

COMMISSIE VOOR DE REGELING VAN HET ENERGIEBELEID IN HET BRUSSELS- HOOFDSTEDELIJK GEWEST

VERSLAG (BRUGEL-VERSLAG-2023|213-124bis)

Motivatie- en positioneringsrapport

betreffende de invoering van nieuwe tariefmethodologieën
voor de Brusselse distributienetbeheerder voor elektriciteit
en gas voor de periode 2025-2029

DEEL 2 – Tariefstructuur

13/12/2023

Versie voor raadpleging van 13/12/2023 tot en met
31/01/2024.

INHOUD

1.	Context en doel van het document	6
2.	Veranderingen in elektriciteitspatronen als gevolg van de ontwikkeling van nieuwe toepassingen voor elektriciteit.....	7
2.1.	Gebruikscases.....	7
2.2.	Vooruitzichten voor de ontwikkeling van nieuwe toepassingen en veranderingen in de bijbehorende stroomregimes.....	10
2.2.1.	Elektromobiliteit.....	10
2.2.2.	Elektrificatie van verwarming / sanitair warm water (SWW) vereisten	18
2.2.3.	Stationaire opslagsystemen	20
2.2.4.	Gedecentraliseerde opwekking	21
2.2.5.	Energie delen (collectief zelfverbruik, deelname aan een energiegemeenschap, peer-to-peer)	24
2.2.6.	Gecombineerde impact van nieuwe toepassingen	25
3.	Mogelijkheden en grenzen van geavanceerde prijsbepaling	28
3.1.	De uitdagingen van geavanceerde prijsstelling.....	28
3.2.	Potentieel voor het optimaliseren van stromen en de grenzen van geavanceerde prijsstelling	28
3.3.	Nieuwe, geavanceerde prijsstructuren in België	30
3.3.1.	Tarieven voor de distributie van laagspanningselektriciteit in het Vlaams Gewest	30
3.3.2.	Tarieven voor de distributie van laagspanningselektriciteit in het Waals Gewest.....	33
3.3.3.	Vergelijking en kwalitatieve beoordeling van toekomstige prijssystemen in het Vlaams en Waals Gewest.....	36
3.4.	Voorbeelden van geavanceerde tariefstructuren die in Europa zijn geïmplementeerd in landen waar slimme meters over de hele linie zijn ingevoerd	40
3.4.1.	Tarieven voor het gebruik van het elektriciteitsdistributienet in Frankrijk.....	40
3.4.2.	Tarifiering voor het gebruik van het elektriciteitsdistributienetwerk in Spanje.....	43
4.	Selectie van geavanceerde tariefstructuren die in detail moeten worden beoordeeld.....	46
4.1.	Alle prijsstructuren overwogen.....	46
4.2.	Beschrijving van de geanalyseerde prijsstructuren.....	49
4.2.1.	Inleidende punten met betrekking tot tijddifferentiatiebereiken en de tariefstructuur die van toepassing is op DSU's met een aansluitvermogen ≥ 56 kVA.....	49
4.2.2.	Tariefstructuur voor gemeten vermogen, met tijdsdifferentiatie (tariefstructuur 1B)....	50
4.2.3.	Tijdsgebonden tariefstructuren met tijdsdifferentiatie (tariefstructuren 2A en 2B).....	52
5.	Gedetailleerde beoordeling van geselecteerde tariefstructuren	56
5.1.	Beoordelingscriteria	56
5.2.	Evaluatie	58
5.2.1.	Tariefstructuur voor gemeten vermogen met tijdsdifferentiatie (1B).....	58
5.2.2.	Tijdsgebonden tariefstructuur met en zonder seizoensdifferentiatie (2A en 2B)	62
5.3.	Samenvatting van resultaten en aanbevelingen	67
6.	Analyse van het huidige tariefsysteem voor de distributie van laagspanningselektriciteit in RBC: sterke en zwakke punten	72

6.1.	Huidige prijsstelling (2020-2024).....	72
6.2.	Sterke en zwakke punten van het huidige prijssysteem	73
6.2.1.	Niet-periodieke tarieven.....	73
6.2.2.	Periodieke tarieven.....	74
7.	Voorgestelde richtsnoeren voor wijzigingen in de distributietarieven voor laagspanningselektriciteit.....	80
7.1.	Invoering van geavanceerde tarifiering op basis van slimme meters en tarifiering die van toepassing is op DSU's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonsgegevens en op DSU's met conventionele meters.....	80
7.1.1.	Geavanceerde prijzen.....	80
7.1.2.	Tarief van toepassing op DSU's uitgerust met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonsgegevens en op DSU's met conventionele meters	84
7.1.3.	Geavanceerde prijspositionering.....	86
7.1.4.	Tijdschema voor de invoering van streefprijzen.....	86
7.1.5.	Beheer van de overgangperiode (van 1 ^{er} januari 2025 tot de datum waarop de geavanceerde prijsstelling van kracht wordt).....	87
7.1.6.	Niet-periodieke tarieven voor aansluitingen.....	93
8.	Voorgestelde wijzigingen in de tarieven voor gasdistributie	96
9.	Samenvatting van voorgestelde wijzigingen	97

INDEX VAN TABELLEN

Tabel 1. Geschat aantal elektrische voertuigen in de periode 2024-2030 in RBC (PC's en LCV's, BEV's en PHEV's) in de ELIA 2021-scenario's.....	12
Tabel 2. Samenvatting van de impact van de verschillende hypothesen in 2030 op de synchrone piek van het SIBELGA-netwerk.....	16
Tabel 3. Aantal warmtepompen in de periode 2024-2030, ELIA-scenario's.....	18
Tabel 4. Doelstelling voor de ontwikkeling van fotovoltaïsche elektriciteitsproductie in RBC.....	21
Tabel 5. Geïnstalleerd fotovoltaïsch vermogen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest over de periode 2017-2020.....	22
Tabel 6. Samenvatting van de gecombineerde impact van EV en de elektrificatie van de verwarmingsbehoeften in 2030 op de synchrone piek van het SIBELGA-net.....	26
Tabel 7. Vorm van de tariefnetten per spanningsbereik.....	42
Tabel 8. Perioden aangeboden aan particuliere klanten in Spanje van 1 ^{er} juni 2021.....	44
Tabel 9. Distributietarieven van toepassing vanaf 1 ^{er} juni 2021 in Spanje.....	44
Tabel 10. Lijst van de 5 geavanceerde tariefstructuren overwogen in het eerste deel van fase 2 van module 1.....	46
Tabel 11. Netgebruikstarief voor tariefstructuur IB (DSU's met aansluitvermogen < 56 kVA, met slimme meter).....	51
Tabel 12. Netgebruikstarief voor tariefstructuur 2A voor LV klanten met een aansluitvermogen < 56 kVA met een slimme meter.....	54
Tabel 13. Netgebruikstarief voor tariefstructuur 2B voor LV klanten met een aansluitvermogen < 56 kVA met een slimme meter.....	55
Tabel 14. Beoordeling van de 17 criteria voor de geselecteerde tariefstructuren.....	70

INDEX VAN CIJFERS

Afbeelding 1. Natuurlijk" aanvullingsprofiel.....	14
Afbeelding 2. Evolutie van de LV belasting van Sibelga op een weekdag (donderdag).....	14
Afbeelding 3. Geoptimaliseerd" oplaadprofiel.....	15
Afbeelding 4. Seizoensgebondenheid van het geschatte gemiddelde warmtepompverbruik in 2030 in België.....	20
Afbeelding 5. Profiel van de zonneproductie in België op 1 juli 2022.....	23
Afbeelding 6. Gemiddelde maandelijkse productiviteit van fotovoltaïsche installaties in België voor het jaar 2020.....	23
Afbeelding 7. Belastingcurve voor het volledige net van Sibelga (Infeed) en per klantencategorie op de dag waarop de piek van 2022 voor het volledige net werd bereikt (winter, woensdag 26/01/2022, 730 MW).....	48
Afbeelding 8. Belastingskromme voor het volledige net van Sibelga (Infeed) en per categorie klanten op de dag waarop de niet-winterpiek van 2022 voor het volledige net werd bereikt (donderdag 19/05/2022, 717 MW).....	48
Afbeelding 9. Gedetailleerde beoordeling van tariefstructuur IB (gemeten vermogen met tijdsdifferentiatie).....	62
Afbeelding 10. Gedetailleerde beoordeling van tariefstructuren 2A en 2B (termijn evenredig aan verbruik met tijdsdifferentiatie, met en zonder seizoensdifferentiatie).....	67

Afbeelding 11. Gedetailleerde beoordeling van tariefstructuren IB (van het type gedoseerd vermogen met tijdsdifferentiatie), 2A en 2B (van het type termijn evenredig aan verbruik met tijdsdifferentiatie, met en zonder seizoensdifferentiatie)..... 69

WOORDENLIJST

BEV	Batterij-elektrisch voertuig
BT	Laagspanning
DSO	Distributienetwerkbeheerder
MT	Middenspanning
PAC	Warmtepomp
PHEV	Plug-in hybride elektrisch voertuig
RBC	Brussels Hoofdstedelijk Gewest
URD	Distributienetwerk gebruiker
VE	Elektrische voertuigen
VP	Privévoertuig
VUL	Licht bedrijfsvoertuig ($\leq 3,5$ t)

I. Context en doel van het document

BRUGEL wil voor de volgende regulatoire periode (2025-2029) een regulator kader ontwikkelen dat de distributienetbeheerder Sibelga in staat zal stellen om de tarieven zo vast te stellen dat ze zijn nuttige kosten zo goed mogelijk dekken in de uitoefening van zijn wettelijke taken en in het belang van de gemeenschap.

In het kader van de voorbereiding en de opstelling van de tariefmethodologieën 2025-2029 moet BRUGEL de vaststelling motiveren van de tariefstructuur die tijdens de periode 2025-2029 zal worden toegepast. Er moet worden opgemerkt dat de methodologieën die van toepassing zijn op de periode 2020-2024 verschillende wijzigingen en vereenvoudigingen hebben aangebracht aan de tariefschema's die van toepassing zijn op de gebruikers van het distributienet. De geldende periodieke distributietarieven zijn bijvoorbeeld niet afhankelijk van het gebruik dat van de gedistribueerde energie wordt gemaakt. De invoering van nieuwe elektrische toepassingen kan het elektriciteitsverbruik (als ook het piekverbruik) aanzienlijk wijzigen en/of verhogen, in het bijzonder voor de laagspanningsgebruikers. **Voor BRUGEL is een van de belangrijkste uitdagingen voor de tariefstructuur momenteel het identificeren van de beste manier om alle gebruikers van het distributienet te integreren in de lopende energietransitie, door middel van tarieven die geschikt zijn en een stimulans vormen.**

Het is in deze context dat BRUGEL een opdracht heeft gelanceerd en de firma Schwartz and Co de opdracht heeft gegeven om een consultancyopdracht uit te voeren die een studie omvat van de impact (voornamelijk economisch, maar ook sociaal, milieu, enz.) van de invoering van tariefstructuur (-structuren) verschillend van deze die momenteel worden toegepast in het Brussels Gewest. Het doel is om de tariefstructuur (periodieke tarieven en aansluitingstarieven) te bestuderen en te definiëren voor de periode 2025-2029 en om aanbevelingen te doen voor de daaropvolgende tariefperiodes.

Deze studie is verdeeld in drie modules:

- De eerste module betreft "nieuwe toepassingen" (module 1).
- De tweede module betreft een kosten-batenanalyse van het delen van energie (module 2).
- De derde module behandelt het zogenaamde "conventionele" gebruik en de conclusies van het onderzoek (module 3).

De analyses en resultaten van de tweede module werden gedocumenteerd in een eindrapport dat ter raadpleging aan BRUGEL werd voorgelegd.

Dit document vormt het positionerings- en motiveringsrapport over de tariefstructuren die van toepassing zijn op het gebruik van het Brusselse elektriciteitsdistributienet voor de periode 2025-2029.

Dit verslag consolideert de analyses en resultaten van module 1 en 3 van de studie, rekening houdend met de resultaten van de kosten-batenstudie van module 2 voor het delen van energie.

2. Veranderingen in elektriciteitspatronen als gevolg van de ontwikkeling van nieuwe toepassingen voor elektriciteit

2.1. Gebruikscases

De nieuwe vormen van elektriciteitsgebruik die in het onderzoek aan bod komen, zijn onderverdeeld in vijf categorieën:

- elektromobiliteit ;
- elektrificatie van verwarmingsbehoeften en sanitair warm water ;
- stationaire opslagapparaten ;
- gedecentraliseerde productie ;
- energie delen.

Elektromobiliteit :

De groei in elektromobiliteit, d.w.z. het aantal elektrische voertuigen op de weg, leidt tot nieuwe elektriciteitsstromen die van het net worden afgenomen om deze voertuigen op te laden. Deze stromen zijn afhankelijk van het aantal elektrische voertuigen en de manier waarop ze worden opgeladen.

Het elektrische wagenpark is als volgt verdeeld (Statbel-indeling):

- Dit zijn auto's die eigendom zijn van particulieren of bedrijven. Er zijn twee soorten elektrische personenauto's: 100% batterij-elektrische voertuigen (BEV's) en oplaadbare hybride voertuigen (PHEV's):
 - De huidige BEV's hebben batterijcapaciteiten tussen 40 kWh en 60 kWh voor instapmodellen en middenklassers, en tussen 75 kWh en 110 kWh voor topmodellen met een groot bereik. Al deze voertuigen hebben nu een actieradius van minstens 300 tot 400 km bij gemengd gebruik, en tot meer dan 600 km voor voertuigen uit het topsegment. Dit betekent dat, in vergelijking met gemiddeld gebruik (in België wordt gemiddeld 20 km per dag afgelegd om naar het werk te gaan¹), particuliere BEV's slechts zelden een openbare oplaadbeurt nodig hebben voor lange ritten, van het snelle (50 kW DC²) of bij voorkeur ultrasnelle (150 tot 350 kW DC) type. Voor particuliere gebruikers wordt meer dan 95% van de BEV's thuis opgeladen (thuis opladen is veel goedkoper dan opladen bij een openbaar station, en thuis is de meest geschikte en natuurlijke oplaadlocatie voor een gebruiker). Gezien het gemiddelde gebruik, vereist thuisladen een AC-laadpunt met een vermogen tussen 3,7 en 7,4 kW (langzaam/normaal laden). Een 11 kW laadpunt is absoluut niet essentieel, en een

¹ Bron: Kerncijfers mobiliteit in België, FOD Mobiliteit en Vervoer (november 2021)
https://mobilit.belgium.be/sites/default/files/documents/publications/2023/Chiffres_Cles_Mobilite_Belgique.pdf

² DC: gelijkstroom

versneld laadpunt nog minder (alleen de Zoe laadt op met 22 kW AC³, de meeste EV's hebben AC-laders met een maximaal vermogen tussen 7 en 11 kW).

- PHEV's hebben een dubbele verbrandingsmotor en elektromotor, waardoor ze een 100% elektrische actieradius van ongeveer 50 km hebben, dankzij een batterij met een capaciteit van ongeveer 10 kWh. Deze voertuigen hebben thuis een langzaam oplaadpunt nodig (meestal 3,7 kW), een hoger vermogen is duidelijk overbodig. Gezien hun korte actieradius maken PHEV's vaker gebruik van openbare AC-laadpunten dan BEV's⁴. PHEV's zijn slechts een overgangstechnologie, die tegen 2035 van de markt zal verdwijnen wanneer voertuigen met verbrandingsmotoren niet meer verkocht mogen worden, en waarschijnlijk al eerder, aangezien verschillende fabrikanten al besloten hebben om hun PHEV-gamma niet te vernieuwen. In België is het PHEV-wagenpark echter groter dan het BEV-wagenpark, maar de belastingvoordelen voor dit type voertuig zullen tegen 2028 verdwijnen.

Personenauto's vormen het leeuwendeel van het wagenpark in België, net als in alle andere landen. Op 1^{er} augustus 2022 telde België 5.947.479 personenwagens (76,2% van de totale voertuigvloot van 7.7796.877 eenheden in omloop), waaronder 488.717 wagens in het CBR, of 8,2% van de nationale vloot (bron: Statbel). Van deze 5,95 miljoen auto's waren er 71.651 BEV's (1,2% van de vloot), of ongeveer 5.900 in het RBC. Eind 2021 waren er 117.857 PHEV's (bron: FEBIAC), of ongeveer 10.000 in RBC.

- Coaches en bussen: op 1^{er} augustus 2022 waren er 122 elektrische bussen in België (bron: Statbel). Deze bussen worden opgeladen aan speciale krachtige terminals die normaal verbonden zijn met het MV-net. Deze voertuigen vallen buiten het bestek van deze netprijsstudie, die zich toespitst op LV.
- Vrachtwagens, bestelwagens en tankwagens: de elektrificatie van deze voertuigen heeft momenteel vooral betrekking op bestelwagens of lichte bedrijfsvoertuigen, die van hetzelfde type zijn als personenwagens. Op 1^{er} augustus 2022 waren er in België 3.148 100% elektrische voertuigen van dit type op een totale vloot van 958.553 (0,3%), voornamelijk lichte bedrijfsvoertuigen. De elektrificatie van vrachtwagens zal zich waarschijnlijk ook ontwikkelen, maar over een periode die nog vrij onzeker is, met aanzienlijke concurrentie van waterstof voor zware vrachtvoertuigen. De elektrificatie van vrachtwagens zal de installatie vereisen van een laadinfrastructuur met een zeer hoog vermogen (doorgaans 1,2 MW per laadpunt), verbonden met ten minste het middenspanningsnet. Deze voertuigen vallen buiten het bestek van deze netprijsstudie, die zich richt op LV.
- Tractoren, speciale voertuigen en motorfietsen, die in het kader van deze studie een marginale rol spelen.

De belangrijkste kwesties in deze studie over netwerkstarifiering hebben daarom betrekking op de tarifiering voor auto's en, in mindere mate, lichte bedrijfsvoertuigen.

³ AC: wisselstroom

⁴ Dit geldt met name voor de openbare laadinfrastructuur in Luxemburg, die het hele land bestrijkt met 1.600 AC laadpunten van 22 kW.

In deze studie maken we onderscheid tussen de volgende gebruikssituaties voor elektr mobiliteit:

- opladen in eengezinswoningen: hierbij gaat het om thuis opladen via wisselstroomlaadpunten met een typisch vermogen tussen 3,7 en 7,4 kW; een van de uitdagingen van netwerktarifiering is het voorkomen van een wildgroei van particuliere oplaadpunten met een vermogen boven dit vermogensbereik;
- opladen in flatgebouwen, via de stroomvoorziening van de gemeenschappelijke ruimten: dit omvat ook thuis opladen met wisselstroomlaadpunten met een typisch vermogen tussen 3,7 en 7,4 kW;
- opladen op straat: dit is openbaar opladen bij wisselstroomstations tot 22 kW (normaal en versneld opladen), of 50 kW DC snelladen waar van toepassing.

Ultrasnel opladen met 150 kW en meer is voornamelijk bedoeld voor snelwegstations en vereist in alle gevallen een aansluiting op het MV-netwerk. Hiervoor moet het vermogen dat nodig is voor de oplaadpunten altijd beschikbaar zijn. Daarom wordt dit niet behandeld in deze prijsstudie.

Elektrificatie van verwarmingsbehoeften en sanitair warm water:

De elektrificatie van deze behoeften bestaat voornamelijk uit de vervanging van gasgestookte verwarming en sanitair waterproductie door elektriciteit door de installatie van warmtepompen of elektrische boilers voor sanitair water. De elektrificatie van deze behoeften is momenteel onderontwikkeld in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, en meer in het algemeen in België, zowel in de residentiële als in de tertiaire sector. ELIA illustreert dit punt door de penetratiegraad van warmtepompinstallaties in België te schatten op 0,7% in 2020⁵.

In deze studie maken we onderscheid tussen de volgende use cases:

- Elektrificatie van verwarming en sanitair water in eengezinswoningen (warmtepompen en elektrische boilers);
- Elektrificatie van de verwarmings- en warmwaterbehoeften van woongebouwen (warmtepompen en elektrische boilers);
- elektrificatie van de verwarmings- en warmwaterbehoeften van zakelijke LV-klienten.

Stationaire opslagapparaten :

De ontwikkeling van stationaire opslagsystemen wordt ook gestimuleerd door de toename van het aantal prosumenten in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Het gebruik van batterijen maakt het mogelijk om het zelfverbruikpotentieel van deze spelers te maximaliseren. Het gaat vooral om particuliere consumenten en professionals. Daarnaast leidt de ontwikkeling van elektrische mobiliteit ook tot het ontstaan van een nieuwe use case op middellange termijn (2030+): "vehicle-to-grid", met een bidirectionele stroom van elektriciteit tussen de batterij van het voertuig en het net. Er zijn nog maar weinig toepassingen ontwikkeld, maar ook deze use case betreft zowel individuele als zakelijke consumenten. Als onderdeel van gemeenschappelijke energieproductieprojecten is de ontwikkeling van collectieve opslagsystemen op het laagspanningsnet ook het overwegen waard.

In deze studie maken we daarom onderscheid tussen de volgende use cases:

- systemen stroomafwaarts van een individuele laagspanningsaansluiting (eengezinswoning, flat, klein bedrijf);
- systemen binnen een flatgebouw, aangesloten via de gemeenschappelijke stroomvoorziening;

⁵ Bron: Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032, ELIA

- systemen voor collectief gebruik op het laagspanningsnet op buurtniveau;

We beschouwen systemen die worden gevoed door hoog- en middenspanningsverbindingen als irrelevant voor deze studie.

Gedistribueerde opwekking :

Het klimaat- en energieplan 2030 van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ondersteunt sterk de ontwikkeling van hernieuwbare energieproductiemethoden, voornamelijk fotovoltaïsche elektriciteitsproductie. Het gewest streeft naar een jaarlijkse gedecentraliseerde elektriciteits- en warmteproductie van 470 GWh tegen 2030, waarvan 185 GWh fotovoltaïsche elektriciteitsproductie. Deze ambities zullen resulteren in de ontwikkeling van :

- van productie-eenheden aangesloten op laagspanning ;
- opwekkingseenheden die verbonden zijn met het hoog-/middelhoogspanningsnetwerk.

In deze studie richten we ons op het gebruik van productie-eenheden die op laagspanning zijn aangesloten.

Energie delen :

Sinds 2020 zijn er 5 pilootprojecten voor energiedeling ontwikkeld in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Er zijn verschillende soorten projecten voor energiedeling: peer-to-peer delen, delen binnen hetzelfde gebouw of delen binnen een energiegemeenschap. Deelnemers worden gefactureerd voor de gedeelde elektriciteit, die bestaat uit een deel van de elektriciteit, tegen een prijs die is overeengekomen tussen de deelnemers aan het project, en een deel van het net. Sibelga maakt een onderscheid tussen 4 projecttypes om de toepasselijke distributietarieven te bepalen: in hetzelfde gebouw (type A), onder hetzelfde MV/LV-netblok (type B), buiten hetzelfde MV/LV-netblok en onder hetzelfde Elia-leveringsstation (type C) of buiten het Elia-leveringsstation (type D). Deze projecten zijn bedoeld om de ontwikkeling van de lokale productie van hernieuwbare elektriciteit en het lokale verbruik van gedeelde energie aan te moedigen.

Met het oog op de hierboven beschreven elementen onderscheiden we de volgende subcategorieën voor deze use case in de context van dit onderzoek:

- prosumenten en flexibiliteit van de lokale vraag ;
- gemeenschappen beperkt tot één aansluiting (flatgebouw) ;
- peer-to-peer ;
- gemeenschappen die al dan niet worden bevoorrad door hetzelfde laagspanningsnet.

2.2. Vooruitzichten voor de ontwikkeling van nieuwe toepassingen en veranderingen in de bijbehorende stroomregimes

2.2.1. Elektromobiliteit

Ontwikkelingsperspectieven :

In de studie over de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest die in 2018 werd uitgevoerd (BRUGEL-ETUDE-20180619-26), definieert het ontwikkelingstraject voor elektrische voertuigen een doelstelling van 52.500 voertuigen die in 2030 worden bereikt.

We hebben deze ontwikkelingsdoelstelling herzien in het licht van recente studies, ten eerste de laatste studie van ELIA van 2021 ("Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032"), en ten tweede

het leveringsplan met betrekking tot de ontplooiingsstrategie voor herlaadinfrastructuur in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, waaraan momenteel de laatste hand wordt gelegd.

De "Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032" van ELIA, gepubliceerd in juni 2021, is gebaseerd op de veronderstellingen van haar studie "Accelerating to net zero: redefining energy and mobility" van november 2020.

De volgende tabel toont de trajecten voor elektrische voertuigen aangenomen door ELIA in haar scenario's "Centraal", "WAM" (met bijkomende maatregelen, hoog scenario) en "WEM" (met bestaande maatregelen, laag scenario), voor heel België, evenals de extrapolaties die we hebben berekend voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. De extrapolatie van de trajecten is gebaseerd op het percentage dat de vloot van privévoertuigen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest vertegenwoordigt ten opzichte van de totale vloot in België (8,2%)⁶ :

⁶ Bron: Statbel, op 1^{er} augustus 2022

Tabel 1. Geschat aantal elektrische voertuigen in de periode 2024-2030 in RBC (PC's en LCV's, BEV's en PHEV's) in de ELIA 2021-scenario's

Scenario	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Werkgebied : België							
ELIA toereikendheid 2021 - Centraal	180 000	200 000	500 000	700 000	1 000 000	1 200 000	~1 425 000
ELIA toereikendheid 2021 - WAM	~600 000	~700 000	~850 000	~1 000 000	1 150 000	1 300 000	~1 425 000
ELIA toereikendheid 2021 - WEM	180 000	200 000	300 000	~380 000	~410 000	500 000	~590 000
Reikwijdte : Brussel-Hoofdstad							
ELIA toereikendheid 2021 - Centrale Extrapolatie RBC	14 760	16 400	41 000	57 400	82 000	98 400	116 850
ELIA toereikendheid 2021 - WAM RBC Extrapolatie	49 200	57 400	69 700	82 000	94 300	106 600	116 850
ELIA toereikendheid 2021 - WEM RBC extrapolatie	14 760	16 400	24 600	31 160	33 620	41 000	48 380

Vergeleken met de studie van Brugel uit 2018 verdubbelen ELIA's centrale en WAM-scenario's het aantal elektrische voertuigen in 2030 tot ongeveer 117.000 eenheden. In het WEM-scenario (laag scenario) is het aantal elektrische voertuigen in 2030 iets lager dan in de studie van 2018.

Bovendien schat de Visie op de uitrol van een oplaadinfrastructuur voor elektrische voertuigen⁷ dat er 22.000 publiek toegankelijke oplaadpunten nodig zullen zijn voor een vloot van 400.000 elektrische voertuigen in Brussel in 2035.

⁷ Bron: Leefmilieu Brussel (juni 2020),
https://environnement.brussels/sites/default/files/user_files/note_vision_regionale_bornes_fr.pdf

Het Plan van Uitvoering met betrekking tot de ontplooiingsstrategie voor de herlaadinfrastructuur in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest wordt momenteel afgerond. De informatie die beschikbaar is in de huidige versie wijst op een zeer ambitieuze ontwikkeling van elektrische voertuigen in het gewest, met een vloot van 245.715 elektrische voertuigen in 2030, bestaande uit :

- 143.696 privévoertuigen (exclusief PHEV's) ;
- 37.875 bedrijfswagens (exclusief PHEV's);
- 5.045 PHEV-voertuigen ;
- 2.749 taxi's ;
- 1.898 gedeelde voertuigen ;
- 54.452 bestelwagens.

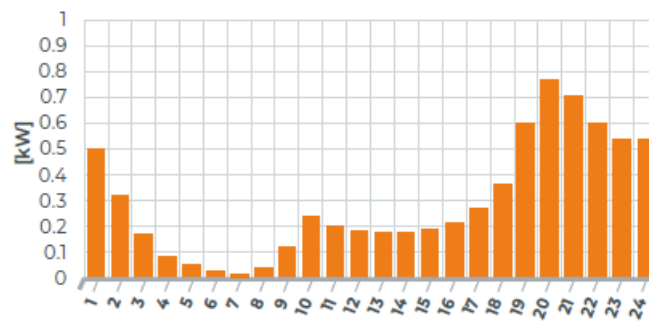
Daarnaast schat het rapport dat er in 2030 in de regio 113.468 elektrische voertuigen zullen worden gebruikt door forenzen. Het oplaadprofiel van forenzenvoertuigen moet worden onderscheiden van dat van andere voertuigen: een groot deel van deze elektrische voertuigen zal worden opgeladen bij de forenzen thuis, dus buiten het CBR (BEV's hebben een grote actieradius en hoeven niet te worden opgeladen om aan het einde van de werkdag weer naar huis te gaan), terwijl het andere deel (voornamelijk PHEV's, die een actieradius hebben van ongeveer vijftig kilometer in volledig elektrische modus) zal worden opgeladen op of nabij de werkplek, dus in het CBR, maar overdag, dus zonder impact op de netwerkpiek, die in de winter tussen 19.00 en 20.00 uur plaatsvindt.

Concluderend wijzen deze twee studies op een sterke versnelling in de ontwikkeling van elektrische voertuigen tussen nu en 2030, met een streefcijfer tussen 116.850 elektrische voertuigen (ELIA-studie) en 245.715 (Leveringsplan) in 2030 in RBC.

Evolutie van bijbehorende stroomregimes :

De impact van het opladen van elektrische voertuigen op de bijbehorende elektriciteitsstromen hangt af van de belastingsprofielen die in de praktijk zullen worden waargenomen. De belangrijkste impact op het netwerk is de toename van de synchrone piek van het LV-netwerk (en de synchrone piek stroomafwaarts van elke MV-LV-cabine) als gevolg van het thuisladen. Uiteraard worden voertuigen meestal aan het einde van de werkdag in de vroege avond thuis opgeladen (voor een BEV gebeurt dat niet elke dag vanwege de grootte van de batterij en de korte gemiddelde afstand die per dag wordt afgelegd), terwijl opladen overdag (bijvoorbeeld op het werk) minder ontwikkeld is en niet essentieel is vanuit het oogpunt van BEV-gebruikers die een goede actieradius hebben waarvoor opladen op het werk niet nodig is. In haar studie van 2021 stelde ELIA een gemiddeld verbruiksprofiel per EV vast voor het opladen, bekend als het "natuurlijke profiel", met een piek die bereikt wordt om 20u (cf. Figuur 1: Natuurlijk oplaadprofiel). Afbeelding 1. Natuurlijk" aanvullingsprofiel). e

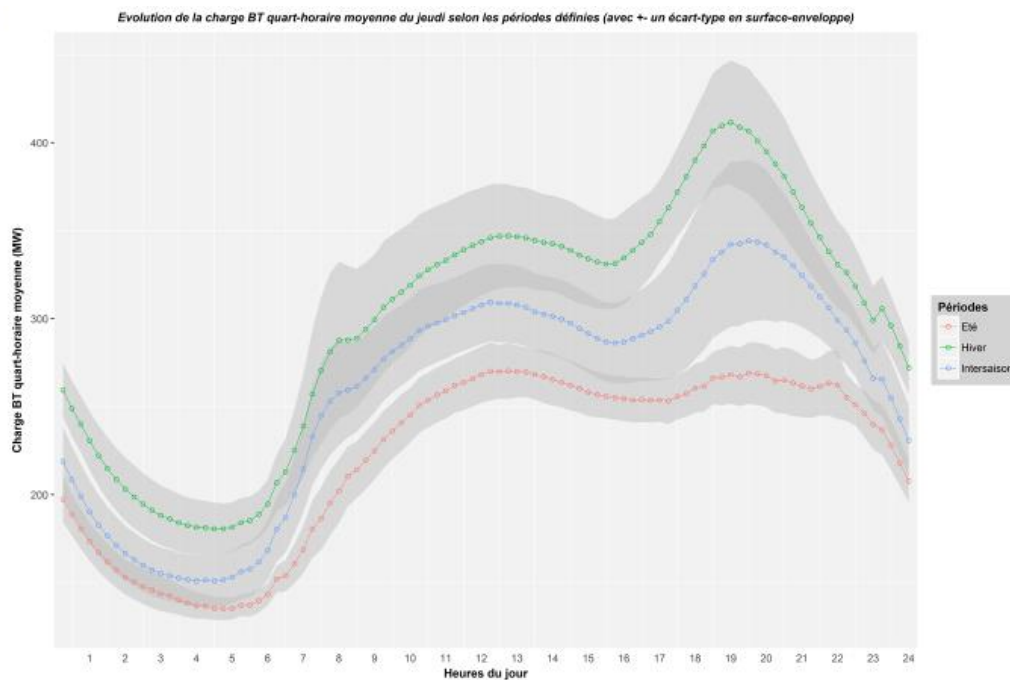
Afbeelding 1. Natuurlijk" aanvullingsprofiel



Bron: ELIA, Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032

Een dergelijk laadprofiel heeft een aanzienlijke impact op het LV-net, aangezien de piek van het profiel ook overeenkomt met de synchrone piek van het LV-net van Sibelga (tussen 19u en 20u). De ontwikkeling van elektrische voertuigen met een lading op basis van een natuurlijk profiel zal aanzienlijk bijdragen tot een verhoging van de synchrone piekbelasting van het LV-net. De bijdrage van natuurlijk laden tot de synchrone piek bedraagt ongeveer 0,8 kW/VE, op basis van de veronderstellingen van ELIA.

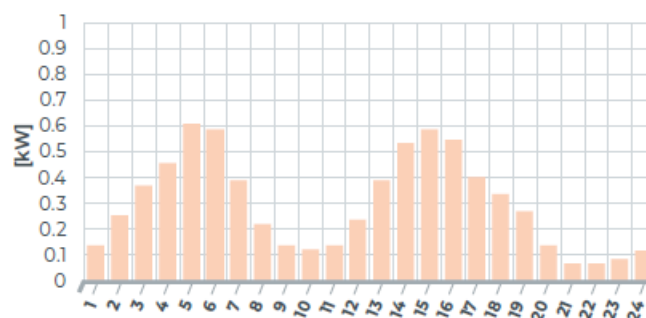
Afbeelding 2. Evolutie van de LV belasting van Sibelga op een weekdag (donderdag)



Bron: BRUGEL, studie over de invoering van een capaciteitsstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

Het is belangrijk om op te merken dat ELIA van mening is dat deze impact op de piek op het elektriciteitsnet aanzienlijk kan worden verminderd door het opladen van voertuigen te verschuiven naar overdag en 's nachts met behulp van zogenaamde slimme oplaadmaatregelen (zoals passende tariefsignalen). Met dergelijke maatregelen voorspelt ELIA dat de impact van het laden van elektrische voertuigen tijdens de piek dan ongeveer 0,3 kW per EV zal bedragen (zie het "geoptimaliseerde" gemiddelde laadprofiel hieronder). In het centrale scenario van zijn adequaatheidsstudie gaat ELIA ervan uit dat slim laden in 2028 door gemiddeld 32% van de elektrische voertuigen zal worden gebruikt en vanaf 2030 door 50%. Dit is de uitdaging voor het toekomstige geavanceerde tarifieringssysteem van Sibelga, dat de stijging van de piekvraag als gevolg van het opladen van elektrische voertuigen zal matigen.

Afbeelding 3. Geoptimaliseerd" oplaadprofiel



Bron: ELIA, Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032

Er moet worden opgemerkt dat Fluvius in zijn investeringsplan 2023-2032⁸ schat dat de impact van het elektrisch laden op het LV-net het grootst zal zijn tussen 17u en 20u en dat het opladen van elektrische voertuigen dus een impact zal hebben op de avondpiek op zijn net. Bovendien schat Fluvius dat de bijdrage van het opladen van een elektrisch voertuig aan de piek van het synchrone net gemiddeld 4,5 kW / EV bedraagt. In feite schat Fluvius dat het gemiddelde vermogen dat nodig is om een EV op te laden 7,5 kW is, waarop een gelijktijdigheidscoëfficiënt van 60% wordt toegepast tijdens de avondpiek op het net. Het resultaat van Fluvius is meer dan 5 keer hoger dan dat van Elia voor een 'natuurlijk' laadprofiel. Naar onze mening is de visie van Fluvius overdreven, vooral omdat het gemiddelde laadvermogen dat gebruikt wordt 7,5 kW is, wat hoger is dan het vermogen van laadstations die aangepast zijn aan het typische laden van een privévoertuig, gaande van 3,7 kW tot 7,4 kW.

De Synergrid-studie, uitgevoerd in 2019, benadrukt het belang van het laadprofiel bij de beoordeling van de impact van het opladen van EV's op de piekbelasting. De studie schat dat het opladen van een elektrisch voertuig gemiddeld 1,62 kW / EV bijdraagt aan de piek van het synchrone netwerk in het HIGH-scenario (dat uitgaat van opladen met gemiddeld 6 kW) en 0,5 kW / EV in het LOW-scenario (dat uitgaat van opladen met gemiddeld 4 kW). De resultaten van deze studie wijzen op een bijdrage aan de piekvraag die tussen de schattingen van Fluvius en Elia ligt voor het HIGH-scenario en dicht bij die van ELIA voor het LOW-scenario. De Synergrid-studie werd bijgewerkt in 2022 en het zal

⁸ Investeringsplan 2023-2032, Fluvius (8 juni 2022) <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-06/investeringsplan-2023-2032.pdf>

interessant zijn om de waarden in het rapport van 2019 te vergelijken met de meest recente beschikbare gegevens.

Op basis van deze factoren moet bijzondere aandacht worden besteed aan de ontwikkeling van deze use case, die een grote impact zal hebben op het LV-netwerk van Sibelga door zijn snelle ontwikkeling tussen nu en 2030.

Tabel 2. Samenvatting van de impact van de verschillende hypothesen in 2030 op de synchrone piek van het SIBELGA-netwerk

Bronnen	Aantal EV's in 2030	Gemiddelde piekbijdrage per EV (in kW)	Impact op de synchrone piek van het Sibelga-netwerk (in MW)
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: ELIA (geoptimaliseerd laadprofiel)	116 850	0,3	+35,1
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: ELIA (natuurlijk laadprofiel)	116 850	0,8	+93,5
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: Fluvius	116 850	4,5	+525,8
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: Synergrid (LAAG)	116 850	0,5	+58,4
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: Synergrid (HOOG)	116 850	1,62	+189,3
Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: ELIA (geoptimaliseerd laadprofiel)	245 715	0,3	+73,7

Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: ELIA (natuurlijk laadprofiel)	245 715	0,8	+196,6
Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: Fluvius	245 715	4,5	+1105,7
Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: Synergrid (LAAG)	245 715	0,5	+122,9
Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: Synergrid (HOOG)	245 715	1,62	+398,1

Ervan uitgaande dat er geen speciale maatregelen worden genomen en uitgaande van 116.850 EV's in RBC in 2030 in het scenario ELIA Centraal, zou de synchrone netpiek toenemen met 93,5 MW met het door ELIA beschreven natuurlijke laadprofiel (vergeleken met 35,1 MW met een geoptimaliseerd laadprofiel) en met 189,3 MW met het scenario Synergrid HOOG (vergeleken met 58,4 MW met het scenario LAAG). Rekening houdend met het ontwikkelingstraject van het elektrische wagenpark dat wordt aangegeven in het leveringsplan, zou de synergetische netwerkpiek toenemen met 196,6 MW met het natuurlijke laadprofiel dat wordt beschreven door ELIA (vergeleken met 73,7 MW met een geoptimaliseerd laadprofiel) en met 398,1 MW met het Synergrid HIGH-scenario (vergeleken met 122,9 MW met het LOW-scenario).

Rekening houdend met het feit dat de synchrone piek van Sibelga tussen 2015 en 2021 gestaag daalde van 859,6 MW naar 746,3 MW, zou het laden van elektrische voertuigen in 2030 de synchrone piek doen toenemen tot tussen 781,4 MW (ELIA geoptimaliseerd laadprofiel) en 935,6 MW (HIGH Synergrid scenario), rekening houdend met het ontwikkelingstraject van de elektrische voertuigenvloot in het Centraal scenario van ELIA. Aan de andere kant zou de ontwikkeling van de piek van het synchrone netwerk sterker toenemen met de veronderstellingen van het leveringsplan, tot tussen 820 MW (ELIA geoptimaliseerd laadprofiel) en 1144,4 MW (HIGH Synergrid scenario).

We merken op dat de invoering van gepaste tarifieringsmaatregelen om het opladen van elektrische voertuigen te optimaliseren, op basis van het geoptimaliseerde oplaadprofiel van ELIA, de synchrone piek in 2030 op een lager niveau zou houden dan in 2015, ongeacht of we rekening houden met het aantal EV's uit het centrale scenario van ELIA of uit het leveringsplan. Aan de andere kant, als er geen specifieke maatregelen worden genomen om het opladen van elektrische voertuigen te optimaliseren, zou de synchrone netwerkpiek in 2030 hoger zijn dan in 2015 als er rekening wordt gehouden met het aantal EV's uit het Leveringsplan, ongeacht welke van de 4 veronderstellingen voor de piekbijdrage per EV wordt gebruikt (ELIA natuurlijk oplaadprofiel, Synergrid LAAG, Synergrid HOOG en Fluvius). Tussen nu en 2030 zou er dus geen gevaar moeten zijn dat dit op globale schaal gebeurt, op voorwaarde dat de juiste prijsmaatregelen zijn ingevoerd. Er moet echter aandacht worden besteed aan de lokale impact van de ontwikkeling van particuliere oplaadpunten, die geconcentreerd kunnen zijn op specifieke delen van het RBC-netwerk (voornamelijk woonwijken).

Bovendien zou de veronderstelling van een bijdrage aan de piek door Fluvius EV's leiden tot een piek die meer dan dubbel zo hoog is als in 2015, rekening houdend met het aantal elektrische voertuigen dat in het leveringsplan is gedefinieerd.

In tegenstelling tot thuisladen zal het opladen in openbare straten een veel diffuser oplaadprofiel hebben, met een groot aandeel van het verbruik overdag, en dus minder impact op het netwerk.

2.2.2. Elektrificatie van verwarming / sanitair warm water (SWW) vereisten

Ontwikkelingsperspectieven :

De in 2018 uitgevoerde studie over de invoering van een capaciteitsstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (BRUGEL-ETUDE-20180619-26) voorspelt een aanzienlijke groei van het aantal warmtepompen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest tussen 2013 en 2030, met een penetratiegraad die stijgt van 0,1% (580 warmtepompen) tot 10% (52.500 warmtepompen). De elektrificatie van sanitair warm water zal daarentegen weinig toenemen, met een penetratiegraad die stijgt van 18% in 2013 (90.300 installaties) tot 20% in 2030 (105.000 installaties).

Het rapport van Schwartz and Co voor het CWaPE⁹, een studie over macro-economische trends in de elektriciteits- en gasdistributiesector, gepubliceerd in 2021, presenteert het ontwikkelingspotentieel van warmtepompen voor de periode 2024-2028 in Wallonië op basis van gegevens verzameld bij de 5 DNB's die actief zijn in de regio. In 2028 wordt het aantal geïnstalleerde warmtepompen in Wallonië geraamd op 48.935. Een extrapolatie van deze doelstelling, gebaseerd op het percentage dat de bevolking van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest vertegenwoordigt ten opzichte van de totale bevolking van België, zou leiden tot een potentiële doelstelling van 16.336 warmtepompen in 2028 in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Bovendien raamt de ELIA-studie "Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032" de penetratiegraad van warmtepompinstallaties voor de residentiële en tertiaire sectoren in België, in haar centrale scenario, op 2,7% in 2028 en 3,6% in 2030. We hebben de resultaten van de ELIA-studie geëxtrapolerd naar het Brussels Hoofdstedelijk Gewest op basis van de veronderstelling dat :

- De penetratiegraad in elke regio van België is dezelfde als de nationale penetratiegraad;
- Het aantal woningen in Brussel in 2030 bedraagt 525.000. Deze veronderstelling komt uit de Brugel-studie die in 2018 werd uitgevoerd.

Tabel 3. Aantal warmtepompen in de periode 2024-2030, ELIA-scenario's

Scenario	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Werkgebied : België							
ELIA toereikendheid 2021 - Centraal	1,30%	1,40%	1,90%	2,30%	2,70%	3,20%	3,60%
ELIA toereikendheid 2021 - WAM	1,60%	1,80%	2,20%	2,50%	2,90%	3,25%	3,60%

⁹Studie beschikbaar op de CWaPE website: <https://www.cwape.be/publications/document/4395>

ELIA toereikendheid 2021 - WEM	1,30%	1,40%	1,60%	1,75%	1,90%	2,10%	2,30%
Reikwijdte : Brussel-Hoofdstad							
ELIA toereikendheid 2021 - Centrale extrapolatie BXL	6 825	7 350	9 975	12 075	14 175	16 800	18 900
ELIA toereikendheid 2021 - WAM Extrapolatie BXL	8 400	9 450	11 550	13 125	15 225	17 063	18 900
ELIA toereikendheid 2021 - WEM Extrapolatie BXL	6 825	7 350	8 400	9 188	9 975	11 025	12 075

Het ontwikkelingspotentieel dat verkregen wordt door extrapolatie van de resultaten van ELIA is vergelijkbaar met datgene dat geëvalueerd wordt op basis van de gegevens die rechtstreeks door de Waalse DNB's worden meegedeeld. We schatten dat het aantal warmtepompen inderdaad aanzienlijk zal toenemen tussen nu en 2030. De installatie van warmtepompen zal parallel met de installatie van conventionele elektrische verwarmingssystemen gebeuren, en deze laatste zouden een aanzienlijke penetratiegraad kunnen hebben in het Brusselse huurbestand, gezien de lagere kostprijs in vergelijking met een warmtepomp. We zijn van mening dat de hypothese van de installatie van warmtepompen in 2030 in de studie van Brugel uit 2018 overschat is: ze is meer dan dubbel zo hoog als de resultaten van de ELIA-trajecten of de studie van CWaPE.

We zijn het echter eens met de ontplooiingshypothese voor sanitair warm water: er zijn geen concrete aanwijzingen dat dit gebruik zich aanzienlijk zal ontwikkelen. De ontwikkeling van installaties moet dus op een vertrouwelijk niveau blijven, zoals aangegeven in de studie over de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

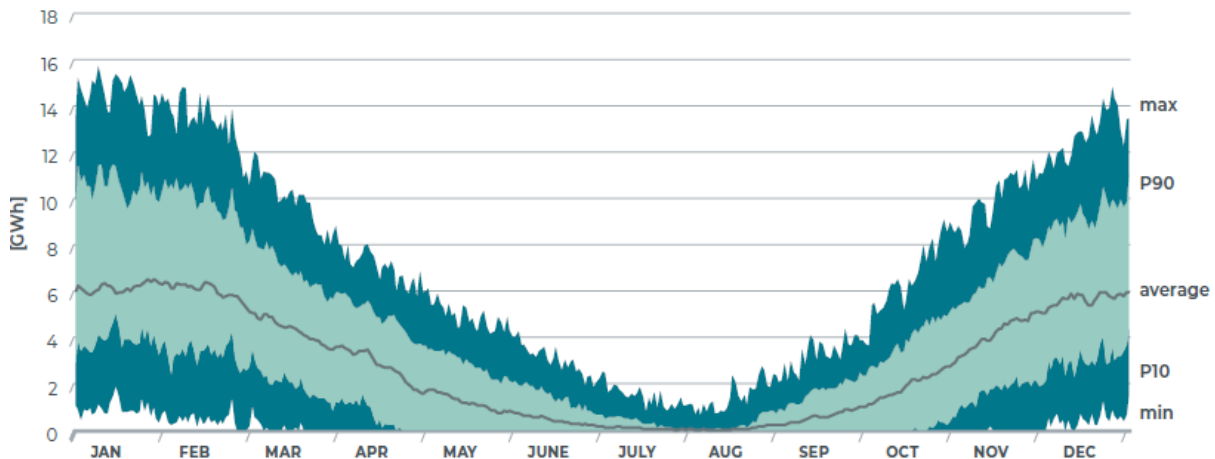
Evolutie van bijbehorende stroomregimes :

Net als het opladen van EV's zullen warmtepompen voor residentieel gebruik voornamelijk leiden tot een toename van de avondpiekbelasting op het LV-net van Sibelga. Er zijn verschillende veldstudies uitgevoerd in Europa, met name de studie "The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand: Evidence of a heat pump field trial" (Applied Energy 204 (2017) 332-342). Deze studie, die uitgaat van warmtepompen met een thermisch vermogen van ongeveer 8 kW (een aanname die consistent is met een geïnstalleerde residentiële warmtepomp), toont aan dat de avondpiek ongeveer 1,4 kW/warmtepomp bedraagt. Als de 18.900 warmtepompen in het ELIA-scenario voor 2030 worden beschouwd als residentiële warmtepompen, zou dit leiden tot een toename van de synchrone piek van ongeveer 26,5 MW. De opname van niet-residentiële warmtepompen zal op een later tijdstip worden berekend.

Gezien het waargenomen potentieel van warmtepompen is het effect van de invoering ervan op de elektriciteitspatronen gematigder dan het effect dat wordt veroorzaakt door de ontwikkeling van elektrische mobiliteit, maar het vertegenwoordigt een nieuwe factor in de toename van de avondpiek

(19.00 uur) met een onderscheidend kenmerk: een zeer sterke seizoensgebondenheid. In de zomer zal de impact relatief klein zijn, terwijl in de winter het elektriciteitsverbruik van warmtepompen met een factor 10 of meer zal toenemen, volgens de schattingen van ELIA.

Afbeelding 4. Seizoensgebondenheid van het geschatte gemiddelde warmtepompverbruik in 2030 in België



Bron: ELIA, Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032

2.2.3. Stationaire opslagsystemen

Ontwikkelingsperspectieven :

De simulaties die werden uitgevoerd in het kader van de studie over de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest in 2018 hielden geen rekening met de impact van stationaire opslagsystemen op de stroomregimes van elektriciteit. Zoals uitgelegd in het rapport zijn de twee belangrijkste opslagapparaten die zich de komende jaren waarschijnlijk zullen ontwikkelen :

- opslag met behulp van stationaire batterijen die bij prosumenten zijn geïnstalleerd ;
- EV-batterijopslag (ook bekend als vehicle-to-grid of V2G).

Het openbare rapport van Schwartz and Co voor het CWaPE¹⁰, een studie over macro-economische ontwikkelingen in de elektriciteits- en gasdistributiesector, gepubliceerd in 2021, presenteert het ontwikkelingspotentieel van stationaire opslagtoestellen en hun bijdrage tot de vermindering van de piekbelasting van het net voor de periode 2024-2028 in Wallonië, op basis van gegevens verzameld bij de 5 DNB's die actief zijn in de regio. In 2028 wordt het aantal geïnstalleerde apparaten in Wallonië geraamd op 30.542, voor een totale capaciteit van 193,2 MW. Extrapolatie van deze resultaten, op basis van het percentage dat de bevolking van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest vertegenwoordigt ten opzichte van de totale bevolking van België, komt overeen met de ontplooiing van 10.196 apparaten, voor een totale capaciteit van 64,54 MW, in 2028 in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Bovendien vereist de ontwikkeling van "vehicle-to-grid" dat het elektrische voertuig en de oplader compatibel zijn met bidirectionele elektriciteitsstromen, waardoor oplaad- en ontladcycli mogelijk

¹⁰Studie beschikbaar op de CWaPE website: <https://www.cwape.be/publications/document/4395>

worden. De markt is nog niet ontwikkeld en het ontwikkelingspotentieel van deze use case is op korte en middellange termijn nog erg onzeker. We verwachten niet dat V2G zich significant zal ontwikkelen voor 2030, aangezien de huidige voertuigen deze functionaliteit niet bieden.

Evolutie van bijbehorende stroomregimes :

Beide systemen bieden voordelen voor het elektriciteitsnet. In het geval van een prosumant die profiteert van een stationair opslagapparaat, is het mogelijk om de overdag geproduceerde energie op te slaan en deze te verbruiken wanneer er geen productie is (bijvoorbeeld in het geval van avondverbruik voor een fotovoltaïsche productie-eenheid). Het effect van deze use case is dat het elektriciteitsverbruik van de gebruiker ten opzichte van het elektriciteitsnet wordt afgevlakt, wat resulteert in een vermindering van zijn piekverbruik binnen de grenzen van de capaciteit van het geïnstalleerde opslagapparaat.

In het kader van de studie uitgevoerd door de CWaPE wordt de bijdrage van stationaire opslagsystemen tot de vermindering van de piekbelasting op het net geraamd op 14,2 MW in 2028, d.w.z. door extrapolatie een geraamde bijdrage tot de vermindering van de piekbelasting op het net van 4,7 MW voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (extrapolatie uitgevoerd op basis van het percentage dat de bevolking van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest vertegenwoordigt ten opzichte van de totale bevolking van België).

2.2.4. Gedecentraliseerde opwekking

Ontwikkelingsperspectieven :

Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest heeft zich tot doel gesteld om tegen 2030 184,68 GWh elektriciteit te produceren met fotovoltaïsche panelen. De ontplooiing van fotovoltaïsche installaties is zelfs agressiever dan de doelstellingen van het klimaat- en energieplan 2030 van het gewest, met een productie van 129 GWh in 2020 volgens Energie Gemeente¹¹. Bovendien is de doelstelling voor 2030 al bereikt volgens Energie Commune, die de fotovoltaïsche productie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest raamt op 241 GWh voor 2021.

Tabel 4. Doelstelling voor de ontwikkeling van fotovoltaïsche elektriciteitsproductie in RBC

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Jaarlijkse fotovoltaïsche productiedoelen in RBC (in GWh)	99,76	105,38	111,31	117,58	124,2	139,9	150,3	161,17	172,59	184,68

Bron: Plan Energie Climat 2030, Brussels Hoofdstedelijk Gewest

Volgens de door BRUGEL meegedeelde prognoses zal de jaarlijkse fotovoltaïsche productie in RBC in een gemiddeld scenario aanzienlijk hoger liggen dan de doelstellingen van het Klimaatenergieplan 2030, namelijk 333,9 GWh in 2030.

¹¹ Fotovoltaïsch observatorium, Energiegemeenschap

Alle gegevens voor 2020-2021 zijn nog niet geconsolideerd, maar de versnelling van de ontplooiing in 2020 is aanzienlijk en betreft voornamelijk residentiële installaties (met een vermogen van 10 kVA of minder). De totale geïnstalleerde capaciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest bestaat uit :

- 63% van de installaties heeft een vermogen van 10 kVA of minder, wat neerkomt op een geïnstalleerd vermogen van 133 MWp;
- 18% van de installaties met een vermogen tussen 10 kVA en 250 kVA, goed voor een geïnstalleerd vermogen van 38 MWp;
- 7% van de installaties met een vermogen tussen 250 kVA en 750 kVA, wat neerkomt op een geïnstalleerd vermogen van 15 MWp;
- 11% van de installaties heeft een vermogen van meer dan 750 kVA, wat neerkomt op een geïnstalleerd vermogen van 23 MWp.

Tabel 5. Geïnstalleerd fotovoltaïsch vermogen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest over de periode 2017-2020

	2017	2018	2019	2020
Jaarlijks geïnstalleerd vermogen (MWp)	9	24	39	69
Cumulatief geïnstalleerd vermogen (MWp)	67	91	130	199

Bron: Fotovoltaïsche waarnemingspost, Energiegemeenschap

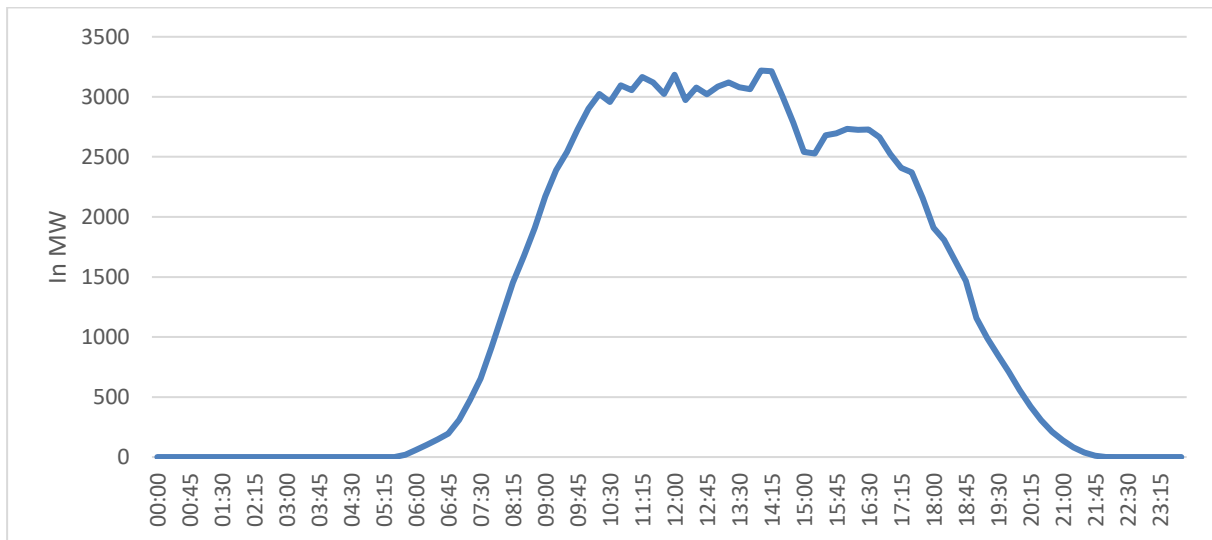
Het ontwikkelingstraject dat in de studie van Brugel in 2018 werd gedefinieerd, voorspelt een jaarlijkse fotovoltaïsche productie van 196,9 GWh in 2030. Hoewel dit traject in overeenstemming is met de doelstellingen van het Klimaatenergieplan 2030, suggereert de feitelijke ontplooiing, en meer bepaald de versnelling van de laatste jaren, dat de oorspronkelijk vooropgestelde doelstelling aanzienlijk zal worden overschreden. In de veronderstelling dat in het beste geval ongeveer driekwart van deze productie afkomstig zal zijn van installaties op het LV-net, zou de productie die lokaal op het LV-net moet worden verbruikt in 2030 ongeveer 150 GWh bedragen, of 7,5% van het verbruik van het volledige LV-net van Sibelga (dat ongeveer 2.000 GWh bedraagt), wat geen grote uitdaging is. In het geval van de door Brugel meegedeelde projectie (middenscenario) ligt de inzet iets hoger, aangezien de lokaal te verbruiken productie in 2030 ongeveer 250 GWh zou bedragen, of 12,5% van het volledige LV-net van Sibelga.

Evolutie van bijbehorende stroomregimes :

De fotovoltaïsche elektriciteitsproductie heeft een onregelmatig profiel, maar kan als volgt worden gekarakteriseerd:

- Op dagelijkse basis is de fotovoltaïsche energieproductie overdag geconcentreerd (van 10u tot 17u) en 's nachts nihil;

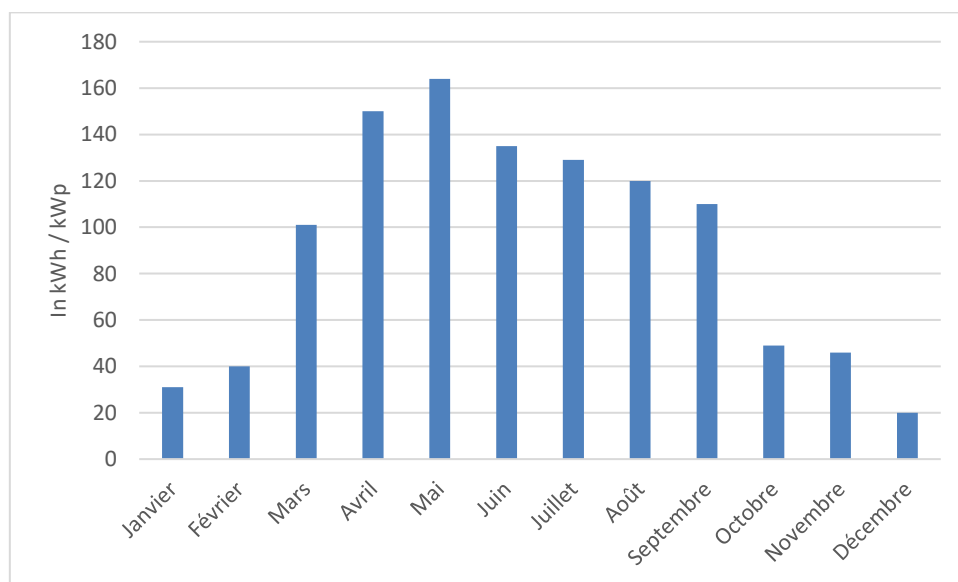
Afbeelding 5. Profiel van de zonneproductie in België op 1 juli 2022



Bron : ELIA

- Op seizoensbasis is de fotovoltaïsche productie veel hoger in de lente en zomer dan in de herfst en winter.

Afbeelding 6. Gemiddelde maandelijkse productiviteit van fotovoltaïsche installaties in België voor het jaar 2020



Bron : Energiegemeenschap

Als de productie overdag lokaal kan worden verbruikt voor behoeften die aanvankelijk werden voorspeld voor de synchrone avondpiekperiode, helpt dit om de piekbelasting op het LV-netwerk te minimaliseren. Anderzijds, als het verbruik lokaal niet hoog genoeg is tijdens perioden van productie,

bestaat het risico van congestie op het net, dat niet in staat zal zijn om de volledige productie te absorberen (gezien de hierboven vermelde cijfers voor lokale productie in 2030 is dit risico van congestie echter matig). Een van de belangrijkste punten voor toekomstige geavanceerde tarifiering is dan ook om, voor zover mogelijk, de verschuiving van verbruik met betrekking tot het opladen van elektrische voertuigen aan te moedigen tijdens de dag waarop de lokale PV-productie het grootst is.

2.2.5. **Energie delen (collectief zelfverbruik, deelname aan een energiegemeenschap, peer-to-peer)**

Ontwikkelingsperspectieven :

Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest telt momenteel slechts 5 projecten voor energiedeling. Deze pilotprojecten kunnen echter op heel wat belangstelling rekenen van de actoren in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest: eind 2022 telde Energie Commune 485 aanvragen voor informatie over nieuwe projecten:

- Energiedeelprojecten in hetzelfde gebouw en van configuratie A tonen veel interesse en lijken het belangrijkste ontwikkelingssegment voor energiedeelprojecten te vertegenwoordigen.
- De vereenvoudigde opzet van peer-to-peer projecten lijkt de ontwikkeling van deze projecten in type B-, C- of D-configuraties te bevorderen.
- De vraag naar de oprichting van energiegemeenschappen is momenteel relatief laag, wat kan worden verklaard door de complexiteit van het opzetten van deze structuren.

Gezien de lage maturiteit van deze use case, is het ontwikkelingspotentieel van deze projecten moeilijk in te schatten en onzeker. Na gesprekken met Energie Commune, Sibelga en 3 gemeenschappen stelden we in het kader van module 2 van de studie 3 scenario's op voor de ontwikkeling van projecten voor energiedeling: een referentiescenario, een hoog scenario en een laag scenario. Energiedeling binnen eenzelfde gebouw en energiegemeenschappen zullen zich vooral ontwikkelen in gebouwen en flatgebouwen, terwijl peer-to-peer projecten vooral betrekking zullen hebben op individuele woningen. Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest zal 39.289 gebouwen en appartementsgebouwen tellen en 126.135 eengezinswoningen in 2022¹². Op basis van het jaarlijkse groeiritme van deze gebouwen hebben we de ontwikkeling van het gebouwenbestand tot 2042 gemodelleerd en stellen we een ontwikkelingsritme voor projecten voor in 2042 van :

- 5% voor het referentiescenario (6 078 projecten, d.w.z. gemiddeld 304 projecten per jaar, en 41 135 leveringspunten);
- 20% voor het hoge scenario (24.313 projecten, d.w.z. gemiddeld 1.216 projecten per jaar, en 164.541 leveringspunten);

1% voor het lage scenario (1 216 projecten, d.w.z. gemiddeld 61 projecten per jaar, en 8 227 leveringspunten).

Evolutie van bijbehorende stroomregimes :

Aangezien de elektrische energie wordt gedeeld tegen een lagere prijs dan de prijs van elektrische energie die via een leverancier wordt aangekocht, inclusief het gebruikstarief, wordt verwacht dat het verbruiksgedrag van deelnemers aan het energiedelen zal veranderen, waarbij ze hun verbruik overdag

¹² Bron: Statbel

zullen verhogen (bv. maximale gedeelde PV-productie rond het middaguur) en 's avonds zullen verlagen op het moment van de piekbelasting van het elektriciteitsnet. De verbruiksgegevens van verschillende deelnemers van twee gemeenschappen (Greenbizz.energy en Marius Renard) voor en na het project werden geanalyseerd:

- De deelnemers aan het Greenbizz.energy project zijn voornamelijk werkplaatsen en handelaars. De gemeenschap gebruikt fotovoltaïsche productie-eenheden en werd opgericht in april 2021;
- De deelnemers aan het Marius Renard-project zijn bewoners van een gemeenschappelijke woonwijk. De gemeenschap maakt gebruik van warmtekraftkoppeling op aardgas en werd in januari 2022 geïnstalleerd.

In het geval van Greenbizz.energy lijken de ingediende gegevens te wijzen op een verandering in het consumptiegedrag van de deelnemers aan het energiedelen, die hun bijdrage verminderen op het moment van de piekbelasting van het netwerk (19-20u) tussen de eerste 12 maanden van het energiedelen en de laatste 12 maanden waarvoor gegevens beschikbaar zijn. De gegevens voorafgaand aan de implementatie van het project komen overeen met de periode april 2020-maart 2021, een periode die gekenmerkt wordt door de beperkingen en avondklokken in verband met de Covid-19 pandemie. Analyse van de beschikbare gegevens voor de Marius Renard-gemeenschap laat geen significante verandering zien in het consumptiegedrag van de deelnemers aan het project.

Bovendien bevestigt de feedback van de gemeenschappen en Energie Commune dat het delen van energie investeringen in hernieuwbare productie-eenheden en opslagapparaten aanmoedigt.

2.2.6. **Gecombineerde impact van nieuwe toepassingen**

Op basis van de ontwikkelingsvooruitzichten en de evolutie van de elektriciteitsstroomregimes die gepaard gaan met elk van de nieuwe toepassingen, komt het meest ongunstige scenario voor het elektriciteitsnet van SIBELGA overeen met de combinatie van de bijdragen aan de synchrone netpiek van het opladen van EV en de elektrificatie van de verwarmingsbehoeften.

In het geval van dit worstcasescenario, ervan uitgaande dat er geen specifieke maatregelen worden genomen en uitgaande van het ELIA Centraal-scenario in 2030 voor de elektrische EV-vloot en PAC's, zou de synchrone piek van het netwerk toenemen met 120 MW met het door ELIA beschreven natuurlijke laadprofiel (vergeleken met 61,6 MW met een geoptimaliseerd laadprofiel) en met 215,8 MW met het Synergrid HOOG-scenario (vergeleken met 84,9 MW met het LAGE-scenario). Rekening houdend met het ontwikkelingstraject van het elektrische wagenpark dat wordt aangegeven in het Delivery Plan, zou de piek van het synergrone netwerk toenemen met 223,1 MW met het natuurlijke laadprofiel dat wordt beschreven door ELIA (vergeleken met 100,2 MW met een geoptimaliseerd laadprofiel) en met 424,6 MW met het Synergrid HIGH-scenario (vergeleken met 149,4 MW met het LOW-scenario). De resultaten tonen duidelijk het overwicht van het opladen van EV's in de bijdrage aan de toename van de synchrone netwerkpiek van nieuwe toepassingen.

Tabel 6. Samenvatting van de gecombineerde impact van EV en de elektrificatie van de verwarmingsbehoeften in 2030 op de synchrone piek van het SIBELGA-net

Bronnen	Impact van EV in 2030 (in MW)	Impact van de elektrificatie van de verwarmingsbehoeften in 2030 (in MW)	Gecombineerde impact op de synchrone piek van het Sibelga-net (in MW)
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: ELIA (geoptimaliseerd laadprofiel) Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+35,1	+26,5	+61,6
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: ELIA (natuurlijk laadprofiel) Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+93,5	+26,5	+120
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: Fluvius Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+525,8	+26,5	+552,3
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: Synergrid (LAAG) Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+58,4	+26,5	+84,9
Aantal EV's in 2030: ELIA Centraal scenario Piekbijdrage per EV: Synergrid (HOOG) Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+189,3	+26,5	+215,8
Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: ELIA (geoptimaliseerd laadprofiel) Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+73,7	+26,5	+100,2
Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: ELIA (natuurlijk laadprofiel) Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+196,6	+26,5	+223,1
Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: Fluvius Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+1105,7	+26,5	+1132,2

Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: Synergrid (LAAG) Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+122,9	+26,5	+149,4
Aantal EV's in 2030: Leveringsplan Piekbijdrage per EV: Synergrid (HOOG) Bijdrage van GLB's: ELIA centraal scenario	+398,1	+26,5	+424,6

3. Mogelijkheden en grenzen van geavanceerde prijsbepaling

3.1. De uitdagingen van geavanceerde prijsstelling

In het licht van de bovenstaande analyses zullen de belangrijkste effecten op middellange termijn van nieuwe vormen van elektriciteitsgebruik op het net voornamelijk worden veroorzaakt door elektromobiliteit en, in mindere mate, door de elektrificatie van verwarmings- en warmwaterbehoeften, die zal leiden tot een aanzienlijke toename van synchrone pieken als er geen maatregelen worden genomen. Bovendien zal de aanzienlijke ontwikkeling van gedecentraliseerde opwekking op het LV-net vereisen dat een steeds groter deel van het LV-verbruik overdag convergeert met deze lokale zonneopwekking om congestie op middellange termijn te vermijden.

Het algemene doel van geavanceerde tarifiering is daarom het stimuleren van de verschuiving van het door elektromobiliteit en de elektrificatie van verwarming en sanitair water geïnduceerde verbruik van perioden met een hoge netwerkbelasting (synchrone piek) naar perioden waarin het netwerk minder belast is, om de toename van synchrone piek LV en dus de investeringen in netwerkversterking op middellange en lange termijn te minimaliseren. Deze verschuiving moet in de eerste plaats overdag plaatsvinden, om zoveel mogelijk lokale decentrale zonne-energieopwekking te absorberen, en in de tweede plaats 's nachts, na 22.00 uur.

Voor elektromobiliteit kan tarifiering (al dan niet geavanceerd) ook fungeren als een stimulans om het maximale vermogen van thuislaadpunten te minimaliseren/optimaliseren (om inflatie te vermijden in de richting van 11 kW particuliere oplaadpunten, die te groot zijn in verhouding tot de werkelijke behoeften), via de kosten van capaciteit (onderschreven of gemeten waar van toepassing). In dit verband is ook een rol weggelegd voor technische voorschriften in verband met oplaadpunten.

Voor opslag, die voordelen oplevert voor het net door de piekvraag op verbruikspunten te verminderen en bij te dragen aan het evenwicht tussen lokale productie en lokaal verbruik, bestaat de uitdaging van prijsstelling erin de ontwikkeling ervan aan te moedigen.

Deze prijsprikkels, waarvan de meeste bedoeld zijn om de impact van nieuwe vormen van gebruik op de netwerkkosten te minimaliseren, moeten zodanig worden ontworpen dat ze op zijn minst de ontwikkeling van nieuwe vormen van gebruik niet afremmen en zo mogelijk stimuleren (wat niet voor de hand ligt), met dien verstande dat de prijsstelling moet voldoen aan het criterium van niet-discriminatie tussen netwerkgebruikers, wat de facto prijsstelling op basis van gebruik uitsluit.

3.2. Potentieel voor het optimaliseren van stromen en de grenzen van geavanceerde prijsstelling

In het kader van deze studie wordt geavanceerde tarifiering gedefinieerd als de tarifiering van het netgebruik die mogelijk wordt gemaakt door de functionaliteiten van de slimme elektriciteitsmeters in RBC, die identiek zijn aan die in Vlaanderen door Fluvius en in het Waalse Gewest door ORES en RESA. Deze meters zijn functioneel zeer gelijkaardig aan die in de buurlanden (Frankrijk, Luxemburg, Nederland, Zwitserland, Oostenrijk, Spanje, enz.), met uitzondering van de afstandsbedieningsfunctie, die gebaseerd is op de PI-poort in België.

De slimme meter van Sibelga heeft 3 hoofdfuncties voor het implementeren van geavanceerde tarifiering:

1. **De slimme meter registreert de belastingscurven per kwartier, die op afstand worden uitgelezen voor verzending naar de leverancier als de meter in R3-modus wordt gebruikt (waarvoor voorafgaande toestemming van de klant nodig is): deze functie maakt het mogelijk om een netprijscomponent te implementeren op basis van het gemeten vermogen**, met de optie om de prijs van het vermogen al dan niet te differentiëren naargelang het tijdstip van verbruik. Bovendien is er een nieuw register (code I.6.0) beschikbaar vanaf versie I.99 van de firmware voor Fluvius meters¹³ : het geeft het maximale gemiddelde vermogen aan dat werd opgenomen gedurende een kwartier sinds het begin van de lopende maand. Aangezien de Sibelga-meter dezelfde is als de Fluvius-meter, kan ook deze deze functionaliteit ondersteunen, waarvan de beschikbaarheid en de implementatiedatum moeten worden gecontroleerd bij Sibelga. De VREG gebruikt deze functies voor haar nieuwe tarief op basis van het maximaal gemeten vermogen over elk van de laatste 12 maanden, zonder tijdsdifferentiatie (zie paragraaf 3.3.1). In Spanje is onlangs een tijdgedifferentieerd stroomtarief (TOU) ingevoerd dankzij de slimme meter (zie paragraaf 3.4.2). De beschikbaarheid van de kwartierlijkse belastingscurve maakt het mogelijk om een zeer breed scala aan stroomtariefsystemen te implementeren, waaronder een kritieke piektarief.
2. **De slimme meter beschikt over tariefregisters die kunnen worden geparametriseerd, waardoor het mogelijk wordt om een meer gesofisticeerd tarief voor meerdere uren (time-of-use, TOU) in te stellen dan het eenvoudige dag-nachttarief, dat op afstand kan worden geconfigureerd en gewijzigd**, met de mogelijkheid om de overeenkomstige tijdstippen te differentiëren tot op het niveau van elke meter (in de praktijk is de differentiatie beperkt tot differentiatie per zone, zoals bij de huidige dag-nachttarieven). De meters van Sibelga beschikken niet over registers die differentiëren tussen netgebruik en levering (in tegenstelling tot de Linky-meters in Frankrijk, die het mogelijk maken TOU-tarieven in te voeren die differentiëren tussen netgebruik en levering). In haar geavanceerde tariefvoorstel gebruikt de CWaPE deze functionaliteit om een 4-bands TOU-tarief te implementeren (zie paragraaf 3.3.2). In Frankrijk heeft de regulator een tijdseizoensgebonden TOU-tarief ingevoerd voor het gebruik van het netwerk, dat tegen eind 2024 wijdverspreid zal zijn dankzij de voltooiing van de uitrol van de Linky slimme meter (zie paragraaf 3.3.1). 3.4.1). In Spanje omvat het tarifieringssysteem voor netwerkgebruik naast de TOU voor capaciteit ook een TOU voor 3-bandenenergie, geïmplementeerd dankzij de slimme meter (zie paragraaf 3.4.2).
3. **De meter heeft een ingebouwde uitschakelaar die de toevoer onderbreekt wanneer het vermogen of de stroom per fase een bepaalde waarde overschrijdt. Dit maakt het mogelijk om effectief een prijssysteem te implementeren dat gebaseerd is op de onderschreven capaciteit, met uitschakeling als de onderschreven capaciteit wordt overschreden**. Het startvermogen kan op afstand worden geconfigureerd en gewijzigd op basis van wijzigingen in de onderschreven capaciteit van de URD. Dit wordt in Frankrijk geïmplementeerd met de slimme meter Linky.

De slimme meter van Sibelga beschikt niet rechtstreeks over een afstandsbesturing waarmee belastingen automatisch kunnen worden aangestuurd volgens de tariefperiodes van een gebruikstarief,

¹³ Bron: Technische documentatie Fluvius, link: <https://www.fluvius.be/sites/fluvius/files/2020-02/technische-info-displays-digitale-elektriciteitsmeter.pdf>

zoals een elektrische boiler, een warmtepomp of een oplaadpunt, wat een zeer nuttige functie is voor de URD's, zodat ze hun verbruik kunnen automatiseren volgens de tariefperiodes. De meter van Sibelga heeft echter een PI-clientpoort die op verzoek van de DNB kan worden geactiveerd, zodat metergegevens kunnen worden doorgegeven en intelligente toepassingen of energiebeheersystemen kunnen worden gebruikt om de belastingen te regelen.

3.3. Nieuwe, geavanceerde prijsstructuren in België

3.3.1. Tarieven voor de distributie van laagspanningselektriciteit in het Vlaams Gewest

De hieronder beschreven tariefprincipes zijn van toepassing op de afnames door eindafnemers die op laagspanning zijn aangesloten op het distributienet in het Vlaamse Gewest en die beschikken over een digitale meter of een conventionele meter. Niet-periodieke tarieven vallen niet onder het toepassingsgebied van deze nota.

3.3.1.1. Algemene principes die momenteel van kracht zijn

De tariefstructuur voor laagspanning die momenteel van kracht is in het Vlaamse Gewest tot 31 december 2022 ziet er als volgt uit:

Component	Eenheid
Tarief voor gebruik van het netwerk	
- Onderschreven en extra vermogen	EUR/kWh, met Time-of-Use
- Systeembeheer	EUR/kWh
- Gegevensbeheer	EUR/jaar
Tarief voor openbaredienstverplichtingen	EUR/kWh, met Time-of-Use
Tarief voor hulpdienst (netverliezen)	EUR/kWh
Overbelastingen	EUR/kWh
Aanvullend tarief voor prosumanten met een conventionele meter die op zijn kop staat	EUR/kW/jaar

Met uitzondering van het tarief voor databeheer, dat een vaste looptijd heeft, en het aanvullende tarief voor prosumanten, is het tarief dat momenteel in Vlaanderen van kracht is dus voornamelijk proportioneel, gebaseerd op kWh die van het elektriciteitsnet worden afgenomen. Voor bepaalde tariefcomponenten verschilt het tarief afhankelijk van de Time-of-Use (TOU). De in het Vlaamse Gewest gedefinieerde TOU hebben betrekking op twee periodes: 'Dag' en 'Nacht'.

Er moet ook worden opgemerkt dat een derde TOU, 'Nacht exclusief', nog steeds wordt aangerekend voor meters die het verbruik gekoppeld aan de warmtebehoefte op afzonderlijke circuits afzonderlijk registreren. Dergelijke meters worden echter niet meer geïnstalleerd en de VREG is dit tarief geleidelijk aan het afschaffen.

Tot slot moet worden opgemerkt dat voor verbruikers met een digitale meter het tarief van toepassing is op hun bruto netgebruik. Het "aanvullende tarief voor verbruikers met een conventionele meter die terugloopt" is dus alleen van toepassing op verbruikers die geen digitale meter hebben, voor wie het niet mogelijk is om hun brutoafname te meten en voor wie de proportionele tariefcomponenten van toepassing zijn op de nettoafname. Dit tarief is van toepassing op de omvormercapaciteit van de elektriciteitsproductiefaciliteit.

3.3.1.2. Algemene principes van het nieuwe prijssysteem

De nieuwe tariefstructuur die door de VREG wordt ingevoerd, introduceert een capaciteitscomponent voor het gebruik van het net. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen gebruikers met een digitale meter, voor wie deze capaciteitscomponent wordt gemeten, en gebruikers die nog een conventionele meter hebben, voor wie een vast tarief wordt toegepast.

TOU's worden niet langer gebruikt in distributietarieven¹⁴.

Bovendien maken de transmissietarieven en de gerelateerde toeslagen niet langer het voorwerp uit van een afzonderlijke tarieflijst, maar worden ze geïntegreerd in de tariefcomponent voor het gebruik van het net en de tariefcomponent 'andere transmissiekosten'.

De nieuwe tarieven worden van kracht op 1^{er} januari 2023.

3.3.1.2.1. Voor gebruikers met een digitale meter

Component	Eenheid
Tarief voor het gebruik van het netwerk (transmissie en distributie)	EUR/kW
	EUR/kWh
Tarief voor gegevensbeheer	EUR/jaar
Tarief voor openbardienstverplichtingen	EUR/kWh
Overbelastingen	EUR/kWh
Tarieven voor overige transportkosten	EUR/kWh
Maximumtarief	EUR/kWh

Het tarief voor het gebruik van het net bestaat uit twee componenten: capaciteit en proportioneel. De onderliggende kosten van de DNB worden voor 80% verdeeld over de capaciteitscomponent en voor 20% over de proportionele component.

De capaciteitscomponent wordt gefactureerd op basis van de gemiddelde maandpiek van de klant. Dit wordt maandelijks berekend op basis van de gemiddelde maandpieken over de laatste 12 maanden (of

¹⁴ Om precies te zijn wordt een tarief voor nachtexclusiviteit gehandhaafd in de tariefcomponent van de openbardienstverplichtingen, maar het tariefverschil met de normale uren wordt geleidelijk verminderd in de periode 2023-2025.

bij gebrek aan voldoende historische gegevens, op basis van de laatste beschikbare maanden). De maandelijkse piek wordt berekend als het hoogste kwartuurvermogen voor de maand, zoals geregistreerd en doorgegeven door de slimme meter. Als de gemeten maandelijkse piek minder is dan 2,5 kW, dan wordt de maandelijkse piek die wordt gebruikt voor de prijsbepaling gehandhaafd op een minimumwaarde van 2,5 kW¹⁵.

Het tarief voor gegevensbeheer wordt gedifferentieerd volgens het meetregime van de gebruiker: per uur per kwartaal (R3) of per maand/jaar (R1).

Er is geen aanvullend tarief voor prosumenten. Voor deze laatsten worden hun bruto onttrekkingen gebruikt om de tariefcomponenten te berekenen wanneer deze gebaseerd zijn op onttrekkingen.

Voor gebruikers met een digitale meter wordt een maximumtarief in EUR/kWh toegepast als de totale kosten van alle componenten (met uitzondering van de tariefcomponent voor gegevensbeheer) dit plafond overschrijden.

3.3.1.2.2. Voor gebruikers met een conventionele meter

Component	Eenheid
Tarief voor het gebruik van het netwerk (transmissie en distributie)	EUR/jaar
	EUR/kWh
Tarief voor gegevensbeheer	EUR/jaar
Tarief voor openbaredienstverplichtingen	EUR/kWh
Overbelastingen	EUR/kWh
Tarieven voor overige transportkosten	EUR/kWh
Aanvullend tarief voor prosumenten met een conventionele meter die op zijn kop staat	EUR/kW/maand

Het tarief voor het gebruik van het net bestaat uit twee componenten: een forfaitaire en een proportionele component. De onderliggende kosten van de DNB worden voor 80% verdeeld over de forfaitaire component en voor 20% over de proportionele component. Het forfaitaire tarief wordt berekend op basis van het capaciteitstarief dat van toepassing is op gebruikers met een digitale meter, rekening houdend met een gemiddelde maandelijkse piek van 2,5 kW. Het proportionele tarief is verschillend van en hoger dan hetzelfde proportionele tarief dat van toepassing is op gebruikers met een digitale meter.

Het tarief voor gegevensbeheer is identiek aan het tarief dat geldt voor gebruikers met een digitale meter en een maandelijks/jaarlíjks meetregime (of R1 meetregime).

Net als in de tarieven vóór 2023 geldt voor prosumenten een aanvullend tarief, gebaseerd op de capaciteit van de omvormer in de elektriciteitsproductiefaciliteit, aangezien voor prosumenten hun netto onttrekkingen worden gebruikt om de tariefcomponenten te berekenen wanneer deze

¹⁵ Behalve voor toegangspunten die niet gemeten worden op basis van een door de VREG goedgekeurd technisch dossier waaruit blijkt dat deze 2,5 kW capaciteit niet wordt overschreden.

gebaseerd zijn op onttrekkingen. Vanaf 2023 wordt dit aanvullende tarief echter toegepast op basis van maandelijkse in plaats van jaarlijkse waarden.

Tot slot is er geen maximumtarief voor gebruikers met een conventionele meter.

3.3.2. Tarieven voor de distributie van laagspanningselektriciteit in het Waals Gewest

De hieronder uiteengezette tariefprincipes zijn van toepassing op de afnames door eindklanten die aangesloten zijn op het laagspanningsdistributienet in het Waals Gewest en uitgerust zijn met een slimme meter of een conventionele meter. Niet-periodieke tarieven vallen niet onder het toepassingsgebied van deze nota.

3.3.2.1. Algemene principes die momenteel van kracht zijn

De tariefstructuur voor laagspanning die momenteel van kracht is in het Waals Gewest tot 31 december 2024 ziet er als volgt uit:

Component	Eenheid
Tarief voor het gebruik van het distributienet	
- Proportionele term	EUR/kWh, met Time-of-Use
- Vaste termijn	EUR/jaar
- Vermogensterm (prosumer)	EUR/kW
Tarief voor openbaardienstverplichtingen	EUR/kWh
Overbelastingen	EUR/kWh
Tarief voor gewone verkoop	EUR/kWh

Het tarief dat momenteel van kracht is in Wallonië is voornamelijk proportioneel, gebaseerd op kWh afgenomen van het elektriciteitsnet. Voor de proportionele termijn van de tariefcomponent voor het gebruik van het distributienet is het tarief verschillend afhankelijk van de Time-of-Use (TOU). De TOU die in het Waals Gewest zijn gedefinieerd, omvatten vier periodes: 'Normale uren', 'Piekuren', 'Daluren' en 'Uitsluitende nacht'. Piekuren omvatten een periode van 15 opeenvolgende uren, van een weekdag begintijd tussen 6u en 9u tot een eindtijd tussen 21u en 23u, afhankelijk van de specifieke geografische zone; de resterende uren zijn daluren. Zaterdag- en zondaguren worden allemaal als daluren beschouwd.

Het vaste tarief is hetzelfde voor alle LV-gebruikers, ongeacht hun meter of meetsysteem.

Een capaciteitstarief voor het tarief voor het gebruik van het distributienet is alleen van toepassing op prosumenten wanneer de distributietarieven op hen worden toegepast op basis van hun netto-onttrekking. Het capaciteitstarief is van toepassing op het netto te ontwikkelen vermogen van de productie-installatie. Anderzijds, als de prosumer een conventionele dual-flow meter of een slimme meter heeft, worden de netwerkstarieven gebaseerd op hun bruto afnames, en in dit geval wordt de capaciteitstoeslag niet langer op hen toegepast. In dit geval worden de totale kosten van het net die de verbruiker betaalt echter beperkt tot de kosten die hij zou hebben gehad als hij was aangerekend op basis van zijn netto-afname en het capaciteitstarief.

3.3.2.2. Algemene principes van het nieuwe prijssysteem

In haar ontwerptariefmethodologie, die ten vroegste op 1^{er} januari 2025 van kracht zou moeten worden, stelt de CWaPE de volgende tariefwijzigingen voor:

- de introductie van nieuwe TOU,
- de verandering in de tijden die de TOU definiëren,
- de expliciete definitie van tariefspanning tussen TOU en
- de invoering van een capaciteitstarief voor gebruikers met een slimme meter in R3 meetmodus.

Component	Eenheid
Tarief voor het gebruik van het distributienet	
- Proportionele term	EUR/kWh, met Time-of-Use
- Vaste termijn	EUR/jaar
- Vermogensterm (prosumer)	EUR/kW
- Capaciteitstermijn (R3 meetregime)	EUR/kW
Tarief voor openbaardienstverplichtingen	EUR/kWh
Overbelastingen	EUR/kWh
Tarief voor gewone verkoop	EUR/kWh

De CWaPE heeft het aantal TOU's dat van toepassing is op het tarief voor het gebruik van het distributienet uitgebreid. Naast het exclusieve nachttarief, dat ongewijzigd blijft, kunnen netgebruikers tot 4 TOU's hebben, afhankelijk van de mogelijkheden van hun meetapparatuur.

4 TOU	2 TOU	1 TOU
Ochtenduren	Piekuren	Normale uren
Avonduren		
Zonne-uren	Daluren	
Nachtelijke uren		

De CWaPE heeft ook de TOU-uren gewijzigd. Voor alle dagen van maandag tot en met zondag zijn de tijden als volgt:

- ochtend: 6.00 tot 11.00 uur;
- Openingstijden zon: 11.00 tot 17.00 ;
- Avonduren: 17.00 tot 22.00 uur;
- nachtelijke uren: 22u tot 6u.

De DNB kan de CWaPE vragen om af te wijken van deze tijdsloten, met behoud van hetzelfde aantal uren per dag per tijdslot, voor specifieke en beperkte geografische gebieden.

Voor het twee-uurlijkse systeem omvatten de piekuren precies de ochtend- en avonduren, en de daluren de zonne- en nachturen.

Ten slotte heeft de CWaPE tariefspanningen tussen de TOU's vastgesteld; bij het bepalen van zijn tarieven mag de DNB hier maximaal 10% van afwijken.

4 TOU	Regime R3	Plan R1
Ochtenduren	4,0	4,0
Zonne-uren	0,0	1,0
Avonduren	5,0	5,0
Nachtelijke uren	2,0	2,0

2 TOU	Regime R3	Plan R1
Piekuren	N.V.T.	4,2
Daluren	N.V.T.	2,0

1 TOU	Regime R3	Plan R1
Normale uren	N.V.T.	3,8

Nacht exclusief	Regime R3	Plan R1
Nacht exclusief	1,5	1,5

De capaciteitsterm die door de CWaPE wordt geïntroduceerd, heeft alleen betrekking op netgebruikers die een communicerende meter hebben met een R3 meetregime, en die dus een tariefvoltage van 0 genieten tijdens de zonne-uren. Alleen de kwartuurpieken gemeten tijdens de periode van het jaar van 1^{er} november tot 31 maart van het volgende jaar, van 17u tot 22u, inclusief weekends en feestdagen, gekend als de "piektariefperiode", worden in aanmerking genomen voor de toepassing van het tarief. De driemaandelijke "piek" wordt voor elk driemaandelijkse uur van de piektariefperiode berekend op basis van de driemaandelijke verbruiksgegevens als het gemiddelde

vermogen dat wordt opgenomen tijdens het gegeven driemaandelijks uur (driemaandelijke belastingscurve geregistreerd en meegedeeld door de meter). Als deze piek hoger is dan 10 kW, wordt de extra kW aangerekend tussen €0,25 en €0,5/kW, afhankelijk van de DNB.

Tot slot blijft de tarifiering voor prosumënten ongewijzigd ten opzichte van het huidige systeem, behalve dat wanneer prosumënten gefactureerd worden op basis van hun bruto afnames en in R3 meetmodus zitten, er niet langer een limiet is op hun netwerkkosten.

3.3.3. Vergelijking en kwalitatieve beoordeling van toekomstige prijssystemen in het Vlaams en Waals Gewest

De doelstellingen die worden nagestreefd met de toekomstige prijszetting in Vlaanderen en Wallonië zijn verschillend en hangen met name af van de algemene beleidslijnen die zijn vastgelegd in de juridische referentieteksten¹⁶. We kunnen de twee systemen echter wel vergelijken in termen van de algemene doelstellingen die met de prijszetting worden nagestreefd en zo de mogelijkheden en beperkingen van geavanceerde prijszetting beoordelen, d.w.z. de prijszetting die mogelijk wordt gemaakt door slimme meters.

3.3.3.1. Kostendekking

Zowel de CWaPE als de VREG hebben revenue cap-methodologieën met een principe van regulatorie saldi die de te veel of te weinig betaalde bedragen dekken, wat betekent dat de distributietarieven in deze twee regio's voldoen aan het principe van het dekken van de kosten van de DNB.

3.3.3.2. Reflectie

De doelstelling dat de tarieven de kosten moeten weerspiegelen, is ongetwijfeld een centrale doelstelling in de nieuwe VREG-tarieven, die aanzienlijk zijn opgeschoven in de richting van een capaciteitstarief dat meer in lijn ligt met de kostenfactoren van de DNB, met name door een minimale maandelijkse piek van 2,5 kW vast te stellen. Het is duidelijk dat in Vlaanderen de reflectiviteit van toepassing is op alle kosten van de DNB, in het verleden en in de toekomst. Het is vooral het billijke karakter van de kostenreflectiviteit dat wordt benadrukt, ook al wordt het principe van de "postzegel"¹⁷ nog niet in vraag gesteld (dit grotendeels op capaciteit gebaseerde tarief weerspiegelt echter niet het verschil in kosten dat wordt veroorzaakt door de timing van de piek: een piek die wordt waargenomen op de synchrone piek van het net wordt gewaardeerd tegen dezelfde kosten als een piek wanneer het net licht belast is).

Omgekeerd weerspiegelt het tarifieringsbeleid van de CWaPE niet in de eerste plaats de gemaakte kosten of de kostenfactor, d.w.z. de netwerkcapaciteit die door elke gebruiker wordt gebruikt. In plaats daarvan ligt de nadruk op het aanmoedigen van de DNB om toekomstige investeringen onder controle te houden of te verschuiven in de tijd, in het bijzonder in de context van het beheren en voorkomen van congestie op de netten, door meer aan te rekenen op momenten dat het net zijn fysieke limieten dreigt te bereiken om de toename van synchrone afnamepunten binnen de perken te houden, en minder aan te rekenen op momenten dat het net verzadigd dreigt te raken als gevolg van lokale opwekking om de verschuiving van de belasting aan te moedigen met het oog op een zo efficiënt mogelijke integratie van deze opwekking. De CWaPE richt zich daarom meer op het reflecteren van

¹⁶ Besluit van 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, artikel 4.1.32

Besluit van 19 januari 2017 betreffende de tariefmethodologie voor beheerders van distributienetten voor gas en elektriciteit, artikel 4, §2

¹⁷ Namelijk het principe waarbij een gebruiker hetzelfde tarief betaalt, ongeacht de locatie van zijn aansluiting op het netwerk, of hij zich nu in een dicht vermaasde, stedelijke netwerkzone bevindt of in een landelijke, end-of-antenne netwerkzone.

toekomstige kosten, aangezien zij zeker van mening is dat er geen efficiëntiewinst te behalen valt door het beprijzen van gemaakte kosten.

3.3.3.3. Eerlijkheid en non-discriminatie

Aangezien het Vlaamse model een betere weerspiegeling is van de gemaakte kosten en minder stimulerend werkt dan het Waalse model, kunnen we ervan uitgaan dat het eerste eerlijker is. Toch lijkt het Waalse tariefmodel a priori geen billijkheidsprobleem op te leveren.

3.3.3.4. Transparantie

Naar onze mening zijn de twee tariefmodellen, hun onderliggende methodologie en hun goedkeuringsproces volledig transparant.

3.3.3.5. Voorspelbaarheid en stabiliteit

De tarieven in beide regio's worden gepubliceerd voordat ze worden toegepast, dus zolang gebruikers hun verbruik of pieken kunnen inschatten, kunnen ze hun distributiekosten voorspellen. De CWaPE publiceert ook haar tarieven voor de volledige tariefperiode en herziet ze van jaar tot jaar om rekening te houden met regulatoire evenwichten. De VREG publiceert haar tarieven op jaarbasis.

In beide regionale modellen danken de tarieven hun stabiliteit ook aan wijzigingen in de toegestane inkomsten en het netwerkgebruik van de DNB, die langzaam maar gecontroleerd veranderen. De effecten van de tariefwijzigingen die door elk van de regulatoren werden ingevoerd op het gedrag van de gebruikers werden echter onvoldoende geanalyseerd. In feite zijn de tariefwijzigingen substantieel en hebben ze gevolgen voor alle gebruikers in elke regio, zonder dat ze zijn getest of getest in een regulerende zandbak, zoals beide wetgevingen toestaan. Wij beschouwen dit als een risico dat beide regulatoren hebben genomen, of op zijn minst als een gemiste kans.

3.3.3.6. Eenvoudig en gemakkelijk te lezen

Belgische gebruikers hebben geen geschiedenis en kennis van verbruik gekoppeld aan piekmetingen, waardoor het capaciteitstarief voor hen in het begin moeilijker te lezen en te begrijpen zal zijn. Bovendien hebben veel van de huidige consumenten het nog steeds moeilijk om het verbruik van hun elektrische toestellen in te schatten. De invoering van een tariefcomponent, zeker in Vlaanderen en in mindere mate in Wallonië, zal het voor deze consumenten ongetwijfeld moeilijker maken om hun factuur te begrijpen. Om deze redenen zal een tarief gebaseerd op een capaciteitscomponent *de facto* minder leesbaar en dus minder inclusief zijn.

3.3.3.7. Geen verstoring

Een netwerktarief zonder TOU en sterk gebaseerd op een capaciteitsterm zal de tariefsignalen die door de commoditycomponent van de factuur worden gegeven, niet verstoren. Het toekomstige Vlaamse tarief beantwoordt dus volledig aan de doelstelling van niet-verstoring.

Omgekeerd zal de tarifiering in het Waals Gewest waarschijnlijk de tariefsignalen van de commodity verstoren. Terwijl de door de CWaPE gewenste tariefspanningen overeenstemmen met de tariefspanningen van de commodity tijdens het zomerseizoen, is dit niet langer het geval voor de winter, waar de BELPEX-curves duidelijk aantonen dat energie goedkoper is tijdens de nachturen dan tijdens de zonne-uren. Gezien de gemiddelde BELPEX-curves is het bovendien niet uitgesloten dat de distributietarieven in de toekomst op bepaalde dagen tegenstrijdige signalen geven in vergelijking met de prijssignalen op de spotmarkten. Tot slot is het behoud van een specifiek tarief voor nachtexclusiviteit in het Waals Gewest volgens ons evenmin in overeenstemming met deze doelstelling van niet-onderbreking.

Bovendien moet worden gezegd dat de radicaal tegengestelde ontwikkelingen in tariefstructuren en TOU in het Vlaamse Gewest en het Waalse Gewest zouden kunnen leiden tot een dualisering van het commerciële aanbod in België, gebaseerd op de verschillende exploitatiekosten¹⁸ voor leveranciers in de twee gewesten. Ook de kosten om deze structuren in IT-systemen te implementeren en het beperkte aantal slimme meters dat momenteel in het Waalse Gewest wordt geïnstalleerd, naast het veranderende wetgevende kader, zouden ertoe kunnen leiden dat sommige commerciële spelers zich geleidelijk (gedeeltelijk) terugtrekken uit of desinvesteren in dit gewest.

3.3.3.8. Rationeel gebruik van het netwerk aanmoedigen

Door de verbruikers aan te moedigen hun verbruik te verschuiven van de piekuren naar tijdstippen waarop de productie overvloedig is en het net het minst druk is, moedigt de Waalse tarifiering een rationeel gebruik van het net aan (zie ook de doelstelling van kostenreflectiviteit hierboven). Het Vlaamse tarifieringssysteem maakt daarentegen geen onderscheid tussen verschillende tijdstippen waarop de maandelijkse piek zou worden geteld, waardoor een maandelijkse piek voor de ene gebruiker tijdens een daluur op het net en voor een andere gebruiker tijdens een piek uur op dezelfde voet wordt gesteld. Dit Vlaamse tarifieringssysteem moedigt gebruikers ook niet aan om hun belasting te verschuiven wanneer deze onder hun maandelijkse piek voor een bepaald kwartier ligt. We vrezen dan ook dat de congestiegraad op de Vlaamse netten zal verslechteren en dat er sneller investeringen nodig zullen zijn om congestie te vermijden. Dit Vlaamse tarifieringssysteem zal ervoor zorgen dat alle gebruikers deze investeringskosten dragen, terwijl deze investeringen te wijten zullen zijn aan gebruikers die hebben bijgedragen tot de stijging van de synchrone piek van het LV-netwerk.

3.3.3.9. De integratie van gedecentraliseerde opwekking aanmoedigen

Zie punt hierboven. Het Waalse model biedt een veel grotere stimulans dan het Vlaamse model om het verbruik te verschuiven naar tijden van hoge decentrale zonneproductie. In Vlaanderen zou een gebruiker die zijn maandelijkse piek maakt met het oog op het verbruik van energie die overvloedig wordt geproduceerd op het distributienet door zijn burelen, worden bestraft.

3.3.3.10. Energie-efficiëntie en rationeel energiegebruik aanmoedigen

In principe geeft een proportioneel tarief een prikkel om minder te verbruiken en dus minder te verbruiken, en daarom is het Waalse tarief geschikter om deze doelstelling te bereiken. Aangezien de overige componenten van de factuur voornamelijk proportioneel zijn, bereikt het Vlaamse tariefsysteem deze doelstelling echter niet volledig, omdat het geen extra stimulansen biedt. Bovendien worden investeringen door gebruikers in energie-efficiëntie, die een lager verbruik met zich meebrengen, ook weerspiegeld in lagere pieken.

3.3.3.11. Nieuwe toepassingen van elektriciteit stimuleren

Volgens de analyses die de Universiteit Gent voor de VREG heeft gemaakt, zal het Vlaamse tarifieringssysteem, zolang de gebruiker investeert in intelligente systemen voor het beheer van de belasting en onafhankelijk van de kosten van deze systemen of zelfs in individuele batterijen, waarschijnlijk nieuwe elektrische toepassingen aanmoedigen, zowel voor mobiliteit als voor warmte, maar ook de invoering van een slimme meter en een R3-meetsysteem aanmoedigen (maar de totale nettowinst voor de netgebruiker, inclusief de kosten van intelligente systemen voor het beheer van de belasting, is niet vastgesteld). Anderzijds is het Vlaamse tarifieringssysteem eerder nadelig bij afwezigheid van dergelijke intelligente systemen. Daarom kan het als minder inclusief worden

¹⁸ Dit heeft voornamelijk betrekking op invorderingskosten en *dubieuze debiteuren*.

beschouwd voor mensen die niet kunnen investeren in deze intelligente systemen, of ze niet voldoende begrijpen.

In het Waalse Gewest zal de proportionele tarifiering op zich geen stimulans zijn voor nieuwe vormen van elektriciteitsgebruik. De capaciteitscomponent die van toepassing is op het meetsysteem R3 zal, door zijn relatief nadelige tarieven, gebruikers met nieuwe vormen van gebruik waarschijnlijk niet aanmoedigen om over te schakelen, in het bijzonder voor verwarmingsdoeleinden (de periode waarin dit capaciteitstarief van 17u tot 21u van toepassing is, is erg lang).

3.3.3.12. De ontwikkeling van energie-uitwisseling en energiegemeenschappen aanmoedigen

Geen van beide tariefstructuren omvat een tariefvrijstelling voor energie-sharing en energiegemeenschappen, noch een specifiek tarief voor bijkomende DSO-meetkosten.

De tarieven in Vlaanderen zullen dit delen waarschijnlijk zelfs ontmoedigen (zie het punt over de stimulans om decentrale productie te integreren).

Aan de andere kant zou het vastleggen van de tariefspanning op 0 voor zonne-uren onder het R3-regime in het Waalse Gewest indirect dergelijk gedeeld gebruik van lage spanning bevorderen, zonder dat de tarieven discriminerend zijn voor gebruikers die geen deel uitmaken van een gemeenschap of gedeeld systeem, of het "postzegel"-principe in vraag stellen.

3.4. Voorbeelden van geavanceerde tariefstructuren die in Europa zijn geïmplementeerd in landen waar slimme meters over de hele linie zijn ingevoerd

3.4.1. Tarieven voor het gebruik van het elektriciteitsdistributienet in Frankrijk

Tariefstructuur voor het MV-LV-netwerk¹⁹ vastgesteld door de Commission de Régulation d'Énergie (CRE) in Frankrijk voor de tariefperiode TURPE 6 (2021-2024)²⁰

CRE is van mening dat de rol van de tariefstructuur wordt versterkt door de transformatie van het elektriciteitssysteem. Hoewel het jaarlijkse elektriciteitsverbruik in Frankrijk al enkele jaren over het algemeen stabiel is, ligt de uitdaging voor het net vooral in het vermogen om te voldoen aan de piekvraag naar elektriciteit, die voornamelijk te wijten is aan warmtegevoelige toepassingen (elektrische verwarming). Daarnaast vormen de versnelde ontwikkeling van wind- en fotovoltaïsche parken en nieuwe technologieën (opslag, elektrische voertuigbesturing, flexibiliteit, enz.) nieuwe uitdagingen, maar ook nieuwe kansen voor netbeheerders. Tegen deze achtergrond is de CRE begonnen met het wijzigen van de tariefstructuur om deze in staat te stellen gelijke tred te houden met veranderingen in het gebruik, terwijl de bijbehorende kosten en baten correct worden weergegeven.

De seizoensgebondenheid van netwerkkosten weerspiegelen

De kosten die worden gegenereerd door het gebruik van netwerken variëren aanzienlijk afhankelijk van de periode waarin het netwerk wordt gebruikt. Schematisch gezien genereert een toename van het verbruik wanneer het netwerk weinig wordt gebruikt slechts beperkte extra kosten voor de netwerken, voornamelijk door de toename van de elektrische verliezen, terwijl een toename van het verbruik wanneer het netwerk wordt belast, congestie kan veroorzaken en uiteindelijk kan leiden tot de noodzaak van dure netwerkversterking.

Elektriciteitsdistributienetwerken zijn voornamelijk ontworpen om energie te kunnen transporteren tijdens de lokale piek (piek van het netwerkvak in kwestie), zelfs als een faciliteit niet beschikbaar is. Bijgevolg hangen de kosten van deze netwerken in grote mate af van de stroom die tijdens de drukste uren wordt getransporteerd.

CRE is van mening dat dit fenomeen tot uiting komt in de tijdseizoensgebondenheid van de tarieven: tarieven die verschillen naargelang het tijdstip van de dag en de periode van het jaar geven gebruikers het signaal dat de netwerkkosten die ze maken niet dezelfde zijn naargelang het tijdstip waarop ze worden gebruikt.

Tariefcomponenten

In Frankrijk kunnen de "netwerkkosten" voor transmissie- en distributienetbeheerders als volgt worden ingedeeld:

- **beheer- en meetkosten** zijn kosten die niet afhankelijk zijn van het gebruik van het netwerk als zodanig, maar van het type dienst dat toegang tot en gebruik van dit netwerk mogelijk maakt, geleverd door de netwerkbeheerders volgens de spanningsbereiken en categorieën van betrokken gebruikers (kosten voor klantenbeheer, telefoonontvangst, facturering en inning, onderhoud van meet-, lees- en factureringsgegevensoverdrachtsapparatuur, enz;)

¹⁹ MV: 1 kV - 50 kV (89.600 klanten) / LV: 50 V - 1000 V (36,4 miljoen klanten)

²⁰ "Tarief van toepassing vanaf 1^{er} augustus 2021 voor een periode van ongeveer vier jaar.

- **Infrastructuurkosten** zijn vast op de korte termijn (afgezien van de kosten voor congestiebeheer, die op dit moment erg laag zijn), maar variabel op de lange termijn als gevolg van investeringen;
- **de kosten voor het compenseren van elektriciteitsverliezen zijn** variabele kosten op korte termijn (en op lange termijn als gevolg van investeringen). De bijdrage van de gebruikers aan deze kosten hangt af van de geïnjecteerde en/of onttrokken energie op verschillende tijdstippen van het jaar;
- **reservekosten**, die overeenkomen met de kosten voor het aanleggen van balanceringsreserves (frequentieregeling, aanvulling van systeemdiensten, snelle en bijkomende reserves, aanvulling van marges, afschakelbaarheid) en kosten voor spanningsregeling;
- **andere kosten**, zoals centrale kosten en andere niet-toegewezen kosten.

Deze kosten worden doorberekend aan de netgebruikers volgens een reeks componenten, gedifferentieerd per spanningsniveau, die als volgt zijn:

- **vaste componenten (€/jaar)**, die de beheers- en meetkosten dekken. Deze kosten zijn niet afhankelijk van het gebruik van het netwerk, maar van het type dienst dat door de netwerkbeheerders wordt geleverd, afhankelijk van de spanningsbereiken en de categorieën van betrokken gebruikers;
- **een extractiecomponent**, die de infrastructuurkosten, verliescompensatiekosten, reservekosten en andere niet per spanningsbereik toegewezen kosten, zoals centrale belastingen, dekt. Deze bestaat uit :
 - **coëfficiënten toegepast op het onderschreven vermogen (€/kW/jaar)**, die de bijdrage van het door de gebruiker gevraagde vermogen aan de kosten van de netwerkinfrastructuur weergeven;
 - **coëfficiënten toegepast op de energie (€/kWh)**, die enerzijds de bijdrage weergeven van de gebruiksduur van de geabonneerde stroom aan de kosten van de netwerkinfrastructuur en anderzijds de bijdrage van de opgenomen energie aan de kosten voor het compenseren van verliezen;
- **een injectiecomponent (€/MWh)**, die momenteel alleen van toepassing is op injecties op het transmissienet op spanningsniveaus HTB 3 en HTB 2 en die de bijdrage weergeeft van de geïnjecteerde energie aan de kosten voor het compenseren van verliezen die op het Franse net worden gegenereerd door geëxporteerde elektriciteit en aan de kosten voor het compenseren van verliezen die aan RTE worden gefactureerd in het kader van het grensoverschrijdende ITC-mechanisme (Inter TSO Compensation);
- **specifieke componenten** voor bepaalde specifieke diensten: onderschreven stroomoverschrijdingen, aanvullend en back-upvermogen, groepering, reactieve energie, enz.

Vormen van prijstrasters

In TURPE 5 heeft CRE de tariefroosters vereenvoudigd naar een model waarbij hoogspanningsgebruikers (HV en HTA-BT) een tarief met 5 tijdschijven krijgen en laagspanningsgebruikers een tarief met 4 tijdschijven, afhankelijk van het seizoen en het tijdstip, met

tariefvarianten afhankelijk van de gebruiksduur. Na verschillende raadplegingen heeft CRE besloten om de algemene vorm van de roosters te behouden voor de TURPE 6-periode, waarbij ze stelt dat na de harmonisatie van de tariefroosters die werd ingevoerd door TURPE 5, de huidige roosters een goed evenwicht vormen tussen de tariefprincipes.

Tabel 7. Vorm van de tariefnetten per spanningsbereik

	<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> ← Heures chères Heures peu chères → </div>					
	Heures de pointe	Heures Pleines Saison Haute	Heures Creuses Saison Haute	Heures Pleines Saison Basse	Heures Creuses Saison Basse	
HTA	✓	✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation).
BT > 36 kVA		✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation).
BT ≤ 36 kVA		✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires 4 plages temporelles sont proposées (courte utilisation, moyenne utilisation).
				✓(*)	✓(*)	Une option à Différenciation Temporelle est proposée en version moyenne utilisation (MU DT, ou Heures Pleines/Heures Creuses) jusqu'à 2023. (*) : pas de différenciation saisonnière.
			✓			Une option sans différenciation saisonnière proposée en version Courte Utilisation (CU, ou Base) jusqu'à 2023 et en version Longue Utilisation (LU).

Les plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié :

- **La saison haute** est constituée des mois de décembre à février, et de 61 jours, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus de trois périodes disjointes. Les autres périodes constituent **la saison basse**. Par défaut, la saison haute est constituée des mois de novembre à mars. Toute évolution devra être au préalable soumise par le GRD à un processus de concertation.
- Les **heures de pointe** sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en **heures creuses**. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées par le GRD, consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h, les heures restantes constituant **les heures pleines**.

Les différences entre **courte/longue utilisation** et **courte/moyenne utilisation** résident la différence de poids entre les coefficients appliqués à la puissance souscrite (€/kW/an) et les coefficients appliqués à l'énergie (€/kWh)

Bron: CRE

Uitbreiding van de optie tot vier tijdsloten

In het kader van de roll-out van aangesloten meters heeft CRE tarieven met 4 tijdsklassen ingevoerd voor LV ≤ 36 kVA in TURPE 5 HTA-BT. Gezien het nog steeds beperkte aantal aangesloten meters en met het oog op een geleidelijke migratie tussen opties en factuurwijzigingen, werden de niet-seizoensgebonden gedifferentieerde opties Kort Gebruik (CU, één tarief) en Tijdgedifferentieerd Gemiddeld Gebruik (MU DT, differentiatie tussen piek- en daluren) behouden.

Op lange termijn is CRE van mening dat het behoud van tariefopties zonder seizoensdifferentiatie onwenselijk is, omdat het niet alle leveranciers en consumenten aanmoedigt om inspanningen te leveren op het vlak van innovatie en energie-efficiëntie tijdens de piekmomenten op de netten, die zich meestal in de winter concentreren, en zo bij te dragen tot de beheersing van de netkosten op lange termijn.

CRE is voorstander van een uitbreiding van het tarief met 4 frequentiebanden naar alle gebruikers. Aangezien dit afhankelijk is van de aanvaardbaarheid van de bijbehorende factuurwijzigingen, heeft **CRE gekozen voor een geleidelijke uitrol die eindigt in 2024**. CRE heeft de noodzaak benadrukt om ervoor te zorgen dat de factuurverhogingen aanvaardbaar zijn voor bepaalde consumenten, met name de meest kwetsbare. Ze heeft een analyse uitgevoerd van de factuurwijzigingen om ervoor te zorgen

dat eventuele verhogingen binnen de perken blijven, in het bijzonder door consumentenprofielen te analyseren die kunnen overeenkomen met preciaire situaties.

De veralgemening van opties met 4 tijdsblokken tijdens de TURPE 6-tariefperiode zal leiden tot **de afschaffing van de niet-seizoensgebonden opties (CU en MU DT) in augustus 2024**, voor het laatste jaar van de tariefperiode. Om de tariefwijzigingen als gevolg van de afschaffing van de CU- en MU DT-opties in 2024 af te vlakken tijdens de TURPE 6 HTA-BT-periode, zal **CRE de tarieven voor deze opties tussen 2021 en 2023 geleidelijk verhogen en tegelijkertijd de tarieven voor de 4 tijdsbandopties verlagen**. Het effect van afvlakking zal zijn dat de opties die niet in tijdreeksen vallen, geleidelijk worden "leeggemaakt" door hun tarieven geleidelijk te verhogen.

Behandeling van gebruikers die geen aangesloten meters hebben

De veralgemening van de 4 tijdsbandopties tegen 2024 doet de vraag rijzen hoe gebruikers zonder aangesloten meter in 2024 zullen worden behandeld, hetzij door hun eigen schuld, omdat ze de meter hebben geweigerd, hetzij buiten hun schuld, omdat ze nog niet van de uitrol hebben geprofiteerd. Volgens het uitrolplan van Enedis zal het aandeel gebruikers zonder aangesloten meter in 2024 4% zijn, of ongeveer 1,5 miljoen leveringspunten. Het probleem doet zich ook voor buiten het verzorgingsgebied van Enedis, waar de uitrolschema's later zijn.

Sommige verbruikers zullen in 2024 dus nog steeds niet in aanmerking komen voor de TURPE-opties met 4 tijdschijven CU4 en MU4. **CRE heeft gekozen voor een oplossing die bestaat uit het behoud van afwijkende niet-seizoensgebonden opties**, die alleen voor deze klanten toegankelijk zijn, en die op hetzelfde structurele niveau worden vastgesteld (d.w.z. zonder de gemiddelde jaarlijkse wijzigingen van de tariefniveaus) als in 2023.

Bovendien heeft CRE erop gewezen dat een deel van de economische voordelen van geavanceerde meteropneming verband houdt met de verlaging van de kosten voor meteropneming die het gevolg zal zijn van het einde van de "walk-by"-meteropneming. Bijgevolg zal elke klant die weigert een geavanceerde meter te laten installeren, de verwachte voordelen van het project ondermijnen. CRE is van mening dat het daarom noodzakelijk zal zijn om de kosten van de resterende meteruitlezing alleen aan deze afnemers door te berekenen. De voorwaarden voor het factureren van deze kosten zullen door CRE worden vastgesteld tegen het einde van de massale uitrol (90% van de aangesloten meters geïnstalleerd).

3.4.2. Tarifiering voor het gebruik van het elektriciteitsdistributienetwerk in Spanje

Feedback over de nieuwe prijsstructuur in Spanje

De Spaanse toezichthouder CNMC heeft het gebruik van statische *Time of Use*-tarieven verplicht gesteld voor alle netwerkgebruikers vanaf 1^{er} juni 2021.

De belangrijkste verandering is dat het capaciteitsaandeel voor residentiële verbruikers nu gebaseerd is op twee tijdsperiodes, terwijl het energieaandeel verdeeld is in drie periodes. Elke klant kan zich abonneren op twee verschillende vermogens voor de twee periodes: in de mate van het mogelijke is het raadzaam om zich te abonneren op meer vermogen tijdens de daluren, vooral voor bepaalde nieuwe toepassingen zoals het opladen van elektrische voertuigen of warmtepompen.

Vanaf 1^{er} juni 2021 behouden klanten standaard hetzelfde vermogen als waarop ze eerder geabonneerd waren. Het zal hetzelfde zijn in de twee nieuwe periodes (piek- en daluren), maar klanten kunnen dit vermogen op elk moment wijzigen (en gratis gedurende de eerste 12 maanden onder bepaalde voorwaarden).

Tabel 8. Perioden aangeboden aan particuliere klanten in Spanje van 1^{er} juni 2021

Tarieven	Tijdslots voor energieaandeel (€/kWh)	Tijdslots voor capaciteitsaandeel (€/kW)
Vóór 1^{er} juni 2021	1, 2 of 3 tijdspannen voor consumptie	1 tijdspanne voor stroom
Van 1^{er} juni 2021	3 tijdspannen voor consumptie : Maandag t/m vrijdag (werkdagen) : <ul style="list-style-type: none"> • Piekuren: 10.00 - 14.00 uur, 18.00 - 22.00 uur • Middenspitsuren: 8.00 - 10.00 uur, 14.00 - 18.00 uur, 22.00 - middernacht • Daluren: middernacht - 8.00 uur. Zaterdag, zondag en feestdagen: <ul style="list-style-type: none"> • Daluren: 24 uur 	2 tijdspannen voor stroom : Maandag t/m vrijdag (werkdagen) : <ul style="list-style-type: none"> • Piekuren: 8 uur - middernacht • Daluren: middernacht - 8.00 uur. Zaterdag, zondag en feestdagen: <ul style="list-style-type: none"> • Daluren: 24 uur

Voor zakelijke klanten worden nu zes tijdspannen voorgesteld voor de capaciteits- en energieaandelen. Voor niet-huishoudelijke klanten gelden bovendien extra kosten wanneer de gebruikte capaciteit de contractuele capaciteit overschrijdt.

Tabel 9. Distributietarieven van toepassing vanaf 1^{er} juni 2021 in Spanje

Voltage level	Contracted Capacity	Tariff	Capacity charge in network tariffs (€/kW year)						Energy charge in network tariffs (€/MWh)					
			P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6
NT ≤ 1 kV	≤ 15 kW	2.0 TD	23,47		0,96				27,38	20,62	0,71	0,00	0,00	0,00
NT ≤ 1 kV	> 15 kW	3.0 TD	10,65	9,30	3,75	2,85	1,15	1,15	18,49	15,66	8,52	5,62	0,34	0,34
1 kV < NT < 30 kV	-	6.1 TD	21,25	21,25	11,53	8,72	0,56	0,56	18,84	15,48	9,11	5,78	0,33	0,33
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	-	6.2 TD	15,27	15,27	7,48	6,68	0,46	0,46	10,37	8,43	4,93	3,14	0,18	0,18
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	-	6.3 TD	11,55	11,55	6,32	3,69	0,71	0,71	9,65	8,08	4,94	2,29	0,26	0,26
NT ≥ 145 kV	-	6.4 TD	12,05	9,24	4,44	3,37	0,63	0,63	8,78	6,98	4,03	3,00	0,18	0,18
1 kV < NT < 30 kV	> 15 kW	3.0 TDVE	2,66	2,32	0,94	0,72	0,28	0,28	74,38	63,07	34,43	22,71	1,32	1,32
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	-	6.1 TDVE	4,73	4,73	2,57	1,94	0,12	0,12	147,27	121,00	71,20	45,19	2,57	2,57

Bron : Eurelectric

De invoering van deze tarieven was controversieel, vooral omdat ze samenviel met een ongebruikelijke periode van hoge CO₂ en aardgasprices, waardoor de groothandelsprices voor elektriciteit tot historisch hoge niveaus stegen. Het gereguleerde standaardtarief, dat geldt voor meer dan 10 miljoen huishoudelijke elektriciteitsverbruikers, is gebaseerd op een directe doorberekening van de spotprijs, dus periodes van hoge groothandelsprices halen vaak de krantenkoppen en veroorzaken sociale en politieke opschudding.

Deze nieuwe netwerktarieven werden voor het eerst ontworpen en goedgekeurd door de regulator (de CNMC), na een lang geschil met het ministerie dat, in tegenstelling tot de vereisten van de Europese wetgeving, tot dan toe verantwoordelijk was voor het vaststellen van de netwerktarieven. De structuur, tijds�pannes en waarden voor het capaciteitsaandeel en het energieaandeel werden vastgesteld op basis van een gedetailleerde analyse van de netwerkkosten die overeenkomen met elk spanningsniveau en het belastingsprofiel van het netwerk doorheen het jaar. In het publieke debat hebben sommige consumentenverenigingen en zelfs ministers echter gepleit voor een wijziging van de tijds�pannes door de daluren te verlengen.

4. Selectie van geavanceerde tariefstructuren die in detail moeten worden beoordeeld

4.1. Alle prijsstructuren overwogen

Als onderdeel van het werk in het eerste deel van module 1 hebben we 5 geavanceerde tariefstructuren overwogen die zouden kunnen worden toegepast op alle LV DSU's voor het tarief voor gebruik en beheer van het distributienetwerk. Deze structuren kunnen worden ingedeeld in 3 hoofdtypologieën:

- **Gemeten stroomtariefstructuren** (Vlaamse benadering) ;
- Tariefstructuren gebaseerd op een **termijn in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie** (Waalse aanpak) ;
- tariefstructuren **zoals evenredig met het verbruik gedifferentieerd per meetbereik**.

Tabel 10. Lijst van de 5 geavanceerde tariefstructuren overwogen in het eerste deel van fase 2 van module 1

Typologie	1. Gemeten vermogen	2. Term evenredig aan verbruik met tijdsdifferentiatie	3. Tarief evenredig aan verbruik, gedifferentieerd per gemeten vermogensband
Gemeenschappelijke sleutelkenmerken	Termijn capaciteitstarief (€/kW): toegepast op het gemeten, beschikbaar gestelde of, indien van toepassing, geabonneerde vermogen Tarief evenredig aan verbruik (ct€/kWh): toegepast op de gemeten energie		
Specifieke hoofdkenmerken	Capaciteitsterm toegepast op gemeten vermogen	Tijdgedifferentieerde term evenredig aan verbruik	Tarief evenredig aan verbruik, gedifferentieerd per gemeten vermogensband
Type A	Prijsstructuur 1A : Capaciteitsterm = maximaal gemeten vermogen per kwartier, zonder tijddifferentiatie <i>(Vlaamse benadering)</i>	Prijsstructuur 2A : Tijdsdifferentiatie (2 tot 4 tijdslots), zonder seizoensgebonden patroon <i>(Waalse benadering, zonder de straf op gemeten vermogen)</i>	Prijsstructuur 3 : Tijddifferentiatie met 2 of 3 bereiken
Type B	Prijsstructuur 1B :	Prijsstructuur 2B :	

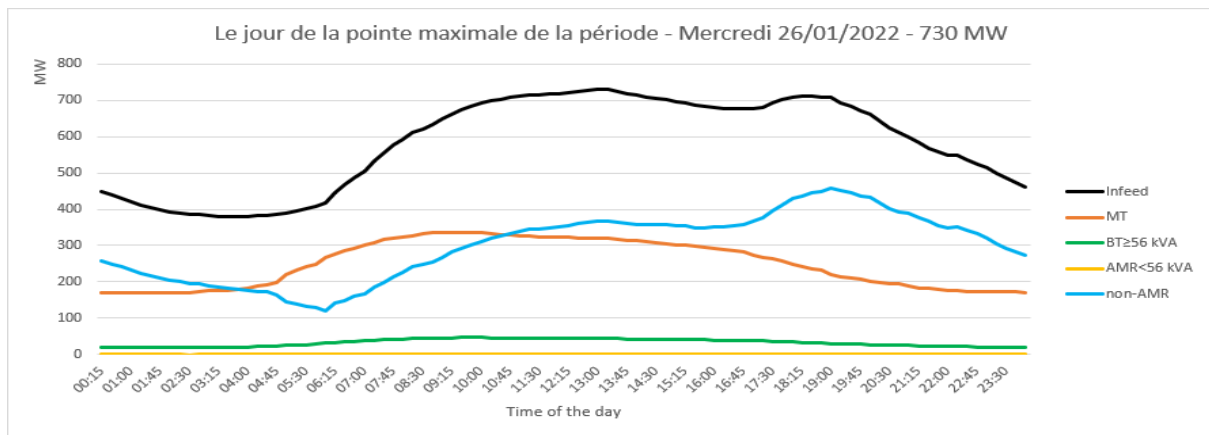
	Capaciteitsterm = maximaal gemeten kwartiervermogen, met tijddifferentiatie in 2 of 3 bereiken	Temporele differentiatie met 2 tot 4 horoseizoenen
--	--	--

We hebben een eerste vergelijkende analyse uitgevoerd van de 5 voorgestelde tariefstructuren om BRUGEL en Sibelga te helpen de meest relevante tariefstructuren te selecteren met het oog op een meer gedetailleerde vergelijkende analyse op basis van 17 criteria, die wordt voorgesteld in hoofdstuk 5 en simulaties die later door Sibelga zullen worden uitgevoerd.

De gekozen tariefstructuren moeten met name een doeltreffend antwoord bieden op de belangrijkste uitdagingen van geavanceerde tarifiering die in fase I van de studie zijn vastgesteld:

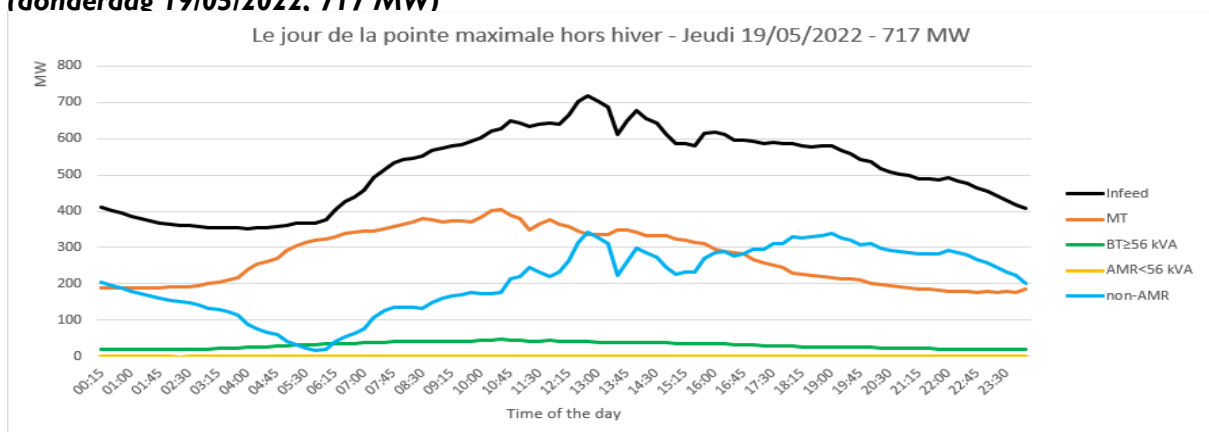
1. Minimaliseren van het gebruik van het LV-netwerk tijdens piekuren (cf. Figuur 1). Afbeelding 7 en Afbeelding 8 hieronder), wat zich voordoet in de vroege avond rond 19:00 uur in de winter (zie de niet-AMR-curve in lichtblauw in de volgende figuur hieronder voor LV-klienten van minder dan 56 kVA en de groene curve voor LV-klienten > 56 kVA).
2. Er moet voorrang worden gegeven aan de verschuiving van het LV-verbruik tijdens piekperiodes, in het bijzonder het verbruik dat verband houdt met nieuwe vormen van elektriciteitsgebruik, naar de periode waarin het net het minst onder spanning staat. De volgende belastingscurves, ingediend door Sibelga op 24 maart 2023, tonen aan dat momenteel prioriteit I moet worden gegeven aan de verschuiving van het verbruik naar de nacht in plaats van naar de dag, wanneer de algemene piek van het net (730 MW, zwarte "infeed"-curve in de volgende figuur) zich voordoet in de winter tussen 13u en 14u, ondanks de productie van zonne-energie (zie paragraaf 2.2.1). **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) Er moet worden opgemerkt dat buiten de winter de algemene netwerkpiek zich ook overdag rond 13:00 uur voordoet, op een iets lager niveau dan de winterpiek (717 MW).

Afbeelding 7. Belastingcurve voor het volledige net van Sibelga (Infeed) en per klantencategorie op de dag waarop de piek van 2022 voor het volledige net werd bereikt (winter, woensdag 26/01/2022, 730 MW)



Bron : Sibelga

Afbeelding 8. Belastingskromme voor het volledige net van Sibelga (Infeed) en per categorie klanten op de dag waarop de niet-winterpiek van 2022 voor het volledige net werd bereikt (donderdag 19/05/2022, 717 MW)



Bron : Sibelga

Opmerking:

- De zwarte curve vertegenwoordigt de stroomvraag van het volledige netwerk
- De vermogensvraag van het LV-netwerk is de som van de lichtblauwe curve (LV URD's van minder dan 56 kVA die niet zijn uitgerust met AMR-meters, d.w.z. bijna alle URD's van minder dan 56 kVA), de groene curve (LV URD's van meer dan 56 kVA) en de gele curve (LV URD's van minder dan 56 kVA die zijn uitgerust met een AMR-meter - ongeveer 220 EAN's van minder dan 56 kVA zijn uitgerust met een AMR-meter).

Na besprekingen met Sibelga heeft BRUGEL beslist om een gedetailleerde analyse uit te voeren van de volgende geavanceerde tariefstructuren:

- de gemeten stroomtariefstructuur, met tijdsdifferentiatie (tariefstructuur IB);

- **Tariefstructuren op basis van een termijn evenredig aan consumptie met tijdsdifferentiatie**, zonder seizoensdifferentiatie enerzijds, en door de impact van tijdsseizoensgebondenheid te beoordelen anderzijds (tariefstructuren 2A en 2B).

Brugel zou dan een kwalitatieve analyse kunnen uitvoeren om de aanvaardbaarheid van de verschillende structuren en de daarmee samenhangende te overwegen maatregelen (informatie over de tijdsvensters, begrip van de tariefstructuur) te beoordelen. Deze analyse maakt geen deel uit van deze studie.

Typologie 0 voorgesteld door Sibelga, die bestaat uit een overgangstarief dat het huidige tarief verbetert zonder te steunen op de functionaliteiten van de slimme meter in afwachting van de invoering van het nagestreefde geavanceerde tarief, wordt besproken in paragraaf 7.1.5.

4.2. Beschrijving van de geanalyseerde prijsstructuren

4.2.1. Inleidende punten met betrekking tot tijddifferentiatiebereiken en de tariefstructuur die van toepassing is op DSU's met een aansluitvermogen ≥ 56 kVA

In het kader van de besprekingen met BRUGEL en Sibelga werden gemeenschappelijke regels vastgelegd voor alle geselecteerde structuren, die in dit hoofdstuk worden toegelicht, met betrekking tot de volgende punten:

- het aantal en de positionering van de tijdsklassen, voor de capaciteitstermijn in het geval van tariefstructuur 1B of voor de termijn in verhouding tot het verbruik voor tariefstructuren 2A en 2B (de impact van tijdseizoensgebondenheid wordt behandeld in sectie 4.2.3) ;
- de tariefstructuur die van toepassing is op DSU's met een aansluitingscapaciteit ≥ 56 kVA.

Tijdslots instellen :

Met de slimme meters in RBC kunnen tot 4 verschillende tijdslots worden ingesteld. De figuren 1 en 2 laten zien dat de piek van het totale netwerk (730 MW) in de winter optreedt, met twee spanningsperiodes: midden op de dag voor het netwerk als geheel (13.00 tot 14.00 uur) en 's avonds voor het LV-netwerk en het totale netwerk (19.00 tot 20.00 uur). Aangezien de piek voor LV-klanten zich 's avonds voordoet, is het verschuiven van een deel van het verbruik van LV-klanten van de avond naar de dag dus positief op LV-niveau, maar niet geschikt in het algemeen, aangezien dit zou leiden tot een versterking van de middagpiek, die iets hoger is dan de avondpiek. De vraag is dus hoe groot de stimulans moet zijn om een deel van de piekconsumptie naar de nacht te verschuiven. Het is legitiem om de relevantie en het belang van de invoering van 2, 3 of 4 tijdslots in twijfel te trekken:

- De invoering van 2 tijdspannes maakt het mogelijk om op dit probleem te reageren door twee tariefschijven in te voeren: overdag (van 7 tot 22 uur) en 's nachts (van 22 tot 7 uur), waarbij de dagtariefstermijn het hoogst is ($\text{termijn}_{\text{jour}} > \text{termijn}_{\text{nuit}}$). 2 tijdslots zijn echter niet optimaal in termen van kostenreflectie voor LV-klanten (geen boete voor de avondpiek in vergelijking met de dagpiek) en de prijsvork tussen dag en nacht moet beperkt zijn (het dagtarief moet duurder zijn naarmate het nachttarief lager is). Hoe kleiner de tariefmarge, hoe zwakker de stimulans voor DSU's om hun verbruik naar de nacht te verschuiven.
- De introductie van 3 tijdsklassen maakt het mogelijk om onderscheid te maken tussen dag- en piekverbruik door een specifieke term voor de piekperiode te introduceren. Dit resulteert in de introductie van 3 tijdsklassen: dag (van 7u tot 17u), piek (van 17u tot 22u) en nacht (van 22u tot 7u), waarbij de piek tariefterm de hoogste is ($\text{piekterm} > \text{term}_{\text{jour}} > \text{term}_{\text{nuit}}$). Met 3 tijdbanden kunnen de tariefsignalen fijner worden aangepast, met een grotere tariefamplitude tussen de hoogste en laagste termijnen dan met 2 tijdbanden. De invoering van 3 tijdsklassen is

daarom een grotere stimulans voor DSU's en weerspiegelt de kosten beter. Het biedt ook meer flexibiliteit voor de toekomst dan een tarief met 2 tijdschijven (de verwachte sterke groei van de zonneproductie in Brussel tussen nu en 2030 zou bijvoorbeeld de totale piek van het net overdag kunnen verlagen). Sibelga is van mening dat bij de lancering van een dergelijke tariefstructuur een lage spanning tussen de 3 tariefschijven de voorkeur verdient, en dat deze spanning later indien nodig kan worden verhoogd.

- De invoering van 4 tijdsklassen zorgt voor een nog grotere granulariteit dan 3 tijdsklassen. Dit biedt echter geen voordelen voor het CBR, behalve flexibiliteit voor mogelijke veranderingen op lange termijn, en maakt de tariefstructuur complexer en minder leesbaar voor DSU's.

De invoering van 3 tijdsloten lijkt de meest geschikte oplossing voor de RBC. Het is een doeltreffende hefboom om de twee grootste uitdagingen van de DNB (het piekverbruik minimaliseren en het piekverbruik verschuiven naar andere periodes wanneer het netwerk minder druk is) de komende jaren aan te gaan. Daarom hebben we 3 tijdspannes vastgesteld voor de geselecteerde tariefstructuren.

URD's met een aansluitvermogen ≥ 56 kVA :

De tarieven voor LV-klienten van Sibelga zijn onderverdeeld in 2 categorieën volgens het vermogen van de aansluiting: < 56 kVA en ≥ 56 kVA. Figuren 1 en 2 tonen aan dat de problemen niet dezelfde zijn voor deze twee groepen klienten. Klienten met een aansluiting ≥ 56 kVA zijn voornamelijk zakelijke klienten waarvan het piekverbruik 's ochtends plaatsvindt en niet 's avonds, zoals het geval is voor MV-klienten. Aangezien hun belastingscurve sterk verschilt van die van LV-afnemers met een aansluitingsvermogen < 56 kVA, zou de invoering van een tijddifferentiatie moeten verschillen tussen de twee groepen, met het risico dat klienten met een aansluitingsvermogen ≥ 56 kVA zwaar worden benadeeld. Het lijkt ook delicaat om het verbruik van deze afnemers overdag zwaar te bestraffen omdat ze, aangezien het voornamelijk professionele afnemers zijn, niet de flexibiliteit hebben om hun verbruik uit te stellen. Bovendien profiteert deze groep klienten al van een geavanceerd tarifieringssysteem op basis van gemeten vermogen, wat in lijn is met de uitdagingen waarmee deze klantengroep wordt geconfronteerd.

In overeenstemming met Sibelga wordt aanbevolen om de huidige tarieven voor LV-klienten met een aansluitvermogen ≥ 56 kVA te behouden en de geavanceerde tarieven toe te spitsen op LV-klienten < 56 kVA.

4.2.2. Tariefstructuur voor gemeten vermogen, met tijdsdifferentiatie (tariefstructuur IB)

De **wegingscoëfficiënten voor de termen capaciteit (X%) en verbruik (Y%)** zijn parameters van het prijsmodel die door de regelgever moeten worden ingesteld. In een tariefstructuur voor gedoseerde elektriciteit moet de capaciteitscomponent zwaar worden gewogen om het gewenste niveau van stimulans te garanderen (meestal 80%, zoals in het Vlaamse model). In feite ligt de volledige doeltreffendheid van het model in het aanmoedigen van DNB's om hun maandelijkse stroompieken te beperken en zo hun verbruik over de dag af te vlakken. Een onderweging van de capaciteitsterm kan leiden tot een misverstand over het signaal dat naar de DNB's wordt gestuurd en daardoor ondoeltreffend blijken.

Voor de **berekening van de maandelijkse piek** sluiten we de mogelijkheid uit om elke maand de maandelijkse piek van de URD te gebruiken vanwege de principes van voorspelbaarheid en stabiliteit van de distributiekosten. Bovendien varieert de maandelijkse piek sterk afhankelijk van het seizoen. In plaats daarvan moet de gemiddelde maandpiek worden gebruikt, berekend als het gemiddelde van de **maandpieken gemeten over 12 voortschrijdende maanden**, zoals in het Vlaamse model.

De methode voor het berekenen van maandelijkse pieken in Vlaanderen is niet perfect, aangezien ze de maximale vermogensvraag schat aan de hand van het gemiddelde vermogen van het kwartier waarin het verbruik het hoogst is in de maand. In de praktijk is het echter onmogelijk om het maximale maandelijkse vermogen van elke DSU te bepalen (reëel vermogen), en het zou ook zeer duur zijn om de gebruikte kwartierstap te verkleinen (technologische beperkingen in termen van metergeheugen, hoge communicatiekosten, complexere gegevensverwerking)²¹. De integraal over het kwartier is nauwkeuriger. De beperking van de Vlaamse benadering lijkt ons relevant, aangezien de ontwikkelingen die nodig zijn om ze te implementeren al gebeurd zijn in de communicatieketen²² en ze een aanvaardbare schatting van het maximale vermogen oplevert. We bevelen daarom aan om deze ontwikkelde oplossing te gebruiken om de maandelijkse piek te bepalen.

Tot slot heeft de VREG een **bodemwaarde** van 2,50 kW ingevoerd (voor de gemiddelde maandelijkse piek van een DNB) die een minimale bijdrage aan de netwerkkosten vertegenwoordigt. Het principe van de bodemwaarde is in overeenstemming met het feit dat de prijsstelling de kosten moet weerspiegelen die daadwerkelijk door de DNB worden gedragen. De bodemwaarde is een parameter in het tarifieringsmodel die de DNB in staat moet stellen om zijn kosten te recupereren. Deze waarde heeft geen impact op de huidige multicriteria-analyse en moet later worden bepaald (rekening houdend met het verschil in verbruik tussen een Vlaamse en een Brusselse residentiële klant, waarbij de laatste veel minder verbruikt) als het IB-tarief uiteindelijk wordt gekozen aan het einde van de studie.

Om de verschuiving van het verbruik van de piek naar de nacht te stimuleren, stellen we voor om een tijddifferentiatie in te voeren op basis van 3 tijdklassen, zoals hierboven uitgelegd, met een maximale capaciteitstermijn in de piek (piekterm > jour term > nuit term).

Voor zover wij weten, laten de registers van de slimme meter die Sibelga gebruikt, geen gedifferentieerde tijds�pannes toe voor het maximaal gemeten vermogen. De implementatie van deze tariefstructuur zou dus :

- of om het maximale vermogen per tijds�ot te berekenen op basis van de driemaandelijkse belastingscurve van de meter, wat **complexiteit op IT-niveau en extra kosten voor gegevensbeheer** met zich meebrengt (er moet software worden ontwikkeld en de IT-infrastructuur moet voldoende rekenkracht hebben om het vereiste prestatieniveau te garanderen) (dit is de aanpak waaraan Sibelga in dit stadium de voorkeur geeft);
- of **extra ontwikkeling van de firmware van de slimme meter**, met de bijbehorende kosten.

Tabel II. Netgebruikstarief voor tariefstructuur IB (DSU's met aansluitvermogen < 56 kVA, met slimme meter)

Tarief voor netwerkgebruik	Klantencategorie
	< 56 kVA met slimme meter
Capaciteitstermijn	Weging: 80

²¹ Er moet worden opgemerkt dat pieken die alleen zichtbaar zijn in het infra-kwartier niet echt het verbruik van residentiële klanten weerspiegelen, maar eerder een storing of het opstarten van apparaten.

²² Sibelga heeft bevestigd dat firmware I.99 momenteel wordt uitgerold naar haar vloot van slimme meters (deze firmware introduceert register I.6.0, dat het maximale gemiddelde opgenomen vermogen over een kwartier sinds het begin van de maand registreert).

	Eenheid: € / kW / jaar Een minimumwaarde instellen voor de gemiddelde maandelijkse piek
• Bereik 1 (piek)	Openingstijden: 17.00 tot 22.00 De piekterm is de hoogste ($\text{Piekterm} > \text{Term}_{\text{jour}} \geq \text{Term}_{\text{nuit}}$)
• Strand 2 (dag)	Openingstijden : 7u tot 17u Met : $\text{Term}_{\text{pointe}} > \text{Term}_{\text{jour}} \geq \text{Term}_{\text{nuit}}$
• Strand 3 (nacht)	Openingstijden: 22.00 tot 7.00 uur De nachttermijn is de laagste ($\text{Term}_{\text{pointe}} > \text{Term}_{\text{jour}} \geq \text{Term}_{\text{nuit}}$)
Term evenredig met verbruik	Weging: 20 Eenheid: € / kWh

4.2.3. Tijdsgebonden tariefstructuren met tijdsdifferentiatie (tariefstructuren 2A en 2B)

De **wegingscoëfficiënten voor de capaciteitsterm (X%) en de verbruiksproportionele term (Y%)** zijn reguleringsmodelparameters die door de regulator moeten worden ingesteld. In een Time-of-Use tariefstructuur wordt de verbruiksproportionele term overwogen (typisch $X = 20\%$ / $Y = 80\%$, zoals nu).

Om de verschuiving van piekverbruik naar nachttijd te stimuleren, stellen we voor om een tijdsdifferentiatie in te voeren op basis van 3 tijdklassen, zoals hierboven uitgelegd, met een termijn die evenredig is met het maximale piekverbruik ($\text{piekterm} >_{\text{jour}} \text{term} >_{\text{nuit}} \text{term}$).

Voor de capaciteitstermijn, uitgedrukt in euro's per jaar, werden drie opties overwogen:

- **Optie 1: Een tarief dat afhankelijk is van het beschikbaar gestelde vermogen wordt gehandhaafd**, waarbij wordt nagegaan of een andere drempel dan de huidige drempel van 13 kVA en een grotere granulariteit (verschillende vermogensdrempels tussen 0 en 56 kVA met een stijgend capaciteitstarief) moeten worden ingevoerd om DSU's aan te moedigen de dimensionering van nieuwe aansluitingen te optimaliseren. Deze aanpak biedt echter slechts beperkte voordelen voor bestaande aansluitingen, aangezien de DNB die een bestaande aansluiting gebruikt, om tarifaire redenen kan vragen om deze te vervormen. Optie 1 lijkt niet erg relevant.
- **Optie 2: Er wordt een capaciteitstarief ingevoerd dat afhankelijk is van het onderschreven vermogen, tussen 0 en 56 kVA** (prijs per onderschreven vermogenstranche), binnen de limiet van het beschikbaar gestelde vermogen. Het onderschreven vermogen wordt gedefinieerd als het maximale vermogen van de in de slimme meter geïntegreerde stroomonderbreker, die op verzoek van de DNB op afstand wordt geconfigureerd. Dit apparaat zou daarom de stroomonderbreker uitschakelen wanneer de

DSU meer stroom vraagt dan het opgenomen vermogen. De DSU zou de stroom dan kunnen herstellen door op de juiste knop op de meter te drukken. Optie 2 heeft het voordeel dat ze DSU's aanmoedigt om het vermogen van de nieuwe apparatuur die ze gaan installeren, zoals privé-laadpunten, te optimaliseren (bijvoorbeeld door de voorkeur te geven aan een laadpunt van 7 KW in plaats van een laadpunt van 11 of 22 kW), terwijl ze toch de mogelijkheid hebben om te investeren in apparatuur met een hoger vermogen als ze dat willen, tegen de kostprijs van een hoger capaciteitsstarief (en indien nodig ook tegen de kostprijs van het versterken van de aansluiting). Deze optie wordt al toegepast in andere landen, zoals Frankrijk, en lijkt zeer geschikt vanwege het stimulerende karakter en de relatief lage complexiteit van de uitvoering, die gebaseerd is op de functies van de slimme meter. De implementatie van deze optie is echter niet triviaal: Sibelga moet een kanaal opzetten om deze informatie te verzamelen en bij te werken op verzoek van het URD (in Frankrijk gebeurt dit via de leverancier), wat volgens Sibelga waarschijnlijk een wijziging van de MIG en het CMS zou inhouden (voor een Brusselse specifieke functie).

- **Optie 3: een capaciteitsheffing op basis van gemeten vermogen**, op dezelfde basis als het tarief voor gemeten vermogen. Dit zou dezelfde soort stimulans geven als optie 2, maar met een grotere complexiteit en minder duidelijkheid voor DSU's.

Na overleg met BRUGEL en Sibelga wordt optie 2 aanbevolen omdat ze kan worden geïmplementeerd via slimme meters en DSU's in staat stelt hun vermogen te optimaliseren volgens hun behoeften ten voordele van het net (wat niet mogelijk is met optie 1). Bovendien is deze optie minder complex om te implementeren en gemakkelijker te begrijpen voor DNB's dan optie 3.

Sibelga is van mening dat optie 2 inderdaad de meest geschikte is, maar niet noodzakelijk in eerste instantie moet worden ingevoerd, en stelt voor om de complexiteit stap voor stap te ontwikkelen voor alle spelers en DSU's.

Tabel 12. Netgebruikstarief voor tariefstructuur 2A voor LV klanten met een aansluitvermogen < 56 kVA met een slimme meter

Tarief voor netwerkgebruik	Klantencategorie
	< 56 kVA
Capaciteitstermijn	Weging: ≤ 20 Eenheid: € / kW / jaar (of per maand) Afhankelijk van het onderschreven vermogen Te definiëren drempel(s) voor onderschreven vermogen Weging: ≤ 20 Eenheid: € / kW / jaar (of per maand)
Term in verhouding tot verbruik (3 banden)	Weging: $\geq 80 \%$ Eenheid: € / kWh / maand
<ul style="list-style-type: none"> Bereik 1 (piek) 	Openingstijden: 17.00 tot 22.00 De piekterm is de hoogste ($Term_{\text{piek}} > Term_{\text{jour}} \geq Term_{\text{nuit}}$)
<ul style="list-style-type: none"> Strand 2 (dag) 	Openingstijden : 7u tot 17u Met : $Term_{\text{pointe}} > Term_{\text{jour}} \geq Term_{\text{nuit}}$
<ul style="list-style-type: none"> Strand 3 (nacht) 	Openingstijden: 22.00 tot 7.00 uur De nachtttermijn is de laagste ($Term_{\text{pointe}} > Term_{\text{jour}} \geq Term_{\text{nuit}}$)

Invloed van tijd-seizoensgebondenheid

De Afbeelding 8 toont het verschil in de problemen die het Sibelga-net ondervindt in de winter en buiten de winter. De LV-piek (< 56 kVA) 's avonds is buiten de winter veel lager dan in de winter, hoewel de algemene piek van het net zich voordoet tussen 12 en 13 uur. Bovendien ligt de totale piek buiten de winter (717 MW) relatief dicht bij de totale piek in de winter (730 MW).

Om met dit probleem rekening te houden, is het mogelijk om het niveau van de termijn in verhouding tot het verbruik per tijdseenheid aan te passen volgens een seizoensdifferentiatie, waarbij dezelfde tijdseenheden behouden blijven, om bijvoorbeeld een minder restrictief tarief buiten de winter in te stellen:

- In de winter: bereik 1 term (piek) > bereik 2 term (dag) > bereik 3 term (nacht) ;

- Buiten de winter: bereik 1 term (piek) = bereik 2 term (dag) > bereik 3 term (nacht).

Buiten de winter zou de nachtermijn het laagst blijven, maar in mindere mate dan in de winter.

Deze tijddifferentiatie kan indien nodig worden aangepast aan de ontwikkeling van de LV-piek buiten de winter.

Tabel 13. Netgebruikstarief voor tariefstructuur 2B voor LV klanten met een aansluitvermogen < 56 kVA met een slimme meter

Tarief voor netwerkgebruik	Klanten < 56 kVA	
	Winter	Uit de winter
Capaciteitstermijn	Weging: ≤ 20 Eenheid: € / kW / jaar (of per maand) Afhankelijk van het onderschreven vermogen Te definiëren drempel(s) voor onderschreven vermogen	Weging: ≤ 20 Eenheid: € / kW / jaar (of per maand) Afhankelijk van het onderschreven vermogen Te definiëren drempel(s) voor onderschreven vermogen
Term in verhouding tot verbruik (3 banden)	Weging: $\geq 80 \%$ Eenheid: € / kWh / maand	Weging: $\geq 80 \%$ Eenheid: € / kWh / maand
<ul style="list-style-type: none"> Bereik 1 (piek) 	Openingstijden: 17.00 tot 22.00 Hoogste termijn	Openingstijden: 17.00 tot 22.00 Hoogste termijn gelijk aan de dagtermijn
<ul style="list-style-type: none"> Strand 2 (dag) 	Openingstijden : 7u tot 17u Tussentijdse termijn	Openingstijden : 7u tot 17u Hoogste termijn gelijk aan piektermijn
<ul style="list-style-type: none"> Strand 3 (nacht) 	Openingstijden: 22.00 tot 7.00 uur Laagste termijn	Openingstijden: 22.00 tot 7.00 uur Laagste termijn

Opmerking: in termen van fotovoltaïsche productieniveaus zouden we zelfs een onderscheid kunnen maken tussen 3 seizoenen - zomer, winter, laagseizoen. Een tarief voor 3 seizoenen wordt hier niet geanalyseerd omdat het te ingewikkeld zou zijn en niet gemakkelijk te begrijpen voor DNB's.

5. Gedetailleerde beoordeling van geselecteerde tariefstructuren

5.1. Beoordelingscriteria

De drie geselecteerde tariefstructuren worden geëvalueerd volgens een lijst van 17 criteria die BRUGEL heeft geselecteerd, in overeenstemming met het lastenboek van de studie:

- **De hoofdzaken** (5 criteria)
 1. Vermogen om kosten te dekken (met het oog op de verbetering van de netwerkcapaciteit en efficiëntie) (inclusief het niveau en de behandeling van eventuele saldi op grond van regelgeving)
 2. Toegankelijkheid van elektriciteit (vooral de impact op huishoudens in preciaire situaties of met weinig bewustzijn van energiegerelateerde kwesties)
 3. Voorspelbaarheid (het vermogen van DSU's om de hoogte van hun factuur te voorspellen en gemakkelijk af te leiden welk gedrag ze moeten aanpassen om deze te verlagen)
 4. Transparantie (de mogelijkheid om je rekening te begrijpen en te controleren)
 5. Non-discriminatie (niet-discriminerende behandeling van DSU's en andere marktdeelnemers)
- **De mogelijkheid om de energietransitie tegen de laagste kosten te ondersteunen** (8 criteria)
 6. Vermogen om kosten te verlagen (vermogen van de tariefstructuur zelf om te leiden tot kostenverlagingen, ten eerste voor de ontwikkeling en aanpassing van het distributienetwerk en ten tweede voor andere marktspelers).
 7. Zuinig gebruik van elektriciteit (aanmoediging om het elektriciteitsverbruik te beperken, als een noodzakelijke maatregel voor een duurzame energietransitie, zonder de invoering van nieuwe elektrische toepassingen te verhinderen, vooral wanneer dit een rationeler gebruik van energie mogelijk maakt).
 8. FLEX E-SER/Prijs (prikkel om bij voorkeur te verbruiken op momenten dat elektriciteit goedkoop is, wat over het algemeen overeenkomt met momenten dat de E-SER overvloedig is ten opzichte van de vraag)
 9. FLEX Ladingafschaffing (mogelijkheid om het verbruik te verminderen wanneer er een tekort is aan productie of invoer in verhouding tot de vraag)
 10. FLEX Congestie/schommeling (mogelijkheid om verbruik of injectie te verminderen in geval van lokale congestie die door de DNB wordt vastgesteld - prikkel om bij voorkeur te verbruiken wanneer de DNB een lokale piek vreest)
 11. FLEX Verliespercentage (stimulans om verbruik te verschuiven naar periodes wanneer het LV-netwerk minder druk is)

12. Opslag/zelfverbruik (capaciteit van de tariefstructuur om opslagfaciliteiten van algemeen belang te ondersteunen) (individueel of collectief zelfverbruik)
 13. Bevordering van hernieuwbare elektriciteitsopwekking (de mogelijkheid om de productie van hernieuwbare elektriciteit aan te moedigen, zelfs zonder zelfconsumptie: thuis, in lokale gemeenschappen, in de buurt, elders op het net, enz.)
- **Klassiekers** (4 criteria)
14. Kostenreflectiviteit (overeenstemming tussen de elementen die kosten genereren bij de DNB en de elementen van het tarief dat wordt toegepast op DNB's die deze kosten genereren)
 15. Niet-verstorend (controle of de tariefstructuur geen verstorende effecten heeft op het kostenniveau of de kostenverdeling tussen DSU's, of op het grondstofprijssignaal)
 16. Eenvoud (mogelijkheid om de prijslogica en de rekening gemakkelijk te begrijpen)
 17. Robuustheid (het vermogen van het tarief om zijn kwaliteiten te behouden, zelfs in het geval van veranderingen in het elektriciteitsgebruik of het individuele gedrag, met name die welke worden veroorzaakt door de tarieven); dit criterium meet dus de mate van duurzaamheid van de structuur, d.w.z. het vermogen om te blijven bestaan gedurende meerdere tariefperiodes (indien nodig met een herijking van de parameters).

Elk criterium wordt beoordeeld met een score tussen 0 en 4, als volgt gedefinieerd:

- 0: de prijsstructuur is volledig contraproductief met betrekking tot het criterium in kwestie;
- 1: de prijsstructuur is eerder contraproductief met betrekking tot het criterium in kwestie;
- 2: de prijsstructuur is neutraal met betrekking tot het criterium in kwestie;
- 3: de prijsstructuur is redelijk relevant voor het criterium in kwestie;
- 4: de prijsstructuur is volledig relevant voor het criterium in kwestie.

De eindscore die aan elke tariefstructuur wordt toegekend is gelijk aan de som van de scores voor elk van de 17 criteria, zonder weging.

Het is belangrijk op te merken dat deze criteria niet onafhankelijk van elkaar zijn, en dat sommige belangrijker zijn dan andere met :

- enerzijds de eerbiediging van de grondbeginselen van tarifiering, die essentieel is, met name voor het vermogen van de tarieven om de kosten van de DNB te dekken en non-discriminatie;
- ten tweede een antwoord op de belangrijkste uitdagingen van geavanceerde prijsstelling die in fase I van de studie zijn geïdentificeerd, met name de noodzaak om de energietransitie tegen lagere kosten te ondersteunen.

5.2. Evaluatie

5.2.1. Tariefstructuur voor gemeten vermogen met tijdsdifferentiatie (IB)

De scores voor elk van de criteria en de bijbehorende motivatoren zijn als volgt voor tariefstructuur IB:

De hoofdzaken:

- Vermogen om kosten te dekken :

Score : 4

Motivatie :

De tariefmethodologie die BRUGEL voor de volgende tarifaire periode overweegt, is van het type "revenue cap" met een principe van regulatoire evenwichten die de over- of onderbetalingen dekken, wat betekent dat de distributietarieven beantwoorden aan het principe van de dekking van de kosten van de DNB. Deze vaststelling geldt voor alle tariefstructuren die in deze nota worden bestudeerd.

- Toegang tot elektriciteit :

Score : 2

Motivatie :

De tariefstructuur van IB is als dusdanig neutraal met betrekking tot dit criterium; tot op heden werd geen enkel ander mechanisme voorgesteld om de impact op kansarme gezinnen te beperken (de invoering van een sociaal tarief dat overeenstemt met deze tariefstructuur zou helpen om deze score te verhogen, maar is een onafhankelijke en federale kwestie, die buiten het toepassingsgebied van de nieuwe distributietarieven valt).

- Voorspelbaarheid :

Score : 1

Motivatie :

Tariefstructuur IB scoort slecht op dit criterium: de tarieven voor gedoseerde elektriciteit betekenen een paradigmaverschuiving voor de Brusselse DNB's. Het vermogen van DSU's om het niveau van hun factuur te voorspellen en het gedrag af te leiden dat ze moeten aanpassen om het te verlagen, is intrinsiek complexer met deze tariefstructuur dan met een tariefstructuur die voornamelijk gebaseerd is op het proportionele aandeel van het verbruik.

- Transparantie :

Score : 2

Motivatie :

De tariefstructuur van IB is neutraal wat dit criterium betreft, aangezien alle informatie waarmee een DNB zijn factuur kan controleren, zal worden meegedeeld (maandelijkse Pmax per maand, gemiddelde Pmax over 12 maanden, tariefrooster).

- Non-discriminatie :

Score : 4

Motivatie :

De tariefstructuur van IB respecteert het non-discriminatiebeginsel, aangezien de hoogte van de factuur van een DSU afhangt van zijn verbruiksgedrag (d.w.z. zijn belastingscurve voor de afname van elektriciteit van het net) en niet van het gebruik (d.w.z. de gebruikte soorten apparatuur die tot deze belastingscurve voor de afname leiden).

De mogelijkheid om de energietransitie tegen lagere kosten te ondersteunen:

- Vermogen om kosten te verlagen :

Score : 3**Motivatie :**

Tariefstructuur IB helpt om de netwerkinvesteringskosten van de DNB uit te stellen, aangezien het een stimulans is om de LV- en algemene netwerkpiek te minimaliseren, maar op een suboptimale manier, aangezien het voor DNB's weinig stimulans biedt om hun verbruik tijdens de piekperiode onder hun gemiddelde maandelijkse pieken te brengen.

- Zuinig gebruik van elektriciteit:

Score : 2**Motivatie :**

Deze tariefstructuur moedigt REU niet echt aan, gezien het overwicht van het capaciteitstarief (80%) op het tarief dat in verhouding staat tot het verbruik (20%).

- FLEX E-SER/Prijs :

Score : 2.5**Motivatie :**

De IB-tariefstructuur moedigt DNB's vooral aan om hun verbruik te verschuiven naar de periode waarin het capaciteitstarief het goedkoopst is, d.w.z. 's nachts. Aangezien de piekcapaciteitstermijn hoger is dan de dagtermijn, geeft dit een marginale stimulans om te verbruiken wanneer hernieuwbare opwekking overvloediger is.

- FLEX Lastafschakeling :

Score : 3**Motivatie :**

De tariefstructuur is op dit punt vrij doeltreffend, maar niet optimaal. In feite voorziet de tariefstructuur niet in een specifiek mechanisme om DSU's aan te moedigen hun verbruik te verminderen wanneer de vraag groter is dan de productie. Deze situatie zal zich echter eerder voordoen tijdens de piek van het netwerk, en dus tijdens de piek van een bepaald aantal DSU's, die zullen worden aangemoedigd om hun gemiddelde maandelijkse piek te minimaliseren door hun stroomvraag te verminderen.

- FLEX Congestie/overspanning :

Score : 2**Motivatie :**

De tariefstructuur voorziet niet in een specifiek mechanisme om DNB's aan te moedigen hun gedrag te wijzigen of hun afname of injectie te verminderen in geval van lokale congestie/overspanning die door de DNB wordt vastgesteld.

- FLEX Verliespercentage :

Score : 3

Motivatie :

Tariefstructuur IB moedigt DNB's aan om hun maximale stroomvraag te minimaliseren tijdens de periode waarin de capaciteitstermijn het hoogst is (tijdens piek). Deze structuur maakt het mogelijk om een deel van het piekverbruik te verschuiven naar periodes waarin het LV-netwerk minder druk is.

- Opslag/zelfconsumptie :

Score : 3

Motivatie :

In de aanwezigheid van lokale elektriciteitsproductie-eenheden biedt de IB-tariefstructuur een stimulans om elektriciteitsproductie op te slaan om deze vrij te geven wanneer de capaciteitstermijn het hoogst is (voor zelfconsumptie of gedeeld gebruik). De IB-tariefstructuur heeft daarom de neiging om investeringen in opslagfaciliteiten aan te moedigen.

- De E-SER promoten :

Score : 3

Motivatie :

De tariefstructuur van IB is neutraal met betrekking tot de injectie van hernieuwbare energie op het net. Bovendien is, zoals hierboven aangegeven, de piekcapaciteitsterm hoger dan de dagcapaciteitsterm, wat - in de marge - verbruik stimuleert wanneer hernieuwbare opwekking overvloediger is.

De klassiekers:

De scores toegekend aan de 4 klassieke criteria zijn :

- Kostenreflectie :

Score : 3.5

Motivatie :

Een prijsstructuur die voornamelijk gebaseerd is op capaciteit is intrinsiek een goede weerspiegeling van de kostenstructuur van de DNB. De capaciteitstarifiering maakt het immers mogelijk om de kosten van de DNB zo goed mogelijk op elkaar af te stemmen en de invoering van 3 tijdspannes moedigt het uitstellen van toekomstige investeringen aan.

- Geen verstoring :

Score : 1

Motivatie :

De aanwezigheid van tijdsloten op de capaciteitstermijn kan leiden tot verstoring van de tariefsignalen voor de gemakscapaciteit, via tegenstrijdige signalen.

- Eenvoud :

Score : 1

Motivatie :

Een prijsbepaling op basis van gemeten vermogen betekent een paradigmaverschuiving voor de DSU's van Brussel en is complexer om te begrijpen dan een prijsbepaling op basis van een proportioneel aandeel in het verbruik.

- Robuustheid :

Score : 3

Motivatie :

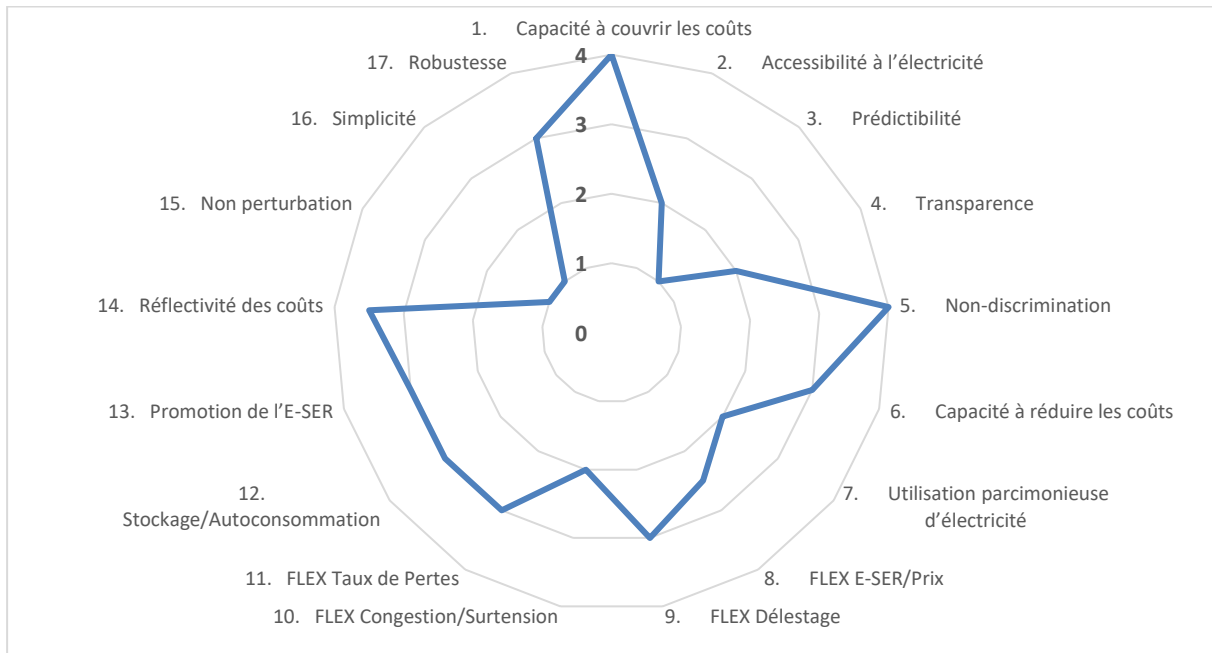
Het doel van de IB-tariefstructuur is om het gedrag van de consument te veranderen. Bovendien biedt het een zekere mate van flexibiliteit, met de mogelijkheid om tijdsloten te wijzigen als ze niet langer in overeenstemming zijn met de netwerkbeperkingen. Het is daarom relatief robuust.

Samenvatting :

De IB-tariefstructuur behaalde de volgende gemiddelde scores voor de 3 groepen evaluatiecriteria: 2,6 / 4 voor onmisbaar, 2,7 / 4 voor de mogelijkheid om de energietransitie tegen lagere kosten te ondersteunen en 2,1 / 4 voor klassiek, evenals een totaalscore van 2,5 / 4.

Door de invoering van tijdsdifferentiatie kan de tariefstructuur van IB de energietransitie tegen lagere kosten effectiever ondersteunen dan de huidige Vlaamse aanpak, terwijl de sterke punten van een tariefstructuur van het type 'gemeten vermogen' behouden blijven in termen van kostenreflectiviteit en naleving van de fundamentele principes van tarifiering. Het blijft echter suboptimaal in termen van piekminimalisatie, aangezien de DNB geen stimulans heeft om zijn piekverbruik onder zijn gemiddelde maandelijkse piek te brengen.

Afbeelding 9. Gedetailleerde beoordeling van tariefstructuur IB (gemeten vermogen met tijdsdifferentiatie)



5.2.2. Tijdsgebonden tariefstructuur met en zonder seizoensdifferentiatie (2A en 2B)

Gezien de sterke overeenkomsten tussen de tariefstructuren 2A en 2B zijn de toegekende scores (en de bijbehorende motivering) in dit deel van toepassing op beide structuren, met uitzondering van de criteria waarbij de woorden "impact van de tijdseizoensgebondenheid" worden toegevoegd, die dan van toepassing zijn op tariefstructuur 2B. In dat geval wordt de score voor tariefstructuur 2B gespecificeerd en gemotiveerd (anders is de toegekende score identiek aan die voor structuur 2A).

De hoofdzaken:

- Vermogen om kosten te dekken :

Score : 4

Motivatie :

De tariefmethodologie die BRUGEL voor de volgende tarifaire periode overweegt, is van het type "revenue cap" met beheer van de regulatoire saldi die de te veel of te weinig betaalde bedragen dekken, wat betekent dat de distributietarieven beantwoorden aan het principe van de dekking van de kosten van de distributienetbeheerder. Deze vaststelling geldt voor alle tariefstructuren die in deze nota worden bestudeerd.

- Toegang tot elektriciteit :

Score : 2

Motivatie :

De tariefstructuur 2A/2B is als zodanig neutraal met betrekking tot dit criterium; tot op heden is er geen ander mechanisme voorgesteld om de impact op huishoudens met een laag inkomen te beperken (de invoering van een sociaal tarief dat overeenkomt met deze tariefstructuur zou helpen om deze score te verhogen, maar dit is een afzonderlijke kwestie).

- Voorspelbaarheid :

Score: 4 (2A)

Motivatie :

De 2A-tariefstructuur is een voortzetting van die welke werd ingevoerd tijdens de tariefperiode 2020-2024. Door de invoering van vaste tijdsblokken voor de verbruiksproportionele termijn kunnen DSU's eenvoudig bepalen welke gedragsveranderingen ze moeten doorvoeren om hun factuur te verlagen.

Impact van tijdseizoensgebondenheid (score 2B: 3,5): de toevoeging van een seizoensgebonden differentiatie maakt het voor DSU's iets moeilijker om te bepalen welke gedragsveranderingen ze moeten doorvoeren om hun facturen te verlagen.

- Transparantie :

Score : 3

Motivatie :

De 2A/2B-tariefstructuur scoort goed op dit criterium voor zover zij in overeenstemming is met de huidige structuur en relatief gemakkelijk te begrijpen is voor DNB's. Er is ongetwijfeld een leerfase nodig voor alle DNB's om vertrouwd te raken met de tijdsklassen, en de informatie die nodig is om de factuur te controleren moet worden verstrekt (verbruiksgegevens per tijdsklasse beschikbaar in registers van slimme meters, enz.)

- Non-discriminatie :

Score : 4

Motivatie :

De 2A/2B-tariefstructuur respecteert het non-discriminatiebeginsel, aangezien de hoogte van de factuur van een DSU afhangt van het verbruik en niet van het verbruik.

De mogelijkheid om de energietransitie tegen lagere kosten te ondersteunen:

- Vermogen om kosten te verlagen :

Score : 4

Motivatie :

De tariefstructuur 2A/2B maakt het mogelijk om de LV en de totale piek op de best mogelijke manier te minimaliseren (het is in feite in het financiële belang van de DNB om, indien mogelijk, al zijn verbruik tijdens de piekperiode uit te stellen naar een andere periode, op voorwaarde natuurlijk dat het tariefsignaal dat wordt geïnduceerd door het commodity-aandeel niet ingaat tegen het tariefsignaal dat wordt geïnduceerd door het distributietarief), wat leidt tot de maximale verlaging van de kosten van de DNB (uitgestelde versterkingsinvesteringen).

Bovendien hebben DSU's de mogelijkheid om hun factuur te verlagen door hun verbruiksgedrag te wijzigen, met name voor nieuwe toepassingen zoals het opladen van elektrische voertuigen, door hun verbruik te maximaliseren wanneer het tarief in verhouding tot het verbruik het laagst is. Er moet worden opgemerkt dat optie 2 voor het capaciteitsgedeelte van deze tariefstructuur (onderschreven vermogen) dit punt zou versterken.

- Zuinig gebruik van elektriciteit:

Score : 4

Motivatie :

Het overwicht van de termijn in verhouding tot het verbruik (80%) boven de capaciteitsterm (20%) is een sterke stimulans voor DSU's om rationeel met energie om te gaan.

- FLEX E-SER/Prijs :

Score : 2.5

Motivatie :

De 2A-tariefstructuur moedigt DNB's voornamelijk aan om hun verbruik te verschuiven naar de periode waarin de heffing in verhouding tot het verbruik het minst duur is, d.w.z. 's nachts. Aangezien dit tarief hoger is op piekmomenten dan overdag, biedt het een marginale stimulans om te verbruiken wanneer er meer hernieuwbare zonne-energie beschikbaar is.

- FLEX Afschakelen :

Score : 3

Motivatie :

De tariefstructuur is op dit punt vrij doeltreffend, hoewel niet optimaal. In het geval dat de vraag groter is dan de productie, voorziet de tariefstructuur niet in een mechanisme om DNB's aan te moedigen hun verbruik te beperken. Deze situatie zal zich echter eerder voordoen tijdens de piek van het net, en dus tijdens de piek van een bepaald aantal DNB's die zullen worden aangemoedigd om hun verbruik te beperken vanwege de maximale proportionele termijn tijdens deze periode.

- FLEX Congestie/overspanning :

Score : 2

Motivatie :

De tariefstructuur voorziet niet in een specifiek mechanisme om DNB's aan te moedigen hun gedrag te wijzigen of hun afname of injectie te verminderen in geval van lokale congestie/overspanning die door de DNB wordt vastgesteld.

- FLEX Verliespercentage :

Score : 3

Motivatie :

Tariefstructuur 2A moedigt DNB's aan om hun verbruik te minimaliseren tijdens de periode waarin de verbruiksproportionele termijn het hoogst is (tijdens de piek). Deze structuur maakt het mogelijk om een deel van het verbruik te verschuiven van de LV-avondpiek naar perioden waarin het LV-net minder druk is. Deze verschuiving wordt echter zonder onderscheid aangemoedigd tussen de winter, wanneer het LV-net effectief het drukst is in de vroege avond, en de andere seizoenen, wanneer het LV-net aanzienlijk minder druk is in de vroege avond.

Impact van seizoensgebondenheid (opmerking 4): de piek in het LV-netwerk, die zich in de vroege avond bevindt, is aanzienlijk hoger in de winter dan in de andere seizoenen. De invoering van een seizoensdifferentiatie maakt het mogelijk om het niveau van de stimulansen te optimaliseren volgens het seizoen, wat eerlijker lijkt te zijn voor de DNB's.

- Opslag/zelfconsumptie :

Beoordeling: 3 (2A)

Motivatie :

In de aanwezigheid van lokale elektriciteitsproductie-eenheden vormt de 2A-tariefstructuur een stimulan om de geproduceerde elektriciteit op te slaan om ze weer op te slaan (voor zelfconsumptie of energiedeling) wanneer de termijn in verhouding tot het verbruik maximaal is. De 2A-tariefstructuur heeft daarom de neiging om investeringen in opslagapparatuur aan te moedigen.

Impact van tijdseizoensgebondenheid (toelichting 2B: 2): de productie van zonne-energie is het hoogst buiten de winter, terwijl tariefstructuur 2B zoals hierboven beschreven een termijn bevat die evenredig is aan het verbruik, die buiten de winter identiek is in de piekperiode (17.00-10.00 uur) en in de dagperiode (7.00-5.00 uur). Buiten de winter biedt tariefstructuur 2B daarom geen prikkel om te investeren in een opslagapparaat, terwijl de prikkel in de winter hetzelfde is als bij structuur 2A.

- De E-SER promoten :

Score : 3

Motivatie :

De tariefstructuur van 2A is neutraal met betrekking tot de injectie van hernieuwbare energie op het net. Zoals hierboven aangegeven, is de termijn die in verhouding staat tot het verbruik tijdens de piekperiode echter hoger dan tijdens de dag, wat - in de marge - het verbruik aanmoedigt wanneer er meer hernieuwbare productie is.

De klassiekers:

- Kostenreflectie :

Score : 3

Motivatie :

De 2A/2B-tariefstructuur weerspiegelt niet in de eerste plaats de gemaakte kosten, maar eerder de toekomstige kosten. Het benadrukt de stimulansen om de toekomstige investeringen van de DNB te controleren of te verschuiven in de tijd.

- Geen verstoring :

Score : 1

Motivatie :

De aanwezigheid van tijdsloten op de termijn evenredig met consumptie kan leiden tot verstoring van de tariefsignalen voor de gemakscomponent, via tegenstrijdige signalen.

- Eenvoud :

Score : 3.5

Motivatie :

Het 2A-prijsstelsel is een voortzetting van het huidige Brusselse model en houdt geen significante wijziging in van de prijslogica.

Impact van tijdseizoensgebondenheid (score 2,5): de verandering van de term in verhouding tot het verbruik afhankelijk van het seizoen maakt het voor DSU's iets moeilijker om rekeningen en tariefsignalen te begrijpen.

- Robuustheid :

Score : 3

Motivatie :

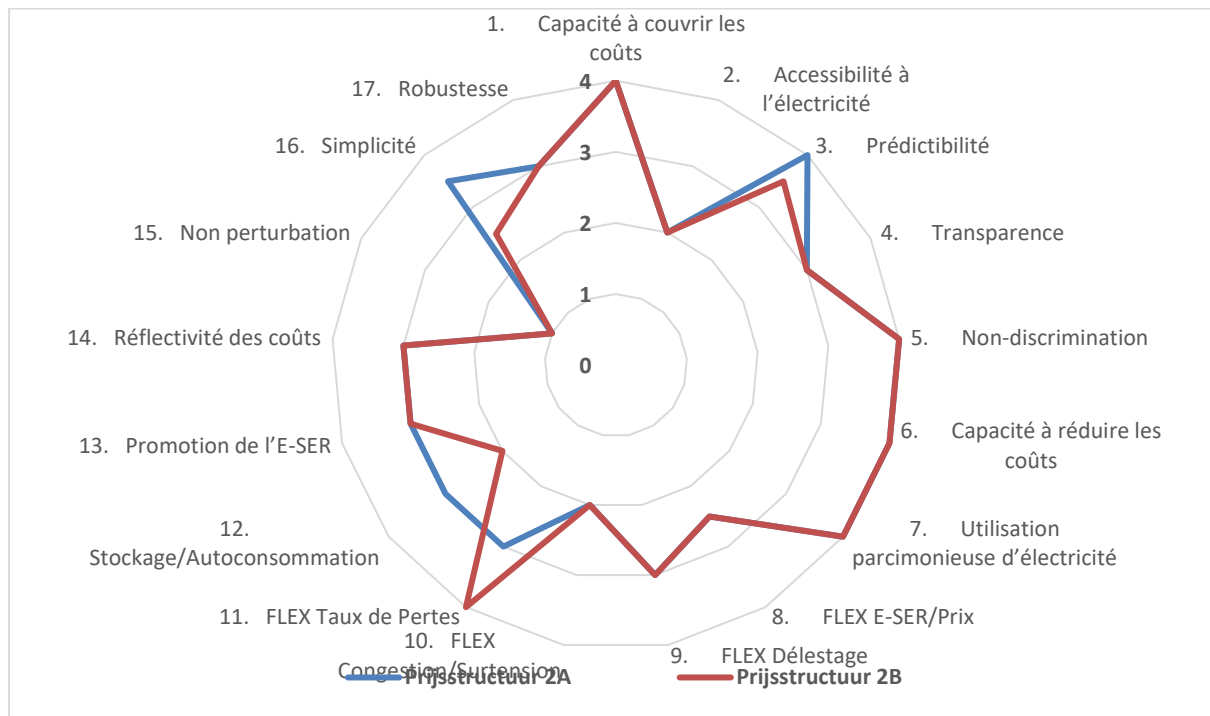
De 2A-tariefstructuur heeft tot doel het gedrag van de consument te veranderen. Bovendien biedt het een zekere mate van flexibiliteit, met de mogelijkheid om de positionering van het niveau van de proportionele voorwaarden per tijdspanne te wijzigen, en indien nodig de tijdspannes zelf als ze niet langer consistent zijn met de netwerkbepalingen. Het is daarom redelijk robuust en duurzaam, vooral als er 3 tijdslots worden geïmplementeerd in plaats van 2.

Samenvatting :

Tariefstructuren 2A en 2B behaalden respectievelijk de volgende gemiddelde scores voor de 3 groepen evaluatiecriteria: 3,4 en 3,3 / 4 voor onmisbaar, 3,1 en 3,1 / 4 voor de mogelijkheid om de energietransitie tegen lagere kosten te ondersteunen en 2,6 en 2,4 / 4 voor klassiek.

De 2A-tariefstructuur maakt het mogelijk om de piek in de winter optimaal te minimaliseren en te stimuleren dat het piekverbruik wordt verschoven naar specifieke perioden, zoals perioden met een hoge zonneproduktie of 's nachts (hoewel niet mag worden vergeten dat als een dergelijke tariefstructuur op zeer grote schaal zou worden ingevoerd, de effecten van gelijktijdige verschuiving van de belasting om 22.00 uur zouden moeten worden gemonitord). Tijdseizoensgebondenheid maakt het mogelijk om de aanpak te verfijnen om rekening te houden met verschillen in netbelasting tussen de winter enerzijds en andere seizoenen anderzijds, maar met een voordeel dat beperkt lijkt in vergelijking met de toename in complexiteit voor DNB's, de DNB en leveranciers.

Afbeelding 10. Gedetailleerde beoordeling van tariefstructuren 2A en 2B (termijn evenredig aan verbruik met tijdsdifferentiatie, met en zonder seizoensdifferentiatie)



5.3. Samenvatting van resultaten en aanbevelingen

De resultaten van de gedetailleerde multicriteria-evaluatie van de geselecteerde tariefstructuren laten zien dat tariefstructuur 2A de beste gemiddelde score behaalt met 3,03 / 4, vergeleken met 2,97 / 4 voor tariefstructuur 2B en 2,44 / 4 voor tariefstructuur 1B (zie Tabel 14).

De volgende punten moeten in het bijzonder worden opgemerkt:

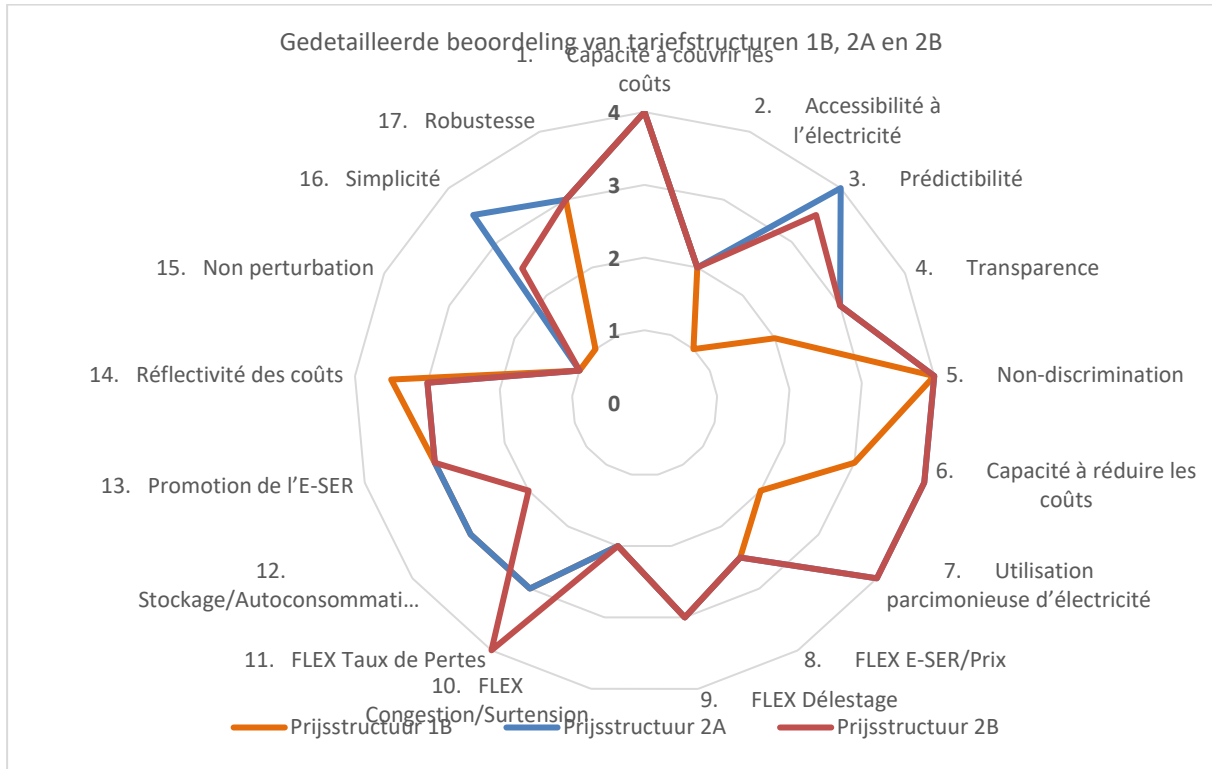
- Wat de essentiële criteria betreft, onderscheiden de tariefstructuren 2A en 2B zich door het gemak waarmee de DNB's hun facturen kunnen begrijpen, voorspellen en controleren (tariefstructuur 2B is iets ingewikkelder te begrijpen dan structuur 2A). Ze maken deel uit van de continuïteit van de huidige tariefstructuur in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, terwijl de tariefstructuur 1B, van het type gemeten vermogen, een echte paradigmaverschuiving betekent voor de Brusselse spelers (voornamelijk de URD's). De invoering van de tariefstructuur 2A of 2B zou dus een snellere verandering van het consumentengedrag in de gewenste richting mogelijk moeten maken. Bovendien lijkt de toegevoegde waarde van de 2B-structuur ten opzichte van de 2A-structuur zeer beperkt gezien de toegenomen complexiteit.
- Een onderscheidend voordeel van de 2A-tariefstructuur ten opzichte van de 1B-structuur is de mogelijkheid om het gebruik van het LV-netwerk tijdens piekperiodes optimaal te minimaliseren. De 1B-tariefstructuur is in dit opzicht niet inefficiënt, maar is suboptimaal omdat het DSU's niet aanmoedigt om hun verbruik naar de piek te verschuiven wanneer deze onder hun gemiddelde maandelijkse piek ligt (wat ook betekent dat er geen stimulans is voor URE).

- Alle drie de tariefstructuren voldoen aan de fundamentele beginselen van prijsstelling. Tariefstructuur IB scoort minder goed in termen van evaluatie volgens traditionele criteria (gemiddelde score van 2,13 / 4) ondanks de zeer goede kostenreflectie, voornamelijk omdat deze structuur minder eenvoudig is voor Brusselse URD's, aangezien het een echte paradigmaverschuiving inhoudt.

Op basis hiervan lijkt de 2A-tariefstructuur, gebaseerd op een tarief dat evenredig is met het verbruik, met differentiatie in de tijd en zonder seizoensgebonden differentiatie, met een capaciteitstarief dat wordt toegepast op het onderschreven vermogen, de meest geschikte om ten uitvoer te worden gelegd binnen de in punt 7.1.4 vastgestelde termijn.
7.1.4 :

- Het biedt een optimaal antwoord op de uitdagingen waarmee de DNB wordt geconfronteerd en stelt hem in staat de energietransitie te ondersteunen door rekening te houden met de ontwikkeling van nieuwe toepassingen.
- Hierdoor kan het tariefstructuurmodel dat sinds de periode 2020-2024 in RBC wordt gehanteerd op dezelfde basis blijven evolueren en worden de risico's van een overgang naar een model dat (te) verstorend zou zijn voor alle marktspelers en DSU's tot een minimum beperkt.
- Het is een oplossing op lange termijn dankzij de 3 tariefschijven en de mogelijkheid om, indien nodig, de relatieve positionering van de termen in verhouding tot het verbruik volgens de tijdschijven gemakkelijk aan te passen, of zelfs de tijdschijflimieten zelf aan te passen zonder hun nummer of naam te veranderen.

Afbeelding 11. Gedetailleerde beoordeling van tariefstructuren 1B (van het type gedoseerd vermogen met tijdsdifferentiatie), 2A en 2B (van het type termijn evenredig aan verbruik met tijdsdifferentiatie, met en zonder seizoensdifferentiatie).



Tabel 14. Beoordeling van de 17 criteria voor de geselecteerde tariefstructuren

Criteria	Prijsstructuur 1B	Prijsstructuur 2A	Prijsstructuur 2B
Must-haves (gemiddeld)	2,60	3,40	3,30
1. Vermogen om kosten te dekken	4	4	4
2. Toegankelijkheid van elektriciteit	2	2	2
3. Voorspelbaarheid	1	4	3,5
4. Transparantie	2	3	3
5. Non-discriminatie	4	4	4
De mogelijkheid om de energietransitie tegen lagere kosten te ondersteunen (gemiddeld)	2,69	3,06	3,06
6. Vermogen om kosten te besparen	3	4	4
7. Zuinig gebruik van elektriciteit	2	4	4
8. FLEX E-SER/Prijs	2,5	2,5	2,5
9. FLEX Ladingafschakeling	3	3	3
10. FLEX Congestie/Overspanning	2	2	2
11. FLEX Verliespercentage	3	3	4
12. Opslag/zelfconsumptie	3	3	2
13. De E-SER promoten	3	3	3
Klassiekers (gemiddeld)	2,13	2,63	2,38
14. Kostenreflectie	3,5	3	3
15. Geen verstoring	1	1	1
16. Eenvoud	1	3,5	2,5

17. Robuustheid	3	3	3
Gemiddelde van 17 criteria	2,53	3,06	2,97

6. Analyse van het huidige tariefsysteem voor de distributie van laagspanningselektriciteit in RBC: sterke en zwakke punten

Dit hoofdstuk geeft een kritische analyse van de distributietarieven (periodieke en niet-periodieke tarieven) zoals toegepast tijdens de periode 2020-2024, in het bijzonder met betrekking tot hun bijdrage tot de verwezenlijking van de volgende strategische doelstellingen van BRUGEL (uittreksel uit het bestek):

- **De eerlijkste distributietarieven vastleggen voor alle Brusselaars:** in volledige onafhankelijkheid, maar in actief overleg, bepaalt BRUGEL de tarieven van de operatoren met het oog op een efficiënte en duurzame dienstverlening. BRUGEL wil nieuwe tariefmethodologieën invoeren die de operatoren aanmoedigen om efficiënter te werken en tegelijk de consumenten van vandaag en morgen een kwaliteitsvolle dienstverlening garanderen. Het is belangrijk dat de kosten en de financieringswijzen worden geoptimaliseerd zonder dat dit onevenwichtige gevolgen heeft voor de ene of de andere categorie van consumenten.
- **De toegang voor iedereen en de goede werking van de energiebevoorradingmarkt verzekeren:** BRUGEL wil de consument centraal stellen in haar bekommernissen en dus in het centrum van de markt, zodat hij kan bijdragen tot de goede werking ervan en de vruchten ervan kan plukken. BRUGEL besteedt bijzondere aandacht aan kwetsbare consumenten, of het nu gaat om residentiële of kleine professionals (met of zonder slimme meters).
- **De overgang naar een koolstofarme samenleving versnellen, met name door hernieuwbare energie en efficiënt stroombeheer te bevorderen.**

Deze analyse richt zich op de prijsstelling van LV, het onderwerp van deze studie.

6.1. Huidige prijsstelling (2020-2024)

De tarieven voor eindafnemers aangesloten op het laagspanningsdistributienet in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest worden momenteel toegepast door middel van periodieke en niet-periodieke tarieven.

Niet-periodieke tarieven worden geacht een weerspiegeling te zijn van de kosten van de onderliggende diensten van de netwerkbeheerder, met uitzondering van bepaalde diensten die onder ODV's vallen.

Periodieke tarieven hebben andere doelstellingen dan enkel het weergeven van de kosten van de netbeheerder. Het doel van periodieke tarieven is om netgebruikers aan te moedigen tot een "deugdzaam" consumptiepatroon, in het bijzonder een rationeel gebruik van energie en netwerkinfrastructuur, en om hernieuwbare energiebronnen en nieuwe toepassingen van elektriciteit te bevorderen.

Periodieke tarieven bestaan uit verschillende proportionele termijnen, met de toepassing van piek-/daluren (voor de enige termijn die betrekking heeft op het gebruik van het netwerk), een capaciteitstermijn en een vaste termijn.

6.2. Sterke en zwakke punten van het huidige prijssysteem

6.2.1. Niet-periodieke tarieven

6.2.1.1. Algemeen

Niet-periodieke tarieven kunnen, omdat ze kostenreflectief zijn, ook als billijk worden beschouwd. In die zin komt elke dienst die door de netwerkbeheerder op verzoek van een gebruiker wordt geleverd, uitsluitend voor rekening van die gebruiker.

Aangezien de meeste van deze diensten worden betaald door de acceptant van de aansluiting, die meestal de verhuurder is, en niet de huurder, geven deze tarieven niet a priori aanleiding tot bezorgdheid over de toegang tot energie voor de meest kwetsbare afnemers, met uitzondering van het tarief voor het openen van een meter. De huidige tarieven voor het openen en sluiten van meters lijken echter de beste aanpak te zijn, omdat het feit dat het openingstarief²³ al de kosten voor het sluiten van een meter omvat, klanten aanmoedigt om hun verhuizing te melden, terwijl aparte tarieven voor het openen en sluiten, zoals vroeger toegepast door Sibelga, ertoe leidden dat sommige klanten het sluiten van hun meter niet meldden wanneer ze vertrokken.

Omdat ze de kosten weerspiegelen, streven niet-periodieke tarieven echter niet de doelstelling na om de overgang naar een koolstofarme maatschappij te versnellen, in het bijzonder door de bevordering van hernieuwbare energiebronnen en een efficiënt beheer van de stromen. Een eindafnemer die zijn gebruik wil elektrificeren, zal immers moeten betalen voor de versterking van zijn aansluiting, en niet-periodieke tarieven kunnen niet worden beschouwd als een aanmoediging voor de ontwikkeling van deze nieuwe gebruiksmogelijkheden (met uitzondering van de gratis vervanging van een LV-meter door een slimme meter, zie hieronder). Als we echter van mening zijn dat de energietransitie inclusief moet zijn en iedereen ten goede moet komen, zal het in rekening brengen van een billijke bijdrage aan gebruikers die hun aansluitvermogen verhogen voor de elektrificatie van hun gebruik of de installatie van elektriciteitsproductie-eenheden deze energietransitie ook aanvaardbaarder maken voor degenen die niet over de middelen of de mogelijkheid beschikken om hetzelfde te doen, simpelweg omdat zij niet de kosten hoeven te dragen als gevolg van de capaciteitsversterkingen van gebruikers die de mogelijkheid hebben om in deze elektrificatie te investeren.

Ten slotte is het feit dat de vervanging van een laagspanningsmeter door een slimme meter gratis is, zelfs wanneer de meter op verzoek van de eindafnemer wordt geïnstalleerd, een voordeel van het huidige niet-periodieke tarifieringssysteem dat positief bijdraagt tot de doelstelling om de energietransitie te versnellen omdat het de invoering van slimme meters en de bredere verspreiding ervan vergemakkelijkt en inclusiviteit bevordert.

6.2.1.2. Tarieven voor verbruik buiten het contract, fraude of verbreking van de verzegeling

Met de wijzigingsverordening 2022 werd de volgende wijziging aangebracht aan artikel 9 quinquies, 17°, van de elektriciteitsverordening:

"17° De tarieven hebben tot doel een billijk evenwicht tot stand te brengen tussen de kwaliteit van de geleverde diensten en de door de eindafnemers gedragen prijzen. Wanneer deze diensten worden verstrekt zonder contractuele grondslag, buiten een wettelijke of reglementaire verplichting om, of met een contractuele grondslag maar zonder meting van het verbruik, worden de tarieven die ten laste komen van de eindafnemers aangepast aan het geval in kwestie. De geschiktheid van het tarief wordt

²³ Opmerking: zeggen dat het sluitingstarief gratis is, kan worden beschouwd als misbruik van taal. In de praktijk is er slechts één openings-/sluitingstarief, dat wordt betaald op het moment van opening en beide handelingen dekt.

geval per geval beoordeeld, rekening houdend met de feitelijke en juridische factoren die aanleiding hebben gegeven tot de levering van deze diensten. Standaard is het toegepaste tarief evenredig, redelijk en niet-discriminerend ten opzichte van gebruikers met hetzelfde profiel. Wanneer echter uit de feitelijke en juridische omstandigheden die tot de levering van deze diensten hebben geleid, duidelijk blijkt dat de eindgebruiker er opzettelijk of op oneerlijke wijze van heeft geprofiteerd, kan voor deze diensten een hoger tarief worden toegepast".

In de toelichting op deze bepaling staat:

"Bovendien kan niet worden aangenomen dat het verbruik in kwestie met medeweten van de netgebruiker heeft plaatsgevonden. Bijgevolg is het tarief dat standaard wordt toegepast evenredig en redelijk en discrimineert het niet tussen de eindafnemer en een andere eindafnemer in een vergelijkbare verbruikssituatie. Door een redelijk tarief toe te passen op situaties waarin de eindafnemer "te goeder trouw" handelt, wordt vermeden dat hij onevenredig wordt gestraft door een hoger tarief toe te passen en vermijdbare schuldsituaties worden gecreëerd.

Anderzijds, in het geval van bewezen opzettelijk of oneerlijk verbruik, betekent de naleving van het evenredigheidsbeginsel dat een hogere prijs moet worden toegepast op de afgenomen elektriciteit, als gevolg van de extra kosten die worden opgelegd aan de DNB (expertise van meters en verzegelingen, zoeken naar bewijs, enz.)

Met het oog op deze wetswijziging stelt BRUGEL voor om de toeslagpercentages die tijdens de vorige regulatoire periodes werden vastgesteld, aan te passen.

Het lijkt niet langer aanvaardbaar om slechts één tarief te hebben dat van toepassing is op niet-gemeten verbruik, aangezien deze situatie verhindert dat rekening wordt gehouden met de "goede trouw" van de URD.

Het verhoogde tarief dat van toepassing is op fraudegevallen moet het mogelijk maken om te voorkomen dat de gemeenschap de gevolgen van dergelijk gedrag ondervindt, om een voldoende afschrikkend effect te creëren om te voorkomen dat sommige mensen in de verleiding komen om hun toevlucht te nemen tot dergelijk gedrag, en ten slotte moet het een doeltreffende terugvordering door de DNB aanmoedigen.

Voor verbruik buiten het contract werden al afzonderlijke tarieven toegepast om rekening te houden met specifieke situaties zoals bepaald in de technische voorschriften. Voorgesteld wordt deze situatie te handhaven, maar de percentages aan te passen.

6.2.2. Periodieke tarieven

6.2.2.1. Periodieke tarieven van toepassing op DSU's die geen lid zijn van een regeling voor de verdeling van energie of op DSU's die lid zijn van een regeling voor de verdeling van energie voor niet-gedeelde energievolumes

Algemene structuur

De opsplitsing van de periodieke LV-tarieven in 2 segmenten op basis van contractvermogen (<56 kVA en ≥56 kVA) geeft geen aanleiding tot bijzondere opmerkingen. Het is consistent met historische gegevens, technische verschillen, vooral op het niveau van de meting, en duidelijke verschillen in verbruiksgedrag (zoals we in module I zagen, zijn LV-klienten >56 kVA professionele klienten met een verbruiksgedrag dat dicht bij dat van MV-klienten ligt). We zien daarom geen reden om deze segmentatie in twijfel te trekken.

BT periodieke tarieven ≥ 56 kVA

Het periodieke tarief voor LV-klienten vanaf 56 kVA is een tarief met een capaciteitsaandeel op basis van het gemeten vermogen en een proportioneel aandeel met een tijdsdifferentiatie in 2 schijven (piekuren, daluren). Het is niet van toepassing op huishoudens, en in het bijzonder niet op kwetsbare klienten, en vormt dus geen probleem met betrekking tot de eerste 2 strategische doelstellingen van BRUGEL (rechtvaardig/ billijk tarief, toegang voor iedereen tot een goed functionerende energiemarkt). Bovendien beantwoordt deze tariefstructuur aan de uitdagingen van de energietransitie: het capaciteitsaandeel, evenredig met het gemeten vermogen, moedigt de klienten aan om hun piekvraag te minimaliseren en het vermogen van hun uitrusting te minimaliseren, in het bijzonder het vermogen van de oplaadpunten, terwijl het aandeel evenredig met het verbruik, met een differentiatie tussen piek en dal, de klienten aanmoedigt om hun verbruik tijdens de daluren te maximaliseren, wat beantwoordt aan de belangrijkste uitdagingen met betrekking tot nieuwe gebruiken die tijdens module I van de studie werden geïdentificeerd.

Module I toonde aan dat het niet nodig was om de toekomstige geavanceerde tariefstructuur op dit klantensegment toe te passen.

BT periodieke tarieven < 56 kVA

De periodieke tariefstructuur voor LV-klienten van minder dan 56 kVA bestaat uit 3 componenten (exclusief overbelasting, ODV en transmissie):

- 2 voorwaarden voor het gebruik van het netwerk :
 - een capaciteitstoeslag in €/jaar gedifferentieerd volgens het beschikbaar gestelde vermogen tussen minder dan 13 kVA en meer dan 13 kVA ;
 - een term die evenredig is met de consumptie²⁴ :
 - Voor DSU's die gekozen hebben voor het zogenaamde bi-uurtarief²⁵ , omvat deze term een tijdsdifferentiatie tussen piekuren (7u-10u, uitgezonderd weekends en feestdagen: term Y in €/kWh) en daluren (22u-7u op weekdays + feestdagen²⁶ + weekends: term Z in €/kWh); de implementatie van dit bi-uurtarief vereist de installatie van een dubbele meter (of bi-uurmeter).
 - Voor DSU's die hebben gekozen voor het zogenaamde eenvoudige tarief, bevat deze termijn geen tijdsdifferentiatie en is deze gelijk aan de hele uurtermijn van het twee-uurtarief (Y in €/kWh). Dit eenvoudige tarief wordt normaal gebruikt met een meter met enkele kiesaansluiting, maar kan ook worden gebruikt met een meter met dubbele kiesaansluiting (een DNB waarvan de meter een meter met dubbele uren is, kan nog steeds voor het eenvoudige tarief kiezen).
- I term voor de meet- en meetactiviteit in €/jaar, onafhankelijk van het meetsysteem.

Omdat ze bedoeld zijn als stimulans, zouden sommigen kunnen beweren dat de periodieke tarieven die in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest van toepassing zijn, niet volledig billijk zijn, met als argument

²⁴ Het exclusieve nachttarief wordt door Sibelga niet langer aangeboden aan URD's, maar blijft gefactureerd voor EAN's die dit tarief historisch nog hadden, hetzij voor hun volledige verbruik (40 EAN's in 2015), hetzij in combinatie met het enkelvoudige of twee-uurtarief (4.312 EAN's in 2015); dit nachttarief is gelijk aan het daluurtarief van het twee-uurtarief en is van toepassing tijdens diezelfde daluren, van 22u tot 7u op weekdays en doorlopend in het weekend en op feestdagen. In 2015 werd minder dan 0,7% van de EAN's van YMR nog geheel of gedeeltelijk gefactureerd tegen het exclusieve nachttarief.

²⁵ In 2015 had 27% van de EAN's van YMR het dubbele tarief.

²⁶ Opmerking: in Wallonië en Vlaanderen geldt het daluurtarief niet op feestdagen van 7.00 tot 22.00 uur.

dat een gebruiker die de mogelijkheid heeft om zijn verbruik aan te passen volgens bepaalde tariefsignalen, minder zal betalen voor het gebruik van het net dan een gebruiker die niet de mogelijkheid of de middelen heeft om dat te doen.

Het zou echter een vergissing zijn om deze twee typen distributienetgebruiker tegenover elkaar te zetten en ervan uit te gaan dat de tweede categorie systematisch meer zal betalen voor het net. In feite is het zo dat hoe meer gebruikers reageren op tariefsignalen, hoe meer investeringen in het net worden vermeden en hoe meer de doelstellingen van de energietransitie worden bereikt, hoe minder alle gebruikers zullen betalen. Het huidige twee-uurstariefstelsel is daarom een voordeel in termen van energietransitie, want zelfs zonder slimme meter heeft een gebruiker er belang bij om zoveel mogelijk van zijn verbruik te verschuiven tussen 22.00 en 7.00 uur, buiten de piek van het LV-netwerk, behalve in het weekend en op feestdagen.

Bovendien is het einde van de compensatie voor netwerkkosten vanaf 1^{er} januari 2020 in Brussel ongetwijfeld een factor die bijdraagt tot een grotere billijkheid tussen netwerkgebruikers.

Het tariefstelsel met drie componenten (vast tarief voor meting, capaciteit en proportioneel met het verbruik voor netwerkgebruik) kan onnodig complex en moeilijk te begrijpen lijken voor netwerkgebruikers, vooral de meest kwetsbare klanten.

De capaciteitstermijn is ongetwijfeld het meest ingewikkeld voor gebruikers om te begrijpen (NB: ter herinnering, kwetsbare klanten helpen om hun energierekeningen te begrijpen is een van de hefbomen voor actie in de strijd tegen brandstofarmoede²⁷). Bovendien is de capaciteitstoeslag, die afhankelijk is van het beschikbaar gestelde vermogen, momenteel een vrij beperkte stimulans voor netgebruikers om het aan hen beschikbaar gestelde vermogen te verlagen (in 2023 kost het overschakelen naar een beschikbaar gesteld vermogen van minder dan 13 kVA tussen €86 en €150 - de kosten van het vervormen van een meter om tariefredenen - en betaalt zichzelf terug in ongeveer 3 tot 6 jaar. Het biedt ook geen stimulans om het beschikbaar gestelde vermogen te verlagen tot een waarde aanzienlijk lager dan 13 kVA, aangezien de prijs tussen 0 en 13 kVA hetzelfde is, ook al heeft de overgrote meerderheid van de huishoudens slechts tussen 3 en 9 kVA nodig. De prijs van de capaciteitscomponent heeft dus geen granulariteit tussen 0 en 56 kVA, wat ook resulteert in een aanzienlijke beperking in termen van kostenreflectiviteit, vooral omdat slechts 20% van de distributiekosten door deze component wordt gedekt. Tot slot wordt dit 3-componenten tariefstelsel niet aangetroffen in andere gewesten van het land, wat tot op zekere hoogte een extra barrière zou kunnen vormen voor de komst van nieuwe leveranciers naar Brussel, die specifieke IT-implementaties en operationele monitoring zouden moeten uitvoeren.

Het belangrijkste voordeel van de capaciteitsheffing zoals uitgevoerd in de periode 2020-2024 ligt in het feit dat URD's aan deze heffing zullen "winnen" en de voorwaarden zullen worden gecreëerd voor de geleidelijke evolutie van de tariefstructuur naar een geavanceerd tarief, op voorwaarde dat dit laatste een voldoende aantrekkelijke capaciteitsheffing omvat.

De proportionele component met twee uur tijdsdifferentiatie van het huidige tarief zal gebruikers waarschijnlijk aanmoedigen om rationeel gebruik te maken van het netwerk, zowel in termen van vermindering van de synchrone laagspanningspiek (die 's avonds optreedt) als van vermindering van de synchrone piek op het netwerk als geheel (die overdag optreedt), maar bevordert niet het gebruik van energie uit gedecentraliseerde hernieuwbare energieproductie, anders dan via individueel

²⁷ Er moet echter worden opgemerkt dat de term "capaciteit" niet voorkomt op de facturen voor het specifieke sociale tarief, dat automatisch wordt toegekend door de FOD Economie aan personen die een uitkering ontvangen van het OCMW of de FOD Sociale Zekerheid of de Algemene Directie Gehandicapten van de FOD Sociale Zekerheid of de Federale Pensioendienst.

eigenverbruik, of de ontwikkeling van energiegemeenschappen, zonder deze te ontmoedigen of een grote verstoring van de elektriciteitsstariefsignalen te veroorzaken.

Er zij op gewezen dat vanuit het strikte oogpunt van het gebruik van het net, het twee-uurtarief altijd voordeliger is dan het enkelvoudige tarief, aangezien de prijs van de piekuren onder het twee-uurtarief gelijk is aan de prijs van alle uren onder het enkelvoudige tarief, terwijl de prijs van de daluren, die enkel van toepassing is op het twee-uurtarief, aanzienlijk lager is dan de prijs van de piekuren²⁸. Het economisch belang van het eenheidstarief voor DSU's vloeit in feite alleen voort uit de commodityprijs, die in het geval van een eenheidstarief door de leveranciers ook wordt voorgesteld als een tijdelijk ongedifferentieerde energieprij, die in de praktijk op een tussenliggend niveau ligt tussen de energieprij in volle uren en de energieprij in daluren die van toepassing is in het geval van een twee-uurtarief.

6.2.2.2. *Periodieke tarieven voor het delen van energie*

Voor DSU's die lid zijn van een regeling voor het delen van energie, worden de tarieven voor netgebruik gedifferentieerd tussen :

- enerzijds het tarief dat van toepassing is op bijkomende energievolumes²⁹, dat in de vorige sectie werd beschreven (6.2.2.1), en
- de prijzen die van toepassing zijn op gedeelde energievolumes.

Voor de periode van september 2022 tot december 2024 variëren de tarieven voor netgebruik die van toepassing zijn op DSU's voor gedeelde energievolumes volgens het vermogen van de aansluiting (kleiner dan of gelijk aan 56 kVA, groter dan 56 kVA voor LV-klanten, MV-klanten) en de volgende vier subcategorieën die het type deling definiëren dat door de DSU wordt gebruikt:

- Type A: gedeeld binnen hetzelfde gebouw
- Type B: delen op het netwerk stroomafwaarts van hetzelfde MV/LV-cabine
- Type C: deelnemers worden gevoed door hetzelfde Elia-station maar niet door hetzelfde MV/LV-station
- Type D: deelnemers worden bevoorrad door verschillende Elia-stations

De tariefstructuren die van toepassing zijn op gedeelde volumes voor netgebruik, meet- en meetactiviteiten, toeslagen, ODV's en transmissie zijn identiek aan die welke van toepassing zijn op complementaire volumes, met enkel verschillen in de niveaus op bepaalde voorwaarden om voordelen toe te kennen aan het delen van volumes van type A, B en C (in dalende volgorde van voordeel), zonder dat er een voordeel wordt toegekend aan het delen van volumes van type D.

Betreffende kosten voor netwerkgebruik :

²⁸ Er kunnen vraagtekens worden geplaatst bij de kostenreflectiviteit van een dergelijke benadering, aangezien consumenten met het enkeltarief niettemin een deel van hun verbruik tijdens daluren hebben, zoals gedefinieerd door het dubbeltarief, en het daarom logisch zou zijn geweest dat het enkeltarief een tussenpositie had tussen het piek- en daltarief; Hoe het ook zij, deze benadering maakt het twee-uurtarief bijzonder aantrekkelijk, maar in werkelijkheid is de penetratiegraad van het twee-uurtarief in RBC met ongeveer 27% van de EAN YMR veel lager dan in andere regio's zoals Wallonië.

²⁹ Ter herinnering, in de context van het delen van energie zijn complementaire volumes de volumes die door een elektriciteitsleverancier aan de deelnemers van het delen van energie worden geleverd, bovenop de gedeelde volumes.

- Ongeacht het type deling is de capaciteitsterm X logischerwijs nul, terwijl een niet-nulterm X te wijten is aan extra consumptievolumes.
- De Y- en Z-termijnen verschillen naargelang het type deling, waardoor aandelen van type A en B (lokale aandelen) een voordeel hebben ten opzichte van de Y- en Z-termijnen van de gebruiksvergoeding voor extra volumes, terwijl aandelen van type C en D geen voordeel hebben. Aandelen van type A genieten het grootste voordeel, met Y- en Z-termen nul, terwijl aandelen van type B profiteren van Y- en Z-termen die half zo hoog zijn als die van de netwerkgebruiksvergoeding voor extra volumes, zonder enig voordeel op de kilometerheffing.

Het meet- en metertarief maakt geen onderscheid tussen gedeelde energievolumes en extra volumes en is identiek aan het metertarief voor DSU's die geen lid zijn van een energieverdelingsregeling (één termijn in €/jaar).

Wat de toeslagen betreft, genieten enkel aandelen van type A een voordeel voor bijkomende volumes, met een nulheffingstermijn.

Wat het transmissietarief betreft, genieten enkel de aandelen van type A, B en C een voordeel voor gedeelde energievolumes met een transmissietermijn van nul.

Er moet worden opgemerkt dat artikel 9 quinquies van de elektriciteitsordonnantie die van kracht is in RBC, in paragraaf 22³⁰ expliciet bepaalt dat de tariefstructuur voor elektriciteitsdistributie "in het bijzonder het medegebruik van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen dat rekening houdt met de structuur van het bestaande distributienet" moet bevorderen. Door de voordelen die worden toegekend aan energieverdeling van het type A, B en, in mindere mate, C, voldoet de huidige tariefstructuur voor energieverdeling dus aan de bepalingen van het geldende wettelijke kader.

Uit de kosten-batenstudie met betrekking tot energieverdeling en energiegemeenschappen, die werd uitgevoerd als onderdeel van module 2, bleek dat op basis van het enige kwantificeerbare voordeel voor de DNB (bijdrage tot de vermindering van de piek in het LV-netwerk) en op basis van de maatschappelijke en milieuvoordelen, de vier types van gemeenschap gelijkwaardig lijken te zijn, waarbij het delen van energie van type A en B echter extra voordelen oplevert voor de DNB voor het netwerkbeheer stroomafwaarts van de MV/LV-stations in vergelijking met het delen van energie van type C en D, die niet gekwantificeerd maar wel gerealiseerd zijn. Het feit dat type C medegebruik slechts een zeer beperkt voordeel oplevert en type D gemeenschappen helemaal geen voordeel opleveren, kan door sommigen dan ook als twijfelachtig worden beschouwd, maar maakt niettemin deel uit van een logica die kan worden gerechtvaardigd door de extra voordelen op lokaal niveau die voortvloeien uit type A en B medegebruik.

Zelfs als de voordelen die aan gedeelde energievolumes worden toegekend door de bestaande tarieven voor het gebruik van het net, de toeslagen en het transport in overeenstemming zijn met de geldende elektriciteitsordonnantie, hebben deze tarieven niettemin het nadeel dat ze een tariefdifferentiatie invoeren op basis van het elektriciteitsgebruik. Dit kan als discriminerend worden beschouwd, aangezien voor twee DNB's met dezelfde netgebruikscurve, waarvan er één lid is van een regeling voor het delen van energie en de andere niet, de kosten voor het gebruik van het net voor het DNB dat lid is van de regeling lager zullen zijn dan voor het DNB dat geen lid is.

³⁰ Artikel 9 quinquies van de huidige elektriciteitsordonnantie: "De tariefstructuur zorgt voor een evenwicht tussen solidariteit bij het dekken van de totale netwerkkosten en bijdragen aan belastingen, toeslagen, vergoedingen en bijdragen van alle soorten, en de voordelen van deelname aan een energiegemeenschap en het delen van elektriciteit, rekening houdend met de periodieke kosten-batenanalyse met betrekking tot energiegemeenschappen en het delen van elektriciteit. In het bijzonder moedigt de tariefstructuur het delen van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen aan, rekening houdend met de structuur van het bestaande distributienetwerk".

7. Voorgestelde richtsnoeren voor wijzigingen in de distributietarieven voor laagspanningselektriciteit

7.1. Invoering van geavanceerde tarifiering op basis van slimme meters en tarifiering die van toepassing is op DSU's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonsgegevens en op DSU's met conventionele meters

7.1.1. Geavanceerde prijzen

Om succesvol te zijn en de verwachte voordelen op te leveren (minimalisering van de toename van de synchrone LV-vraag en de totale piekvraag, vergemakkelijking van de integratie van hernieuwbare energiebronnen), moet het toekomstige geavanceerde tarifieringssysteem, dat zal worden geïmplementeerd met behulp van slimme meterfuncties, aantrekkelijk zijn, met name in financieel opzicht, om de acceptatie en invoering ervan te vergemakkelijken. Het moet klanten die overstappen op dit tariefsysteem in staat stellen winst te maken als ze deugdzaam gedrag vertonen dat tegemoetkomt aan de uitdagingen van het netwerk (bijdragen aan de vermindering van de LV-avondpiek, als eerste prioriteit door het verbruik te verschuiven naar de nacht tussen 22u en 7u, en als tweede prioriteit naar de dag tussen 7u en 17u).

Op basis van de resultaten van module I **moet een geavanceerd netgebruikstarief van type 2A worden geïmplementeerd voor LV-klanten van minder dan 56 kVA, met de volgende kenmerken:**

- **Een component evenredig met energie (€/kWh) met 3 tijdspannes, elke dag van de week:**
 - Overdag: 7.00 - 17.00
 - Piek: 17:00-22:00
 - Nacht: 22u-7u

met: piektarief >> dagtarief >> nachttarief

- **Een capaciteitscomponent die wordt toegepast op het door de DSU onderschreven vermogen tussen 0 en 56 kVA**, met een prijs die kan worden gedefinieerd in stappen (€/jaar voor een vermogen binnen een onderschreven vermogensbereik), met een voldoende groot aantal stappen³¹ (bijvoorbeeld 0-3 kVA, 3-6 kVA, 6-9 kVA, 9-12 kVA³² enz.), of in €/kW, waarbij het belangrijkste punt is dat de DSU wordt aangemoedigd om het optimale vermogen voor zijn behoeften te onderschrijven. Het onderschreven vermogen wordt gedefinieerd als het maximale vermogen dat een DSU van het netwerk kan aftappen, waarbij de in de slimme meter ingebouwde stroomonderbreker de toevoer boven dat niveau afsluit. Het geabonneerde vermogen moet daarom op afstand worden ingesteld in de slimme meter

³¹ De fasen, procedure en bijbehorende vereisten worden beschreven in het technisch reglement.

³² Er moet worden opgemerkt dat het minimumvermogen van aansluitingen die in Brussel zijn geïnstalleerd 9,2 kVA (40 A bij 230 V enkelfasig) bedraagt, zelfs als de DNB minder vermogen nodig heeft, en dat het vermogen van de aansluiting is dat de kosten van het capaciteitsaandeel bepaalt in de huidige tarieven voor het gebruik van het net.

(P_{max} van de in de slimme meter geïntegreerde stroomonderbreker) en kan op afstand worden gewijzigd op verzoek van de DSU als het geabonneerde vermogen wordt gewijzigd.

We bevelen ook aan om het aandeel van de kosten voor het gebruik van het distributienet dat wordt toegewezen aan de capaciteitscomponent te verhogen tot 30 à 40%, tegenover de huidige 20%, om het stimulerend karakter van het onderschreven vermogen te versterken zonder de stimulans van de termijn evenredig met het verbruik op 3 tijdschijven in het geavanceerde tarief en op 2 tijdschijven in het conventionele tarief te veel af te zwakken (zie paragraaf **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

- Er zijn 3 hoofdopties voor de tariefperiode 2025-2029 voor de meet- en meetcomponent, die momenteel een afzonderlijk tarief is van het tarief voor netgebruik:
 - **Optie 1:** De meet- en metercomponent wordt behouden voor geavanceerde tarifiering, en in dit geval wordt sterk aanbevolen deze component niet te differentiëren tussen slimme meters en conventionele meters, om te voorkomen dat de invoering van slimme meters wordt benadeeld. Het nadeel is dat deze aanpak door sommigen kan worden bekritiseerd wegens gebrek aan billijkheid, aangezien de kosten van meten en meten worden gesocialiseerd.
 - **Optie 2:** De meetcomponent wordt geschrapt voor alle DSU's van minder dan 56 kVA, ongeacht hun metertype, om discriminatie te vermijden. De overeenkomstige kosten zouden worden toegewezen aan het gebruik van het net en we zouden van 3 naar 2 tariefcomponenten gaan (proportioneel en capaciteit), met een vereenvoudiging voor DSU's. Het nadeel is ook dat deze aanpak door sommigen bekritiseerd zou kunnen worden vanwege het gebrek aan billijkheid, aangezien de kosten voor het meten en de meting gesocialiseerd worden, maar het is mogelijk dat deze aanpak op dit punt minder vatbaar is voor kritiek dan optie 1, aangezien het meettarief niet langer zichtbaar is.
 - **Optie 3:** de meet- en metercomponent vervangen door een meer algemene vaste termijn die niet varieert volgens het type meter. Deze aanpak zou de doelstelling behouden om de invoering van slimme meters niet te bestraffen en zou wellicht het minst aanvechtbaar zijn vanuit het oogpunt van billijkheid.
 - **Wij zijn van mening dat de optie van een verschillende meetcomponent voor slimme meters en conventionele meters moet worden vermeden**, omdat dit de invoering van slimme meters zou bestraffen en daarmee een rem zou zetten op de energietransitie.

Tenzij de wetgeving later wordt gewijzigd, is het aanbevolen geavanceerde tariefsysteem alleen van toepassing op DNB's die aan de DNB toestemming hebben gegeven om persoonsgegevens te verzamelen in de zin van de elektriciteitsordonnantie, hetzij via uitdrukkelijke toestemming, hetzij via impliciete toestemming voor alle gevallen die in de huidige elektriciteitsordonnantie worden opgesomd (opladen van elektrische voertuigen, delen van elektriciteit, deelname aan flexibiliteits- of aggregatiediensten, aankoop van elektriciteit via een peer-to-peer uitwisseling of elke activiteit die de injectie van elektriciteit in het distributienet kan genereren).

Speciaal geval van het delen van energie

Bij het besluit van 17 maart 2022³³ zijn nieuwe bepalingen ingevoerd op de volgende gebieden:

- "de tariefstructuur bevordert de energietransitie en het rationeel gebruik van energie en infrastructuur" (Art. 9^{quinquies} 7° voor elektriciteit en Art. 10^{ter} 7° voor gas);
- de tarieven die gelden voor de installatie van een slimme meter transparant, redelijk en proportioneel zijn. De tarieven bevorderen de toegang tot een slimme meter voor huishoudens, inclusief kwetsbare huishoudens (Art. 9^{quinquies} 21° voor elektriciteit);
- de tariefstructuur zorgt voor een evenwicht tussen de solidariteit bij het dekken van de algemene netkosten en de bijdragen aan belastingen, toeslagen, vergoedingen en bijdragen van allerlei aard en het belang om deel te nemen aan een energiegemeenschap en elektriciteit te delen, rekening houdend met de periodieke kosten-batenanalyse met betrekking tot energiegemeenschappen en het delen van elektriciteit. In het bijzonder moedigt de tariefstructuur het delen van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen aan, rekening houdend met de structuur van het bestaande distributienet (art. 9^{quinquies} 22° voor elektriciteit).

Voor de periode 2022-2024 heeft BRUGEL specifieke tarieven voor de verdeling van energie goedgekeurd (zie beslissing 205 gepubliceerd op de website van BRUGEL³⁴). Bovendien bepaalde dit besluit dat BRUGEL de analyse voor de tariefperiode 2025-2029 zou opnemen als antwoord op de periodieke kosten-batenanalyse met betrekking tot energiepools en het delen van elektriciteit voorgeschreven in artikel 9^{quinquies}, 22° van de elektriciteitsordonnantie.

Deze verplichting vloeit voort uit artikel 16, lid 3, onder e), van Richtlijn 2019/944, waarin is bepaald dat "het delen van elektriciteit, wanneer dit plaatsvindt, **geen afbreuk [doet] aan de geldende tarieven, heffingen en rechten voor de toegang tot netten, overeenkomstig een transparante kosten-batenanalyse van de verdeelde energiebronnen, opgesteld door de bevoegde nationale autoriteit**".

Deze studie is gebaseerd op feedback van bestaande regelingen voor energiedeling in Brussel en zal periodiek worden herhaald, ten minste om de 5 jaar, om rekening te houden met de aanbevelingen in de prijsmethodologieën.

Bovendien heeft de kosten-batenstudie van het delen van energie, die werd uitgevoerd als onderdeel van module 2 van deze tariefstudie, aangetoond dat er een nettovoordel is voor het netwerk dat wordt gegenereerd door het delen van energie wanneer de penetratiegraad van het delen van energie voldoende hoog is, en dat er aanzienlijke milieu- en maatschappelijke voordelen zijn. Er zijn 2 mogelijke opties voor de tarifiering van elektriciteitsdistributie voor gedeelde energievolumes:

- **Optie 1: geen onderscheid in het distributietarief tussen gedeelde en extra volumes**

³³ tot wijziging van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en de ordonnantie van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et de l'ordonnance du 12 décembre 1991 créant des fonds budgétaires en vue de la transposition de la directive 2018/2001 et de la directive 2019/944, M.B. 20.04.2022

³⁴ <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2022/fr/DECISION-205-PROPOSITION-TARIFAIRE-PARTAGE-ENERGIE.pdf>

- Deze optie is in overeenstemming met de grondgedachte die is ontwikkeld en gemotiveerd in het kader van de werkzaamheden voor module I, namelijk om geen geavanceerde tarieven in te voeren die zijn gedifferentieerd volgens het elektriciteitsverbruik, aangezien dit discriminerend is en indruist tegen de fundamentele regels voor het opstellen van tarieven voor het gebruik van het net.
- In het kader van deze eerste optie krijgen de DNB's die deelnemen aan energieverdeling, die allemaal een slimme meter moeten hebben en de communicatiefunctie van de meter moeten activeren (impliciete opt-in), het hierboven beschreven geavanceerde tarief (2A), dat van toepassing is op alle afnames van de DNB, ongeacht of het om gedeelde volumes of extra volumes gaat. Dit geavanceerde tariefsysteem is gunstig voor de ontwikkeling van energieverdeling op basis van hernieuwbare PV-productie, aangezien de gedeelde volumes overdag plaatsvinden, d.w.z. tijdens de dagperiode van het geavanceerde tariefsysteem, die minder duur zal zijn dan de volledige uurperiode van het huidige twee-uurlijkse tariefsysteem. Bovendien weerspiegelt dit financiële voordeel de voordelen voor het netwerk zoals geïdentificeerd en gekwantificeerd in de kosten-batenstudie. Tot slot heeft dit tariefsysteem het voordeel dat het niet-discriminerend is (twee DSU's met hetzelfde afnameprofiel, waarvan de ene lid is van een gedeelde groep en de andere niet, zullen dezelfde kosten hebben voor het gebruik van het net).
- Voor deze optie :
 - De capaciteitscomponent is van toepassing op het onderschreven vermogen, dat onafhankelijk is van het type stroom (gedeeld of extra volume). Het heeft geen zin om dit vermogen te differentiëren tussen typen stromen, omdat dit contraproductief zou zijn voor de doelstelling om het maximale vraagvermogen te optimaliseren.
 - De vaste meet- en meetcomponent zou, indien behouden (optie 1 of optie 3 hierboven beschreven), ook niet gedifferentieerd zijn tussen energie-uitwisseling en andere toepassingen, wat gunstig is voor de ontwikkeling van energie-uitwisseling, maar door sommigen bekritiseerd zou kunnen worden in termen van billijkheid vanwege de socialisatie van de extra kosten voor het beheer van DNB-gegevens in verband met energie-uitwisseling.
- ◆ **Optie 2: onderscheid in het distributietarief tussen gedeelde en extra volumes**
 - Zoals hierboven vermeld, stelt paragraaf 22 van artikel 9 quinquies van de huidige elektriciteitsordonnantie dat "de tariefstructuur een evenwicht waarborgt tussen de solidariteit in de dekking van de algemene netkosten en de bijdragen aan belastingen, heffingen, toeslagen, vergoedingen en bijdragen van alle aard en het belang om deel te nemen aan een energiegemeenschap en elektriciteit te delen, rekening houdend met de periodieke kosten-batenanalyse met betrekking tot energiegemeenschappen en het delen van elektriciteit. In het bijzonder moedigt de tariefstructuur het delen van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen aan, rekening houdend met de structuur van het bestaande distributienetwerk".
 - Bijgevolg is een distributietarief dat gedifferentieerd is tussen gedeelde en complementaire volumes in overeenstemming met het geldende wettelijke kader. In het kader van optie 2 zou dit tariefsysteem erin bestaan het geavanceerde 2A-

tariefsysteem toe te passen op gedeelde en complementaire volumes, en gedeelde volumes een bijkomend voordeel toe te kennen ten opzichte van het geavanceerde 2A-tariefsysteem, dat de vorm zou kunnen aannemen van een korting op de energie-evenredige voorwaarden voor de nacht- en dagperiodes, hetzij alleen voor het delen van type A en B, zoals in het huidige tariefsysteem, hetzij ook voor type C en D, om rekening te houden met de voordelen die ook door deze twee types van gemeenschap worden gegenereerd volgens de resultaten van de kosten-batenstudie. Deze voordelen kunnen voortkomen uit de niet-gekwantificeerde voordelen van het delen van energie zoals beschreven in de kosten-batenstudie. Deze optie heeft hetzelfde nadeel als het huidige tarief voor energieverdeling, namelijk dat het discriminerend is (zie paragraaf 6.2.2.2).

- In optie 2 worden de capaciteits- en meetcomponenten op dezelfde manier behandeld als in optie 1.

Gezien de hierboven beschreven voor- en nadelen lijkt optie 1, waarbij geen onderscheid wordt gemaakt tussen gedeelde en extra volumes, ons de meest geschikte en coherente optie.

Als Brugel en Sibelga toch een bijkomend voordeel willen toekennen aan het delen van energie, blijft optie 2 mogelijk.

7.1.2. Tarief van toepassing op DSU's uitgerust met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonsgegevens en op DSU's met conventionele meters

Afschaffing van daluren tussen 7.00 en 22.00 uur in het weekend en op feestdagen

Voor DNB's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonsgegevens door de DNB, en voor DNB's met conventionele twee-uursmeter, zouden de huidige twee-uursprijzen HP/HC van toepassing blijven, waarbij de daluren uitsluitend beperkt zouden worden tot het tijdslot 22.00 - 07.00 uur op weekdays (het tijdslot 07.00 - 22.00 uur in het weekend en op feestdagen zou dus worden omgezet in volledige uren, zoals voor weekdays), om ze in overeenstemming te brengen met de geavanceerde tarieven:

- Enerzijds lijkt het gerechtvaardigd om het twee-uurs HP/HC-tarief te behouden met de huidige weekdagtijdslots van 7.00-10.00 / 22.00-7.00 uur, die consistent zijn met de geëvolueerde tariefslots (HP = overdag + piek) op weekdays, en een stimulans vormen om de LV-vraag en de totale piekvraag tot een minimum te beperken.
- Het lijkt ook gepast om weekends en feestdagen op dezelfde manier te behandelen als weekdays, in overeenstemming met de voorgestelde nieuwe tariefstructuur, aangezien het om dezelfde kwesties gaat:
 - De afschaffing van de daluren van 7 tot 22 uur in het weekend en op feestdagen wordt gerechtvaardigd door het feit dat de piek van het LV-net in het weekend ook in de vroege avond rond 19 uur ligt, hoewel deze ongeveer 10% lager ligt dan de piek van het LV-net die het hele jaar door wordt waargenomen. Het is daarom eerlijk en gepast om alle DNB's aan te moedigen zich in het weekend op dezelfde manier te gedragen als op weekdays, en wij zien niet in hoe het kan worden gerechtvaardigd dat het nagestreefde deugdzame consumptiegedrag afhankelijk zou zijn van het type meter dat is geïnstalleerd of van het feit of een DNB al dan niet instemt met het verzamelen van zijn persoonlijke meetgegevens.

- Bovendien is deze afstemming van tijdsloten tussen weekends en feestdagen enerzijds en wekdagen anderzijds ook in overeenstemming met wat de Waalse regulator van plan is te implementeren in het kader van zijn tariefmethodologie 2025-2029, wat het gemakkelijker zal maken voor leveranciers die actief zijn in verschillende regio's, waarvan de elektriciteitsprijzen gebaseerd zijn op piek-/ daluren.
- De tegenhanger van deze afschaffing van de specificiteit van weekends en feestdagen in het twee-uurstarief zal een verhoging van het daluurtarief en een verlaging van het piektarief zijn. De impact op DSU's zal door simulatie moeten worden beoordeeld om de piek- en daluren zo goed mogelijk te positioneren om de impact op de DSU-facturen te minimaliseren en een tariefschok te vermijden. Het alternatief van het behoud van de huidige tijdvensters voor het twee-uurstarief zou echter als enige voordeel hebben dat een tariefschok wordt vermeden, wat ons niet lijkt op te wegen tegen de nadelen ervan: inconsistentie met het geavanceerde tarief dat moeilijk te rechtvaardigen zou zijn (het nagestreefde deugdzame verbruiksgedrag zou dan afhangen van het type meter dat geïnstalleerd is of van het feit of een DSU al dan niet toestemming heeft gegeven voor het verzamelen van zijn persoonlijke meetgegevens) en een aanzienlijke complicatie van de processen van elektriciteitsleveranciers die in heel België actief zijn.

Het gewicht van het capaciteitsaandeel versterken

Bovendien moet voor deze DSU's, in overeenstemming met het geavanceerde tarifieringssysteem, het deel van de distributienetgebruikskosten dat wordt toegewezen aan de capaciteitscomponent die wordt toegepast op het ter beschikking gestelde vermogen, ook worden verhoogd tot hetzelfde percentage als het percentage dat wordt toegepast in het geavanceerde tarifieringssysteem (ter herinnering, tussen 30% en maximaal 40%, zie paragraaf 7.1.1), met behoud van de drempel van 13 kVA.

Toegang tot prijsstelling van capaciteitsaandeel op basis van onderschreven vermogen

Tot slot stellen wij voor dat DNB's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven aan de DNB om hun persoonsgegevens te verzamelen, evenals DNB's met conventionele meters, ook vrije toegang moeten hebben tot de tarifiering van het capaciteitsaandeel op basis van het onderschreven vermogen, omdat dit de stijging van de piekvraag zou helpen minimaliseren door hen aan te moedigen om niet te investeren in elektrische apparatuur met een te hoog vermogen, met inbegrip van oplaadpunten in het bijzonder (om de installatie van oplaadpunten met een vermogen tussen 3 en 7 kW in privéwoningen te maximaliseren). Deze prijsmaatregel zou als volgt werken:

- Geval 1: DSU's die over een slimme meter beschikken maar geen toestemming hebben gegeven aan de DNB om hun persoonsgegevens te verzamelen, zouden op hun verzoek toegang kunnen krijgen tot de tarifiering voor het capaciteitsaandeel gebaseerd op het onderschreven vermogen, door de DNB toestemming te geven om hun persoonsgegevens te verzamelen, beperkt tot het maximale vermogen van de geïntegreerde stroomonderbreker en de bijbehorende technische gegevens van de slimme meter die nodig zijn om de DNB in staat te stellen het onderschreven vermogen van de DSU op afstand te configureren in zijn slimme meter. Deze aanvaarding zou de DNB niet toelaten om alle gegevens van de slimme meter te verzamelen en zou dus geen aanvaarding inhouden van de R3- of R1-metingsregimes, of van de omschakeling naar het geavanceerde 3-tijdsbandtarief. De DNB zou dus blijven genieten van het 2-tijdsbandtarief.
- Geval 2: de DNB met een conventionele meter zou de DNB vrij kunnen vragen om toegang te krijgen tot het prijsbepalingssysteem voor het capaciteitsaandeel op basis van het

onderschreven vermogen. De DNB zou dan een slimme meter installeren om de bestaande meter van de DNB te vervangen, en we zouden dan terug zijn bij geval I, dat dan van toepassing zou zijn, terwijl de DNB de mogelijkheid zou hebben om deze DNB de optie te bieden om over te schakelen naar het volledige geavanceerde tarifieringssysteem indien hij dat wenst.

De operationele procedures voor het instellen en wijzigen van het onderschreven vermogen tussen de DNB en de DNB moeten worden gedefinieerd. Deze zullen gebaseerd zijn op een directe interface tussen de DNB en de DNB (zoals bijvoorbeeld al het geval is voor het beheer van verzoeken om de grootte van een elektriciteitsmeter te wijzigen omwille van de tarieven), of mogelijk door te vertrouwen op de energieleverancier, die een directe band heeft met de DNB's die hij bevoorraadt en een adviserende rol kan spelen bij de DNB's, zoals bijvoorbeeld het geval is in Frankrijk.

Tijdens besprekingen met Sibelga over dit onderwerp werd echter duidelijk dat de totstandkoming van een gedeeltelijke toestemming zoals in geval I hierboven zowel uitvoeringsproblemen als risico's met zich mee zou brengen wat betreft de naleving van het wettelijke kader voor beperkte voordelen.

Daarom wordt aanbevolen om Sibelga te vragen deze mogelijkheid te onderzoeken zonder deze formeel op te leggen.

7.1.3. Geavanceerde prijspositionering

De prijspositionering van de dag-, piek- en nachtperiode van het geavanceerde tariefmodel zal moeten worden bepaald om DSU's in staat te stellen winst te genereren ten opzichte van het twee-uurtarief dat is aangepast zoals hierboven beschreven, als DSU's het deugdzame gedrag aannemen dat ze nastreven. Dit kan resulteren in een nachtprijs voor het geavanceerde tarief die lager is dan de HC-prijs voor het twee-uurtarief, gerechtvaardigd door het feit dat de piekprijs voor het geavanceerde tarief hoger zal zijn dan de HP-prijs, terwijl de dagprijs voor het geavanceerde tarief lager zal zijn dan de HP-prijs. Simulaties zullen nodig zijn om de optimale prijspositionering te vinden.

7.1.4. Tijdschema voor de invoering van streefprijzen

Wij bevelen aan om het hierboven beschreven geavanceerde tarief in zijn geheel (aandeel in verhouding tot het verbruik op 3 tijdslots EN aandeel in de capaciteit toegepast op het onderschreven vermogen) zo snel mogelijk in te voeren in de periode 2025-2029, d.w.z. uiterlijk op 1^{er} januari 2028, gezien de door Sibelga aangehaalde beperkingen. Dit wordt gemotiveerd door de volgende punten:

- Er wordt verwacht dat de piekvraag tussen nu en 2030 (beoordeeld in module I van deze studie) aanzienlijk zal toenemen als er niets wordt gedaan om gebruikers van elektrische voertuigen aan te moedigen om hun voertuigen buiten de avondpiek op te laden en, als prioriteit, 's nachts. Niets doen tussen nu en 2030 zou betekenen dat we investeringen in versterking accepteren die vermeden kunnen worden, en dat we niet de verwachte waarde genereren van de investering in slimme meters die tussen nu en 2029 geïnstalleerd worden, waarvan er al een groot aantal zullen zijn (zie volgende punt).
- Tegen 2027 zouden ongeveer 266.000 slimme meters geïnstalleerd moeten zijn in RBC door Sibelga (37% van de geïnstalleerde basis), en tegen 2028 zouden bijna 331.000 slimme meters³⁵ (47% van de geïnstalleerde basis) in dienst moeten zijn, volgens het traject dat Sibelga heeft

³⁵ Bron: Sibelga, gegevens verstrekt in het kader van module 2 van deze studie (kosten-batenstudie van het delen van energie en energiegemeenschappen).

meegedeeld in het kader van deze studie. Er zal dus een zeer aanzienlijk potentieel zijn voor de invoering van geavanceerde tarifiering, en dus voor voordelen voor het net, vanaf 2028.

- Gebruikers van elektrische voertuigen en elektrische verwarmingssystemen, en alle andere gebruikers, moeten zo snel mogelijk bewust worden gemaakt van hun impact op de netwerkkosten en dus van de individuele en collectieve voordelen die ze kunnen genereren door hun verbruiksgedrag aan te passen als onderdeel van een geschikt geavanceerd tarifieringssysteem.

De afschaffing van de daluren van 7u tot 22u tijdens het weekend en op feestdagen als onderdeel van het twee-uurstarief dat van toepassing is op conventionele meters en slimme meters van distributienetbeheerders die de distributienetbeheerder geen toestemming hebben gegeven om hun persoonsgegevens te verzamelen, zal ook van toepassing moeten zijn wanneer het geavanceerde tarief wordt ingevoerd (d.w.z. ten laatste op 1^{er} januari 2028), indien niet eerder (zie de volgende paragraaf over het beheer van de overgangsfase voorafgaand aan de inwerkingtreding van het geavanceerde tarief).

7.1.5. Beheer van de overgangsperiode (van 1^{er} januari 2025 tot de datum waarop de geavanceerde prijsstelling van kracht wordt)

Tussen nu en de gezamenlijke inwerkingtreding (indien mogelijk op 1^{er} januari 2027 en uiterlijk op 1^{er} januari 2028) van de geavanceerde prijsstelling beschreven in paragraaf 7.1.1 en, indien van toepassing, de tarieven die van toepassing zijn op DSU's uitgerust met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonsgegevens en op DSU's met conventionele meters, zoals beschreven in paragraaf 7.1.2 Wij bevelen eenvoudige en pragmatische aanpassingen aan van de huidige tarieven voor het gebruik van het net voor DSU's van minder dan 56 kVA, die bijdragen tot de doelstelling om de stijging van de piekvraag ten gevolge van nieuw gebruik te minimaliseren en de weg vrijmaken voor de invoering van geavanceerde tarieven, zonder Sibelga af te leiden van de doelstelling en de belangrijkste acties die nodig zijn voor de invoering van geavanceerde tarieven binnen de hierboven vermelde termijn.

Er wordt aanbevolen om het gewicht van het capaciteitsaandeel geleidelijk te verhogen tot het streefpercentage dat is vastgesteld voor geavanceerde tarifiering (tussen 30 en 40%) vanaf 1^{er} januari 2025: het effect van deze maatregel zal zijn dat DNB's een grotere stimulans krijgen om de keuze van het vermogen voor hun aansluiting te optimaliseren wanneer ze een nieuwe aansluiting maken, om de vraag naar versterking van hun elektrische aansluiting of versterking van hun meetvermogen tot een minimum te beperken, en om het vermogen van hun nieuwe elektrische apparatuur, met name laadstations, te optimaliseren. In lijn met de 2020-2024-methodologie wordt de drempel van 13 kVA gehandhaafd.

Voor daluren tussen 7u en 22u in het weekend en op feestdagen onder het twee-uurstarief, vanaf 1^{er} januari 2025, zijn er 2 opties beschikbaar:

- **Optie 1: status-quo**
De daluren tussen 7.00 en 22.00 uur in het weekend en op feestdagen onder het twee-uurstarief blijven gehandhaafd totdat het nieuwe tarief van kracht wordt.
- **Optie 2: verwijderen**
De daluren tussen 7u en 22u in het weekend en op feestdagen onder het twee-uurstarief worden afgeschaft vanaf 1^{er} januari 2025.

Optie 1 heeft het voordeel van eenvoud en continuïteit, maar is er niet op gericht om DSU's voor te bereiden op de veranderingen als gevolg van toekomstige geavanceerde prijzen, zoals optie 2 doet.

De vervroegde invoering op 1^{er} januari 2025 of 2026 van de toegang voor DSU's tot de tarifiering van het capaciteitsaandeel op basis van onderschreven vermogen moet ook ernstig worden overwogen, afhankelijk van de operationele haalbaarheid die door Sibelga moet worden gespecificeerd.

Wat ten slotte de niet-periodieke tarieven voor aansluitingen betreft, is er slechts één mogelijke maatregel die volgens ons in overweging moet worden genomen: indien dit gerechtvaardigd is in termen van kosten (te preciseren door Sibelga), zou een niet-periodiek tarief moeten worden voorgesteld voor de plaatsing van een aansluiting tot 56 kVA, gedifferentieerd volgens het gevraagde aansluitvermogen, met het goedkoopste tarief voor het door Sibelga voorgestelde minimumvermogen, namelijk 9,2 kVA (momenteel is er één enkel tarief van €1242 ongeacht het gevraagde aansluitvermogen). Deze maatregel is alleen interessant als er, met inachtneming van de kostenreflectiviteit, een voldoende verschil kan worden verkregen tussen het tarief voor 9,2 kVA en het tarief of de tarieven voor bijkomende aansluitvermogens (tarief per niveau boven 9,2 kVA).

Overwegingen met betrekking tot niet-periodieke tarieven voor aansluitingen worden beschreven in paragraaf 7.1.6.

7.1.5.1 Speciaal geval van energiedeling

Tijdens de overgangperiode zijn er 2 mogelijke opties voor het in rekening brengen van de distributie van gedeelde energievolumes:

- **Optie 1: status-quo**

Bij optie 1 wordt de bestaande tariefstructuur ongewijzigd gehandhaafd, waarbij de voordelen worden toegekend aan het delen van energie van type A en B.

- **Optie 2: herijking van het voordeel voor het delen van energie**

In deze optie 2 wordt het bestaande voordeel op gedeelde energie voor de types A en B geschrapt en vervangen door een kleiner voordeel dat gekalibreerd is om consistent te zijn met de schatting van de gemiddelde toekomstige winst die zal worden bereikt door de toepassing van geavanceerde prijsstelling. Dit voordeel kan ook worden uitgebreid tot gedeeld energiegebruik van type A en type B, overeenkomstig de resultaten van de kosten-batenstudie.

Optie 1 heeft het voordeel van eenvoud en continuïteit, in afwachting van de invoering van geavanceerde prijsstelling in 2028.

7.1.5.2 Juridische benadering om het preferentiële karakter van tarieven voor energiegemeenschappen en energieverdeling te bepalen

7.1.5.1.1. Huidig wettelijk kader

Het wettelijke kader voor de oprichting van energiegemeenschappen bevat verschillende bepalingen over de invoering ervan. De verschillende teksten benadrukken de voordelen die het opzetten van dergelijke projecten kan opleveren. De Europese wetgever wil het ontstaan van energieverdelingssystemen aanmoedigen, omdat hij gelooft dat dit zal bijdragen tot het gebruik van hernieuwbare energiebronnen en de toegang tot hernieuwbare energie voor alle burgers, ook die in precare situaties. Deze ontwikkeling zal ook bijdragen aan de verwezenlijking van de doelstellingen op het gebied van energie-efficiëntie. Deze wens komt tot uiting in de overwegingen (66) en (67) van Richtlijn 2018/2001, die als volgt luiden:

"(66) Gezien het toenemende belang van zelfverbruik van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen is het noodzakelijk een definitie te geven van zelfverbruikers van hernieuwbare energie en van collectief handelende zelfverbruikers van hernieuwbare energie. Er moet ook een regelgevingskader worden vastgesteld dat het voor zelfverbruikers van hernieuwbare energie mogelijk maakt elektriciteit te

produceren, te verbruiken, op te slaan en te verkopen zonder dat zij onevenredig hoge kosten moeten betalen. Flatbewoners moeten op dezelfde manier van deze mogelijkheid kunnen profiteren als huishoudens die in een eengezinswoning wonen. Het moet de lidstaten echter worden toegestaan onderscheid te maken tussen individuele en collectieve zelfverbruikers van hernieuwbare energie op basis van hun verschillende kenmerken, op voorwaarde dat dit onderscheid evenredig en naar behoren gemotiveerd is".

"(67) De mogelijkheid voor collectieve zelfverbruikers van hernieuwbare energie om deel te nemen biedt gemeenschappen die hernieuwbare energie gebruiken ook een kans om de energie-efficiëntie op huishoudniveau te verhogen en bij te dragen tot de bestrijding van brandstofarmoede door het verbruik te verminderen en de leveringstarieven te verlagen. De lidstaten moeten deze gelegenheid aangrijpen om met name na te gaan of het mogelijk is de deelname mogelijk te maken van huishoudens die anders misschien niet zouden kunnen deelnemen, met inbegrip van kwetsbare consumenten en huurders".

Bovendien verplicht deze richtlijn de lidstaten rechtstreeks rekening te houden met de bijdrage van deze aandelen aan de verwezenlijking van de doelstellingen voor de ontwikkeling van hernieuwbare energiebronnen, die het op hun beurt mogelijk maken de klimaatdoelstellingen van de Europese Unie te halen:

"(68) Zelfverbruikers van hernieuwbare energie mogen niet worden blootgesteld aan onevenredige of discriminerende kosten of lasten of aan ongerechtvaardigde heffingen. Er moet rekening **worden gehouden met hun bijdrage aan de verwezenlijking van de klimaat- en energiedoelstelling en met de kosten en baten die zij genereren in het energiesysteem als geheel**. Daarom mogen de lidstaten in de regel geen heffingen opleggen voor elektriciteit die door zelfverbruikers van hernieuwbare energie op dezelfde locatie wordt geproduceerd en verbruikt. De lidstaten moeten niettemin niet-discriminerende en evenredige heffingen op dergelijke elektriciteit kunnen toepassen indien dit nodig is om de financiële levensvatbaarheid van het elektriciteitssysteem te waarborgen, de steun te beperken tot wat objectief gezien nodig is en hun steunregelingen optimaal te benutten. Tegelijkertijd moeten de lidstaten erop toezien dat zelfverbruikers van hernieuwbare energie op evenwichtige en passende wijze bijdragen aan het algemene systeem voor de verdeling van de kosten van productie, distributie en verbruik van elektriciteit, wanneer de elektriciteit aan het net wordt geleverd".

Een groter gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen is een manier om ervoor te zorgen dat burgers tegen betaalbare prijzen van duurzame energie worden voorzien, wat vooral belangrijk is in een context van toenemende volatiliteit van energieprijzen³⁶.

De Europese regelgeving staat lidstaten ook toe om specifiek tariefbeleid voor het delen in te voeren, mits dit beleid niet-discriminerend en rechtmatig is. Overweging 46 van Richtlijn 2019/944 luidt als volgt:

"Wanneer elektriciteit wordt gedeeld, mag de inning van netwerktoegangstarieven, -tarieven en -heffingen in verband met elektriciteitsstromen geen invloed hebben op het gedeeld gebruik. Gedeeld gebruik moet worden vergemakkelijkt in overeenstemming met de verplichtingen en tijdig met betrekking tot balancering, meting en vereffening. De bepalingen van deze richtlijn met betrekking tot de energiegemeenschappen van de burgers doen geen afbreuk aan **de bevoegdheden van de lidstaten om beleid voor de energiesector vast te stellen en ten uitvoer te leggen wat betreft tarieven voor toegang tot het net en tarieven, of om financieringsregelingen en kostendeling uit te werken en ten uitvoer te leggen, mits dit beleid niet-discriminerend en rechtmatig is**".

³⁶ Zie ook overweging 3 van Richtlijn 2001/2018

Ten slotte moeten netwerktarieven weliswaar op niet-discriminerende basis worden vastgesteld, maar mogen ze geen rem vormen op verbeteringen in energie-efficiëntie:

*"Om een gelijk speelveld voor alle marktdeelnemers te waarborgen, moeten de nettarieven worden toegepast zonder positieve of negatieve discriminatie tussen productie die op distributieniveau is aangesloten en productie die op transmissieniveau is aangesloten. **De nettarieven mogen niet discriminerend zijn voor energieopslag, actieve deelname aan de vraagzijde niet ontmoedigen en verbeteringen van de energie-efficiëntie niet belemmeren**"³⁷.*

Deze verschillende bepalingen werden opgenomen in de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, en in het bijzonder in artikel 9quinquies, 7°, dat bepaalt dat "de tariefstructuur de overgang naar energie en het rationeel gebruik van energie en infrastructuur bevordert".

7.1.5.1.2. Fit for 55-pakket en voorstel tot herschikking van de richtlijnen

Als onderdeel van het "Fit for 55"-pakket heeft de Commissie een herziening van de huidige Europese regelgeving voorgesteld om de structuur van de elektriciteitsmarkt te verbeteren.

In het kader van de herschikking van de energie-efficiëntierichtlijn benadrukt de Commissie de rol van energiegemeenschappen bij het bereiken van de doelstellingen van de energie-efficiëntierichtlijn en hun potentieel, met name de mogelijkheid voor afnemers, en in het bijzonder de meest kwetsbare afnemers³⁸, om een actieve rol te spelen in energie-efficiëntie en dus in de energietransitie. De ontwerprichtlijn legt bijzondere nadruk op de noodzaak om projecten van energiegemeenschappen actief te ondersteunen om ervoor te zorgen dat ze van de grond komen:

*"92) De bijdrage van gemeenschappen voor hernieuwbare energie, overeenkomstig Richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad⁴³, en van burger-energiegemeenschappen, overeenkomstig Richtlijn (EU) 2019/944, aan de doelstellingen van de Europese Green Deal en het 2030-klimaatstreefplan **moet worden erkend en actief worden ondersteund**. De lidstaten moeten daarom de rol van gemeenschappen voor hernieuwbare energie en van energiegemeenschappen van burgers in overweging nemen en bevorderen. Deze gemeenschappen kunnen de lidstaten helpen de doelstellingen van deze richtlijn te bereiken door energie-efficiëntie op lokaal of huishoudelijk niveau te bevorderen, alsook in openbare gebouwen in samenwerking met de lokale autoriteiten. Zij kunnen consumenten mondigder maken en betrekken en bepaalde groepen huishoudelijke afnemers, ook in plattelands- en afgelegen gebieden, in staat stellen deel te nemen aan energie-efficiëntieprojecten en -interventies, waarbij acties kunnen worden gecombineerd met investeringen in hernieuwbare energie. Energiegemeenschappen kunnen een belangrijke rol spelen bij het voorlichten en bewustmaken van burgers over maatregelen om energie te besparen. Indien zij naar behoren door de lidstaten worden ondersteund, kunnen energiegemeenschappen energiearmoede helpen bestrijden door energie-efficiëntieprojecten, een lager energieverbruik en lagere leveringstarieven te vergemakkelijken³⁹.*

*(92 bis) Gedragsveranderingen op lange termijn in het energieverbruik kunnen worden bereikt door de empowerment van burgers. Energiegemeenschappen kunnen bijdragen tot energiebesparingen op lange termijn, met name bij huishoudens, en tot een toename van duurzame investeringen door burgers en kleine bedrijven. De lidstaten moeten dergelijke acties van burgers stimuleren door **gemeenschappelijke energieprojecten en -organisaties te ondersteunen**. Daarnaast kunnen betrokkenheidsstrategieën, waarbij alle relevante belanghebbenden op nationaal en lokaal niveau bij het*

³⁷ Overweging 39, Verordening 2019/943.

³⁸ Zie ook overweging 96 van de richtlijn energie-efficiëntie, herschikking; dit beginsel is opgenomen in artikel 21, lid 2, van de ontwerprichtlijn.

³⁹ Overweging 92 van de richtlijn energie-efficiëntie, herschikking ;

beleidsvormingsproces worden betrokken, deel uitmaken van de lokale of regionale plannen voor het koolstofarm maken van de economie of de nationale renovatieplannen voor gebouwen, met als doel het bewustzijn te vergroten, feedback te krijgen over het beleid en de acceptatie ervan door het publiek te verbeteren"⁴⁰.

BRUGEL is van mening dat het aanbieden van specifieke steun aan de energiegemeenschappen het mogelijk zal maken om bij te dragen tot de ontsluiting van het potentieel voor fotovoltaïsche energieproductie in Brussel, met name gezien het grote aantal huurders in Brussel en het grote aantal appartementsgebouwen in Brussel, maar ook door de gegenereerde productie optimaal te benutten. Dit fotovoltaïsch productiepotentieel draagt rechtstreeks bij tot de ontwikkelingsdoelstellingen van het Brussels Lucht-Klimaat-Energieplan. De invoering van gunstige tarieven voor energiegemeenschappen zal helpen om dit potentieel te ontsluiten en de totale productie van hernieuwbare energie in Brussel te verhogen. Een dergelijke aanpak is ook in overeenstemming met het gewestelijke energiebeleid van het Gewest, dat veel heeft geïnvesteerd in het concept van gedeeld gebruik in het kader van de omzetting van de richtlijnen over marktstructuur en over de bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen.

In deze context bepaalt de voorgestelde richtlijn ook dat de regelgevende instanties een aanpak moeten hanteren die het mogelijk maakt dat distributietarieven verbeteringen in energie-efficiëntie stimuleren. In het bijzonder beveelt de richtlijn ook aan om niet alleen uit te gaan van een strikt economische efficiëntieanalyse, maar meer in het algemeen te kiezen voor een benadering die het algehele maatschappelijke welzijn maximaliseert.

*"De nationale regelgevende instanties op energiegebied moeten een geïntegreerde aanpak hanteren die potentiële besparingen in de sectoren energievoorziening en eindgebruik omvat. Zonder afbreuk te doen aan de voorzieningszekerheid, marktintegratie en anticiperende investeringen in offshorennetwerken die nodig zijn voor de uitrol van offshore hernieuwbare energie, moeten de nationale regelgevende instanties op energiegebied **ervoor zorgen dat het beginsel van energie-efficiëntie eerst wordt toegepast in de plannings- en besluitvormingsprocessen en dat netwerktarieven en -regelgeving verbeteringen op het gebied van energie-efficiëntie stimuleren**. De lidstaten moeten er ook voor zorgen dat transmissie- en distributiesysteembeheerders rekening houden met het beginsel dat energie-efficiëntie op de eerste plaats komt. Dat zou de transmissie- en distributiesysteembeheerders helpen om rekening te houden met betere oplossingen voor energie-efficiëntie en met de incrementele kosten voor de aankoop van hulpbronnen aan de vraagzijde, alsook met de ecologische en sociaaleconomische effecten van verschillende netwerkinvesteringen en exploitatieplannen. **Een dergelijke aanpak vereist een verschuiving van het enge perspectief van economische efficiëntie naar een maximale maatschappelijke welvaart**. Het eerste beginsel van energie-efficiëntie moet met name worden toegepast in de context van het opstellen van scenario's voor de uitbreiding van de energie-infrastructuur, waarbij oplossingen aan de vraagzijde als levensvatbare alternatieven kunnen worden beschouwd en naar behoren moeten worden beoordeeld, en het moet een intrinsiek onderdeel worden van de beoordeling van netwerkplanningsprojecten. De toepassing ervan moet nauwkeurig worden onderzocht door de nationale regelgevende instanties".*

Gezien de potentiële bijdrage van het delen van energie zowel tot de ontwikkeling van de energie-efficiëntie als tot de ontplooiing van het Brusselse fotovoltaïsche potentieel, is BRUGEL van mening dat er voldoende rechtsgrond is om preferentiële tarieven voor het delen van energie in te voeren. De invoering van dergelijke tarieven zal het delen ongetwijfeld aantrekkelijker maken voor de Brusselaars en dus het aandeel van de bevoorradingspunten die aan het delen deelnemen, verhogen. Het is belangrijk om niet alleen rekening te houden met de kosten die rechtstreeks vermeden worden voor

⁴⁰ Overweging 92 bis van de richtlijn energie-efficiëntie, herschikking ;

de distributienetbeheerder, die nauwkeurig gekwantificeerd kunnen worden, maar ook met de sociale en milieuvoordelen die uit deze maatregel zullen voortvloeien.

7.1.5.1.3. Mogelijkheid om af te wijken van de reflectieve aard van kosten

In het algemeen voorzien zowel de Europese richtlijnen als de Brusselse wetgeving in de toepassing van twee principes: kostenreflectiviteit en niet-discriminerende toepassing van tarieven.

Richtlijn 2019/944 bepaalt dat een van de taken van de regelgevende instanties erin bestaat ervoor te zorgen dat "de transmissie- en distributietarieven niet-discriminerend zijn en een weerspiegeling van de kosten vormen"⁴¹, als onderdeel van hun bevoegdheid om tarieven goed te keuren. Artikel 18, lid 1, van **Verordening 2019/943**^{er} bepaalt dat de tarieven voor het gebruik van netten "kostengeoriënteerd en transparant moeten zijn, rekening moeten houden met de noodzaak de veiligheid en flexibiliteit van het net te verzekeren, een afspiegeling moeten vormen van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte, structureel vergelijkbare netbeheerder, en op niet-discriminerende wijze moeten worden toegepast". Artikel 18, lid 2, van dezelfde verordening bepaalt dat "de tariefmethoden de vaste kosten van transmissie- en distributiesysteembeheerders weerspiegelen", en artikel 18, lid 7, bepaalt dat "distributietarieven een afspiegeling zijn van de kosten, rekening houdend met het gebruik van het distributiesysteem door systeemgebruikers, met inbegrip van actieve afnemers". Het artikel voegt hieraan toe dat "distributietarieven elementen kunnen bevatten die verband houden met de capaciteit van de netaansluiting en kunnen variëren naargelang van het verbruiks- of productieprofiel van de netgebruikers".

ACER vat het samen door te stellen dat "elektriciteitstarieven in het algemeen bedoeld zijn om de kosten van een monopolistische systeembeheerder terug te verdienen en tegelijkertijd efficiëntie te stimuleren. Het terugverdienen van de kosten is de kerndoelstelling van de tarieven. Efficiëntie heeft voornamelijk betrekking op de kostenreflectie en de economische signalen die naar de netgebruikers worden gestuurd voor een optimaal gebruik van het net". ACER voegt hier echter aan toe dat tarieven netwerkgebruikers kunnen stimuleren om hun gedrag aan te passen.

In zijn publicaties herhaalt het CEER ook het principe dat distributietarieven een prijssignaal naar de markt sturen, op basis waarvan de verbruikers het evenwicht kunnen bepalen tussen het gebruik van het net en het aanpassen van hun verbruik. Opdat dit prijssignaal doeltreffend zou zijn, is het essentieel dat de tarieven de kosten van de geleverde dienst weerspiegelen.

Deze bepalingen werden omgezet in **de elektriciteitsordonnantie** in artikel 9quinquies, paragraaf 1^{er}, 2^o, dat bepaalt dat de tariefmethodologie de noodzakelijke of efficiënte kosten moet dekken om de verplichtingen van de DNB na te komen, en in artikel 9quinquies, paragraaf 1^{er}, 14, dat bepaalt dat de tarieven de DNB in staat moeten stellen "al zijn kosten en een normale kapitaalopbrengst terug te verdienen". Wat de actieve afnemers betreft, bepaalt artikel 13bis, lid 4, van de ordonnantie ook dat "alle tarieven of vergoedingen voor toegang tot het net die voor actieve afnemers gelden, niet-discriminerend en evenredig zijn, de door hun activiteiten voor het net gegenereerde kosten weerspiegelen en een onderscheid maken tussen kosten die worden aangerekend voor geïnjecteerde elektriciteit en voor opgenomen elektriciteit".

ACER heeft echter positief geadviseerd over de mogelijkheid om gedifferentieerde tarieven of vrijstellingen toe te passen binnen dezelfde gebruikersgroep, mits aan bepaalde voorwaarden wordt voldaan. Verschillende lidstaten passen verschillende regels toe op bepaalde netgebruikers om verschillende redenen (differentiatie platteland/stad, belastingscurve, beschikbare technologie aan de meter, enz.) ACER concludeert dat "vrijstellingen, gedeeltelijke vrijstellingen of kortingen op de betaling van de reflectiekosten door een netgebruiker alleen worden verleend als daar gegronde redenen voor zijn. Daarom

⁴¹ Overweging 81, Richtlijn 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU, PB L 158/125 van 14 juni 2019, gelezen in samenhang met artikel 59 van de richtlijn.

moet de noodzaak van een afwijkende behandeling zorgvuldig worden overwogen en na verloop van tijd opnieuw worden beoordeeld door de NRI's". ACER heeft daarom bepaalde voorwaarden gedefinieerd voor het toepassen van gedifferentieerde tarieven: deze tarieven moeten gerechtvaardigd zijn (de reden waarom het noodzakelijk is om ze toe te passen moet worden toegelicht), ze moeten voor een tijdelijke periode worden toegepast en aan het einde van deze periode moet de regulator onderzoeken of het noodzakelijk is om ze te handhaven.

Wat betreft de mogelijkheid om gedifferentieerde tarieven toe te passen voor verschillende groepen van netgebruikers, of gedifferentieerde tarieven naargelang de tijd, merkt ACER in het bijzonder op dat de invoering van nieuwe elektrische belastingen (verwarming en elektrische voertuigen) mogelijk zal vereisen dat de tarieven worden gedifferentieerd om kostenreflectief te zijn.

7.1.6. Niet-periodieke tarieven voor aansluitingen

De niet-periodieke tarieven die in deze studie worden geanalyseerd, zijn de tarieven die betrekking hebben op LV-aansluitingen tot 56 kVA (installatie van nieuwe aansluitingen en wijziging van bestaande aansluitingen), d.w.z. de volgende tarieven:

- **Verbindingen :**
 - EBT58 : Installatie van een elektrische aansluiting tot 56 kVA
 - EBT60: Versterking (zonder verplaatsing) van een elektrische aansluiting tot 56 kVA
 - EBT65: Verplaatsing van een elektrische aansluiting tot 56 kVA met of zonder versterking
- **Tellers :**
 - EBT10 : Installatie van een elektriciteitsmeter in een elektriciteitskast tot 25 kVA
 - EBT32 : Installatie van een elektriciteitsmeter in een kast van 25 tot 56 kVA
 - EBT75 : Installatie van een elektriciteitsmeter op een bemeterde installatie tot 56 kVA
 - EBT40 : Installatie van een elektrische meter op een paneel met een vermogen tot 56 kVA
 - EBT20 : Verplaatsing, versteviging, vervorming van een elektriciteitsmeter in een elektriciteitskast tot 25 kVA
 - EBT21 : Vervorming van een elektrische meter in een kast voor tariefmotivatie (gaat onder 13 kVA)
 - EBT88: Verplaatsing, versterking of vervorming van een op een bord gemonteerde elektriciteitsmeter met een vermogen tot 25 kVA
 - EBT89 : Vervorming van een elektrische meter op een bord voor tariefmotivatie (gaat onder 13 kVA)
 - EBT76: Verplaatsing, versterking of vervorming van een elektriciteitsmeter tot 56 kVA op een bemeterde installatie
 - EBT50: Verplaatsing, versterking of vervorming van een elektriciteitsmeter met een vermogen tussen 25 en 56 kVA

Potentiële wijzigingen in niet-periodieke aansluittarieven worden geanalyseerd in het licht van de algemene doelstelling van het streeftarief, namelijk het minimaliseren van de toename van de piekvraag veroorzaakt door nieuw gebruik, terwijl de kostenreflectiviteit van deze tarieven, die essentieel is, behouden blijft.

Het tarief 2020-2024 voor het installeren van een nieuwe aansluiting tot 56 kVA omvat het tarief voor het installeren van een elektriciteitsaansluiting, tegen één prijs en dus onafhankelijk van de aansluitclassificatie, en het tarief voor het installeren van een nieuwe elektriciteitsmeter, dat met name

afhankelijk is van de meterclassificatie. Echter, aangezien de installatie van een slimme meter nu verplicht is voor alle nieuwe aansluitingen onder de huidige Elektriciteitsverordening, zoals in het geval van lokale productie of het gebruik van een oplaadpunt, begrijpen we dat de installatie van de meter wordt uitgevoerd zonder kosten.

De niet-periodieke tarifiering van nieuwe aansluitingen in Brussel omvat geen component toegang tot het net, zoals het geval is in Wallonië, waar de niet-periodieke tarifiering van nieuwe aansluitingen, naast de aansluitingscomponent (B) en de meetcomponent (C), een component toegang tot het net (A) omvat die wordt geprijsd in verhouding tot het ter beschikking gestelde vermogen (evenals een D-component, voor diverse aanvullende diensten, zoals in RBC). De toevoeging van een dergelijke A-component aan de tarifiering van aansluitingen in RBC zou door sommigen kunnen worden beschouwd als een doublure van de capaciteitscomponent van het geldende netgebruikstarief in RBC en van het voor RBC voorgestelde target evolved tarief. Dit capaciteitsaandeel, dat wij hebben voorgesteld om te verhogen, moedigt de DNB momenteel aan om het vermogen van zijn aansluiting te beperken tot minder dan 13 kVA, zonder enige bijkomende stimulans om naar een lager vermogen over te gaan, terwijl de inwerkingtreding van de tarifiering van het capaciteitsaandeel op basis van het onderschreven vermogen, zoals hierboven aanbevolen, een bijkomende stimulans zal zijn voor de DNB om het vermogen van zijn nieuwe aansluiting, dat momenteel in de praktijk minstens 9,2 kVA (40 A bij 230 V enkelfasig) bedraagt, tot een minimum te beperken. In België en andere EU-landen is het gebruikelijk om één aansluitingsprijs te hanteren voor een breed scala aan LV-vermogens, omdat de aansluitingskosten een grote vaste component bevatten die onafhankelijk is van het vermogen.

De invoering van een niet-periodiek tarief voor de plaatsing van een aansluiting tot 56 kVA, gedifferentieerd volgens het gevraagde aansluitvermogen, met het goedkoopste tarief voor het door Sibelga voorgestelde minimumvermogen, namelijk 9,2 kVA, werd eveneens geëvalueerd. Deze maatregel heeft alleen zin als er, met inachtneming van de kostenreflectiviteit, voldoende verschil kan worden verkregen tussen het tarief voor 9,2 kVA en het tarief of de tarieven voor bijkomende aansluitvermogens, wat volgens Sibelga niet het geval is. Deze maatregel wordt dus niet aanbevolen.

In het kader van het niet-periodieke tarief voor nieuwe aansluitingen lijkt het echter aangewezen om een niet-periodiek tarief in te voeren voor het beschikbaar gestelde aansluitvermogen in €/kVA. Dit tarief is geen duplicaat van het periodieke capaciteitstarief, omdat het de aansluitgerechtigde aanmoedigt om het aansluitvermogen te optimaliseren bij de aanleg van een nieuwe aansluiting, terwijl het capaciteitstarief de aansluitgerechtigde aanmoedigt om het gebruik van dit aansluitvermogen te optimaliseren. Bovendien is het de ontwikkelaar of eigenaar die aan dit tarief onderworpen zal zijn, niet noodzakelijk de netgebruiker. Tot slot zullen de inkomsten uit dit nieuwe niet-periodieke tarief in mindering worden gebracht van de kosten die worden toegerekend aan het tarief voor het gebruik van het net, ten voordele van de netgebruikers. Bepalingen in de aansluitcode van de technische voorschriften zouden een rechtsgrondslag creëren voor dit nieuwe niet-periodieke tarief.

Het bestaande niet-periodieke tarief voor de versterking van een elektrische aansluiting tot 56 kVA lijkt al een afschrikkend effect te hebben om LV-aansluitingsnemers aan te moedigen zo weinig mogelijk gebruik te maken van versterking (€ 1.695 in 2023 volgens het niet-periodieke tariefschema voor 2020-2024). De invoering van een niet-periodiek tarief voor het extra vermogen dat beschikbaar wordt gesteld in €/kVA als onderdeel van de versterking van een aansluiting lijkt echter ook gepast om de optimalisatie van het extra aansluitvermogen dat op het moment van de versterking wordt aangevraagd aan te moedigen.

Bovendien zal in alle situaties waarin een verzoek wordt gedaan om het meetvermogen te verhogen (of te verlagen), de meter moeten worden vervangen, wat betekent dat deze, krachtens artikel 24 ter van de elektriciteitsordonnantie, zal moeten worden vervangen door een intelligente meter. De relevante tarieffiches (EBT20/21/88/89/76) zullen dienovereenkomstig moeten worden aangepast. Deze verzoeken zullen de DNB de mogelijkheid geven om een overschakeling voor te stellen naar de tarifiering van het capaciteitsaandeel van het netgebruik op basis van het onderschreven vermogen, zodra de invoering ervan mogelijk is.

Tot slot is er zeer weinig innovatie geweest op het gebied van aansluitingsprijzen om de uitdagingen van de energietransitie aan te gaan. Dit is deels te wijten aan de dwingende noodzaak om de kosten van deze diensten weer te geven, waarvan de opbrengsten worden afgetrokken van de kosten van de DNB om te komen tot de RMA, en deels aan de moeilijkheid om flexibiliteitsmaatregelen in te voeren die gekoppeld zijn aan de aansluiting zonder in tegenspraak te zijn met de regels van de flexibiliteitsmarkt die zijn vastgelegd in het Europese wettelijke kader.

Deze innovaties omvatten intelligente aansluitingsaanbiedingen⁴² (ORI), die worden gepromoot door de Franse regelgevende instantie CRE. Er zijn twee soorten ORI:

- **ORI's voor producenten:** deze bestaan uit een aanbod om een installatie voor de opwekking van hernieuwbare energie aan te sluiten tegen een lagere prijs en binnen een kortere termijn dan de zogenaamde referentieaansluitingen (gelijk aan niet-periodieke tarieven), in ruil voor de aanvaarding door de producent van occasionele beperkingen van zijn opwekking. Ze komen tegemoet aan de uitdaging om productiefaciliteiten snel en tegen lagere kosten voor de DNB te integreren in gebieden waar congestie optreedt. ORI-opwekking is nu toegestaan onder Franse regelgeving en wordt geïndustrialiseerd door de grootste DNB van Frankrijk (Enedis, die 95% van Frankrijk bestrijkt).
- **ORI's voor consumenten:** deze bestaan uit een aanbod om een consumenteninstallatie aan te sluiten tegen een lagere prijs dan de zogenaamde referentieaansluitingsaanbiedingen (gelijk aan niet-periodieke tarieven), in ruil voor verschillende flexibiliteitsdiensten (nog niet precies gedefinieerd). CRE had de Franse overheid aanbevolen om de invoering van ORI's voor consumenten toe te staan. Volgens CRE zou een dergelijk kader het mogelijk maken om innovatieve aansluitingen uit te breiden naar busdepots en wagenparken van elektrische voertuigen, en de ontwikkeling van opslag in netwerken met beperkingen vergemakkelijken. De regelgeving met betrekking tot de aansluiting van consumenten is echter niet gewijzigd om dergelijke IRO's mogelijk te maken, maar de overheid heeft niettemin eind 2021 een werkgroep voor aansluiting gelanceerd, die zou moeten resulteren in een voorstel om bepaalde delen van de energiecode met betrekking tot aansluiting te herzien, waarbij IRO's voor consumenten op de agenda van de werkgroep staan.

Wij vinden het niet aangewezen om IRO's op te richten voor producenten in RBC, aangezien Sibelga nauwelijks problemen heeft met congestie in verband met gedecentraliseerde hernieuwbare productie.

Evenmin achten wij de invoering van IRO's voor RBC-consumenten passend, gezien de moeilijkheid, zo niet de onmogelijkheid, om dergelijke aanbiedingen te implementeren in overeenstemming met de regels van de flexibiliteitsmarkt.

⁴² Bron: [CRE-rapport getiteld "Feedback from smart grid demonstrators" - mei 2022](#)

8. Voorgestelde wijzigingen in de tarieven voor gasdistributie

De wijzigingen die werden ingevoerd door de methodologie 2020-2024 (onafhankelijkheid van de meetinfrastructuur bij het bepalen van het gebruikstarief, afschaffing van het capaciteitstarief voor de op afstand gemeten afnemers en de degressiviteitsfactor T5) waren belangrijke wijzigingen en BRUGEL wil een stabiele tariefstructuur behouden voor de periode 2025-2029.

Om de invoeringskosten voor de verschillende marktspelers van een nieuwe vorm van tarifiering voor gasdistributie te vermijden, en bij gebrek aan een noodzaak, wordt niet aanbevolen om de opzet van de gastarieven fundamenteel te herzien.

Met een betere parametrisering zouden de doelstellingen van BRUGEL echter beter kunnen worden bereikt zonder de markt te verstoren.

De *feitelijke* subsidie voor kleinschalig verbruik in het tarief voor 2020-2024 lijkt daarom niet te rechtvaardigen.

In het kader van de energietransitie is het niet gepast om verbruik te subsidiëren (warmwaterproductie, bijverwarming) dat gemakkelijk kan worden vervangen door koolstofarme alternatieven.

Bovendien suggereren publicaties⁴³ dat methaanlekken vaker verband houden met kleinschalig verbruik (gasfornuizen) dan met grootschaliger verbruik (verwarming).

In overeenstemming met de tariefprincipes en om haar doelstellingen zo doeltreffend mogelijk te bereiken, beveelt BRUGEL dan ook aan dat het tarief dat wordt toegepast op het kleinverbruik beter de kosten weerspiegelt die door deze distributie worden gegenereerd.

Concreet betekent dit een identiteit tussen T1 en T2, of op zijn minst een serieuze toenadering.

SIBELGA heeft de impact op de consument geanalyseerd van de invoering van één enkel tarief voor T1 en T2, op een niveau dat in de buurt ligt van het huidige T2-tarief. De conclusies kunnen als volgt worden samengevat:

- 50% van de T1-consumenten zouden hun distributiekosten met meer dan € 25 zien stijgen, maar met minder dan € 30, wat neerkomt op een verdubbeling van deze kosten;
- Voor T2-verbruikers zal het nieuwe tarief leiden tot een daling van de distributiekosten met minder dan €20/jaar, maar dit zal verhoudingsgewijs zeer klein zijn in vergelijking met hun totale distributiekosten (tussen 10% en 12% van de distributierekening van respectievelijk een gemiddelde of mediane residentiële verbruiker).

43 Methaan- en NOx-emissies van aardgasfornuizen, kookplaten en ovens in woonhuizen Eric D. Lebel, Colin J. Finnegan, Zutao Ouyang en Robert B. Jackson. Jackson Environmental Science & Technology 2022 56 (4), 2529-2539 DOI: 10.1021/acs.est.1c04707

9. Samenvatting van voorgestelde wijzigingen

Tarief voor netwerkgebruik :

URD	2020-2024	2025-2027	2028 en daarna
TMT, MT, TBT, BT \geq 56 kVA	Met piekmetering (AS IS)		
LV<56 kVA	Zonder piekmetering		
	Capaciteitsaandeel toegepast op het beschikbaar gestelde vermogen, met een weging van 20%, van toepassing op alle meters (conventioneel en slim)	<p>I/1/25: groter gewicht toegekend aan capaciteit (30 tot 40%)</p> <p>Zo snel mogelijk: capaciteitsaandeel toegepast op geabonneerd vermogen, voor DSU's die daarom vragen (installatie van een slimme meter met toestemming van DSU om persoonlijke gegevens te verzamelen)</p>	<p>Capaciteitsaandeel toegepast op het onderschreven vermogen :</p> <ul style="list-style-type: none"> Voor DSU's die zijn uitgerust met een slimme meter en die expliciet of impliciet toestemming geven om al hun persoonsgegevens in de meter te verzamelen: in dit geval schakelt de DSU over naar het geavanceerde tarief.
	<p>Enkel tarief :</p> <ul style="list-style-type: none"> Aandeel evenredig met energie zonder tijddifferentiatie Toepasbaar op conventionele en slimme meters 	<p>Enkel tarief :</p> <ul style="list-style-type: none"> Aandeel evenredig met energie zonder tijddifferentiatie Toepasbaar op conventionele en slimme meters 	<p>Enkel tarief :</p> <ul style="list-style-type: none"> Aandeel evenredig met energie zonder tijddifferentiatie Van toepassing op conventionele meters en slimme meters van DSU's die geen toestemming geven voor het verzamelen van hun persoonsgegevens
<p>Tarief van twee uur :</p> <ul style="list-style-type: none"> Proportionele energietoeslag met 2 tijdspannes (HP: 7u-10u wekdagen, HC: 22u-7u, weekends en feestdagen) Toepasbaar op conventionele en slimme meters 	<p>Tarief van twee uur :</p> <ul style="list-style-type: none"> Optie 1: status-quo Optie 2: afschaffing van de daluren tussen 7.00 en 22.00 uur in het weekend en op feestdagen vanaf 1 januari 2025. Toepasbaar op conventionele en slimme meters 	<p>Tarief van twee uur :</p> <ul style="list-style-type: none"> Afschaffing van de daluren tussen 7.00 en 22.00 uur in het weekend en op feestdagen als onderdeel van het twee-uurtarief. Van toepassing op conventionele meters en slimme meters van DSU's die geen (expliciete of impliciete) toestemming geven 	

			voor het verzamelen van hun persoonsgegevens.
	Geen geavanceerd tarief	Geen geavanceerd tarief	Geavanceerde verbruikssnelheid : <ul style="list-style-type: none"> • Proportioneel aandeel van 3 bereiken • Van toepassing op slimme meters van DSU's die expliciet of impliciet toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van al hun persoonsgegevens in de meter, en in het bijzonder voor het delen van energie van welke aard dan ook.
Energie delen	<p>Type A: proportioneel aandeel op 0 voor gedeelde energie</p> <p>Type B: HP/HC proportioneel delen tegen 50% van het tweeuurtarief voor gedeelde energie</p> <p>Type C: geen gedeelde energievoordelen</p> <p>Type D: geen gedeelde energievoordelen</p>	<p>Optie 1: status-quo</p> <p>Optie 2: Neerwaartse herkalibratie van het voordeel dat wordt toegekend aan het delen van energie voor de types A en B, indien nodig uitgebreid tot de types C en D. Dit voordeel wordt gekalibreerd om consistent te zijn met de raming van de gemiddelde toekomstige winst die wordt verkregen door het geavanceerde tarifieringssysteem toe te passen.</p>	<p>Voor het delen van energie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Optie 2: geen voordelen bovenop het geavanceerde tarief • Optie 1: naast het geavanceerde tarief genieten type A- en type B-deling (en type C- en type D-deling indien van toepassing) een extra voordeel op proportionele voorwaarden tijdens daluren.

Tarief voor meet- en meetactiviteiten: vanaf 1/1/25, behoud van een afzonderlijk tarief voor het gebruik van het net, onafhankelijk van het type meter en gebruik (optie 1), of afschaffing van dit tarief met integratie van de overeenkomstige kosten in het tarief voor het gebruik van het net (optie 2), of uitbreiding van dit tarief, onafhankelijk van het type meter en gebruik, tot een breder toepassingsgebied met inbegrip van gegevensbeheer (optie 3).

Toeslagen: de huidige tariefstructuur blijft ongewijzigd voor de periode 2025-2029.

Tarieven voor openbardienstverplichtingen: de huidige tariefstructuur blijft ongewijzigd voor de periode 2025-2029.

Vervoerstarieven: de huidige tariefstructuur blijft ongewijzigd voor de periode 2025-2029.

Niet-periodieke tarieven: vanaf 1/1/25, invoering van een nieuw niet-periodiek tarief voor het ter beschikking gestelde vermogen in €/kVA toegepast op het vermogen van de nieuwe aansluiting, en invoering van een nieuw tarief voor de versterking van de aansluiting in €/kVA toegepast op het bijkomende vermogen dat ter beschikking wordt gesteld in het kader van de versterking, als onderdeel van de tarieven voor nieuwe aansluitingen.