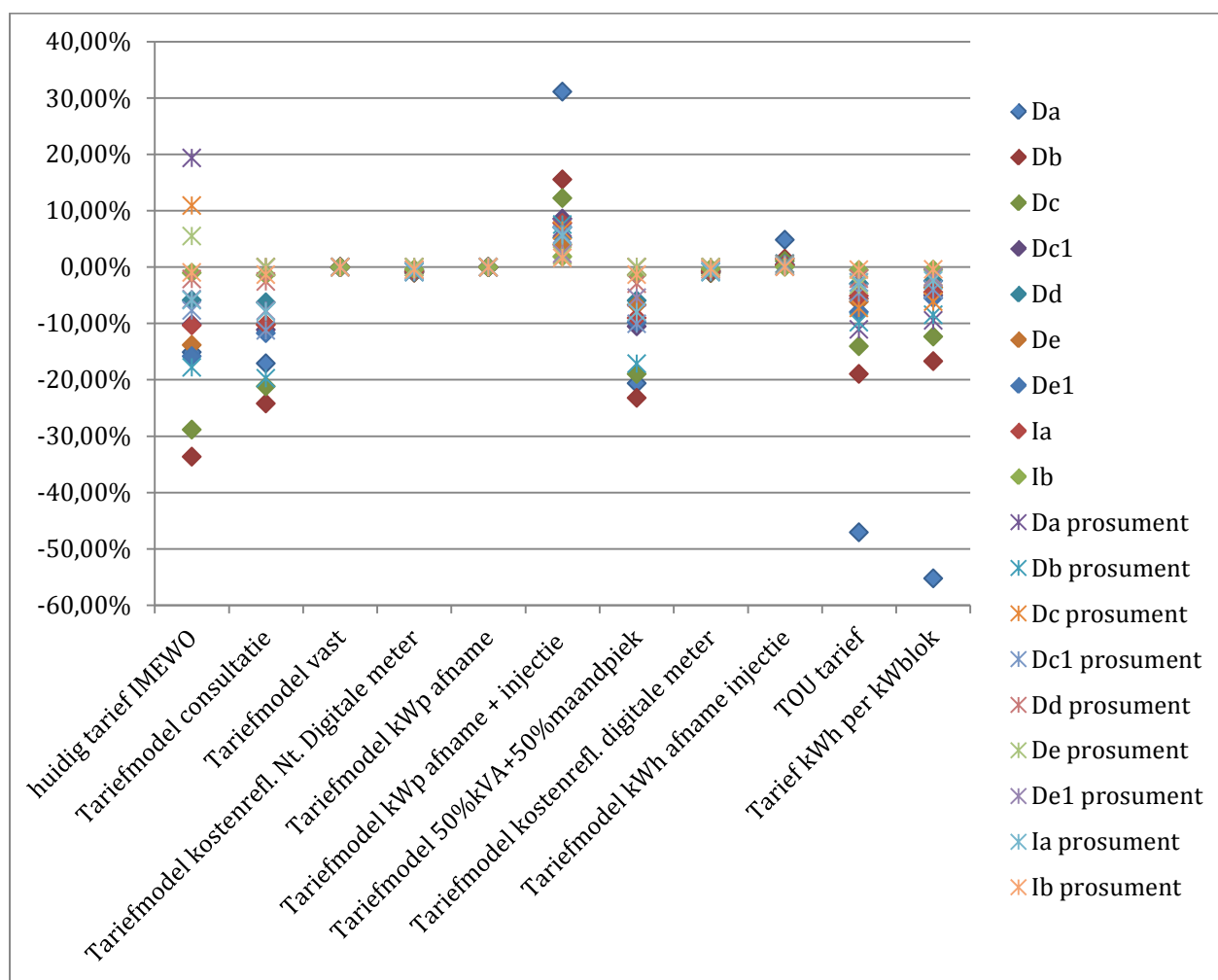
6.2.2. KPI 2: Duurzaamheid HEB

KPI 2a: impact op de investering in PV

In Figuur 50 wordt voor elk tariefmodel weergegeven wat KPI 2a is voor elke klantengroep. Wat betreft het stimuleren van investeringen in PV systemen scoren die tariefmodellen voor alle klanten goed waarbij afname en netto afname een tariefdrager zijn.

De tariefmodellen met een tariefcomponent op basis van injectie scoren niet goed op deze KPI, en dan vooral het tariefmodel 'kWp afname + injectie'. Voor de (kleine) prosumanten, i.e. prosumanten met een beperkte netto-afname, scoort het huidige tarief niet goed op deze KPI. Omwille van het prosumanten tarief betekent een uitbreiding van de bestaande PV installatie geen vermindering meer van de factuur.

De tariefmodellen waarbij een vaste term een groot aandeel vormt van de factuur zijn neutraal wat betreft de stimulans naar investeringen in PV installaties. In deze gevallen heeft een investering in lokale productie weinig tot geen impact op de uiteindelijke factuur.



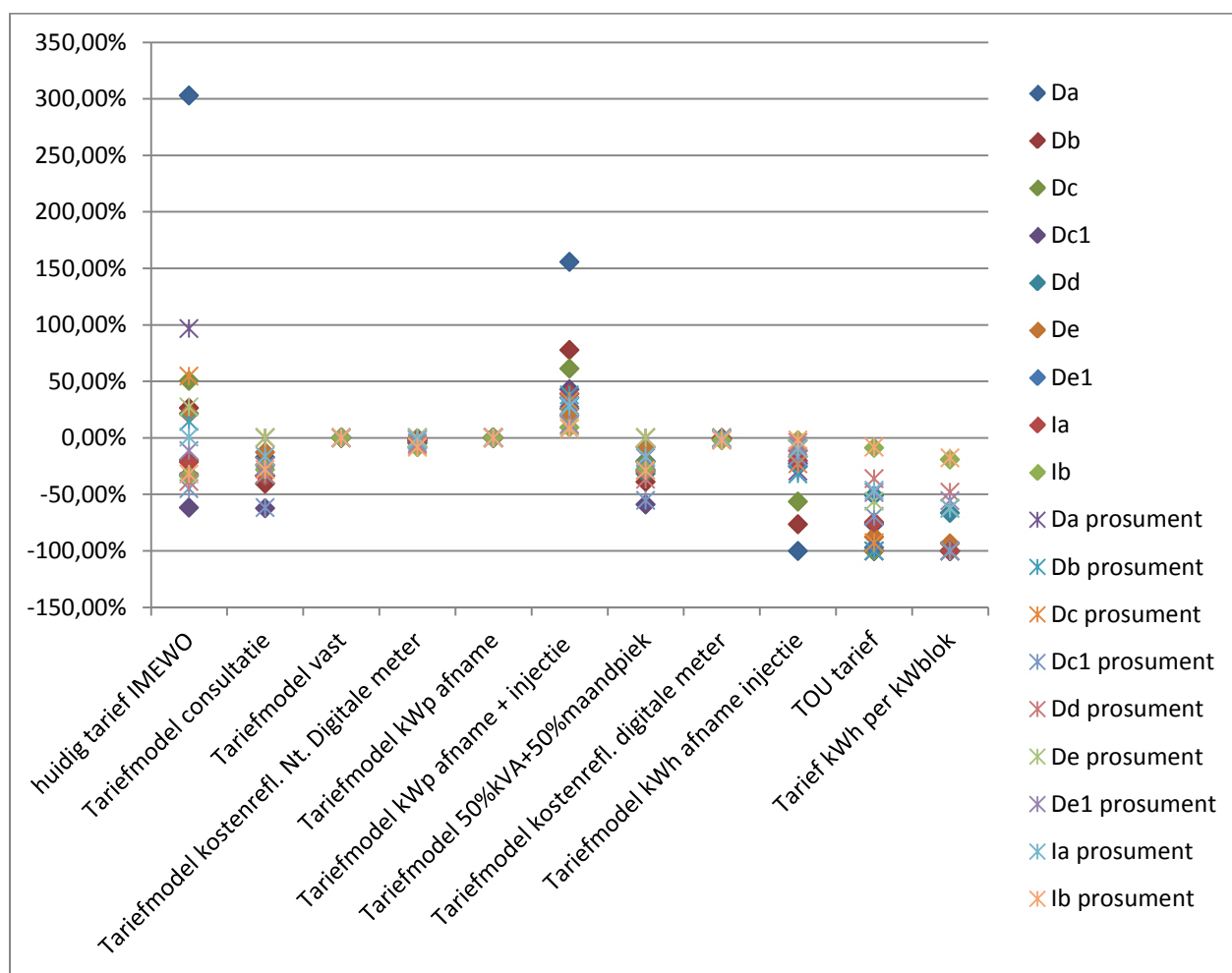
Figuur 50: Vergelijking van KPI 2a voor elk tariefmodel.

KPI 2b: impact op de investering in WKK

In Figuur 51 wordt voor elk tariefmodel weergegeven wat KPI 2b is voor elke klantengroep. Het verschil met KPI 2a zit in het feit dat in deze simulatie de aanname verondersteld dat WKK installaties vrij groot zijn, zowel qua vermogen als qua opgewekte energie. Daarnaast hebben deze installaties een grotere zelfconsumptiegraad in vergelijking met PV installaties.

Dit maakt dat tariefmodellen met een tariefdrager op basis van afname beter scoren op deze KPI, in vergelijking met KPI 2a. Maar betekent ook dat het huidige tariefmodel, en het tariefmodel 'kWp afname + injectie' beduidend minder goed scoren op deze KPI in vergelijking met KPI 2a. Dit is voornamelijk te wijten aan het hogere vermogen van deze productie-installaties.

De tariefmodellen waarbij een vaste term een groot aandeel vormt van de factuur zijn opnieuw neutraal wat betreft de stimulans naar investeringen in WKK installaties. In deze gevallen heeft een investering in lokale productie weinig tot geen impact op de uiteindelijke factuur.



Figuur 51: Vergelijking van KPI 2b voor elk tariefmodel

6.2.3. KPI 3: Impact op de netgebruiker

KPI 3a: individuele tariefimpact

Zowel in Figuur 52 als in Tabel 38 wordt KPI 3a, de individuele impact op de distributienetfactuur, getoond voor elk tariefmodel en elke klantengroep¹⁵⁴.

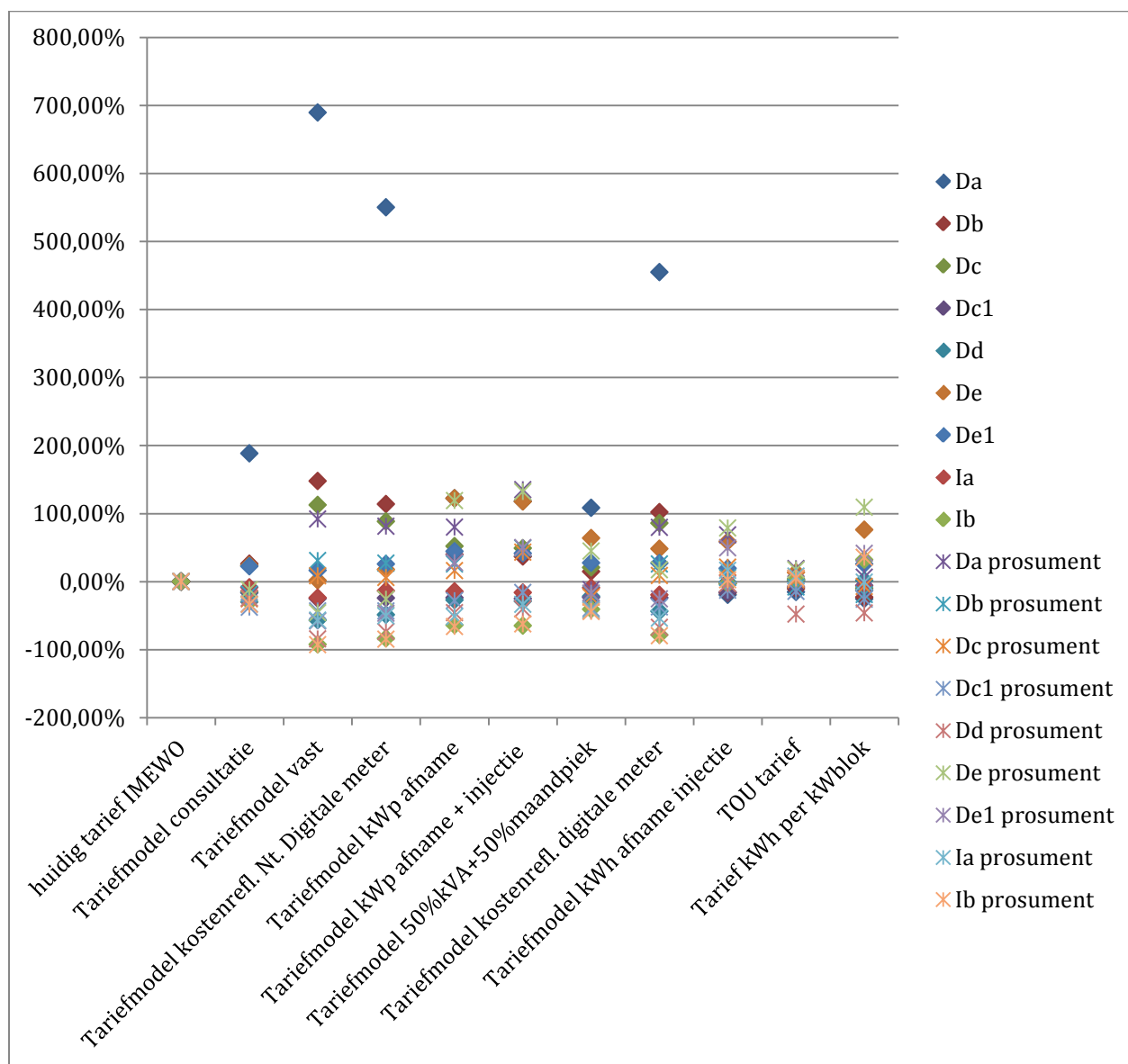
Tariefmodellen waarin een vaste component zit, of waarin een tariefdrager op basis van aansluitvermogen, toegangsvermogen of geregistreerd piekvermogen vastgelegd wordt, betekenen een prijschok voor kleine gebruikers (zowel niet-prosumenten als prosumenten).

Bij een lage afname is altijd een zekere piek-afname of een zeker aansluit- of toegangsvermogen aanwezig. De hoogte van deze piekafname of van het aansluitvermogen is niet noodzakelijk lager dan het piekverbruik of aansluitvermogen van een grotere gebruiker, vandaar het ontstaan van prijsprongen bij deze klantengroepen.

Klantengroepen waarbij een deel van het verbruik in het huidige tarief aangerekend wordt via een exclusief-nacht tarief ondervinden in tarieven waarin de geregistreerde piekafname (of het toegangsvermogen) gebruikt wordt eveneens een grote prijschok. Dit komt omdat deze verbruiksgroepen vaak niet alleen een vrij hoog verbruik hebben, maar ook een relatief groot piekverbruik, wat nadelig wordt in deze tariefmodellen.

Tariefmodellen waarin de afname de voornaamste tariefdrager is (Tariefmodel kWh afname/injectie, TOU tarief en Tarief kWh per kWblok) betekenen de laagste 'instapkost' voor een aansluiting.

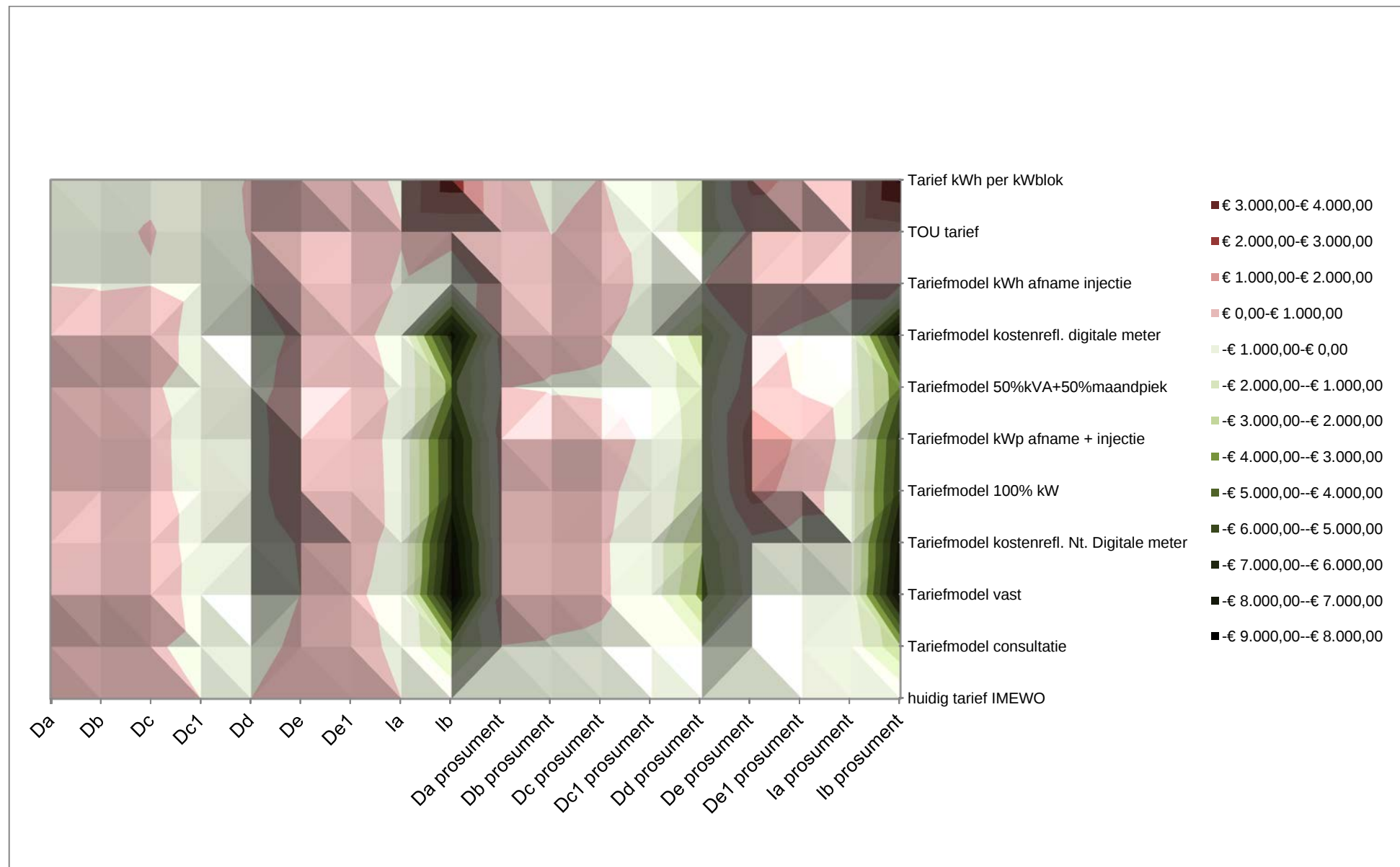
¹⁵⁴ Het betreft de statische impact volgens het gedrag op de dag van vandaag.



Figuur 52: Vergelijking van KPI 3a voor elk tariefmodel.

Tabel 38: Vergelijking van KPI 3a voor elk tariefmodel.

KPI 3a	Huidig tarief IMEWO	Tariefmodel consultatie	Tariefmodel vast	Tariefmodel kostenrefl. niet digitale meter	Tariefmodel piek-vermogen	Tariefmodel piek-vermogen inclusief injectie	Tariefmodel piekgemeten klanten	Tariefmodel kostenrefl. digitale meter	Tariefmodel verbruiks-gerelateerd inclusief injectie	TOU tarief	Tariefmodel verbruiks-gerelateerd in capaciteits-schijven
Da	0,00%	188,48%	689,47%	550,24%	122,60%	118,09%	108,65%	455,05%	-19,52%	-14,99%	-25,53%
Db	0,00%	26,38%	147,93%	114,11%	39,81%	36,98%	14,91%	102,19%	-16,39%	-10,39%	-22,63%
Dc	0,00%	23,88%	112,55%	88,64%	52,27%	49,19%	20,70%	86,19%	-2,99%	3,88%	-9,86%
Dc1	0,00%	-16,59%	-24,93%	-23,96%	-23,49%	-25,04%	-23,39%	-23,83%	-15,42%	-8,15%	-12,53%
Dd	0,00%	-14,58%	-56,74%	-48,68%	-27,08%	-28,56%	-21,53%	-43,48%	-0,98%	1,28%	1,75%
De	0,00%	23,69%	1,93%	17,75%	122,46%	117,96%	64,15%	48,35%	58,93%	13,83%	76,26%
De1	0,00%	22,44%	16,65%	25,77%	44,71%	41,78%	27,80%	27,22%	19,54%	0,37%	25,81%
Ia	0,00%	-8,47%	-23,84%	-13,67%	-14,42%	-16,15%	-9,03%	-19,35%	-2,80%	2,42%	-5,73%
Ib	0,00%	-29,54%	-92,41%	-83,52%	-63,82%	-64,55%	-40,53%	-78,18%	-2,96%	2,63%	32,07%
Da prosumant	0,00%	-19,42%	92,05%	81,37%	80,10%	135,24%	-11,72%	79,89%	68,53%	19,30%	6,22%
Db prosumant	0,00%	-18,06%	31,17%	27,21%	25,75%	49,03%	-17,69%	25,75%	5,96%	-8,18%	-18,94%
Dc prosumant	0,00%	-25,39%	8,40%	6,06%	16,37%	43,47%	-22,72%	8,92%	21,39%	2,74%	-7,13%
Dc1 prosumant	0,00%	-37,77%	-43,34%	-43,08%	-28,04%	-16,10%	-39,42%	-37,40%	-12,65%	-14,51%	-25,56%
Dd prosumant	0,00%	-24,19%	-84,37%	-73,65%	-45,84%	-40,24%	-42,42%	-67,30%	-3,09%	-47,75%	-46,20%
De prosumant	0,00%	-11,68%	-45,53%	-25,84%	119,09%	132,17%	45,11%	17,63%	78,65%	17,51%	109,42%
De1 prosumant	0,00%	-33,07%	-57,97%	-46,34%	28,00%	50,05%	-16,89%	-25,15%	49,81%	5,33%	41,43%
Ia prosumant	0,00%	-32,97%	-56,81%	-50,44%	-51,47%	-33,51%	-41,93%	-53,66%	16,57%	8,00%	-0,60%
Ib prosumant	0,00%	-33,40%	-92,84%	-84,44%	-65,85%	-62,20%	-43,79%	-79,39%	2,80%	5,25%	35,44%



Figuur 53: Individuele absolute tariefimpact

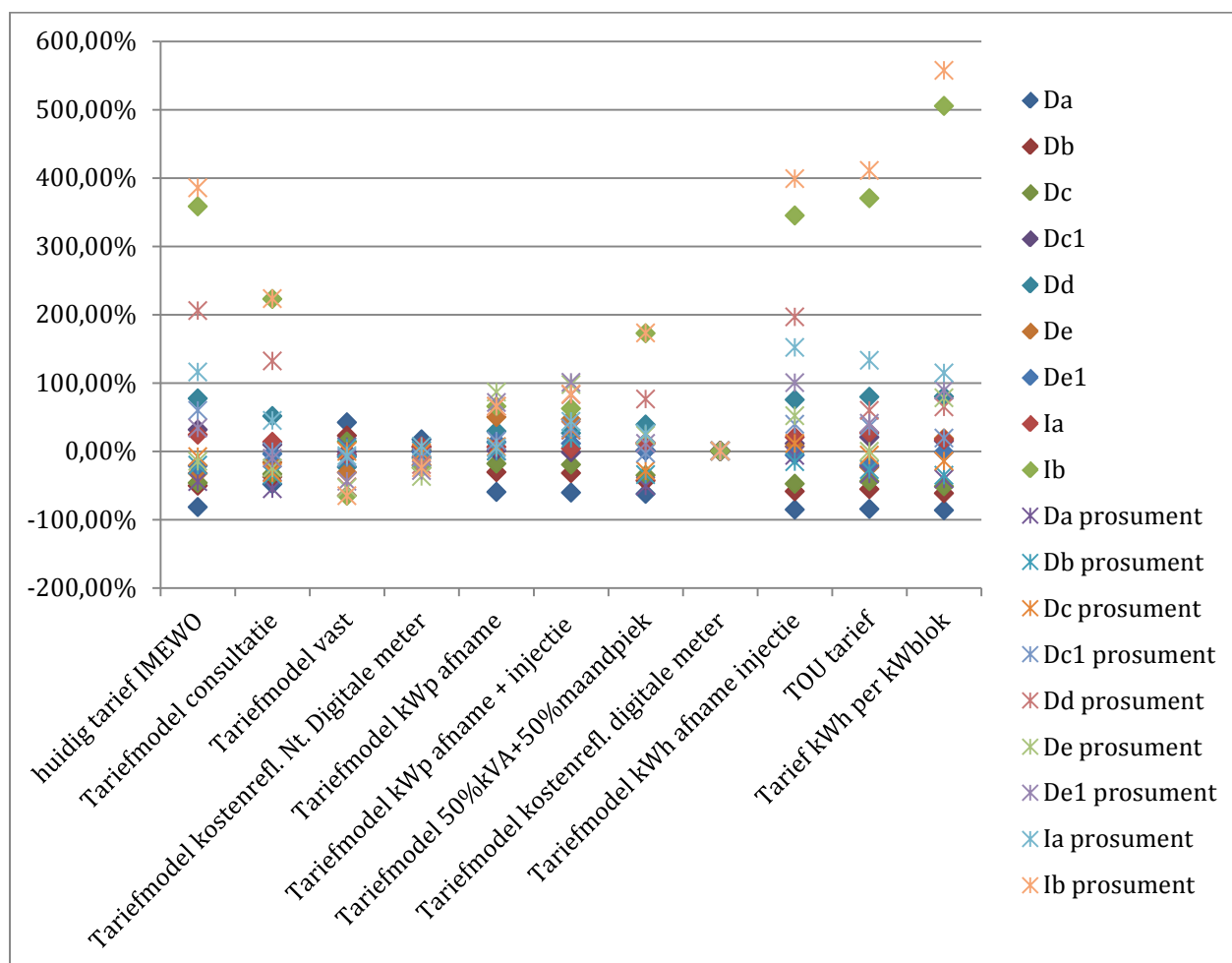
KPI 3b: welvaatsdistributie

Een tweede indicator om de impact op de netgebruikers te analyseren, kijkt naar de verdeling van sociale welvaart. In Figuur 54 wordt KPI 3b getoond voor elk tariefmodel en elke klantengroep.

Deze vergelijking maakt duidelijk dat tariefmodellen met een hogere vaste component, of met een belangrijke component op basis van piekafname in mindere mate het principe van sociale welvaartsverdeling toepassen. Deze tariefmodellen benaderen over de klantengroepen heen het gelijkheidsprincipe volgens de kostenreflectieve verdeling.

Tariefstructuren die een groot gewicht toekennen aan de geregistreerde afname (kWh) om het netgebruik af te rekenen kennen een sterke mate van welvaartsverdeling. In dit geval zullen de klantengroepen 'lb prosumant', 'lb' en 'Dd prosumant' relatief meer bijdragen om de totale kosten van het distributienet te vergoeden dan andere klantengroepen. Voornamelijk de klantengroepen 'Da' en 'Db' ondervinden hier de voordelen van. De huidige tariefstructuur op basis van kWh, onder het meetprincipe van de klassieke meter, kent eveneens een sterk socialiserend effect voor de klantengroep "Da prosumant", i.e. deze klantengroep draagt 53% minder dan het kostenreflectieve optimum zou voorschrijven. Dit is het gevolg van het principe van de terugdraaiende teller waarbij enkel de resterende netto-afname aanleiding geeft tot distributienetkosten.

Eveneens binnen het tariefvoorstel van de piekgemeten klanten zullen er sociale afdrachten optreden vanwege de klantengroepen 'lb' en 'lb prosumanten' voornamelijk naar de kleinere afnamers.



Figuur 54: Vergelijking van KPI 3b voor elk tariefmodel.

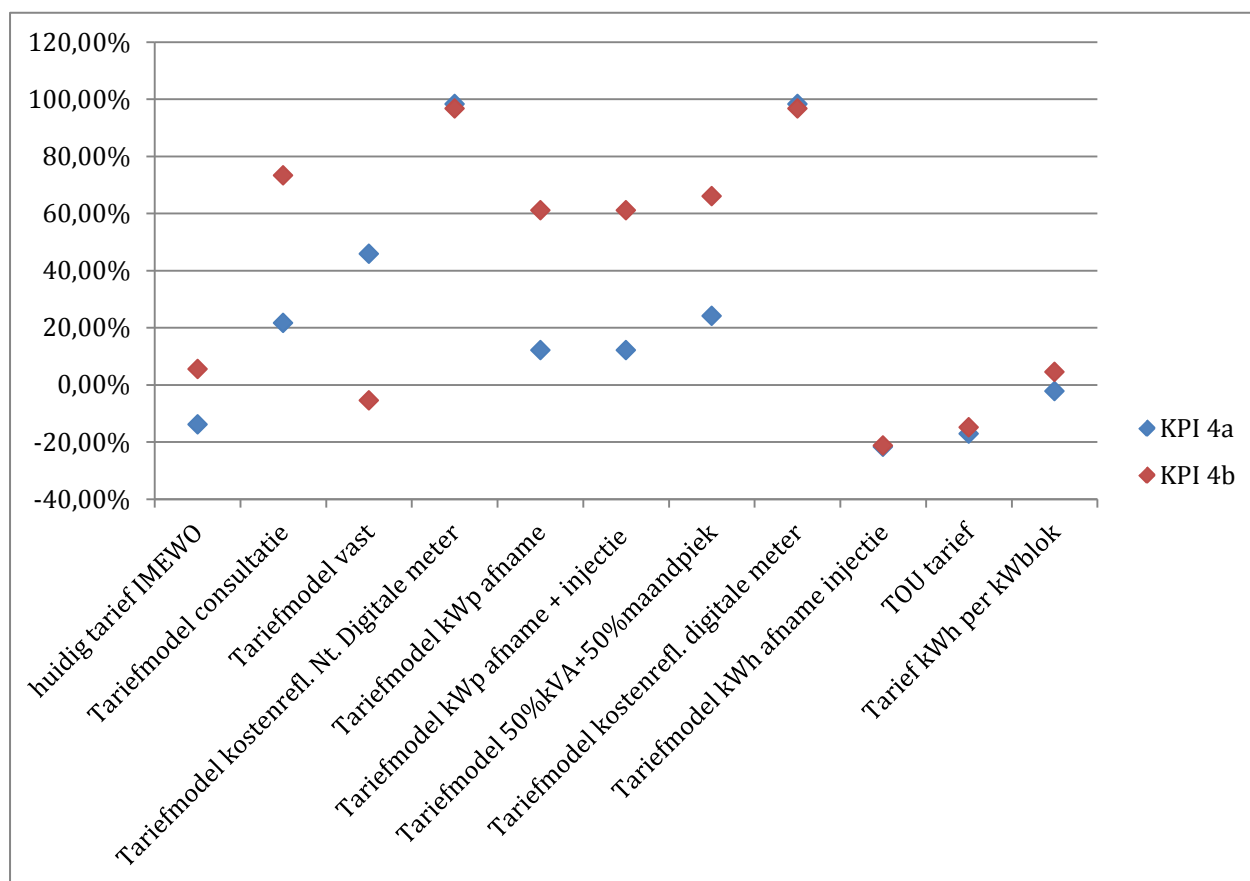
Tabel 39: Vergelijking KPI3b voor elke klantengroep

KPI 3b	Huidig tarief IMEWO	Tariefmodel consultatie	Tariefmodel vast	Tariefmodel kostenrefl. niet digitale meter	Tariefmodel piek- vermogen	Tariefmodel piek- vermogen inclusief injectie	Tariefmodel piekgemeten klanten	Tariefmodel kostenrefl. digitale meter	Tariefmodel verbruiks- gerelateerd inclusief injectie	TOU tarief	Tariefmodel verbruiks- gerelateerd in capaciteits- schijven
Da	-81,98%	-48,03%	42,23%	17,15%	-59,90%	-60,71%	-62,41%	0,00%	-85,50%	-84,68%	-86,58%
Db	-50,54%	-37,50%	22,62%	5,89%	-30,85%	-32,25%	-43,17%	0,00%	-58,65%	-55,68%	-61,73%
Dc	-46,29%	-33,46%	14,16%	1,32%	-18,22%	-19,87%	-35,17%	0,00%	-47,89%	-44,21%	-51,59%
Dc1	31,28%	9,51%	-1,45%	-0,17%	0,45%	-1,58%	0,58%	0,00%	11,04%	20,58%	14,83%
Dd	76,94%	51,14%	-23,45%	-9,19%	29,02%	26,41%	38,84%	0,00%	75,20%	79,20%	80,04%
De	-32,59%	-16,62%	-31,29%	-20,62%	49,96%	46,92%	10,65%	0,00%	7,13%	-23,27%	18,81%
De1	-21,40%	-3,76%	-8,31%	-1,14%	13,75%	11,45%	0,46%	0,00%	-6,03%	-21,10%	-1,11%
Ia	23,99%	13,48%	-5,57%	7,03%	6,11%	3,96%	12,79%	0,00%	20,52%	26,98%	16,88%
Ib	358,21%	222,83%	-65,23%	-24,48%	65,78%	62,42%	172,51%	0,00%	344,65%	370,26%	505,18%
Da prosumant	-44,41%	-55,21%	6,76%	0,82%	0,11%	30,77%	-50,93%	0,00%	-6,32%	-33,68%	-40,95%
Db prosumant	-20,48%	-34,84%	4,32%	1,16%	0,00%	18,52%	-34,55%	0,00%	-15,73%	-26,98%	-35,54%
Dc prosumant	-8,19%	-31,50%	-0,48%	-2,63%	6,84%	31,72%	-29,05%	0,00%	11,45%	-5,68%	-14,74%
Dc1 prosumant	59,75%	-0,59%	-9,48%	-9,06%	14,95%	34,03%	-3,22%	0,00%	39,54%	36,58%	18,92%
Dd prosumant	205,78%	131,80%	-52,20%	-19,43%	65,63%	82,74%	76,07%	0,00%	196,35%	59,76%	64,51%
De prosumant	-14,99%	-24,92%	-53,70%	-36,95%	86,25%	97,37%	23,36%	0,00%	51,87%	-0,10%	78,03%
De1 prosumant	33,60%	-10,57%	-43,84%	-28,31%	71,01%	100,48%	11,04%	0,00%	100,14%	40,73%	88,96%
Ia prosumant	115,78%	44,65%	-6,81%	6,94%	4,72%	43,48%	25,31%	0,00%	151,54%	133,03%	114,49%
Ib prosumant	385,24%	223,16%	-65,24%	-24,47%	65,73%	83,44%	172,75%	0,00%	398,83%	410,70%	557,22%

6.2.4. KPI 4: Kostenreflectiviteit

In Figuur 55 wordt een vergelijking van KPI 4a en 4b getoond voor elk tariefmodel. In (bijna) elk tariefmodel is de kostenreflectiviteit beter wanneer enkel de budgetten exclusief ODV's en toeslagen in rekening wordt genomen (KPI 4a is bijna altijd groter dan KPI 4b).

Daarnaast scoren de tarieven waarin een capaciteits-gerelateerde tariefdrager belangrijk is (afname piek, injectiepiek, aansluitvermogen of toegangsvermogen) beter op deze indicator. Tariefmodellen waarin enkel op basis van afname (en injectie) wordt getarifeerd zijn niet kostenreflectief.

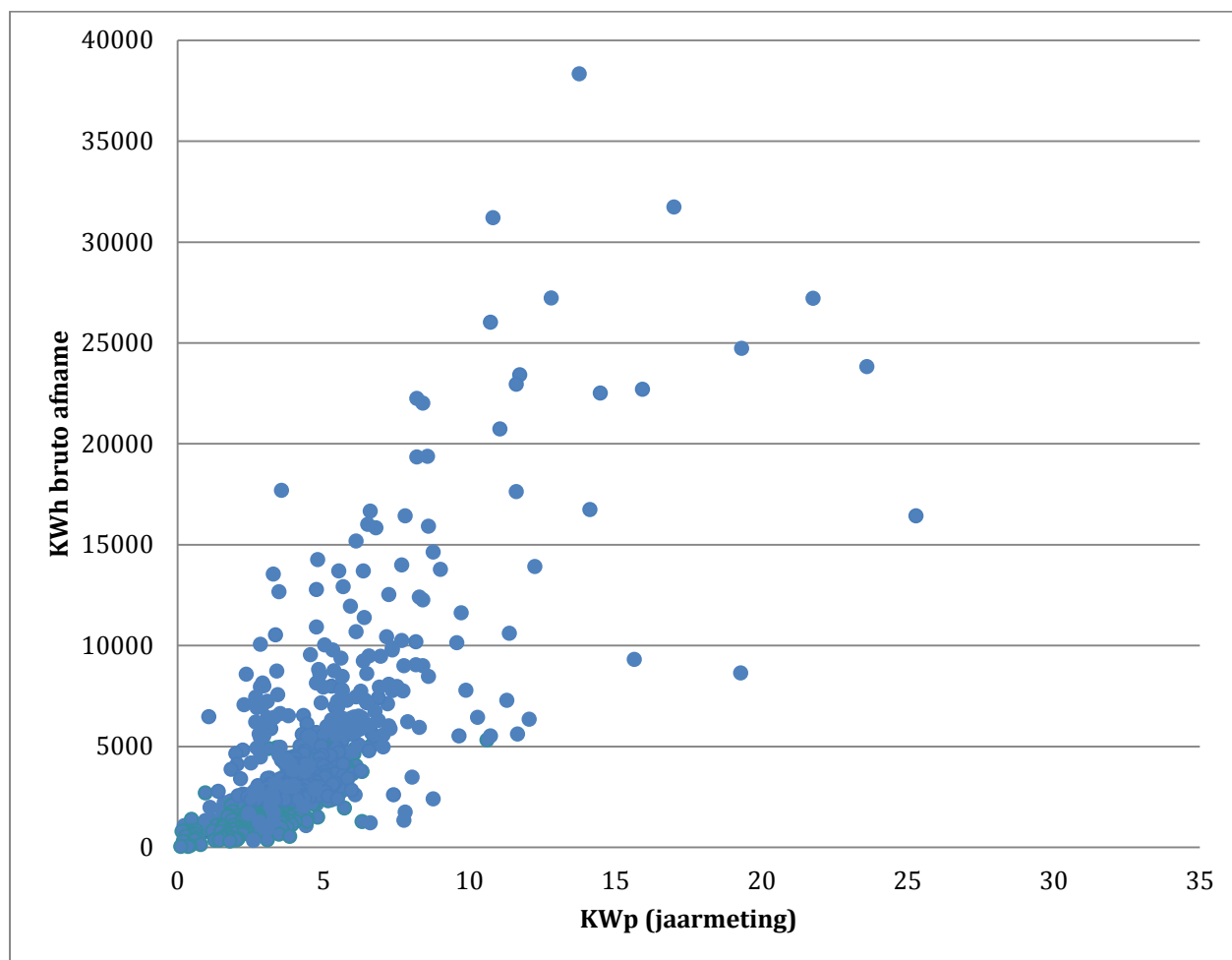


Figuur 55: Vergelijking van KPI 4a en 4b voor elk tariefmodel.

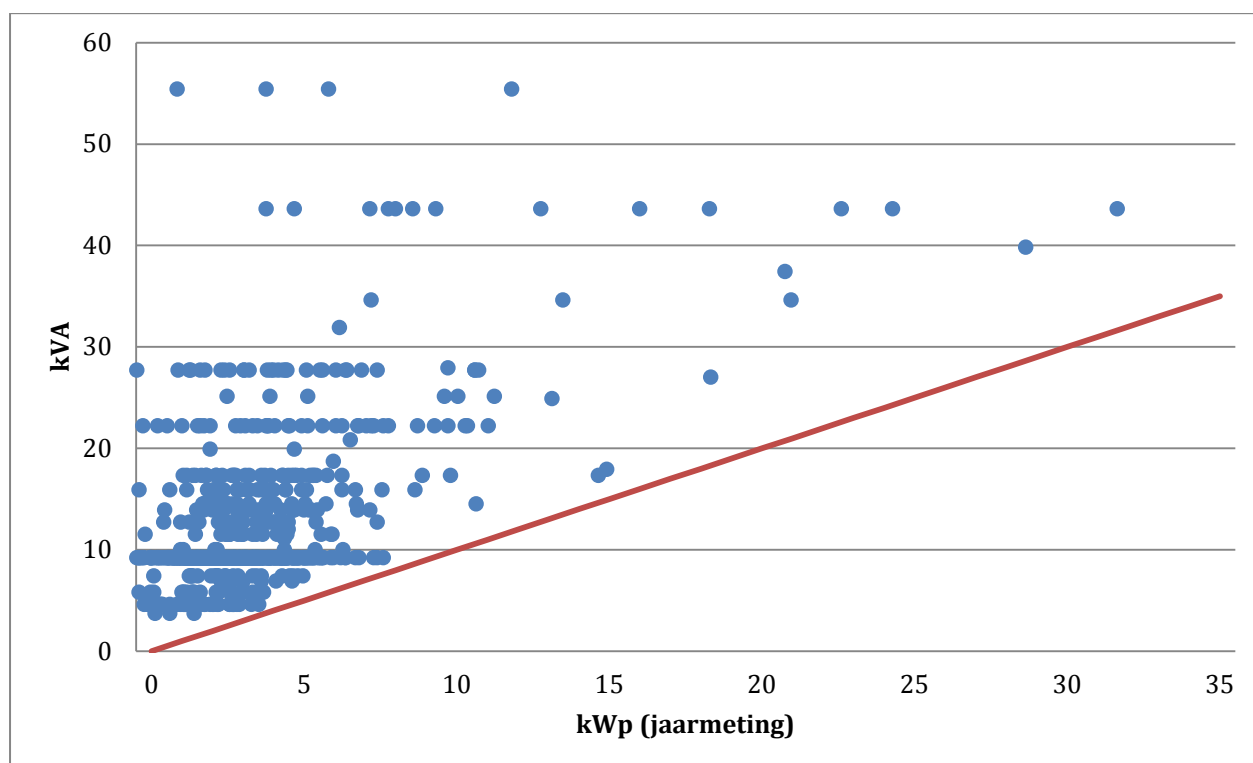
Indien we de kosten voor de netbeheerder voor de uitbating van het laagspanningsdistributienet in beschouwing nemen, exclusief de kosten voor de ODV's, is capaciteit de primaire kostendrijver. Dit is reeds beschreven in Sectie 3.4. De impliciete veronderstelling dat een netgebruiker met een hoge bruto afname eveneens een hoge piekafname zou kennen is niet altijd geldig. Om dit te illustreren werd Figuur 56 opgesteld waarbij de jaarlijkse bruto afname (kWh) en de jaargemeten piekcapaciteit voor de volledige steekproef geplot werd. Hieruit blijkt dat er geen eenduidig verband is tussen het afgenomen volume elektriciteit en de maximaal gebruikte capaciteit. Bijgevolg kan geconcludeerd worden dat de bruto afname (kWh) geen goede proxy is voor het piekvermogen.

Analoog werd de vergelijking gemaakt tussen de technische aansluitcapaciteit (kVA) en het geregistreerde maximale piekvermogen op jaarbasis. De resultaten staan weergegeven in Figuur 57. Hieruit kan geconcludeerd worden dat de technische aansluitcapaciteit vaak sterk overgedimensioneerd is in vergelijking tot het effectieve capaciteitsverbruik. Bijgevolg kan gesteld worden dat de huidige technische aansluitcapaciteit geen goede benadering is van de effectief gebruikte capaciteit. Echter, indien de mogelijkheid geboden wordt aan de netgebruikers om de technische aansluitcapaciteit aan te passen in functie van de daadwerkelijke capaciteitsnood kan een sterke link bewerkstelligd worden tussen de technische aansluitcapaciteit en de piekvermogen. Bovendien zal met de digitale meter de mogelijkheid geboden worden om de aansluitcapaciteit dynamisch in te stellen, het zogenaamde toegangsvermogen.

Hierdoor kan de link tussen (contractuele) aansluitcapaciteit (kVA) en de piekvermogen (kWp) verder geoptimaliseerd worden.



Figuur 56: jaarlijkse piekafname versus de jaarlijkse brute afname



Figuur 57: technische aansluitcapaciteit versus geregistreerd piekvermogen

6.2.5. KPI 5: Rationeel netgebruik

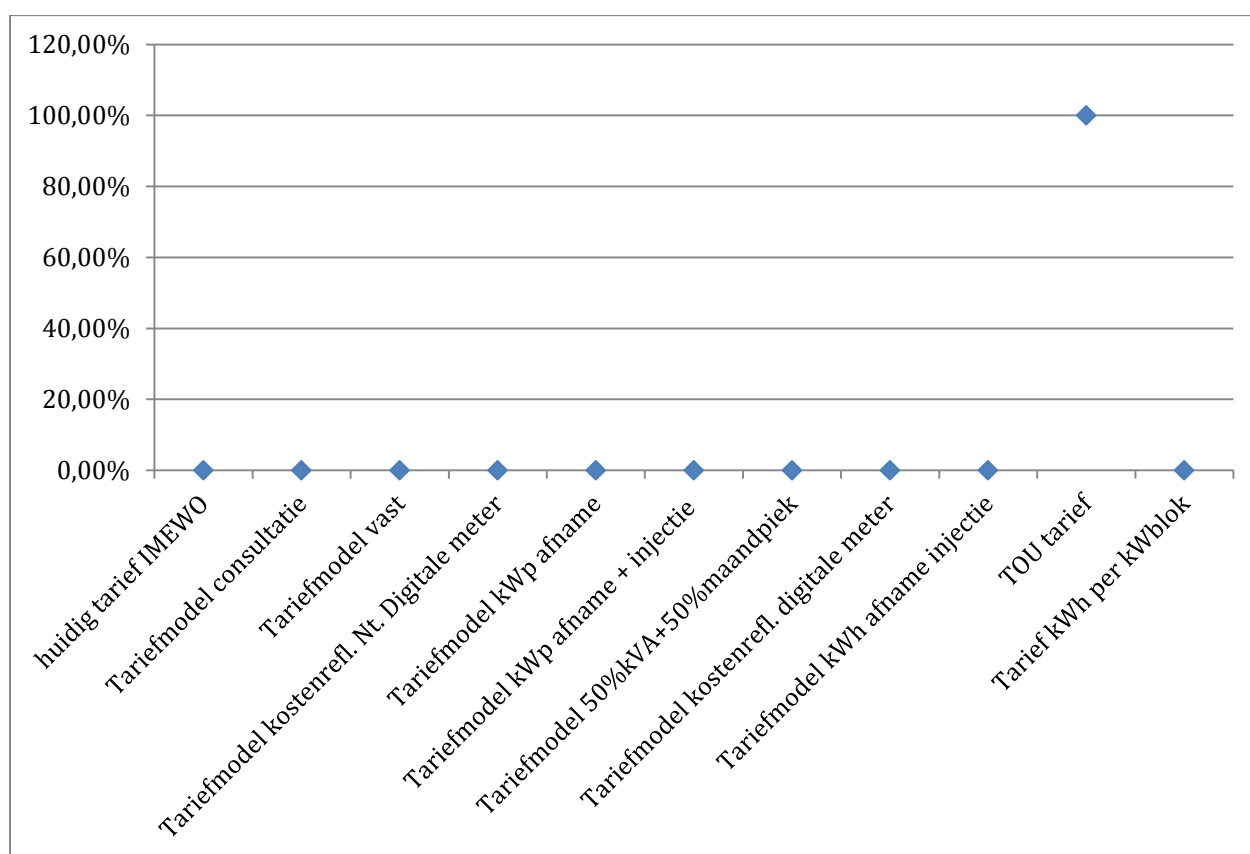
In Figuur 58 wordt een vergelijking van KPI 5 getoond voor elk tariefmodel. Via KPI 5 wordt gemeten in hoeverre de tariefstructuur een afname synchroon met de verwachte lokale systeempiek al dan niet stimuleert.

In de vergelijking is het TOU tarief het enige tariefmodel dat enigszins rekening houdt met een notie van systeempiek, via de voor gedefinieerde TOU tijdsblokken, daarom is dit het enige tarief dat goed scoort op deze indicator.

De opmerking kan gemaakt worden dat tarieven waarbij gestimuleerd wordt om de eigen afname of injectiepiek te beperken ook in zekere zin zullen zorgen voor een lagere systeempiek. Wat betreft de tariefmodellen toepasbaar op installaties met een klassieke meter kunnen het consultatietarief en het kostenreflectieve tarief in die zin zorgen voor een beperking van de afnamepiek en injectiepiek, zeker wanneer aan aansluitingen de mogelijkheid geboden wordt om het aansluitvermogen naar beneden aan te passen.

Wat betreft de tarievenmodellen toepasbaar op installaties met een digitale meter kunnen de tariefmodellen waarin de afnamepiek en/of injectiepiek expliciet als tariefdrager meegenomen wordt, zorgen voor een beperking van afname- en/of injectiesysteempiek. Daarnaast is het tariefmodel 'kWh per kW-blok' voordelig voor vlakke afnameprofielen, wat ook kan bijdragen tot een verlaagde systeempiek.

Bij een TOU tarief moet opgelet worden dat geen 'nieuwe' systeempieken ontstaan, zeker wanneer toestellen automatisch worden afgesteld om in te schakelen bij verandering naar een goedkoper tijdsblok.



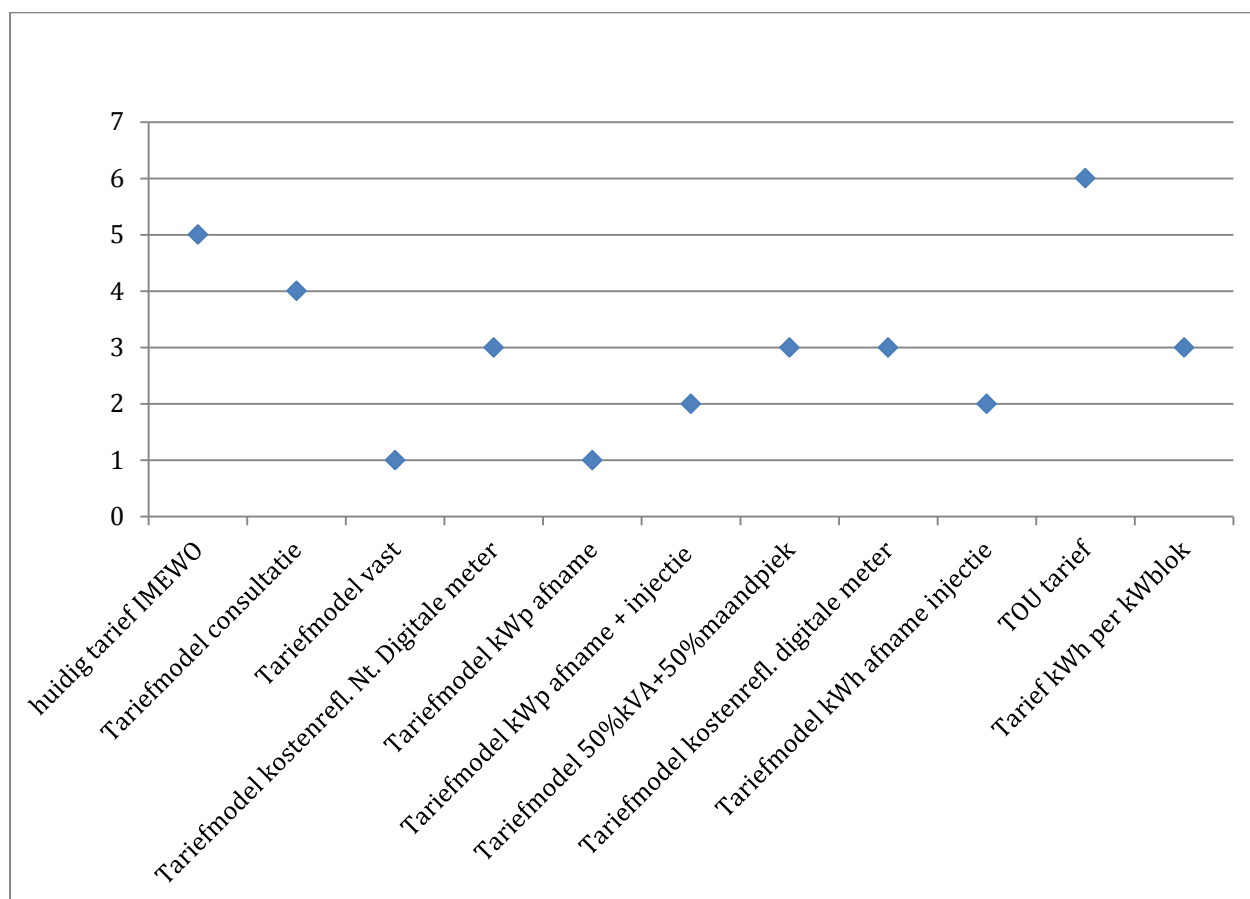
Figuur 58 Vergelijking van KPI 5 voor elk tariefmodel.

6.2.6. KPI 6: Eenvoud.

In Figuur 59 wordt een vergelijking van KPI 6 getoond voor elk tariefmodel. Er worden 2 tarieven in de vergelijking meegenomen waarin slechts 1 tariefdrager zit: het tariefmodel 'vast', en het tariefmodel kWp

afname, deze scores bijgevolg het beste op deze indicator. Het TOU tarief wordt als het minst eenvoudig beschouwd, want het telt 6 tariefdragers.

Naar impact op de implementatie van een tariefmodel is de eenvoud van een tariefmodel belangrijk, zoals het gemeten wordt door deze indicator. Maar daarnaast is het ook belangrijk om de verwerking van de opgemeten waarden zo eenvoudig mogelijk te houden. In die zin scoren de 'digitale meter' tariefmodellen minder goed in vergelijking met de 'klassieke meter' tariefmodellen, omdat bij deze tariefmodellen kwartuurmetingen verwerkt moeten worden. De berekeningen nodig voor het TOU tarief en het tarief 'kWh per kWblok' zijn in die zin ook de meest ingewikkelde.



Figuur 59 Vergelijking van KPI 6 voor elk tariefmodel.

6.3. Kwalitatieve analyse

6.3.1. Marktimpact

Vanuit dit principe beoogt men een distributietariefstructuur te ontwerpen die niet-marktversturend werkt of aanleiding geeft tot oneerlijke concurrentie. De relevante distributienettarieven mogen geen impact uitoefenen op de activiteiten van een externe marktpartij. Deze externe marktpartij kan geïnterpreteerd worden als de energieleverancier, de evenwichtsverantwoordelijke en de aggregator.

Vanuit het oogpunt van de energieleveranciers kan er een impact ondervonden worden op de uitvoering van zijn marktactiviteiten wanneer het distributienettarief te sterk sturend is en indirect de flexibiliteit van de netgebruiker oproept. Indien de voorgestelde tariefstructuur namelijk een sterke prikkel vertegenwoordigt ter bevordering van e.g. rationeel netgebruik kan dit ertoe leiden dat de finale netgebruiker in grote mate het gedrag gaat wijzigen om de totale distributienetkosten te reduceren. Hierbij kan de indirecte sturing van het afname en/of injectiegedrag van de netgebruiker, externe signalen van derde partijen, waaronder de leverancier, tegenwerken. Gegeven een bepaalde tarifiering van de commodity, opgesteld vanuit een bepaalde strategie (e.g. prijszetting in functie van beschikbaarheid hernieuwbare energie bij een 'groene' leverancier) kan het gewenste effect op het gedrag van de netgebruiker uitblijven indien de sturing van de distributienettarieven overheerst. Gezien het relatieve aandeel van de distributienetkosten in de totale

energiefactuur van de laagspanningsnetgebruiker kan dit effect zich manifesteren. Dit aandachtspunt zal enkel van toepassing zijn bij de uitrol van de digitale meter. Momenteel kan er nog onvoldoende data geregistreerd worden en tevens zijn de tarifaire mogelijkheden beperkter. Voor de netgebruikers met een digitale meter is het sturende effect van de distributienettarieven het hoogste bij het TOU tarief. Hierbij wordt de klant aangezet om het netgebruik te desynchroniseren met het lokale systeempiekgebruik. Echter, deze prikkels kunnen conflicterend zijn met de gekozen tariefperiodes van de leverancier. In beperkte mate kan er eveneens een conflict optreden bij het tarief gebaseerd op de energieafname, gedefinieerd in een getrappt tarief op basis van de capaciteit. Binnen dit tarief wordt de capaciteit namelijk op kwartuurbasis bijgehouden en de klant wordt hierbij aangemoedigd om op individueel niveau het piekvermogen te reduceren en een vlak afnameprofiel te bekomen. Dit kan in strijd zijn met het beoogde objectief van de leverancier. Bij de tarieven op basis van piekvermogen zal dit effect zich beperkt tot niet manifesteren aangezien er gewerkt wordt met de jaarlijkse registratie van het piekvermogen.

Bijkomend, en van toepassing voor alle tariefstructuren, is de vereiste dat de datakwaliteit van de tariefdrager waarop de tariefstructuur steunt, voldoende hoog is alvorens de facturatie hierop te baseren. Aangezien de leverancier de single point of contact (SPOC) is binnen het huidige marktmodel moet vermeden worden dat de invoering van een bepaald tarief gepaard gaat met klachten en rectificaties die hun oorzaak zouden vinden in een ontoereikende datakwaliteit.

Daarnaast kan een tarief, dewelke een hoge prijsschok van de totale energiefactuur teweegbrengt, mogelijk leiden tot een verhoging van het aantal wanbetalingen. Dit is zeker een aandachtspunt voor consumenten met een laag verbruik. Hierbij kan de link gelegd worden met de indicator 3a die de relatieve prijsschok becijfert.

Ook vanuit het oogpunt van de evenwichtsverantwoordelijke kan de invoering van een bepaald distributietarief een effect hebben op de marktprocessen. Indien een tariefontwerp beoogt de netgebruikers sterk aan te zetten op een rationele manier het net te gebruiken kan dit een effect hebben op de voorspelbaarheid van het balanceringsportfolio van de evenwichtsverantwoordelijke. Om het portfolio van een evenwichtsverantwoordelijke in balans te houden maakt hij gebruik van theoretische voorspellingen op basis van historische data. Indien de prijsprikkel van de distributienettarieven, flexibiliteit indirect activeert en bijgevolg een sterke sturing kent van het afname en/of injectiegedrag, is de historische data, waarom de evenwichtsprocessen gebaseerd zijn, niet meer representatief. Dit effect zou kunnen plaatsvinden bij een TOU tarief of het verbruikstarief gedefinieerd in capaciteitsschijven. Echter, er zijn nog meer trends die een effect kunnen hebben op het evenwichtsportfolio van een BRP (Balance responsible party) (e.g. toename van variabele hernieuwbare productiecapaciteit). Flexibiliteit zal m.a.w. vanuit verschillende hoeken nodig zijn om vraag en aanbod in evenwicht te houden.

Tenslotte kan er eveneens een effect zijn op de marktactiviteiten van een aggregator. Hierbij dient geduid te worden op het verschil tussen commerciële en technische flexibiliteit. Commerciële flexibiliteit wordt beschreven als de mogelijkheid van een netgebruiker om zijn afname of injectiegedrag aan te passen op basis van externe signalen en waar de deelname vrijwillig is. Commerciële flexibiliteit wordt aangeboden door een marktspeler (netgebruiker, aggregator, of evenwichtsverantwoordelijke) en vergoed op basis van een vrije, commerciële prijs. Technische flexibiliteit daarentegen is een verplichting die een netbeheerder oplegt aan de netgebruiker al dan niet met een gereguleerde compensatie. Een aggregator, actief op de commerciële markt kan een effect ondervinden op de beschikbaarheid van flexibiliteit bij bepaalde voorgestelde tariefstructuren. Bij klanten met een klassieke meetinstallatie kan dit het geval zijn bij een tarief op basis van de technische aansluitcapaciteit (i.e. tarief consultatie). Hierbij kan een dergelijke tariefstructuur tot gevolg hebben dat netgebruikers de technische aansluitcapaciteit, al dan niet tegen een bepaalde kostprijs, laten reduceren. Bijgevolg zal het beschikbare flexibiliteitskader eveneens gereduceerd zijn. Voor klanten met een digitale meter wordt gewerkt met de piekvermogen of het toegangsvermogen en zal dit effect zich dus in zeer beperkte mate manifesteren.

Bijkomend kan opgemerkt worden dat naar analogie van de potentieel conflicterende sturing van de distributienettarieven voor de leveranciers, dit eveneens van toepassing is voor de aggregator. Ook hij kan het TOU tarief of het verbruikstarief gedefinieerd in capaciteitsschijven als een conflicterend signaal ondervinden.

6.3.2. Innovatiebevordering of belemmering

Het distributietarief is een significante component in de totale elektriciteitsfactuur van de eindconsument. Een distributietarief kan daardoor ook een instrument zijn om innovatie op het niveau van de eindconsument, de distributienetbeheerders en de regulator/beleidsmaker te stimuleren.

Voor afnemers die (1) hun elektriciteitsfactuur wensen te verminderen door het installeren van lokale productie en/of het nemen van maatregelen die hun verbruik verminderen of (2) willen investeren in nieuwe technologieën zoals batterijopslag, elektrische voertuigen of warmtepompen, kan de distributienettariefstructuur een invloed hebben op de rendabiliteit van hun investering. Echter, het is nagenoeg onmogelijk om de verschillende tariefstructuren te rangschikken in m.b.t. hun potentieel tot innovatiebevordering. Hoewel bepaalde tariefstructuren de rendabiliteit van investeringen in specifieke technologieën op het eerste zicht te lijken te benadelen, zullen innovatieve ondernemingen hier een antwoord op bieden via combinaties met andere technologieën, slimme (energie)managementtoepassingen,... Een voorbeeld hiervan is de mogelijk negatieve impact van de piekverbruik-gerelateerde tarieven op de adoptie van warmtepompen en elektrische voertuigen. Echter, in combinatie met slimme verwarming- en laadstrategieën, eventueel gekoppeld aan batterij en/of thermische opslag en lokale productie, kan er toe leiden dat het geheel van investeringen rendabeler is dan onder andere tariefstructuren. Analooch is er een mogelijke negatieve invloed van een vaste kost voor het gebruik van het distributienet op de verdere ontplooiing van lokale productie (bvb. PV bij residentiële klanten). Griddefectie¹⁵⁵, mogelijk gemaakt door de combinatie van dergelijke lokale productie met batterijopslag kan leiden tot een kostenbesparing die hoger ligt dan van deze investering onder andere distributienettariefstructuren. Een gedegen classificatie van de geanalyseerde distributienettariefstructuren met betrekking tot hun potentieel tot innovatiebevordering vereist verdere studie, in het bijzonder naar de impact op de mogelijke combinaties van technologieën en griddefectie.

6.3.3. Voorspelbaarheid en stabiliteit

Voorspelbaarheid en stabiliteit van de tarieven (en van de inkomsten vanuit het standpunt van de netbeheerder) zijn het hoogst bij tariefstructuren die een afrekening voorzien op basis van een vast bedrag of op basis van (technische of instelbare) capaciteit van de aangesloten installatie. Ook tariefstructuren die een afrekening voorzien op basis van afgenomen of geïnjecteerde kWh scoren goed. Afgenomen en geïnjecteerde kWh zullen op korte termijn van jaar tot jaar variëren, maar binnen bepaalde marges, en bovendien is het voor de eindgebruiker eenvoudig om de factuur te relateren aan het eigen consumptie- en injectiepatroon. Op de langere termijn wordt ten gevolge van de energietransitie een impact op de evolutie van de rekenvolumes die de basis vormen voor de tariefberekening verwacht (cf. sectie 6.4). Als gevolg van de groeiende toepassing van technologieën zoals elektrische voertuigen, warmtepompen en zonnepanelen zullen die rekenvolumes (zowel voor wat betreft het aantal kWh afname als kWp afname en injectie) stijgen. Dit vertaalt zich in een algehele transitie van netgebruikers naar een 'hogere' klantengroep met een grotere karakteristiek verbruik en piekafname.

Tariefstructuren met een tijdsvariabele component (met name het "verbruiksgerelateerd tariefmodel in capaciteitsschijven" en het "TOU tarief") zijn het minst voorspelbaar en stabiel. Dergelijke tariefstructuren willen eindgebruikers aanzetten tot het aanpassen van gedrag in functie van een meer rationeel gebruik van de netinfrastructuur. Gedragsverandering zal echter niet zomaar automatisch plaatsvinden door de invoering van een vorm van dynamische tarifiering¹⁵⁶. Gedragsverandering kan enkel het resultaat zijn van een leerproces, waarbij verschillende stadia moeten doorlopen worden: het inspelen op de juiste motivaties (bijvoorbeeld door het aanbieden van voldoende hoge incentives of het inspelen op milieuwaarden en -attitudes), het (zelf) aanleren van nieuw gedrag dat inspeelt op de specifieke tariefstructuur, en de voortzetting van dit nieuw verworven gedrag. Veel verschillende factoren naast het ontwerp en de specifieke modaliteiten van het tijdsvariabele tarief spelen een rol in dit proces, o.a. mogelijkheid tot automatische aansturing van toestellen ('smart appliances'), manieren om feedback te geven over het gedrag en de resultaten van dit gedrag, socio-demografische parameters (o.a. opleidingsniveau, samenstelling van het gezin, beschikbaar inkomen, enz.), levensstijl-variabelen (o.a. vrijetijdsbesteding van de gezinsleden, woon-werk patronen, enz.), opvattingen over comfort en gebruiksvriendelijkheid van toestellen, enzovoort. Hoewel het op dit moment dus moeilijk is om een algemene conclusie m.b.t. eindgebruikersgedrag in interactie met variabele tarieven te formuleren, kunnen we op basis van onze ervaring opgedaan in het S3C project¹⁵⁷ toch een aantal

¹⁵⁵ Griddefectie verwijst naar wanneer en waar het voordelig kan zijn voor netgebruikers om zich los te koppelen van het distributienetwerk ten voordele van het gebruik van zonne- en batterijsystemen op locatie.

¹⁵⁶ Boork, M., Thomtén, M., Brolin, M., Uytterlinde, M., Straver, K., Kraan, C., Kleine-Hegemann, K., Laes, E., Valkering, P., Maggiore, S., 2014. Key success factors and barriers to end-user engagement in smart grid projects. Paper presented at the 2014 BEHAVE conference, London. Available from: http://behaveconference.com/wp-content/uploads/2014/08/F_Magdalena_Boork_Technical_Research_Institute_of_Sweden.pdf

¹⁵⁷ <http://www.s3c-project.eu/>

'vuistregels' formuleren. Centraal staat het belang van duidelijke, eenvoudige tarieven en de behoefte aan een goed ontworpen voorlichtingscampagne met duidelijke omkadering van het belang van tijdsvariabele tarieven in het kader van rationeel netgebruik. Ook hier wijst het onderzoek uit dat financiële prikkels doorgaans niet volstaan als motiverende factor.

Vanuit het perspectief van huishoudens is er een significant verschil tussen de relatief statische en meer dynamische vormen van tarifiering. Terwijl de relatief statische 'time-of-use' (TOU) tarieven (uitbreiding van het bestaande dag/nacht tarief tot meerdere statische prijszones per etmaal) minder geschikt lijken voor het managen van energiesystemen met een hoge penetratie van fluctuerende hernieuwbare energiebronnen, laten ze toch relatief goede prestaties optekenen in het verschuiven van energiegebruik op een regelmatige basis. Dit komt wellicht omdat de meeste huishoudens al vertrouwd zijn met de dag/nacht-tarifiering, en omdat de relatief statische TOU-tarieven voldoende tijd laten voor het aanpassen van routinematig gedrag. Hierbij is het belangrijk om:

- Het aantal tariefperiodes beperkt te houden (als vuistregel: max. 5); en
- De tarieven binnen de verschillende tariefzones gedurende relatief lange periodes (bvb. seizoensgebonden) constant te houden, zodat huishoudens voldoende tijd krijgen om hun praktijken aan de nieuwe tarieven aan te passen.

Meer dynamische prijsstellingen worden best ondersteund door geautomatiseerde oplossingen (*smart appliances*), met de kanttekening dat deze geautomatiseerde oplossingen zeker rekening moeten houden met de voorkeuren van huishoudens en de ultieme controle van het toestel steeds bij het huishouden zelf moet liggen (een 'override' optie moet voorzien worden).

6.4. Scenario impact

Zoals aangegeven in paragraaf 5.4.2 brengt de energietransitie een grote verandering mee wat betreft de rekenvolumes die gebruikt worden om de tarieven te berekenen. Via een scenario analyse wordt in eerste instantie nagegaan of deze evoluties in bepaalde tariefmodellen ongewenste effecten hebben betreffende de impact op de factuur van bepaalde groepen klanten, en of mogelijk kruis-subsidies kunnen ontstaan. In tweede instantie wordt nagegaan wat de impact op het netbeheer is, gegeven de scenario's en de verandering in netgebruik.

6.4.1. Impact op de individuele netgebruiker

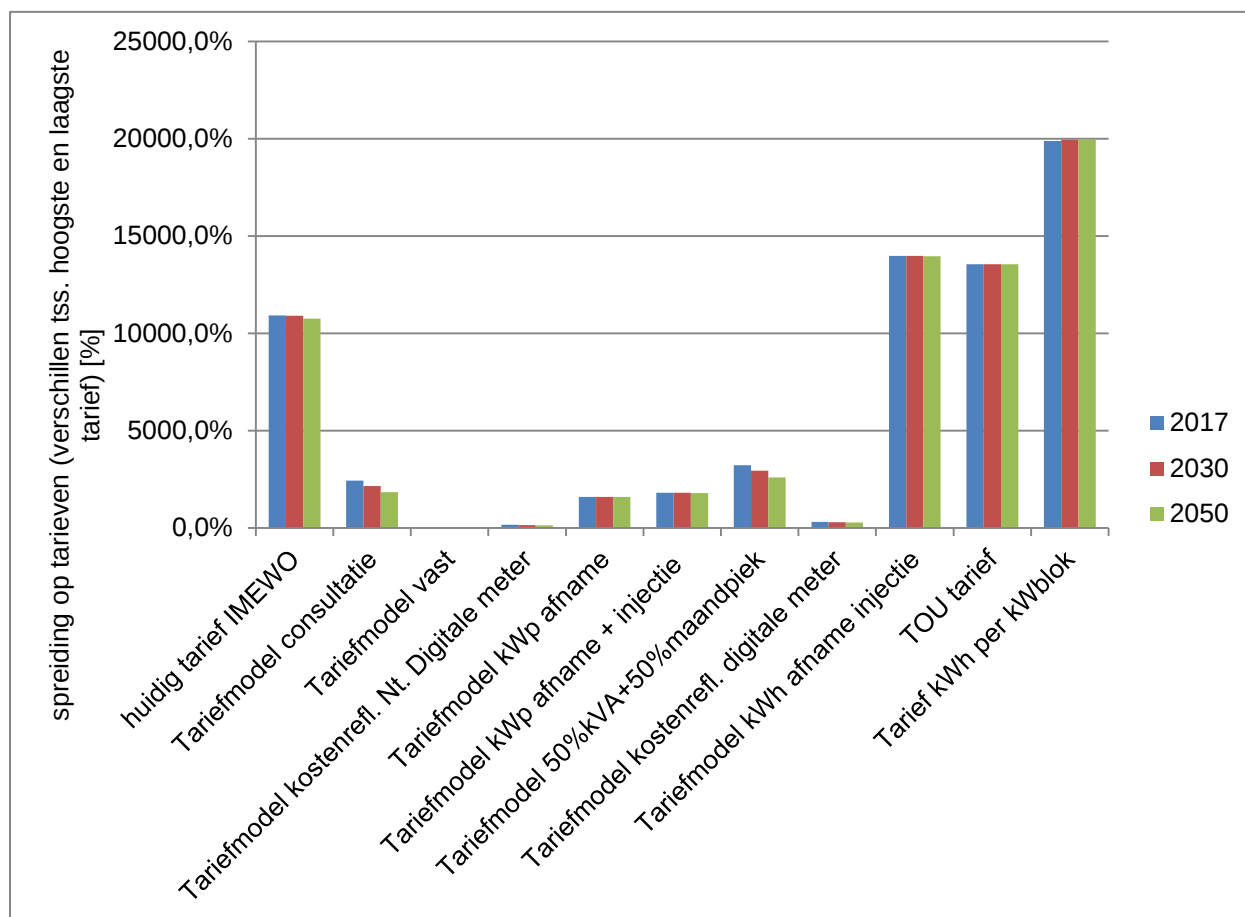
Gegeven de gedefinieerde energietransitiescenario's, zie par. 5.4.2 is er een bepaalde impact op de evolutie van de rekenvolumes die de basis vormen voor de tariefberekening. Als gevolg zal ook de hoogte van het desbetreffende tarief wijzigen. Om deze impact te capteren werd de evolutie van de rekenvolumes vertaald naar de evolutie van de tariefhoogte doorheen de tijd voor de verschillende geselecteerde tariefstructuren. De rekenvolumes worden geanticipeerd als stijgend, uitgedrukt in zowel kWh als kWp afname en injectie. Daarom kan een neerwaartse trend worden vastgesteld voor de tariefstructuren voor klassieke meter klanten en digitale meter klanten (bij gelijk blijvende budgetten). Dit vertaalt zich in een algehele transitie van netgebruikers naar een 'hogere' klantengroep met een grotere karakteristiek verbruik en piekafname. Bijgevolg kan het zijn dat over de klantengroepen de algemene trend dalend is maar voor de individuele netgebruiker (die bijvoorbeeld wijzigt van klantengroep Dc naar Dd) de individuele energiefactuur hoger ligt.

Naast de evolutie van de prijzen per klantengroep is er ook een verandering in *spreiding* tussen prijzen per klantengroep waarneembaar. Met spreiding wordt hier het verschil tussen de hoogste en laagste factuur van de klantengroepen bedoeld.

In een aantal tarieven merken we een daling van de spreiding op: dit wil zeggen dat het verschil tussen de facturen van de verschillende klantengroepen afneemt. Deze daling in spreiding wordt waargenomen bij tariefstructuren waarin een vaste component wordt gecombineerd met een variabele component, afgerekend per kWh of kWp. De daling van de spreiding wordt veroorzaakt door een combinatie van de geanticipeerde daling van de prijs per kWh of kWp, en een gelijk blijvende vaste component.

Bij tarieven die enkel uit een variabele component bestaan (bijvoorbeeld TOU tarief, of tarief kWp afname) of enkel uit een vaste component bestaan blijft de spreiding tussen de verschillende klantengroepen gelijk.

Een daling van de spreiding van de factuur tussen verschillende klantengroepen kan een prikkel betekenen om de overstap naar een 'hogere' klantengroep te verlagen. Bijvoorbeeld, de tariefsprong na aanschaf van een 'grote gebruiker', zoals een warmtepomp, wordt relatief minder groot bij deze tariefstructuren.



Figuur 60: Spreiding distributienetfactuur tussen laagste en hoogste kost

6.4.2. Impact op het distributienetbeheer en financiering

De (lokale) systeempiek is de voornaamste kostenveroorzaker voor het distributienetbeheer (zie paragraaf 3.4), vooral een sterke stijging van de afname en/of injectiepiek kunnen daarom hoge kosten veroorzaken voor het distributienetbeheer. Omgekeerd betekent een stijging van de afgenomen of geïnjecteerde energie in mindere mate een verhoging van de kosten voor de netbeheerder qua distributienetbeheer.

Via de energietransitie-scenario's wordt verwacht dat de groei van elektrische wagens de voornaamste oorzaak zal/kan zijn van een stijging van de afnamepiek. Wanneer de piekafname (bij home-charging) van elektrische voertuigen samenvalt met de (bestaande) lokale systeempiek, wordt verwacht dat de kosten voor het distributienetbeheer sterk zullen stijgen.

Analoog zorgt de groei van lokale PV installaties voor een groeiende injectiepiek: PV systemen hebben een grote gelijktijdigheid. Deze groei kan eveneens de kosten voor distributienetbeheer doen stijgen, zeker wanneer de (lokale) injectiepiek niet samenvalt met een lokale afnamepiek.

Een tariefstructuur waarin een stimulans zit om de afgenomen (en geïnjecteerde) piek te beperken, kunnen daarom zorgen voor een beperking van de kosten voor distributienetbeheer, gegeven de energietransitiescenario's.

Wat betreft de tariefmodellen toepasbaar op installaties met een klassieke meter kunnen de voorstellen met een tariefdrager gebaseerd op het technische aansluitvermogen (kVA), i.e. het tariefvoorstel consultatie en het hybride tarief, een prikkel vormen tot beperking van de afnamepiek en injectiepiek. Bij deze tarieven zal een verhoging van het aansluitvermogen vermoedelijk slechts beperkt worden aangevraagd (bijvoorbeeld na aanschaf van een elektrische wagen, of na installatie van een PV systeem) door gebruikers, omwille van de hogere kost. Een toename van aanvragen tot verlaging van het aansluitvermogen is bij deze tariefmodellen

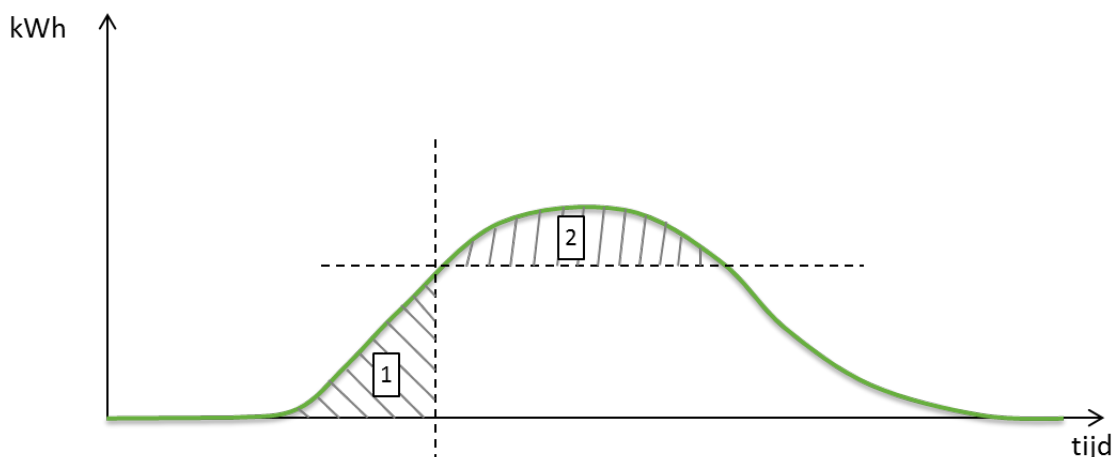
eerder te verwachten: deze werken kunnen (op kortere termijn) hoge kosten met zich mee brengen, zeker wanneer een zeer grote groep een verlaging van het aansluitvermogen wenst.

Wat betreft de tarievenmodellen toepasbaar op installaties met een digitale meter kunnen de voorstellen gebaseerd op het geregistreerde piekvermogen (kWp) of dewelke een notie bevatten van de piekafname zorgen voor een beperking van afname- en/of injectiesysteempiek. Het betreft de tariefvoorstellen:

- *kWp afname tarief, 50%kVa + 50% kWp tarief, kWh per kW-blok tarief, hybride kostenreflectief tarief:* In deze tariefmodellen wordt de beperking van de afnamepiek expliciet gestimuleerd, ofwel via het tarifieren op basis van het geregistreerde piekvermogen, ofwel via het tarifieren op basis van het toegangsvermogen. Een sterke groei van de injectiepiek daarentegen kan nog steeds een impact hebben op de kosten voor distributienetbeheer, omdat het ontmoedigen van deze pieken niet expliciet vervat zit in deze tarieven. Het installeren van een lokaal batterijsysteem om lokaal geproduceerde energie te gebruiken om verbruikspieken op te vangen wordt via deze tarieven ook aangemoedigd.
- *kWp afname + injectie:* Dit tariefmodel gaat expliciet het afvlakken van zowel injectie-als afnamepieken stimuleren. Afname-of injectiepieken worden enkel per gebruiker afgevlakt, ook wanneer bijvoorbeeld een afnamepiek nuttig kan zijn om de lokale systeempiek af te vlakken.
- *TOU tarief:* In dit tarief wordt gestimuleerd om de systeempiek af te vlakken door afname tijdens piekmomenten aan een duurder tarief af te rekenen. De bemerking kan gemaakt worden dat een te groot verschil tussen de verschillende TOU tarieven eveneens kan zorgen voor sterke afname-of injectie systeempieken, zeker wanneer toestellen automatisch worden afgesteld om in te schakelen bij verandering naar een goedkoper tijdsblok.

Naast het stijgen van de kosten voor distributienetbeheer n.a.v. de energietransitiescenario's, kan een erosie van de financieringsbasis ontstaan in de volgende gevallen:

- *Tariefcomponent op basis van netto afgenomen energie:* Een dergelijke tariefcomponent geeft een stimulans aan de netgebruikers om te investeren in een lokale productieinstallatie, maar geeft geen stimulans om de lokaal opgewekte energie ook lokaal op het zelfde moment te verbruiken. De kosten voor het distributienetbeheer blijven minstens gelijk, terwijl de rekenvolumes qua netto afgenomen energie dalen en bijgevolg de financieringsbasis erodeert, waardoor tarieven moeten stijgen.
- *Tariefmodel op basis van afgenomen en geïnjecteerde energie:* Dit tariefmodel kan een stimulans betekenen voor de installatie van een lokaal batterijsysteem, waarbij lokaal geproduceerde energie opgeslagen wordt om op een later moment zelf te verbruiken. In dit geval daalt voor de gebruiker zowel de lokale afgenomen energie, als de lokaal geïnjecteerde energie, maar is het niet noodzakelijk zo dat het lokaal afgenomen of geïnjecteerde piekvermogen eveneens dalen. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 61. De figuur toont de lokaal geproduceerde energie, en geeft twee mogelijkheden waarbij een deel van de lokaal geproduceerde energie niet geïnjecteerd wordt, maar lokaal wordt opgeslagen: in geval (1) betekent dit geen daling van het geïnjecteerde piekvermogen. Enkel wanneer het deel (2) van de geproduceerde energie lokaal wordt opgeslagen, betekent dit een daling van de injectiepiek, en bijgevolg geen risico op stijging van de kosten voor distributienetbeheer. Er bestaat een risico wat betreft erosie van de financieringsbasis voor de distributienetbeheerder in dit tariefmodel, bij massale installatie van lokale batterij opslag systemen. Bij massale installatie van lokale batterij-opslag gaan de rekenvolumes voor zowel afgenomen als geïnjecteerde energie dalen, wat bijgevolg de tarieven doet stijgen, en de stimulans tot het installeren van lokale energieopslag nog groter maakt. Eveneens naar financiering van de exogene kosten kan een dergelijke evolutie een risico vormen.
- *Tariefmodel op basis van afname en injectie piek:* Dit tariefmodel kan eveneens een stimulans betekenen voor het installeren van lokale batterijopslag. Analoog aan het tariefmodel op basis van afgenomen en geïnjecteerde energie kan dit een risico op erosie van de financieringsbasis betekenen: bij massale installatie van batterijsystemen dalen de rekenvolumes, wat bijgevolg de tarieven doet stijgen en bijgevolg de incentive voor batterijsystemen nog groter maakt.
- *Tariefcomponent op basis van afgenomen energie (TOU tariefmodel, kWh per kW blok tariefmodel, hybride tariefmodel):* Een tariefcomponent op basis van afgenomen energie een stimulans tot een grotere zelfconsumptie van lokaal opgewekte energie. Opnieuw kan een grotere zelfconsumptiegraad bereikt worden via batterijopslag. Hoewel dit naar evolutie van de kosten van de DNB's niet ongunstig is, geeft dit toch aanleiding tot een daling van de rekenvolumes, en bijgevolg stijging van de tariefcomponent, wat opnieuw een risico tot erosie van de financieringsbasis met zich mee brengt.



Figuur 61: De groene lijn toont lokaal geïnjekteerde energie. Bij een verhoging van zelfconsumptie door lokale batterij-opslag kan een verschillend deel van deze geproduceerde energie lokaal worden opgeslagen: (1) de injectiepiek blijft gelijk, of (2) er is een beperking van de injectiepiek.

We concluderen dus dat de energietransitie scenario's risico's voor zowel de evolutie van de kosten voor distributienetbeheer als financiering van het netbeheer met zich meebrengen, waarbij vooral een stijging van de piekafname door elektrische voertuigen een grote impact kan hebben. Om een stijging van de kosten voor het netbeheer in de toekomst beperkt te houden, moeten netgebruikers aangemoedigd worden de systeempiek (zowel afname als injectie) niet te verhogen. Enkele voorgestelde tariefmodellen geven een stimulans in deze richting: met name de tarieven waarbij een vermogen-term (geregistreerd piekvermogen, toegangsvermogen, aansluitvermogen of vermogen via het kWh per kW bloktarief) in het tarief vervat zit.

Langs de andere kant kan vooral een massale installatie van batterij-opslag systemen om het lokale zelfverbruik te verhogen een risico vormen voor een erosie van de financieringsbasis. Wanneer getarifeerd wordt op basis van afname en injectie (en in mindere mate op basis van afname) zullen bij massale installatie van batterijsystemen de rekenvolumes voor afname en injectie dalen, waardoor tarieven zullen stijgen. Dit vormt zeker een risico naar financiering van de kosten voor de DNB.

Naast de potentiële impact van de geanticipeerde energietransitie is er eveneens een mogelijke beïnvloeding van derde marktpartijen op de uitbating en financiering van het distributienetwerk. Zo kan een grootschalige participatie van laagspanningsnetgebruikers aan de commerciële flexibiliteitsmarkt zijn weerslag vinden in de wijze van gebruik van het distributienet. De prikkels uitgestuurd door flexibiliteitsaggregatoren kunnen namelijk conflicteren met het principe van rationeel netgebruik. Flexibele netgebruikers kunnen gestimuleerd worden om op bepaalde momenten de elektriciteitsafname sterk te verhogen in functie van de flexibiliteitsvraag, wat ertoe kan leiden dat de lokale piekafname sterk verhoogt op dat moment. Bijkomend bestaat er eveneens het risico op verhoogde synchroniciteit van deze piekafname wanneer een gelijkaardig verzoek naar verschillende aansluitingspunten gestuurd wordt op eenzelfde lokaal distributienet.

Daarnaast is er eveneens een potentiële impact van de commodity pricing, opgesteld door de energieleverancier, op de uitbating van het distributienet. Conflicterende sturingssignalen kunnen uitgestuurd worden door beide actoren (i.e. leverancier en distributienetbeheerder) vanuit het oogpunt van de onderhevige marktprocessen. Een hogere piekafname kan bijvoorbeeld gestimuleerd worden door de leverancier in lage prijsperiodes, bij een grote beschikbaarheid van hernieuwbare energie, wat kan leiden tot netcongesties. Daarnaast kan het verschuiven van de elektriciteitsvraag in functie van netcongesties ertoe leiden dat elektriciteit verbruikt wordt wanneer de elektriciteitsprijs op de markt hoog is. Gegeven de geanticipeerde uitrol van de digitale meter en het brede scala aan tarifieringsmogelijkheden voor de energieleverancier is het moeilijk de effectieve interactie en impact op het distributienet vast te leggen.

Dit spanningsveld tussen de netbeheerder en de energieleverancier werd besproken door M. Nijhuis¹⁵⁸. Gegeven het maximaliseren van de sociale welvaart blijkt dat de keuze tussen beide doelstellingen en

¹⁵⁸ Nijhuis, M. et al., "Demand Response: Social Welfare Maximization in an Unbundled Energy Market Case Study for the Low-Voltage Networks of a Distribution Network Operator in The Netherlands.", IEEE Transactions on Industry Applications, vol 53, no 1, January 2017

achterliggende marktactiviteiten (elektriciteitsaankoop en elektriciteitsbelevering) sterk afhankelijk is van de lokale nettopologie. Uit de vergelijkende analyse blijkt dat voor de meerderheid van de netgebruikers aangesloten aan het laagspanningsnetwerk, de opportuniteiten aangeboden door de leverancier de meeste sociale welvaart genereren. Het betreft namelijk huishoudens aangesloten aan een deel van het distributienet dat voldoende sterk is om de additionele afnamepiek op te vangen of waar de versterking van het distributienet sowieso aangewezen is. Voor de andere laagspanningsnetgebruikers levert een gecombineerde aanpak, met in achtneming van de marktactiviteiten van de leverancier en de netuitbating, de beste resultaten op.

Een belangrijke nuance die hierbij gemaakt moet worden is de onderliggende noodzaak van de beide marktactiviteiten dewelke significant verschilt. Vanuit dit oogpunt, en het risico op eventueel netfalen, kan gesteld worden dat de doelstelling van de netbeheerder en de bijbehorende prikkels aan de netgebruiker primeren. Voornamelijk de netinteractie van de netgebruikers, aangesloten aan het einde van een distributielijn, kan een sterke impact hebben. Het in rekening brengen van de netimpact en het sturen van bijbehorende signalen in functie van netcongesties kan onderdeel uitmaken van een flexibiliteitsmarkt. Vanuit dit perspectief kan de netbeheerder flexibiliteit verkrijgen op de markt om netproblemen te voorkomen of te reduceren. Daarnaast bestaat er ook de mogelijkheid om technische flexibiliteit contractueel vast te leggen naar analogie van het principe van 'aansluiting met flexibele toegang' voor lokale productie-installaties.

7. Aanbeveling

De resultaten van de verschillende tariefmodellen op de berekenbare indicatoren werd geïnterpreteerd en vertaald naar een vergelijkend overzicht, weergegeven in Figuur 62 en Figuur 63. Hierbij wordt een kleurcode gehanteerd op de effectieve impact van een bepaalde tariefstructuur weer te geven. Een 'groene' score duidt aan dat een bepaalde tariefstructuur voor alle klantengroepen een positief effect kent voor een bepaalde indicator. Dit wil niet zeggen dat elke klantengroep een even grote impact kent. Een 'oranje' score geeft aan dat er gegeven een bepaalde tariefstructuur een niet-rechtlijnige impact is over alle klantengroepen heen, bijvoorbeeld, sommige klanten kunnen een negatieve impact ondervinden, sommigen een positieve impact. Of dat de score op de indicator gemiddeld is, bijvoorbeeld bij kostenreflectiviteit. Tenslotte, een rode indicatie geeft aan dat de tariefstructuur voor de desbetreffende beoordelingsindicator voor alle klantengroepen slecht scoort.

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
Huidig	Oranje	Oranje	Rood	Oranje	Rood	Rood	Rood	Rood
Consultatie	Oranje	Groen	Groen	Oranje	Oranje	Groen	Rood	Oranje
Vast	Rood	Oranje	Oranje	Rood	Oranje	Rood	Rood	Groen
Hybride	Rood	Oranje	Oranje	Rood	Groen	Groen	Rood	Oranje

Figuur 62: vergelijkende analyse tariefmodellen klassieke meter

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
kWp afname	Rood	Oranje	Oranje	Oranje	Oranje	Groen	Rood	Groen
kWp afn + inj	Rood	Rood	Rood	Oranje	Oranje	Groen	Rood	Groen
50% kVA + 50% kW	Oranje	Groen	Groen	Groen	Oranje	Groen	Rood	Oranje
Hybride	Rood	Oranje	Oranje	Rood	Groen	Groen	Rood	Oranje
kWh afn + inj	Groen	Rood	Groen	Oranje	Rood	Rood	Rood	Groen
TOU	Groen	Groen	Groen	Groen	Rood	Rood	Groen	Rood
kWh per kW-blok	Groen	Groen	Groen	Oranje	Rood	Rood	Rood	Oranje

Figuur 63: vergelijkende analyse tariefmodellen digitale meter

Bij deze vergelijkende analyse dient opgemerkt te worden dat de indicator 3 enkel het effect van de individuele prijsimpact per klantengroep weergeeft. De indicator betreffende welvaards distributie oftewel de socialisering van netgebruik is niet opgenomen in de vergelijkende analyse aangezien de score gerelateerd is aan de beoogde politiek, i.e. wenst men al dan niet een bepaalde mate van socialisering te bewerkstelligen.

Zoals uit bovenstaande vergelijkende analyse blijkt, bestaat er geen optimale tariefstructuur vanuit alle oogpunten. Gegeven de vooropgestelde indicatoren en de resultaten van de geselecteerde tariefstructuren kan men concluderen dat een bepaalde tariefstructuur sterk sturing kan geven naar bepaalde doelstellingen maar dit kan eveneens een (negatieve) impact hebben op de prestatie vanuit een ander perspectief. Zo bestaat er namelijk een spanningsveld tussen de doelstelling tot kostenreflectiviteit en de individuele tariefimpact op de netgebruiker alsook op de prikkel tot energie-efficiëntie. Tariefstructuren die een sterke basis hebben op vaste of capaciteitsgebaseerde tariefdragers kennen een grote weerslag op de finale distributienetfactuur van de netgebruiker. Dergelijke tarieven kunnen sterke tot zeer sterke prijsverhogingen teweegbrengen voor bepaalde klantengroepen. Eveneens, kan een groot aandeel van vaste of capaciteitsgebonden tariefdragers in de distributienettariefstructuur de prikkel tot energie-efficiëntie (gevoelig) reduceren aangezien een rationeel oordelend netgebruiker een beperktere economische terugslag kent bij een gewijzigd elektriciteitsverbruik.

Gegeven de onderhevige spanningsvelden, wordt er geen formele weging toegekend aan de verschillende beoordelingsindicatoren. Een dergelijke weging vertegenwoordigt namelijk een energiepolitieke keuze en belemmert een objectieve analyse van de finale KPI-resultaten. Om deze reden wordt een alternatieve benadering gehanteerd. Vertrekkend vanuit de beoordelingsindicatoren kan een analyse gemaakt worden van de aan te bevelen tariefstructuur vanuit drie perspectieven. De opgemeten parameters geven namelijk een indicatie van de impact van een bepaalde tariefstructuur vanuit een maatschappelijk oogpunt, vanuit het perspectief van de netgebruiker of het perspectief van de netbeheerder.

KPI	Beschrijving	
1	Duurzaamheid REG	<i>Maatschappij</i>
2	Duurzaamheid HE	
	a. impact op de investering in PV	
	b. impact op de investering in WKK	
3	Impact op de netgebruiker	<i>Netgebruiker</i>
	a. individuele tariefimpact	
	b. welvaards distributie	
4	Kostenreflectiviteit	<i>Netbeheerder</i>
	a. inclusief ODVs	
	b. exclusief ODVs	
5	Rationeel netgebruik	
6	Eenvoud	<i>Netgebruiker</i>
7	Niet marktverstorend	<i>Maatschappij</i>
8	Innovatiebevordering	
9	Voorspelbaarheid	<i>Netgebruiker</i>

Figuur 64: indicatoren geïnterpreteerd vanuit de verschillende perspectieven

In Figuur 64 wordt de opdeling in de verschillende invalshoeken weergegeven. Deze perspectieven worden verder toegelicht in de volgende paragrafen. Vanuit de verschillende invalshoeken wordt de optimale

tariefstructuur gedefinieerd vanuit een geïsoleerde context. Dit wil zeggen dat bij de onderstaande analyse gestart wordt met de primaire indicatoren vanuit een bepaald standpunt. Daarbij wordt abstractie gemaakt van de ondergeschikte doelstellingen. Bijvoorbeeld, vanuit het standpunt van de netgebruiker kan de aanmoediging van de installatie van hernieuwbare energie eveneens een gewenste uitkomst zijn net als rationeel netgebruik ook een maatschappelijk thema is.

7.1. Optimum vanuit maatschappelijk oogpunt

Vanuit het maatschappelijke oogpunt wordt de nadruk gelegd op de impact op de duurzaamheid en dit vanuit het aspect energie-efficiëntie en rationeel energiegebruik als vanuit het oogpunt van integratie van hernieuwbare energie. Daarnaast betracht het maatschappelijk optimum eveneens een minimale impact op de marktwerking (en derde partijen) en wenst men innoverende technologieën in de mate van het mogelijke te faciliteren.

Indien we de huidige context in beschouwing nemen en uitgaan van een klassieke meetinstallatie bij laagspanningsnetgebruikers biedt het tariefvoorstel vanuit de consultatienota de meeste sturing naar het maatschappelijke optimum. Let wel, het maatschappelijke optimum is hier gedefinieerd als het effect op de integratie van hernieuwbare energie en de uitvoering van energiebesparende maatregelen.

Het voorstel vanuit de consultatienota kent een grote vaste component in de tariefstructuur, gebaseerd op de aangesloten capaciteit (kVA) maar eveneens een tariefdrager op basis van het geregistreerde volume netto-afname (kWh) dewelke de niet-netgebonden kosten vertegenwoordigd. Het is de aanwezigheid van deze laatste component die de aansturing tot energiebesparende maatregelen bewerkstelligd. Indien we de consumentengroepen (i.e. Da t.e.m. De1) bekijken, bedraagt het aandeel van de kWh-tariefdrager gemiddeld genomen 53,9%. In de huidige tariefstructuur bedraagt dit aandeel 91%. Er is inderdaad een daling merkbaar wat betreft de financiële prikkels de rationeel denkende netgebruiker kan ontvangen. Echter, binnen de klantengroepen van de prosumenten is deze daling van het sturende effect van de distributienettarieven niet van toepassing.

Wat betreft de integratie van nieuwe hernieuwbare energietechnologie, kan men stellen dat het voorstel vanuit de consultatie, i.e. capaciteitsschijven, de introductie van dergelijke technologieën het meeste bevordert. Binnen de huidige tariefstructuur geeft het prosumententarief tot aanleiding dat prosumenten met een beperkte netto-afname (i.e. Da prosument en Dc prosument) een hogere distributienetfactuur dienen te betalen bij de uitrol van een extra eenheid PV en WKK productie. Met het voorstel vanuit de consultatie wordt bij geen enkele klantengroep de distributiefactuur verhoogd door de introductie van lokale hernieuwbare energie.

Tarief-modellen	Maatschappij			KPI				
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
Huidig								
Consultatie								
Vast								
Hybride								

Figuur 65: Optimale tariefstructuur klassieke meter klanten vanuit maatschappelijk oogpunt

Indien we verder naar de toekomst kijken en de uitrol van de digitale meter, en bijbehorende tariefstructuren voor ogen houden stappen we vanuit het duurzaamheidsprincipe best over naar een TOU-tarief of een verbruiksgerelateerd tarief in capaciteitsschijven. Vanuit het perspectief van duurzame energievoorziening en aanmoedigen energie-efficiëntie, gaat de voorkeur uit naar tariefstructuren gebaseerd op een tariefdrager die rekening houdt met de totale afname. Aangezien de digitale meter de totale bruto-afname kan registreren is de financiële prikkel voor deze indicatoren (i.e. KPI1, KPI2a en KPI2b) beduidend hoger dan deze binnen de huidige tariefstructuur.

Tarief-modellen	Maatschappij							
	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
kWp afname								
kWp afn + inj								
50% kVA + 50% kW								
Hybride								
kWh afn + inj								
TOU								
kWh per kW-blok								

Figuur 66: Optimale tariefstructuur digitale meter klanten vanuit maatschappelijk oogpunt

Indien we de vergelijking maken tussen beide tariefstructuren (TOU tarief of verbruikstarief in capaciteitsschijven), kent het TOU-tarief de minste impact op de individuele distributiefactuur over alle klantengroepen heen. Binnen dit tariefvoorstel bedraagt de maximale prijsimpact over de verschillende klantengroepen heen, 41%, i.e. klantengroep 'Da prosument'. Bijkomend geeft dit tarief eveneens aanleiding tot rationeel netgebruik aangezien de intensievere verbruiksperiodes (i.e. momenten waarop een hoge synchroniciteit en bijgevolg hoge systeempiekafname geregistreerd wordt) vertaald zijn naar hogere tariefperiodes. De bemerking kan gemaakt worden dat een te groot verschil tussen de verschillende TOU tarieven eveneens kan zorgen voor sterke afname-of injectie systeempieken, zeker wanneer toestellen automatisch worden afgesteld om in te schakelen bij verandering naar een goedkoper tijdsblok. Hierdoor kan de omschakeling naar een volgende tariefperiode binnen een TOU tarief net een grotere impact op het distributienetwerk veroorzaken. Bijkomend kan een TOU een impact kennen op een derde marktspeeler indien de desbetreffende distributietarieven te sterk sturend zijn. Hierdoor kunnen de gekozen modaliteiten voor het TOU tarief ertoe leiden dat de distributietarieven een weerslag kennen op de beschikbaarheid van flexibiliteit op de commerciële markt.

7.2. Optimum vanuit oogpunt netgebruiker

De netgebruiker hecht voornamelijk belang aan de effectieve tariefimpact op de individuele distributiefactuur. Bovendien dient de voorgestelde tariefstructuur eenvoudig en voorspelbaar te zijn. Op deze manier tracht men de begripbaarheid en interpreteerbaarheid voor de finale netgebruiker te bevorderen.

Voor klanten met een klassieke meetinstallatie wordt de minste prijsimpact ondervonden bij het tariefvoorstel vanuit de consultatie. Buiten de klantengroep met een beperkte afname (Da consumenten) is de prijswijziging van de totale distributiefactuur beperkt. Dit geeft wel aanleiding tot de introductie van flankerende

maatregelen voor de klanten in segment Da. Zij gaan namelijk met de introductie van een tariefstructuur op basis van de aansluitingscapaciteit 188% meer betalen voor de distributie van elektriciteit vergeleken met de huidige tariefstructuur. In absolute waarden bedraagt dit een verhoging van ongeveer €150 op jaarbasis. Indien dit probleempunt aangepakt wordt scoort de tariefstructuur vanuit de consultatie vanuit het perspectief van de netgebruiker beter dan de huidige tariefstructuur.

Bijkomend betekent de overstap op een capaciteitsgebonden tariefmodel een vereenvoudiging van de distributienetfactuur voor de eindgebruiker indien we de vergelijking maken met de huidige tariefstructuur. Gegeven het feit dat de huidige tariefstructuur reeds vele jaren gekend en gehanteerd is bij laagspanningsnetgebruikers kan er eveneens voor geopteerd worden om deze tariefstructuur bij de klassieke meter klanten te behouden in afwachting van de digitale meter uitrol.

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
Huidig								
Consultatie								
Vast								
Hybride								

Figuur 67: Optimale tariefstructuur klassieke meter klanten vanuit perspectief netgebruiker

Met het toekomst perspectief voor ogen kunnen ook de tariefmodellen implementeerbaar bij uitrol van de digitale meter bekeken worden. Als we abstractie maken van alle indicatoren van ondergeschikt belang, zoals gepercipieerd door de netgebruiker, scoren het TOU tarief en het tariefvoorstel voor de piekgemeten klanten het best. Beide tariefvoorstellen kennen slechts een beperkte impact op de individuele distributienetfactuur van de netgebruiker. Bij het TOU tarief kent enkel de 'Da prosumen' een verhoging van 41%, de maximale prijsimpact over alle klantengroepen heen. Dit is te wijten aan het feit dat het TOU tarief rekening houdt met de volledig afname en niet enkel de netto-netinteractie.

Het tariefvoorstel voor de piekgemeten klanten (50% kVA en 50% KW) kent eveneens een beperkte impact over de klantengroepen heen. Enkel voor de klantengroepen 'Da consument' en 'De consument' is er een grotere impact op de factuur van respectievelijk, 108% en 64%. In absolute waarden uitgedrukt zal een kleine afnemer (Da) ongeveer €86 op jaarbasis meer moeten betalen aan distributiekosten. Voor de consument met de exclusieve nachtmeter (De) bedraagt de verhoging €397. Voor beide klantengroepen kan gedacht worden aan flankerende maatregelen om dit effect op te vangen.

Tarief-modellen	Netgebruiker							
	1	2a	2b	KPI 3	4a	4b	5	6
kWp afname								
kWp afn + inj								
50% kVA + 50% kW								
Hybride								
kWh afn + inj								
TOU								
kWh per kW-blok								

Figuur 68: Optimale tariefstructuur digitale meter klanten vanuit perspectief netgebruiker

Indien beide tariefvoorstellen verder geanalyseerd worden vanuit het oogpunt van de eenvoudigheid en begrijpbaarheid voor de consument, geniet het tariefvoorstel voor de piekgemeten klanten de voorkeur. Gegeven het feit dat de modaliteiten van het TOU tarief, 6 tariefperiodes voorstellen, maakt de tariefstructuur zeer complex en moeilijk te bevatten voor de finale netgebruiker. Hierbij is de communicatie en feedback naar de klant van essentieel belang. Een netgebruiker dient steeds geïnformeerd te worden van de desbetreffende actieve tariefperiode. Daarnaast vraagt het TOU veel energie van de netgebruiker om de elektriciteitsvraag, in de mate van het mogelijke, af te stemmen en te optimaliseren in functie van de tariefperiodes. In de toekomst, met de introductie van slimme sturingsapparatuur kan een dergelijk beslissingsproces geautomatiseerd worden en wordt een TOU minder complex en intensief.

Echter, met de opkomst van slimme sturingsmechanismen vergroot het risico op het synchroon in- of afschakelen van energieverbruikers waardoor TOU tarieven eveneens kunnen zorgen voor sterke afname- of injectie systeempieken en bijgevolg de distributienetimpact vergroten. Daarnaast kunnen er neveneffecten ontstaan op de commerciële flexibiliteitsmarkt of energiemarkt indien er conflicterende signalen (bijvoorbeeld vanwege de energieleverancier of aggregator) gestuurd worden.

7.3. Optimum vanuit oogpunt netbeheerder

Vanuit het perspectief van de netuitbating en de desbetreffende processen van de distributienetbeheerder dient een ideale tariefstructuur rationeel netgebruik te faciliteren. De aansturing tot rationeel netgebruik laat zich vertalen in twee aspecten. Enerzijds betekent dit dat de tariefdragers best zo dicht mogelijk aanleunen tegen de effectieve kostenveroorzakers en dus de desbetreffende kostendrijvers. Dit vertaalt zich in een goede score op de vierde indicator (kostenreflectiviteit).

Daarnaast is eveneens het tijdstip van het individuele netgebruik belangrijk om in rekening te brengen. Bijvoorbeeld, piekafname kan positief zijn op momenten wanneer er plaatselijk injectiepieken bestaan door hernieuwbare productie. Of een individuele piekafname tijdens momenten dat er eveneens een sterke piekafname is op het systeem niveau kent een grotere weerslag op de netuitbatingskosten dan een individuele piekafname tijdens dalmomenten.

Deze synchroniciteit is een zeer belangrijke kostendrijver, aangezien netten niet gedimensioneerd worden naar de som van individuele pieken of aansluitvermogens, maar wel naar een statisch bepaalde gelijktijdigheid in netgebruik. Aansluitvermogens drijven de eenmalige kosten van aansluitingen, maar kosten stroomopwaarts in het netwerk hangen vooral af van de mate van gelijktijdigheid in het gebruik van die aansluitingen. Kostenreflectieve tarieven horen dus rekening te houden met deze dynamiek. Dit wordt getracht op te meten met indicator vijf betreffende rationeel netgebruik.

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
Huidig	Orange	Orange	Red	White	Red	Red	Red	Red
Consultatie	Orange	Green	Green	Orange	Orange	Green	Red	Orange
Vast	Red	Orange	Orange	Red	Orange	Red	Red	Green
Hybride	Red	Orange	Orange	Red	Green	Green	Red	Orange

Figuur 69: Optimale tariefstructuur klassieke meter klanten vanuit perspectief netbeheerder

Met de klassieker meter klanten voor ogen is het niet mogelijk om de synchroniciteit van het individuele netgebruik op te meten. Bijgevolg is het eveneens onmogelijk om prikkels of tariefsignalen te sturen om deze gelijktijdigheid van individueel netgebruik op lokale distributiesystemen te ontmoedigen. In de huidige context kan dus enkele gekeken worden naar de kostenreflectiviteit van de tariefstructuur. Vanuit dit perspectief en aldus het perspectief van de netbeheerder, wordt de hybride tariefstructuur verkozen. Dit tariefvoorstel bestaat uit een één-op-één vertaling van de kostendrijvers naar tariefdragers en geeft bijgevolg de beste weergave aan de netgebruiker wat de effectief veroorzaakte kosten zijn bij een eenheid netgebruik.

Zoals weergegeven in Figuur 69 scoort de desbetreffende hybride tariefstructuur minder goed op de andere indicatoren, gewaardeerd door de netgebruiker en vanuit maatschappelijk oogpunt.

Met de komst van de digitale meter wordt de mate van granulariteit van de geregistreerde data groter en wordt het eveneens mogelijk om signalen te sturen naar de netgebruiker om synchroon netgebruik te ontmoedigen. Indien de kostenreflectiviteit primeert is logischerwijze het hybride tariefmodel de gewenste keuze. Echter, vanuit het perspectief van de synchroniciteit wordt het TOU-tarief aanbevolen. Dit tarief betracht de lokale netstatus te vertalen in een desgewenste tariefhoogte. Hierbij dient wel opgemerkt te worden dat abstractie gemaakt wordt van de mogelijkheid om de tijdsblokken en tariefhoogtes op lokale schaal te laten variëren. Hierbij dient namelijk afgetoetst te worden of er voldoende juridische basis is om dergelijke locationele signalen op te nemen in de distributienettariefstructuur. Dit zal onderdeel uitmaken van een bijkomende studie, gevraagd door VREG. Bijgevolg dient de netbeheerder te bestuderen tot op welk lokaal niveau (e.g. feeder, transformator, onderstation) een totale systeempiek sturing kan en mag geven aan de distributietarieven en of dergelijke algemene systeempiek inderdaad de lokale netsituatie voldoende vertegenwoordigd. Het huidige TOU tariefvoorstel maakt namelijk eveneens abstractie van eventuele seizoenseffecten. Het is namelijk denkbaar dat de geregistreerde systeempiek op het distributienet sterk verschilt in de zomer- en wintermaanden, wat kan leiden tot andere tariefperiodes. Gegeven de onzekerheid betreffende het sturende karakter van het TOU tarief zal de voorkeur vanuit netbeheerders-perspectief uitgaan naar het hybride tariefmodel.

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
kWp afname								
kWp afn + inj								
50% kVA + 50% kW								
Hybride								
kWh afn + inj								
TOU								
kWh per kW-blok								

Figuur 70: Optimale tariefstructuur digitale meter klanten vanuit perspectief netbeheerder

7.4. Conclusie

Indien we de drie perspectieven terug samenbrengen kunnen we stellen dat voor de klassieke meter klanten het voorstel vanuit de consultatie het beste aangeschreven staat. Zowel vanuit maatschappelijk oogpunt als vanuit het oogpunt van de netgebruiker geniet dit tariefvoorstel de voorkeur. Vanuit het standpunt van de netbeheerder scoort deze tariefstructuur minder wat betreft kostenreflectiviteit, in vergelijking met het hybride tariefmodel. Echter indien we de ODV-kosten niet in rekening brengen benadert het tariefmodel vanuit de consultatie het kostenreflectieve optimum, i.e. 73%. Bijgevolg is dit tariefvoorstel eveneens vanuit het oogpunt van de netbeheerder geen arbitraire keuze.

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
Huidig								
Consultatie								
Vast								
Hybride								

Figuur 71: Algemeen optimale tariefstructuur klassieke meter klanten

De tariefanalyse voor digitale meter klanten leidt tot een gedeelde voorkeur voor het tariefvoorstel voor de piekgemeten klanten (50% kVA en 50% kW) als het verbruiksgerelateerd tariefvoorstel in capaciteitsschijven (kWh per kW blok).

Vanuit het perspectief van de netgebruiker geeft het tariefvoorstel voor de piekgemeten klanten (50% kVA en 50% kW) alle juiste signalen, i.e. vermoedelijk beperkte tot geen prijsschokken en een relatief eenvoudige tariefstructuur.

Vanuit het oogpunt van de netbeheerder biedt dit model eveneens een relatief goede vertaling van de kostendrijvers naar de netgebruiker toe (i.e. kostenreflectiviteit) indien we de ODV-kosten niet in rekening brengen. Bijgevolg kan dit tarief eveneens een financiële prikkel vormen voor de netgebruiker om op een rationele manier om te springen met de beschikbare capaciteit van het distributienet.

Vanuit het duurzaamheidsoogpunt is er een positieve impact op de integratie van nieuwe decentrale hernieuwbare energie. De verdienmodellen voor de aankoop van PV en WKK technologie kennen voor alle klantengroepen een positieve waarde. Enkel de indicator die het rationeel energie gebruik wenst te meten, belicht een mindere prestatie. Over alle klantengroepen heen geeft het tariefvoorstel voor de piekgemeten klanten een aansturing naar energie-efficiëntie van 40%, binnen de huidige tariefstructuur is dit 68%. Indien gewenst vanuit een bepaalde energiepolitiek en gegeven de richtsnoeren in het Energiedecreet, kunnen hier bijkomende flankerende maatregelen voor geformuleerd worden als blijkt dat een gereduceerde aansturing van 40% onvoldoende aanleiding geeft tot nieuwe energiebesparende projecten.

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
kWp afname								
kWp afn + inj								
50% kVA + 50% kW								
Hybride								
kWh afn + inj								
TOU								
kWh per kW-blok								

Figuur 72: Algemeen optimale tariefstructuur digitale meter klanten

Wat betreft het tariefvoorstel gebaseerd op de geregistreerde afname in vermogensschijven kan opgemerkt worden dat dit een van de aangewezen voorstellen is vanuit het maatschappelijke oogpunt. De tariefdrager biedt voldoende sturing zowel naar rationeel energiegebruik als naar de integratie van nieuwe lokale hernieuwbare energie. Bovendien biedt het tevens de nodige prikkels voor innoverende technologieën (bijvoorbeeld batterijen) aangezien deze technologieën ertoe kunnen bijdragen dat men een vlakker, en dus goedkoper afnameprofiel bekomt.

Voor de netgebruikers is er volgens de indicatieve berekeningen slechts een beperkte prijsimpact waarneembaar met uitzondering van de klantengroepen 'De' en 'De prosumant', met een procentuele factuurverhoging van respectievelijk 76% en 120%. Voor deze klantengroepen kunnen flankerende maatregelen geformuleerd worden om de tariefimpact eventueel op te vangen.

Ondanks dat het tariefvoorstel in functie van kWh per kW-tariefblokken blijkt geeft van een beperkte kostenreflectiviteit, gezien de score op KPI 4a en 4b, dient opgemerkt te worden dat door de introductie van capaciteitsgerelateerde tariefperiodes een notie van rationeel netgebruik geïntegreerd is. De netgebruikers worden namelijk financieel geprikkeld om op individueel niveau het piekvermogen te reduceren.

Bovendien kent het tariefvoorstel gebaseerd op de geregistreerde afname in vermogensschijven een zeer beperkte impact op de flexibiliteitsmarkt of energiemarkt. Een exceptioneel piekverbruik wordt niet sterk afgestraft aangezien het piekvermogen, voor de bepaling van het tariefblok, per kwartier berekend wordt. Bijgevolg kent een éénmalig piekverbruik dus enkel voor die specifieke periode een tarifaire impact.

Het TOU tarief dat bij het beschouwen van Figuur 72 doet vermoeden de meest optimale tariefstructuur te zijn, scoort goed vanuit het maatschappelijke oogpunt en vanuit het perspectief van de netgebruiker (in het kader van de impact op de distributienetfactuur) maar kent geen verband met de kostenreflectieve tariefdragers. Het TOU tarief is namelijk beschreven als een afname (kWh) gebaseerd tarief waarbij er geen link gelegd wordt met het gebruik van distributienetcapaciteit. Bovendien kan de introductie van een TOU tarief netcongesties net versterken. Dit is met name het geval bij de introductie van slimme sturingsapparatuur die automatisch schakelen bij een bepaalde tariefperiode en zo een grotere synchroniciteit van systeempiekgebruik bevorderen. Daarnaast kan een dergelijk tarief eveneens een weerslag kennen op derde markspelers als de energieleverancier en de aggregator. Dit is met name het geval indien de tariefmodaliteiten en de prijshoogtes een sterk sturend signaal sturen naar de netgebruiker. Hierdoor zal de netgebruiker impliciet flexibiliteit inzetten, potentieel ten nadele van de marktactiviteiten van voorgenoemde derde partijen.

Ten slotte kan een licht geworpen worden op de gewenste transitie van klassieke meter tariefstructuren naar digitale meter tariefstructuren. Indien we een zachte overgang beogen van de klassieke tariefstructuren naar de optimale tariefstructuur voor digitale meter klanten (i.e. het voorstel voor de piekgemeten klanten en het verbruiksgerelateerd tariefvoorstel in capaciteitsschijven), kan aanbevolen worden om de huidige tariefstructuur te behouden bij de overgang naar een verbruiksgerelateerd tarief in capaciteitsschijven. Op deze manier kent de overgang van de klassieke meter naar de digitale meter de minste impact wat betreft complexiteit en begrijpbaarheid voor de netgebruiker. Beide tarieven zijn immers verbruiksgerelateerd. Indien het tariefvoorstel van de piekgemeten klanten beoogt wordt, kent het tariefvoorstel vanuit de consultatie de beste aanloop voor klassieke meter klanten.

8. Flankerende maatregelen

In haar consultatiedocument m.b.t. de herziening van de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven¹⁵⁹ geeft VREG een aantal aandachtspunten op als mogelijk gevolg van de invoering van een nieuwe tariefstructuur. Deze aandachtspunten kunnen aanleiding geven tot het overwegen van flankerend beleid. In wat volgt nemen we deze aandachtspunten op, bespreken de relevantie ervan in het licht van de hierboven besproken tariefstructuren, en suggereren waar nodig de mogelijkheden tot flankerend beleid. Zoals in de inleiding vermeld willen we de eventuele invoering van een nieuwe tariefstructuur ook beschouwen vanuit de ruimere samenhang met het energiebeleid en de gewenste energietransitie. De aandachtspunten betreffen dus ook de mogelijke gevolgen van de invoering van een nieuwe tariefstructuur op de energietransitie. Hierbij willen we echter onderlijnen dat niet noodzakelijk alle gesuggereerde flankerende maatregelen tot de bevoegdheden van VREG behoren.

8.1.1. Effect op rationeel gebruik van elektriciteit

Wat betreft het stimuleren van rationeel energiegebruik scoren de tariefmodellen 'vast' en de tariefmodellen op basis van kWp afname en injectie niet goed. Deze tariefmodellen bevatten geen prikkel, voor geen enkele groep klanten, om efficiënt om te gaan met het energieverbruik. Tariefmodellen waarbij de netto afgenomen energie een tariefdrager is scoren niet goed op deze KPI voor de 'prosumenten' klantengroepen, i.e. bij installatie van lokale productie vervalt de stimulans om rationeel energie te verbruiken bij deze tarieven. Tariefmodellen met een capaciteitsgebonden component (bvb. het consultatievoorstel) scoren gemiddeld.

Een slechte score kan betekenen dat de aandacht voor energiebesparing door hetzij gedragswijziging (op de korte termijn), hetzij de aankoop van meer efficiënte toestellen (op de lange termijn) vermindert, in het laatste geval omdat de terugverdientijd van investeringen in energie-efficiënte technologieën (bvb. LED-lampen, energiezuinige koelkasten, enz.) verhoogt.

Bij dit aandachtspunt kunnen een aantal bemerkingen geformuleerd worden:

- Volgens de CREG¹⁶⁰ bestaan er op Belgisch niveau geen grondige studies rond de prijselasticiteit van de elektriciteitsvraag. Een grondige studie zou een onderscheid moeten maken tussen de prijselasticiteit per inkomensgroep, per tijdperiode van het elektriciteitsverbruik, en per verbruikscategorie. De CREG wijst er evenwel op dat er meestal wordt aangenomen dat de prijselasticiteit van de vraag naar elektriciteit op korte termijn gemiddeld laag is omdat elektriciteit een moeilijk vervangbaar goed is. Een groot aandeel van dit elektriciteitsverbruik is immers het gevolg van activiteiten die moeilijk of niet vermeden kunnen worden (bvb. elektrisch koken, gebruik van vaatwasser, wasmachine, verlichting, enz.). Een gemiddelde prijselasticiteit op korte termijn tussen 0,2 en 0,4 wordt meestal aanvaard, wat inhoudt dat een prijsstijging van 10 % gemiddeld slechts een daling van de hoeveelheid tussen 2 % en 4 % zal veroorzaken. Om evenwel uitsluitel te geven omtrent het effect van een nieuwe tariefstructuur op het elektriciteitsgebruik kan verder onderzoek aangewezen zijn.
- Meer fundamenteel kan de bemerking gemaakt worden dat in de aansturing naar een meer rationeel gebruikspatroon vooral de milieu-impact van de gebruikte elektriciteit van doorslaggevend belang zou moeten zijn. Rationeel elektriciteitsgebruik via de prijszetting zou dan ook best aangestuurd worden op basis van een prijscomponent die de milieuvervuiling bij de productie van deze elektriciteit in rekening brengt. Ideaal gezien geldt deze sturing op basis van de milieu-impact uiteraard ook voor alle energievectoren die in aanmerking komen ter vervanging van de energiediensten die door de elektriciteit geleverd worden (bvb. koken op gas vs. elektrisch koken, gasverwarming vs. warmtepompen, enz.). In verband kan gewezen worden op het initiatief op het federale beleidsniveau om de mogelijkheid van de invoering van een koolstoftaks te onderzoeken. Deze beleidspiste valt echter buiten de bevoegdheid van de VREG.
- Naast de elektriciteitsprijs zijn er nog andere beleidsinstrumenten voorhanden die aansturen op een rationeel energiegebruik. We denken hier bijvoorbeeld aan informatiecampagnes (zie bvb. de website www.energiesparen.be), of labelling van toestellen, regelgeving m.b.t. de energieprestatie van toestellen (op basis van de EU ecodesign-richtlijn)¹⁶¹.

¹⁵⁹ http://www.vreg.be/sites/default/files/document/consultatie_over_de_herziening_van_de_tariefstructuur_van_de_periodieke_distributienettarieven.pdf

¹⁶⁰ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F972NL.pdf>

¹⁶¹ <http://www.energiesparen.be/verwarming/ecodesign/wetgeving>

- Niet alle huishoudens zijn noodzakelijk gemotiveerd om energiegedrag aan te passen (voor het realiseren van energiebesparing en/of flexibiliteit). En zelfs als huishoudens bvb. in enquêtes aangeven gemotiveerd te zijn om hun gedrag aan te passen (bvb. omwille van financiële of milieugerelateerde overwegingen), dan nog vindt de omzetting van positieve attitudes naar effectief gedrag minder plaats dan men zou verwachten. Dat komt omdat in de omzetting van motivaties naar concreet gedrag andere factoren, zoals de behoefte aan comfort, tijd en gemak toch vaak de overhand krijgen. Het aansturen op energiebesparing enkel via tarifiering houdt geen rekening met het complexe geheel van drijfveren die een eindgebruiker aanzetten tot besparing. Deze eindgebruiker moet een traject doorlopen – van het vormen van motivaties, over het vertalen van deze motivatie in concrete gedragsintenties, tot het effectief implementeren van het nieuwe gedrag; wat voor het beleid de mogelijkheid biedt om slim in te spelen op de verschillende sleutelpunten in dit traject om energiebesparing effectiever aan te sturen. Zo biedt de digitale meter bvb. mogelijkheden tot een betere informatieverstrekking m.b.t. energiegebruik en tips om energie te besparen. In vergelijking met een uniforme sturing via de elektriciteitsprijs (die bovendien de minst begoede gezinnen het hardst treft) kan een slim beleid er ook voor opteren om de REG-inspanning meer af te stemmen op een segmentatie van eindgebruikers. Hoewel meer onderzoek naar effectieve segmentatiemethoden hier wenselijk is, moet zeker rekening gehouden worden met volgende factoren:
 - o motivatie, attitude, bewustzijn;
 - o gedrag en capaciteit tot gedragsverandering;
 - o aanwezigheidsprofielen;
 - o socio-demografische variabelen zoals leeftijd, inkomen, aantal gezinsleden en opleidingsniveau;
 - o woninggerelateerde kenmerken zoals leeftijd van de woning, vloeroppervlak, eigenaarschap;
 - o aanwezige apparaten (aantal, maar ook gebruikspatronen zijn belangrijk).

8.1.2. Tariefwijziging

Een aanpassing van de tariefstructuur kan een effect hebben op het niveau van de te betalen distributienettarieven voor bepaalde klantengroepen. Uit de simulaties blijkt dat dit vooral het geval kan zijn voor tariefstructuren sterk gebaseerd op een vaste term en/of aansluitcapaciteit voor de klantengroep Da .

Dit hoeft op zich geen probleem te vormen (tenzij in het geval van kwetsbare eindgebruikers, zie verder), indien de tariefwijziging tegemoet komt aan (het merendeel) van de KPIs die in deze studie als richtlijn voor het onderzoek van de tariefstructuur naar voren werden geschoven. Op zich is een hogere bijdrage aan de totale distributienetkosten namelijk perfect mogelijk. Een hogere bijdrage moet weliswaar worden verantwoord zodat de maatregel evenredig is en niet discriminatoir toegepast wordt. Verder bepaalt de regelgeving dat de discretionaire bevoegdheid van de regulator tot het vaststellen/goedkeuren van de tariefmethode moet worden afgewogen tegen i) de rechten van netbeheerders om de stabiliteit van hun kosten en inkomsten te kunnen voorspellen op grond van een bepaalde continuïteit van de tariefmethode in het bijzonder en het door de regulator gevoerde beleid in het algemeen; en ii) de rechten van de netgebruikers om een inschatting te kunnen maken van de kosten ingevolge nettarieven (wat onder meer relevant kan zijn bij het nemen van bepaalde investeringsbeslissingen). De distributienetgebruikers hebben echter geen enkele juridische indicatie gekregen dat hun distributienettarieven voor altijd ongewijzigd zullen blijven. Er is hoogstens sprake van economische stabiliteit. Maar in het geval van een significante verhoging kunnen volgende flankerende maatregelen eventueel overwogen worden:

- Het tijdig lanceren van een informatiecampagne m.b.t. de nieuwe tariefstructuur, in overleg met verschillende stakeholders en doelgroepen. De informatiecampagne moet daarbij niet enkel inlichtingen verschaffen over de nieuwe vorm van tarifiering, maar ook de mogelijkheid bieden aan de eindgebruikers om de gevolgen van de nieuwe tarifiering in vergelijking met de huidige situatie door te rekenen (bvb. via een specifieke website) en ook advies verlenen over hoe die specifieke eindgebruikers zich het best kan aanpassen om de kosten van de nieuwe tariefstructuur te drukken. In dit verband bepalen de Derde Elektriciteits- en Gasrichtlijn dat de nettarieven en de tariefmethode voldoende ruim voorafgaand aan hun inwerkingtreding worden vastgesteld/goedgekeurd en bekendgemaakt (art. 32(1) en 37(6) resp. 32(1) en 41(6)). Het Energiedecreet heeft deze bepalingen omgezet door te stellen dat de tariefmethode transparant moet zijn en dat de VREG zijn tariefbevoegdheid uitoefent om aldus 'een stabiele en voorzienbare regulering' te bevorderen.;
- Er kan ook gekozen worden voor een graduele invoering van het nieuwe tarief onder de vorm van een geleidelijke overgang van het huidige kWh-gebaseerde tarief over enkele jaren naar de nieuwe tariefstructuur;
- In het geval dat de gekozen tariefstructuur een belangrijke capaciteitsgebonden component bevat moet aan de eindgebruiker de mogelijkheid geboden worden om zijn/haar aansluitcapaciteit te

herzien in het licht van de concrete noden m.b.t. het gewenste elektriciteitsgebruik (zie verder onder 'overgedimensioneerde aansluiting' en 'huurders en bewoners van appartementsgebouwen').

8.1.3. Kwetsbare afnemers

Kwetsbare afnemers hebben vaak (maar zeker niet altijd – bvb. in het geval dat de woning elektrisch verwarmd wordt) een laag energieverbruik. Zoals blijkt uit de simulaties heeft de invoering van een nieuwe tariefstructuur met een capaciteitsgebaseerde component een negatieve impact op deze groep van eindgebruikers.

Binnen de categorie van 'kwetsbare afnemers' moeten we een onderscheid maken tussen de groep van 'beschermde afnemers' (die nu al van een wettelijk voorziene bescherming genieten) en een groep 'niet-beschermde afnemers' die niet van deze wettelijke bescherming genieten.

Beschermde afnemers zijn mensen die recht hebben op het sociale maximumprijs voor elektriciteit en aardgas. Dit is een elektriciteits- of aardgasprijs die lager is dan het normale tarief. Elke leverancier moet deze prijs automatisch aanrekenen aan wie daar recht op heeft. Het is de federale regulator CREG die de sociale maximumprijs vastlegt. Om de sociale maximumprijs te bepalen, wordt om de 6 maanden gezocht naar de goedkoopste leverancier in het goedkoopste netgebied in België. Het energiebesluit omschrijft duidelijk de voorwaarden waaraan voldaan moet worden om recht te hebben op het sociale maximumtarief¹⁶². De huidige wetgeving specificeert verder dat het sociale tarief geen forfaitaire kosten of abonnementsgelden mag bevatten en moet worden uitgedrukt in een bedrag in euro /kWh¹⁶³. Beschermde afnemers kunnen op basis van de huidige wetgeving dus geen tarief op basis van capaciteit aangerekend worden.

Voor kwetsbare klanten die geen wettelijke bescherming genieten (hetzij omdat ze niet aan de wettelijke voorwaarden voldoen, hetzij omdat ze geen aanvraag hebben ingediend) kunnen flankerende maatregelen mogelijk aangewezen zijn. Een mogelijke piste is bijvoorbeeld om de eerste schijf van de capaciteitsgebonden component van de nieuwe tariefstructuur aan een aangepaste prijs te tarifieren. De exacte grootte van die eerste voordelige schijf wordt best afgestemd op het benodigde vermogen om de basisbehoeften van een huishouden te dekken. Voor hogere schijven kan dan progressief meer aangerekend worden.

Hoewel wettelijk gezien niet verplicht¹⁶⁴ kan het toch raadzaam zijn om de invoering van een nieuwe tarifiering verder te ondersteunen door het uitwerken van een armoedetoets op basis van wetenschappelijk studiemateriaal, ondersteund door een participatief proces dat kwetsbare eindgebruikers consultatief in het beslissingsproces betreft. Dergelijke armoedetoets kan in detail nagaan wat de impact van de nieuwe tarifiering is op de verschillende onderscheiden situaties waarin kwetsbare klanten zich typisch kunnen bevinden: op de private huurmarkt (doorgaans in huizen van slechte kwaliteit, met inefficiënte toestellen, enz.), klanten die voor verwarming nog gebruik maken van elektrische accumulatiekachels (zie verder), klanten met een zeer laag energiegebruik, ouderen, enzovoort.

8.1.4. Overgedimensioneerde aansluiting

Een overgedimensioneerde aansluiting is zwaarder dan gelet op de huidige of verwachte energieafname noodzakelijk is. De invoering van een nieuwe tariefstructuur met een capaciteitsgebaseerde component zal klanten met een overgedimensioneerde aansluiting proportioneel gezien, indien zij hun aansluitingscapaciteit niet laten corrigeren, treffen. Deze situatie vraagt om flankerend beleid vermits veel van de bestaande aansluitingen historisch gegroeid zijn en de huidige eigenaars vaak geen keuze gehad hebben bij het bepalen van de aansluiting.

Een klant zou steeds de mogelijkheid moeten krijgen zijn aansluitingscapaciteit te laten verlagen door de distributienetbeheerder vooraleer een nieuwe tariefstructuur wordt ingevoerd. In het geval dat de invoering van de nieuwe tariefstructuur plaatsvindt na de uitrol van de digitale meter kan gebruik gemaakt worden van

¹⁶² Zie de website <http://www.energiesparen.be/sociaal/beschermde/wie>

¹⁶³ Art. 11 van het Ministerieel Besluit van 30 maart 2007, http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=nl&caller=list&cn=2007033058&la=n&fromtab=wet&sql=dt=%27ministerieel%20besluit%27&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1

¹⁶⁴ De armoedetoets vormt wettelijk gezien een onderdeel van een ruimere reguleringsimpactanalyse. Dergelijke reguleringsimpactanalyse is sinds 2005 een verplicht onderdeel van de goedkeuringsprocedure van regelgeving (decreten en besluiten van de Vlaamse Regering) op initiatief van de Vlaamse Regering.

de instelbare capaciteit om de kosten voor de eindgebruiker in het geval van een tarief met belangrijke capaciteitsgebonden component te drukken. Het is dan zelfs voor de eindgebruiker mogelijk om de instelbare capaciteit op gezette tijdstippen te herevalueren en te laten aanpassen.

In het geval dat de tariefwijziging plaatsvindt voor de uitrol van de digitale meter moet de technische aansluitcapaciteit van de klant aangepast worden. Hierbij kan overwogen worden om de eerste wijziging in aansluiting naar de aangewezen capaciteitsschijf aan een gereduceerd tarief door te rekenen aan de klant. Naar analogie met de REG-premies die netbeheerders nu al voorzien, zou in het energiebeleid ook een premie of ondersteuning kunnen uitgewerkt worden voor onderzoek en advies m.b.t. al dan niet overgedimensioneerde aansluitingen en de aanpassing naar een lichtere aansluiting.

8.1.5. Huurders en bewoners van appartementsgebouwen

Specifiek voor huurders en bewoners van appartementsgebouwen kan zich de situatie voordoen dat de aansluiting voor de gemeenschappelijke delen een hoge capaciteit vergt, bijvoorbeeld voor de aandrijving van een lift. Bij tarieven met een belangrijke capaciteitsgebonden component zullen afnemers mogelijk in een hogere schijf vallen voor deze bijkomende aansluiting. Voor appartementsgebouwen met een aparte aansluiting voor de gemeenschappelijke delen (al dan niet met lift), maar met een beperkt aantal appartementen zal dit een hoge bijkomende kost betekenen per appartement. Voor deze situaties kan een flankerend beleid voorzien worden onder de vorm van tegemoetkomingen (bvb. % korting op het tarief).

Tevens is het mogelijk dat in appartementsgebouwen vaak meerdere meters voorzien zijn voor aparte circuits die beter op 1 meter zouden aangesloten worden. Naar analogie met de voorstellen onder de sectie “overgedimensioneerde aansluiting” kan een campagne opgezet worden om deze situaties te detecteren en aan te passen.

8.1.6. Elektrische wagens en warmtepompen

De invoering van een nieuwe tariefstructuur kan mogelijk een negatieve impact hebben op de aantrekkelijkheid van investeringen in elektrische wagens of warmtepompen, omdat deze technologieën doorgaans een zwaardere aansluitingscapaciteit vereisen.

In principe is dit geen probleem omdat de distributienettarieven op een technologie-neutrale manier vastgesteld moeten worden. Uiteraard zal het distributienettarief een invloed uitoefenen op de aantrekkelijkheid van bepaalde opties. Hoewel dit buiten de bevoegdheid van de VREG valt is het toch aangewezen om na te gaan of de nieuwe tariefstructuur de noodzakelijke maatregelen in het kader van de energietransitie eerder hindert of stimuleert. Zo kan een tarief met een capaciteitsgebonden component een belangrijke stimulans vormen voor slimme op- en ontlaadstrategieën voor elektrische voertuigen, wat vanuit het standpunt van rationeel netgebruik en de integratie van een groot aantal elektrische voertuigen in het Belgische elektriciteitssysteem een wenselijk evolutie vormt¹⁶⁵. In het kader van rationeel netgebruik kan eventueel ook de flexibele toegang van afnamepunten als flankerend beleid bekeken worden om zo bij te dragen aan een efficiënt netbeheer en optimalisatie van de totale maatschappelijke kosten. Echter, uit de door de VREG bestelde ‘AmFT’-studie (cf. sectie **Error! Reference source not found.**) blijkt dat flexibele toegang voor afname niet aangewezen is en de voorkeur uitgaat naar een commerciële markt waarbij vraagbeheer altijd op vrijwillige basis georganiseerd wordt. Als potentieel flankerend beleid kan de netbeheerder zich wenden tot de commerciële flexibiliteitsmarkt om bepaalde gecongeesteerde netsituaties te verhelpen.

Specifiek voor warmtepompen kan de overgang naar een nieuwe tariefstructuur mogelijk de terugverdientijd van nieuwe of bestaande investeringen in negatieve zin beïnvloeden t.o.v. alternatieven zoals gasverwarming. Dit is vanuit het standpunt van de noodzakelijke energietransitie een ongewenst neveneffect. Hierbij kan opgemerkt worden dat de keuze voor een bepaalde verwarmingstechnologie ook best ‘aangestuurd’ wordt op basis van de milieu-impact van de verschillende alternatieven. Ideaal gezien bevatten de tarieven voor de verschillende energievectoren die in aanmerking komen voor verwarming (gas, elektriciteit, stookolie) een prijscomponent die de milieuvervuiling bij de productie en gebruik van die vectoren in rekening brengt. De overheid kan hier in twee richtingen sturend optreden: ofwel door het zwaarder belasten van vectoren met hoge milieu-impact (in verband kan bvb. gewezen worden op het initiatief op het federale beleidsniveau om de mogelijkheid van de invoering van een koolstoftaks te onderzoeken); ofwel door het subsidiëren of financieel

¹⁶⁵ <http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F929NL.pdf>

ondersteunen van milieuvriendelijke alternatieven (bvb. warmtepompen). Beide alternatieven vallen evenwel buiten de bevoegdheid van de VREG.

8.1.7. Thuisbatterijen en injectie

De invoering van een nieuwe tariefstructuur kan de business case voor bestaande en nieuwe decentrale productie-eenheden in negatieve zin beïnvloeden. Wat betreft het stimuleren van investeringen in PV systemen scoren die tariefmodellen voor alle klanten goed waarbij afname en netto afname een tariefdrager zijn. De tariefmodellen met een tariefcomponent op basis van injectie scoren niet goed op deze KPI, en dan vooral het tariefmodel 'kWp afname + injectie'. De tariefmodellen waarbij een vaste term een groot aandeel vormt van de factuur zijn neutraal wat betreft de stimulans naar investeringen in PV installaties. In deze gevallen heeft een investering in lokale productie weinig tot geen impact op de uiteindelijke factuur.

In principe is de impact op investeringen in decentrale productie-eenheden geen probleem omdat de distributienettarieven op een technologie-neutrale manier vastgesteld moeten worden. Hoewel de nu volgende overwegingen buiten de bevoegdheid van de VREG vallen zijn ze toch aangewezen om na te gaan of de nieuwe tariefstructuur de noodzakelijke investeringen in decentrale productie (vooral PV) in het kader van de energietransitie eerder hindert of stimuleert.

Vandaag maken particuliere PV-installaties maken bijvoorbeeld gebruik van een terugdraaiende teller waarbij de meterstand stijgt als er elektriciteit van het net wordt gebruikt en de meterstand daalt als er overtollige elektriciteit geproduceerd door de PV-installatie op het net wordt geïnjecteerd. Dit wordt op jaarbasis gesaldeerd en komt er op neer dat wanneer de PV-installatie correct is gedimensioneerd de jaarlijkse netto-stroomafname in het beste geval 0 kWh is. De prijs per kWh die men krijgt van de geïnjecteerde stroom is dan dezelfde als diegene die men betaalt volgens het afgesloten energiecontract. Dit komt dan wel ten goede aan de rendabiliteit en terugverdientijd van een PV-installatie, maar bij het systeem van een terugdraaiende teller wordt het elektriciteitsnet als een soort batterij gebruikt waarbij er op momenten wanneer er veel zonnestroom ter beschikking is het elektriciteitsnet onder druk komt te staan en een hogere kans op congestie is. Daarnaast wordt er door prosumenten op momenten dat er geen zonnestroom ter beschikking is, elektriciteit afgenomen via het net. Deze stroom wordt indien er weinig andere hernieuwbare energie zoals windenergie ter beschikking is, deels ingevuld door fossiele centrales zoals (flexibele) gascentrales. Prosumenten worden met het systeem van terugdraaiende teller niet gestimuleerd om zelf zoveel mogelijk eigen opgewekte zonnestroom te consumeren of m.a.w. ze worden niet gestimuleerd om hun zelfconsumptie of gelijktijdigheid te verhogen. Dit is bvb. wel het geval bij een tariefstructuur met een capaciteitsgebonden component. Prosumenten krijgen hierdoor een incentive aangeboden om piekbelasting van het net te vermijden door bvb. op die momenten zelfconsumptie te verhogen, de PV-installatie tijdelijk af te schakelen ('curtailment'), of te investeren in thuisbatterijen die elektriciteit opslaan op momenten van piekproductie (en kunnen ontladen op momenten van piekverbruik).

Voor het Vlaamse beleid is het uitdaging om enerzijds de investering in een PV-installatie rendabel en (financieel) interessant te houden aangezien deze vorm van hernieuwbare energie een belangrijke factor is in de energietransitie. Anderzijds is het nodig om de elektriciteitsproductie bij prosumenten en PV-installaties zo slim mogelijk te integreren in het elektriciteitssysteem om o.a. congestie ten gevolge van een overaanbod van stroom op het net en het gebruik van fossiele backupcentrales zoveel mogelijk te beperken. De Vlaamse overheid denkt hierbij aan een alternatief compenserend systeem voor de terugdraaiende teller dat zal worden ingevoerd vanaf 2021¹⁶⁶. In het ideale geval zorgt het nieuwe systeem voor een evenwicht tussen de doelstelling van een rationeel netgebruik en rendabiliteit bij decentrale productie. Uit de door de VREG bestelde 'AmFT' studie (cf. sectie 3.3) blijkt dat het optimum vanuit het oogpunt van de totale maatschappelijke kosten bereikt wordt wanneer de netbeheerder ten allen tijden de economische afweging kan maken tussen netversterking en activatie en vergoeding van flexibiliteit wat betreft de aansluiting van decentrale productie-eenheden. De resultaten uit deze studie hebben aanleiding gegeven tot een beleidsadvies betreffende technische flexibiliteit bij productie-eenheden¹⁶⁷.

8.1.8. Exclusief nachttarief (elektrische verwarming)

¹⁶⁶ <http://www.vreg.be/nl/slimme-meters>

¹⁶⁷ VREG, "Databeheer en energie-overdracht bij flexibiliteit en de regelgeving inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met Flexibele Toegang)", ADV-2017-04, 20 juni 2016

Eindgebruikers die elektrisch verwarmen hebben vaak voor deze vorm gekozen op een moment dat ze weinig of geen andere keuze hadden en/of zelfs hierin werden aangemoedigd door overheidsdiensten. Het betreft hier toch nog een vrij grote groep van eindgebruikers (ongeveer 10% in België). Elektrische (accumulatie-)verwarming vereist een hoge aansluitingscapaciteit zodat deze eindgebruikers vooral getroffen worden bij de overgang naar een tarifiering met een capaciteitsgebonden component of tarieven die afrekenen op basis van de afgenomen kW_p.

Het vervangen van de nog overblijvende installaties is wellicht niet evident, bekeken vanuit zowel praktisch als financieel standpunt. In deze situatie kan ervoor gekozen worden om flankerend beleid uit te tekenen. Dit flankerend beleid kan verschillende vormen aannemen om de kosten voor dit type van klanten te beperken. Zo kan ervoor gekozen worden om het lage exclusief-nachttarief voor deze klanten te behouden in het deel van het tarief dat op kWh-basis wordt afgerekend. Tevens kan ervoor gekozen worden om de huidige korting op de ODV (van 75%) te behouden.

9. Referenties

9.1. Bronnen

Eurelectric (2013). Network tariff structure for a smart energy system. D/2013/12.105/24, Mei 2013.

Balta-Ozkan, N., Watson, T., Connor, P., Axon, C., Whitmarsh, L., Davidson, R., Spence, A., Baker, P., Xenias, D., Cipcigan, L. and Taylor, G. (2014). Scenarios for the Development of Smart Grids in the UK - Synthesis Report, London: UKERC.

ETP Smart Grids (2012). SmartGrids SRA 2035 Strategic Research Agenda Update of the SmartGrids SRA 2007 for the needs by the year 2035.

Art. 37 (1)(a) Directive 2009/72/EC

Art 15 Directive 2012/27/EC

CEER (2013) CEER 2013 "Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering" Ref C13-RMF-54-05

Afdeling XII van Hoofdstuk I van Titel IV van het Energiedecreet, ingevoegd bij decreet van 27 november 2015 houdende diverse bepalingen inzake energie (B.S. 10/12/2015).

Devogelaer, D., Gusbin, D. (2015). 2030 Climate and Energy Framework for Belgium - Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050. Federaal Planbureau, Working paper 3-15.

ARGUS (2014). Energie voor morgen. Krijtlijnen voor een duurzaam energiesysteem; Belmans, R., Vingerhoets, P., Van Vaerenbergh, I. (Red.) (2016). De eindgebruiker centraal in de energietransitie. Koninklijke Vlaamse Academie van Wetenschappen en Kunsten, Standpunten 44; en Meinke-Hubeny, F., de Oliveira, L.P.N., Duerinck, J. (2017). Energy transition in Belgium - choices and costs. EnergyVille in opdracht van Febeliec.

VREG, "Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt met betrekking tot een kader voor flexibiliteit op het MS-/HS- elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit", ADV-2016-1, februari 2016

VREG, "Databaseer en energie-overdracht bij flexibiliteit en de regelgeving inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met Flexibele Toegang)", ADV-2017-04, 20 juni 2016

EC, "Guidance for National Energy Efficiency Action Plans", Accompanying the document COMMISSION IMPLEMENTING DECISION establishing a template for National Energy Efficiency Action Plans under Directive 2012/27/EU of the European Parliament and the Council, [ONLINE]

Jespers, K., Aernouts, K., Wetzels, W. (2016). Inventaris hernieuwbare energiebronnen Vlaanderen 2005-2015. Referentietask i.o.v. Vlaamse regering (2016/SEB/R/161).

Bouwvergunningen renovatie volgens NIS, gemiddelde tussen 2000-2015.

(2017). National Policy Framework "Alternative fuels infrastructure"

Meinke-Hubeny, F., de Oliveira, L.P.N., Duerinck, J. (2017). Energy transition in Belgium - choices and costs. EnergyVille in opdracht van Febeliec.

Devogelaer, D., Gusbin, D. (2015). 2030 Climate and Energy Framework for Belgium - Impact assessment of a selection of policy scenarios up to 2050. Federaal Planbureau, Working paper 3-15.

Vingerhoets, P., Lodewijks, P. (2017). De biomassacentrale in Langerlo – Gegevens en alternatieven. EnergyVille in opdracht van BBL.

Vingerhoets en Lodewijks 2017

van Esch, L., Meynaerts, E., Vermeiren, K., Uljee, I., Janssen, L., Guisson, R., Engelen, G., Hoes, H. en Robeyn, N. Hernieuwbare EnergieAtlas Vlaamse gemeenten. http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/Hernieuwbare_atlas_Vlaamse_gemeenten_final_v20160921.pdf

BATSTORM (2016). Support to R&D Strategy for battery based energy storage: Costs and benefits for deployment scenarios of battery systems (D7). Ecofys 2016 by order of: European Commission Directorate General Energy

IRENA. (2015). Battery Storage for Renewables: Market Status and Outlook. Abu-Dhabi, Bonn: International Renewable Energy Agency.

Nykqvist, B., & Nilsson, M. (2015, 03 23). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *nature climate change*, p. 330.

EC (2016). "Issue paper No7 – Become competitive in the global battery sector to drive e-mobility forward", EC, 19 April 2016 – version 3.0. Available online: https://setis.ec.europa.eu/system/files/action7_issues_paper.pdf.

Elia (2016). Publieke consultatie over het design voorstel voor het piloot project BidLadder

CEER 2013 "Statusbeoordeling van regelgevende aspecten van slimme meting" Ref C13-RMF-54-05

VREG 2015. Advies van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 8 april 2015 met betrekking tot een ontwerp van besluit van de Vlaamse Regering tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft het plaatsen van slimme meters.

Energiedecreet, art 4.1.6

DG ENER (2014). "The role of DSOs in a smart grid environment.", Final report, Amsterdam, 23 April 2014

Energiebeleidsovereenkomst tussen de Vlaamse Regering en de elektriciteitsdistributienetbeheerders ter ondersteuning van de groenestroomproductie in het Vlaamse Gewest

Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, 08/05/2009

Data van Eandis en Infrax gecombineerd.

Eid C. (2014). The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, 75, pp 244-254

Leemput (2014). Impact of Electric Vehicle On-Board Single-Phase Charging Strategies on a Flemish Residential Grid. *IEEE transactions on smart grid*, v. 5, no. 4

Clement-Nyns (2010). Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on the Electricity System

Protopapadaki (2017). Heat pump and PV impact on residential low-voltage distribution grids as a function of building and district properties. *Applied Energy* 192 (268-281)

Vlaamse Regering (2017). Conceptnota "Vlaamse Energievisie"

3E (2017). Aansluiting met flexibele toegang in Vlaanderen.

Infrax, Eandis, Elia (2011). Onthaalcapaciteit decentrale productie in Vlaanderen 2011 – 2020

VREG, "Toelichting bij toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder 2017", 13 oktober 2016.

VREG, Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2017-2020, 24 augustus 2016

VREG, "Marktrapport 2016", 2017, RAPP-2017-05, beschikbaar online via <http://www.vreg.be/nl/document/rapp-2017-05>

Verhaeghe (2016). Distribution charges: review of experiences on tariff structure and new challenges, "Energy markets, policy and regulation: evolution and revolution" EPRG Spring Seminar, 13 May 2016.

Bonbright (1988). "Public Utility Tariffs"

CEER (2017). "Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice", 32 January 2017

DG Energy (2015). Study on tariff design for distribution systems. Final report. 28 January 2015

Munasinghe M. and Warford J. (1978). Shadow Pricing and Power Tariff Policy, World Bank Staff Working Paper.

Mulder (2017). "Energietransitie en elektriciteitsmarkt, verkenning van een gespannen relatie", CEER policy papers, No1, Maart 2017

The Brattle Group, Brown and Faruqi (2014). Structure of electricity distribution network tariffs: recovery of residual costs.

University Paris-Dauphine (2016). Pricing on electricity networks, Conference report, Conference organised by the French Association for Energy Economics (FAEE) in cooperation with the Centre of Geopolitics of Energy and Raw Materials (CGEMP), the Chair Governance and Regulation and the Chair European Electricity Markets (CEEM) of the University Paris-Dauphine, 28 January 2016

Verhaeghe (2016). Distribution charges: review of experiences on tariff structure and new challenges, "Energy markets, policy and regulation: evolution and revolution" EPRG Spring Seminar, 13 May 2016.

University Paris-Dauphine (2016). Pricing on electricity networks, Conference report, Conference organised by the French Association for Energy Economics (FAEE) in cooperation with the Centre of Geopolitics of Energy and Raw Materials (CGEMP), the Chair Governance and Regulation and the Chair European Electricity Markets (CEEM) of the University Paris-Dauphine, 28 January 2016

Neuteleers S., Mulder, M., & Hindriks, F. (2016). Assessing fairness of dynamic grid tariffs. University of Groningen, SOM Research Reports; Vol.16014-EEF.

Desmet, "Batterijopslag bij net-interactieve systemen", Universiteit Gent, onderzoeksgroep Lemcko

VREG, "Consultatiedocument van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 20 juni 2016 met betrekking tot de herziening van de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven", CONS-2016-05, 20 juni 2016

De opdeling in subcategorieën is gebaseerd op studiewerk van de distributienetbeheerder Eandis.

B. Normark et al., "How can batteries support the EU electricity network?", technical report, 2014

VREG, Rapport van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 9 mei 2017 met betrekking tot de actualisatie van de kosten-batenanalyse slimme meters, 2017

Boork, M., Thomtén, M., Brolin, M., Uytterlinde, M., Straver, K., Kraan, C., Kleine-Hegemann, K., Laes, E., Valkering, P., Maggiore, S., 2014. Key success factors and barriers to end-user engagement in smart grid projects. Paper presented at the 2014 BEHAVE conference, London. Available from: http://behaveconference.com/wp-content/uploads/2014/08/F_Magdalena_Boork_Technical_Research_Institute_of_Sweden.pdf
<http://www.s3c-project.eu/>

Nijhuis, M. et al., "Demand Response: Social Welfare Maximization in an Unbundled Energy Market Case Study for the Low-Voltage Networks of a Distribution Network Operator in The Netherlands.", IEEE Transactions on Industry Applications, vol 53, no 1, January 2017

9.2. Weblinks

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1449767367230&uri=CELEX:52015DC0572>

<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/technical_memo_marketsconsumers.pdf

<https://www.vlaanderen.be/nl/publicaties/detail/beleidsnota-2014-2019-energie>

<http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/Vlaams%20Klimaat-%20en%20Energiepact.pdf>

<http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/Vlaams%20Klimaat-%20en%20Energiepact%20-%20Bijlage%201%20-%20Engagementen%20leden%20Vlaamse%20Regering.pdf>

<http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/Vlaams%20Klimaat-%20en%20Energiepact%20-%20Bijlage%202%20-%20Engagementen%20stakeholders.pdf>

<http://www.vlaamseklimaatop.be/sites/default/files/atoms/files/2016-12-01%20Presentatie%20Vlaams%20minister%20Bart%20Tommelein.pdf>

<http://www.vreg.be/nl/energie-decreet>

<http://www.tommelein.com/tommelein-stelt-energievisie-2030-2050-voor/>

<http://www.bouwenwonen.net/nieuwbouw/duurzaam-bouwen/read.asp?id=39538&content=Tommelein-werkt-drempels-voor-hernieuwbare-energie-weg>

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2017031015&table_name=wet

http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20131106_swd_guidance_neeaps.pdf

<http://www.ode.be/warmtepompen/de-cijfers/marktgegevens>

<https://www.lne.be/sites/default/files/atoms/files/Conceptnota%20Clean%20power%20for%20transport.pdf>

<http://www.vreg.be/nl/aantal-zonnepanelen-en-hun-vermogen>

<https://www.ode.be/windenergie/de-cijfers/marktgegevens>

http://www.tommelein.com/wp-content/uploads/bsk-pdf-manager/Windkracht_2020_194.pdf

http://statbel.fgov.be/nl/statistieken/cijfers/economie/bouw_industrie/gebouwenpark

<http://www.elia.be/nl/over-elia/newsroom/news/2016/10-08-2016-Consultation-TF-BidLadder>

<https://docs.vlaamsparlament.be/docs/stukken/2016-2017/q1074-1.pdf>

<https://www.serv.be/serv/publicatie/advies-digitale-meters-tegen-meetlat>

<http://www.evolvdso.eu/>

<http://smarnet-project.eu/>

<http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

<https://docs.vlaamsparlament.be/docs/stukken/2016-2017/q1074-1.pdf>

www.synergrid.be

http://www.vreg.be/sites/default/files/document/consultatie_over_de_herziening_van_de_tariefstructuur_van_de_periodieke_distributienettarieven.pdf

<http://www.creg.info/pdf/Studies/F972NL.pdf>

<http://www.energiesparen.be/verwarming/ecodesign/wetgeving>

<http://www.energiesparen.be/sociaal/beschermd/wie>

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=nl&caller=list&cn=2007033058&la=n&fromtab=wet&sql=dt=%27ministerieel%20besluit%27&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1

<http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F929NL.pdf>

<http://www.vreg.be/nl/slimme-meters>

https://www.vlaanderen.be/nl/vlaamse-regering/beslissingenvlaamse-regering?search=digitale+meters&publication_date=&publication_date_1%5Bmin%5D%5Bdate%5D=&publication_date_1%5Bmax%5D%5Bdate%5D=&competence=&delivery_channel=&delivery_channel_1=

<https://www-4--traders-com.cdn.ampproject.org/c/www.4-traders.com/amp/ELIA-SYSTEM-OPERATOR-5989/news/Elia-System-Operator-is-publishing-the-conclusions-of-a-R2-non-CIPU-pilot-project-performed-togeth-25711270/>