

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR ENERGIE IN HET BRUSSELS HOOFDSTEDELIJK GEWEST

Verslag over de motivering en positionering

in verband met de invoering van nieuwe
tariefmethodologieën die van toepassing zijn op de
beheerder van het Brusselse distributienet elektriciteit en
gas voor de periode 2025-2029

Deel 2: Tariff Design

19/03/2024

INHOUD

1.	Context en doel van het document	6
2.	Evolutie van de 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 elektriciteitspatronen.....	11
2.2.1.	Elektromobiliteit.....	11
2.2.2.	Elektrificatie van de behoeften aan verwarming / sanitair warm water (SWW)	18
2.2.3.	Stationaire opslagvoorzieningen	20
2.2.4.	Gedecentraliseerde productie	21
2.2.5.	Energiedeling (collectief zelfgebruik, deelname aan een energiegemeenschap, peer-to-peer) 24	
2.2.6.	Gecombineerde impact van de nieuwe toepassingen	25
3.	De mogelijkheden en grenzen van de geëvolueerde tarifiering.....	28
3.1.	Uitdagingen van de geëvolueerde tarifiering	28
3.2.	Potentieel voor het optimaliseren van de stromen en de grenzen van de geëvolueerde prijsstelling.....	28
3.3.	Nieuwe, geëvolueerde tariefstructuren in België.....	30
3.3.1.	Tarifiering van de laagspanningselektriciteitsdistributie in het Vlaams Gewest	30
3.3.2.	Tarifiering van de laagspanningselektriciteitsdistributie in het Waals Gewest.....	33
3.3.3.	Vergelijking en kwalitatieve beoordeling van toekomstige tarifieringen in het Vlaams en Waals Gewest.....	36
3.4.	Voorbeelden van geëvolueerde tariefstructuren die in Europa zijn geïmplementeerd in landen die slimme meters hebben ingevoerd	40
3.4.1.	Tarifiering van het gebruik van het elektriciteitsdistributienet in Frankrijk.....	40
3.4.2.	Tarifiering van het gebruik van het elektriciteitsdistributienet in Spanje.....	43
4.	Selectie van de geëvolueerde tariefstructuren die in detail moeten worden beoordeeld.....	46
4.1.	Alle overwogen tariefstructuren.....	46
4.2.	Beschrijving van de geanalyseerde tariefstructuren.....	49
4.2.1.	Inleidende punten met betrekking tot de tijdsdifferentiatieblokken en de tariefstructuur die van toepassing is op DNG's met een aansluitingsvermogen ≥ 56 kVA.....	49
4.2.2.	Tariefstructuur van het 'gemeten vermogen'-type, met tijdsdifferentiatie (tariefstructuur 1B) 50	
4.2.3.	Tariefstructuren van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie (tariefstructuren 2A en 2B)	52
5.	Gedetailleerde beoordeling van de geselecteerde tariefstructuren	56
5.1.	Evaluatiecriteria	56
5.2.	Beoordeling.....	58
5.2.1.	Tariefstructuur van het 'gemeten vermogen'-type met tijdsdifferentiatie (1B).....	58
5.2.2.	Tariefstructuur van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie met en zonder seizoensdifferentiatie (2A en 2B).....	62
5.3.	Samenvatting van de resultaten en aanbevelingen	67

6.	Analyse van de huidige tarifiering voor de distributie van laagspanningselektriciteit in het BHG: sterke en zwakke punten	72
6.1.	Huidige tarifiering (2020-2024)	72
6.2.	Sterke en zwakke punten van de huidige tarifiering	73
6.2.1.	Niet-periodieke tarieven	73
6.2.2.	Periodieke tarieven	74
7.	Voorgestelde richtsnoeren voor de evolutie in de tarifiering van de LS-elektriciteitsdistributie .	80
7.1.	Introductie van een geëvolueerde tarifiering op basis van slimme meters en een tarifiering die van toepassing is op de DNG's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonlijke gegevens en op de DNG's met klassieke meers.....	80
7.1.1.	Geëvolueerde tarifiering.....	80
7.1.2.	Tarifiering van toepassing op de DNG's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonlijke gegevens en op de DNG's met klassieke meters	84
7.1.3.	Prijspositionering van de geëvolueerde tarifiering	86
7.1.4.	Tijdschema voor de invoering van de beoogde tarifiering	86
7.1.5.	Beheer van de overgangperiode (van 1 januari 2025 tot de datum waarop de geëvolueerde tarifiering van kracht wordt).....	87
7.1.6.	Niet-periodieke tarieven voor aansluitingen	93
8.	Voorgestelde richtsnoeren voor de evolutie in de tarifiering van de gasdistributie.....	97
9.	Samenvatting van de voorgestelde ontwikkelingen.....	98

INDEX VAN DE TABELLEN

Tabel 1. Schatting van het aantal elektrische voertuigen in de periode 2024-2030 in het BHG (PA's en LBV'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-net.....	16
Tabel 3. Aantal warmtepompen in de periode 2024-2030, ELIA-scenario's.....	18
Tabel 4. Ontwikkelingsdoelstelling van de fotovoltaïsche elektriciteitsproductie in het BHG	21
Tabel 5. Evolutie van de geïnstalleerde fotovoltaïsche capaciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest over de periode 2017-2020	22
Tabel 6. Samenvatting van de gecombineerde impact van de EV's en de elektrificatie van de verwarmingsbehoeften in 2030 op de synchrone piek van het SIBELGA-net.....	26
Tabel 7. Vorm van tariefroosters per spanningsdomein.....	42
Tabel 8. Uurperiodes aangeboden aan particuliere klanten in Spanje vanaf 1 juni 2021	44
Tabel 9. Distributietarieven van toepassing vanaf 1 juni 2021 in Spanje.....	44
Tabel 10. Lijst van de 5 geëvolueerde tariefstructuren die overwogen werden in het kader van de werken in het eerste deel van fase 2 van module 1	46
Tabel 11. Netgebruikstarief voor de tariefstructuur 1B (DSG met een aansluitingsvermogen < 56 kVA, met communicerende meter).....	52
Tabel 12. Netgebruikstarief voor de tariefstructuur 2A voor de LS-afnemers met een aansluitingsvermogen < 56 kVA met communicerende meter	54
Tabel 13. Netgebruikstarief voor de tariefstructuur 2B voor de LS-afnemers met een aansluitingsvermogen < 56 kVA met communicerende meter.....	55
Tabel 14. Beoordeling van de 17 criteria voor de geselecteerde tariefstructuren	70

INDEX VAN DE FIGUREN

Figuur 1. 'Natuurlijk' oplaadprofiel.....	14
Figuur 2. Evolutie van het LS-opladen van Sibelga op een weekdag (donderdag)	14
Figuur 3. 'Geoptimaliseerd' oplaadprofiel.....	15
Figuur 4. Seizoensgebondenheid van het geschatte gemiddelde warmtepompverbruik in 2030 in België	20
Figuur 5. Profiel van de zonneproductie in België op 1 juli 2022	23
Figuur 6. Gemiddelde maandelijkse productiviteit van fotovoltaïsche installaties in België in 2020	23
Figuur 7. Verbruiksprofiel van het globale net van Sibelga (Infeed) en per klantencategorie op de dag waarop de piek van 2022 voor het globale net werd bereikt (winter, woensdag 26.01.2022, 730 MW)	48
Figuur 8. Verbruiksprofiel van het globale net van Sibelga (Infeed) en per klantencategorie op de dag waarop de piek van 2022 buiten de winter voor het globale net werd bereikt (donderdag 19/05/2022, 717 MW).....	48
Figuur 9. Gedetailleerde evaluatie van de tariefstructuur 1B (van het 'gemeten vermogen'-type met tijdsdifferentiatie).....	62
Figuur 10. Gedetailleerde beoordeling van de tariefstructuren 2A en 2B (van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie met en zonder seizoensdifferentiatie).....	67
Figuur 11. Gedetailleerde beoordeling van de tariefstructuren 1B (van het type gemeten vermogen met tijdsdifferentiatie), 2A en 2B (van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie met en zonder seizoensdifferentiatie).....	69

VERKLARENDE WOORDENLIJST

BEV	'Battery Electric Vehicle', volledig elektrische auto
LS	Laagspanning
DNB	Distributienetbeheerder
MS	Middenspanning
WP	Warmtepomp
PHEV	'Plug-in Hybrid Electric Vehicle', plug-inhybride
BHG	Brussels Hoofdstedelijk Gewest
DNG	Distributienetgebruiker
EV	Elektrisch voertuig
PA	Personenauto
LBV	Licht bedrijfsvoertuig (<=3,5 t)

I. Context en doel van het document

BRUGEL wil voor de volgende reguleringsperiode (2025-2029) een reguleringskader uitwerken dat de DNB Sibelga in staat stelt tarieven vast te stellen om zijn nuttige kosten optimaal te dekken in het kader van zijn wettelijke opdrachten 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 van de tariefstructuur voor de periode 2025-2029 motiveren. Hierbij dient opgemerkt dat de methodologieën die van toepassing zijn op de periode 2020-2024, tot meerdere wijzigingen en vereenvoudigingen van de toepasselijke tariefschema's voor de distributienetgebruikers geleid hebben. Niettemin zijn de toepasselijke periodieke distributietarieven bijvoorbeeld niet afhankelijk van het gebruik dat wordt gemaakt van de verdeelde energie. De invoering van nieuwe elektrische toepassingen zal het elektriciteitsverbruik (en de piekvraag) echter waarschijnlijk aanzienlijk wijzigen en/of verhogen, vooral voor 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 gemachtigd om een adviesopdracht uit te voeren over de studie naar de impact (voornamelijk economisch, maar ook sociaal, ecologisch, enz.) van de invoering van een andere tariefstructuur of -structuren dan deze die momenteel van kracht zijn in het Brussels Gewest. Het doel is het bestuderen en definiëren van de tariefstructuur (periodieke tarieven en aansluitingstarieven) voor de periode 2025-2029 en het formuleren van aanbevelingen voor de daaropvolgende tariefperiodes.

Deze studie is onderverdeeld 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 '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.

Het huidige document vormt het positionerings- en motiveringsverslag 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. Evolutie van de 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 de behoeften aan verwarming en sanitair warm water;
- stationaire opslagvoorzieningen;
- gedecentraliseerde productie;
- energiedeling.

Elektromobiliteit:

De ontwikkeling van de elektromobiliteit, d.w.z. het aantal elektrische voertuigen op de weg, leidt tot nieuwe elektriciteitsstromen die aan het net worden onttrokken om deze voertuigen op te laden. Deze stromen zullen afhangen van de vloot elektrische voertuigen en de manier waarop ze worden opgeladen.

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

- **Personenauto's**, afgekort '**PA**': dit zijn auto's die eigendom zijn van natuurlijke of rechtspersonen. Er zijn twee soorten elektrische PA's: volledig elektrische voertuigen (BEV's) en plug-inhybrides (PHEV's):
 - De huidige BEV's hebben batterijen met een capaciteit tussen 40 kWh en 60 kWh voor de voertuigen van het instap- en middensegment, en tussen 75 en 110 kWh voor de voertuigen van het hoogste segment met een groot bereik. Vandaag de dag hebben al deze voertuigen een actieradius van minstens 300 tot 400 km bij gemengd gebruik, en tot meer dan 600 km in het hoogste segment. Dit betekent dat in vergelijking met een gemiddeld gebruik (gemiddeld 20 km afgelegd per dag in België op weg naar het werk¹), de privé-BEV's slechts zelden publieke oplading nodig hebben voor lange ritten, van het snelle (50 kW DC²) of bij voorkeur ultrasnelle (150 tot 350 kW DC) type. Voor particulieren 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 plaats voor een gebruiker om

¹ Bron: Kerncijfers van de mobiliteit in België, FOD Mobiliteit en Vervoer (november 2021)
https://mobilit.belgium.be/sites/default/files/documents/publications/2023/Kerncijfers_Mobiliteit_Belgie_2022%20.pdf

² DC: 'Direct Current', gelijkstroom

op te laden). Bij gemiddeld 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 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 worden aangedreven door zowel een verbrandingsmotor als een 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), waarbij een hoger vermogen duidelijk overbodig is. Gezien hun korte actieradius maken PHEV's vaker gebruik van openbare AC-laadpunten dan BEV's⁴. PHEV's zijn slechts een overgangstechnologie die van de markt zal verdwijnen tegen 2035, 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 de PHEV-vloot echter groter dan de BEV-vloot, maar de belastingvoordelen voor dit type voertuig zullen tegen 2028 verdwijnen.

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

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

³ AC: 'Alternating Current', 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.

De belangrijkste uitdagingen in het kader van deze studie over netwerkstarieven hebben daarom betrekking op het opladen van PA's en, in mindere mate, LBV's.

In deze studie maken we een 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 inzake nettatarifiering is het voorkomen van een wildgroei van particuliere oplaadpunten met een vermogen boven dit vermogensbereik;
- opladen in flatgebouwen, via de stroomvoorziening van de gemeenschappelijke delen: dit omvat ook thuis opladen met wisselstroomlaadpunten met een typisch vermogen tussen 3,7 en 7,4 kW;
- opladen op de openbare weg: 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 vooral bedoeld voor snelwegstations en vereist in alle gevallen een aansluiting op het MS-netwerk. Hiervoor moet de stroom die de terminals nodig hebben altijd beschikbaar zijn. Daarom behandelen we dit niet in de context van deze studie over de tarifiering.

Elektrificatie van de behoeften aan verwarming en sanitair warm water:

De elektrificatie van deze behoeften betekent in wezen het vervangen van de verwarming en productie van sanitair warm water (SWW) op gas door elektriciteit door het installeren van warmtepompen (WP) of elektrische boilers voor SWW. 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 deze vaststelling door de penetratiegraad van de warmtepompinstallaties in België in 2020 ⁵op 0,7% te schatten.

In deze studie maken we een onderscheid tussen de volgende gebruikssituaties:

- de elektrificatie van de verwarmings- en SWW-behoeften in eengezinswoningen (WP's en elektrische boilers);
- de elektrificatie van de verwarmings- en SWW-behoeften in flatgebouwen (WP's en elektrische boilers);
- de elektrificatie van de verwarmings- en SWW-behoeften van professionele LS-klanten.

Stationaire opslagvoorzieningen:

De ontwikkeling van stationaire opslagsystemen wordt ook gestimuleerd door de toename van het aantal prosumenten in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Het gebruik van batterijen maximaliseert het zelfverbruikpotentieel van deze spelers. Meer specifiek gaat het om individuele consumenten of professionals. Daarnaast leidt de ontwikkeling van de elektrische mobiliteit ook tot het ontstaan van een nieuwe use case op de middellange termijn (2030+): 'vehicle-to-grid', met een tweerichtingsstroom van elektriciteit tussen de batterij van het voertuig en het elektriciteitsnet. Er zijn nog maar weinig toepassingen ontwikkeld, maar deze use case betreft opnieuw zowel individuele als professionele consumenten. In de context van gemeenschappelijke energieproductieprojecten moet ook de ontwikkeling van collectieve opslagsystemen op het laagspanningsnet worden overwogen.

In het kader van deze studie maken we dus een onderscheid tussen de volgende gebruikssituaties:

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

- de systemen stroomafwaarts van een individuele laagspanningsaansluiting (eengezinswoning, appartement, kleine onderneming);
- de systemen in een collectief woongebouw, aangesloten via de gemeenschappelijke stroomvoorziening;
- de systemen voor collectief gebruik op het laagspanningsnet op wijkniveau (gemeenschap);

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

Gedecentraliseerde productie:

Het energie-klimaatplan 2030 van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ondersteunt sterk de ontwikkeling van de middelen voor hernieuwbare energieproductie en voornamelijk dan de ontwikkeling van middelen voor de fotovoltaïsche elektriciteitsproductie. Het gewest streeft daarom naar 470 GWh aan jaarlijkse gedecentraliseerde elektriciteits- en warmteproductie tegen 2030, waarvan 185 GWh aan elektriciteitsproductie van fotovoltaïsche herkomst. Deze ambities zullen resulteren in de ontwikkeling van:

- productie-eenheden die in laagspanning zijn aangesloten;
- productie-eenheden die in hoog-/middenspanning zijn aangesloten.

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

Energiedeling:

Sinds 2020 werden er 5 proefprojecten voor energiedeling ontwikkeld in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. Er zijn verschillende soorten energiedeelprojecten: peer-to-peer delen, delen binnen eenzelfde gebouw of delen binnen een energiegemeenschap. Deelnemers krijgen een rekening voor gedeelde elektriciteit, met een deel van de elektriciteit tegen een prijs die is overeengekomen tussen de projectdeelnemers, en een deel van het elektriciteitsnet. Sibelga maakt een onderscheid tussen 4 soorten van projecten om de toepasselijke distributietarieven te bepalen: in hetzelfde gebouw (type A), onder dezelfde MS/LS-netcabine (type B), buiten dezelfde MS/LS-netcabine en onder dezelfde Elia-leveringspost (type C) of buiten de Elia-leveringspost (type D). Deze projecten zullen de ontwikkeling van lokale hernieuwbare elektriciteitsproductie en het lokale verbruik van gedeelde energie stimuleren.

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

- prosumenten en flexibiliteit van de lokale vraag;
- gemeenschappen die beperkt zijn tot een enkele aansluiting (woongebouw);
- peer to peer;
- gemeenschappen die al of niet van stroom worden voorzien door hetzelfde laagspanningsnet.

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

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-STUDIE-20180619-26), definieert het ontwikkelingstraject voor elektrische voertuigen een doelstelling van 52.500 voertuigen in 2030.

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

Rekening houdend met de 'Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 - 2032' van ELIA, gepubliceerd in juni 2021, die voor het gedeelte over de elektrische mobiliteit gebaseerd is op de veronderstellingen van haar studie 'Accelerating to net zero: redefining energy and mobility' van november 2020, zijn onze ontwikkelingsperspectieven immers sterk toegenomen.

De volgende tabel toont de trajecten voor elektrische voertuigen aangenomen door ELIA in haar scenario's 'Central', 'WAM' (with additional measures, hoog scenario) en 'WEM' (with existing measures, 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 personenauto's in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest vertegenwoordigt ten opzichte van de totale vloot in België (8,2%)⁶:

⁶ Bron: Statbel, op 1 augustus 2022

Tabel 1. Schatting van het aantal elektrische voertuigen in de periode 2024-2030 in het BHG (PA's en LBV's, BEV's en PHEV's) in de ELIA 2021-scenario's

Scenario	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perimeter: België							
ELIA adequacy 2021 – Central	180 000	200 000	500 000	700 000	1 000 000	1 200 000	~1 425 000
ELIA adequacy 2021 – WAM	~600 000	~700 000	~850 000	~1 000 000	1 150 000	1 300 000	~1 425 000
ELIA adequacy 2021 – WEM	180 000	200 000	300 000	~380 000	~410 000	500 000	~590 000
Perimeter: Brussels Hoofdstedelijk Gewest							
ELIA adequacy 2021 – Central Extrapolatie BHG	14 760	16 400	41 000	57 400	82 000	98 400	116 850
ELIA adequacy 2021 – WAM Extrapolatie BHG	49 200	57 400	69 700	82 000	94 300	106 600	116 850
ELIA adequacy 2021 – WEM Extrapolatie BHG	14 760	16 400	24 600	31 160	33 620	41 000	48 380

Vergeleken met de studie die Brugel in 2018 uitvoerde, verdubbelen ELIA's Central- 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.

Daarnaast schat de Visie over 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://leefmilieu.brussels/sites/default/files/user_files/note_vision_regionale_bornes_nl.pdf

Momenteel wordt de laatste hand gelegd aan het Delivery Plan met betrekking tot de ontplooiingsstrategie voor herlaadinfrastructuur in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest. De informatie die beschikbaar is in de huidige versie wijst op een zeer ambitieuze ontwikkeling van elektrische voertuigen in het gewest, met een wagenpark van 245.715 elektrische voertuigen in 2030, bestaande uit:

- 143.696 personenauto's (exclusief PHEV's);
- 37.875 bedrijfswagens (exclusief PHEV's);
- 5.045 voertuigen van het PHEV-type;
- 2.749 taxi's;
- 1.898 deelvoertuigen;
- 54.452 bestelwagens voor leveringen.

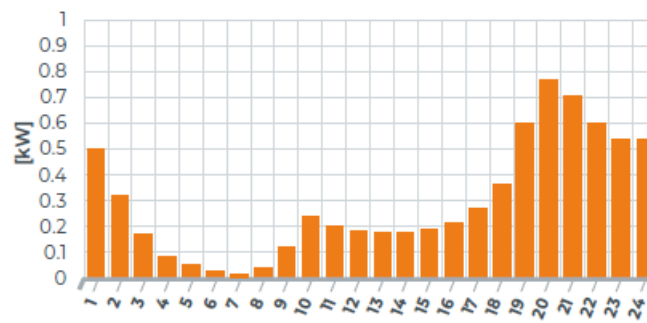
Daarnaast schat het rapport dat er in 2030 113.468 elektrische voertuigen zullen worden gebruikt door pendelaars die actief zijn in het gewest. Het oplaadprofiel van de voertuigen van de pendelaars moet worden onderscheiden van dat van andere voertuigen: een groot deel van deze elektrische voertuigen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

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 (Delivery Plan) in 2030 in het BHG.

Evolutie van bijbehorende elektriciteitspatronen:

De impact van het opladen van elektrische voertuigen op de bijbehorende elektriciteitsstromen hangt af van de laadprofielen die in de praktijk zullen worden waargenomen. De belangrijkste impact op het netwerk is de toename van de synchrone piek van het LS-net (en de synchrone piek stroomafwaarts van elke MS-LS-cabine) als gevolg van het thuisladen. Uiteraard worden voertuigen meestal aan het einde van de werkdag in de vroege avond thuis bij de gebruikers 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 en niet essentieel is vanuit het oogpunt van de gebruikers van BEV's die een goede actieradius hebben waarbij 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 (zie Figuur 1. 'Natuurlijk'). e

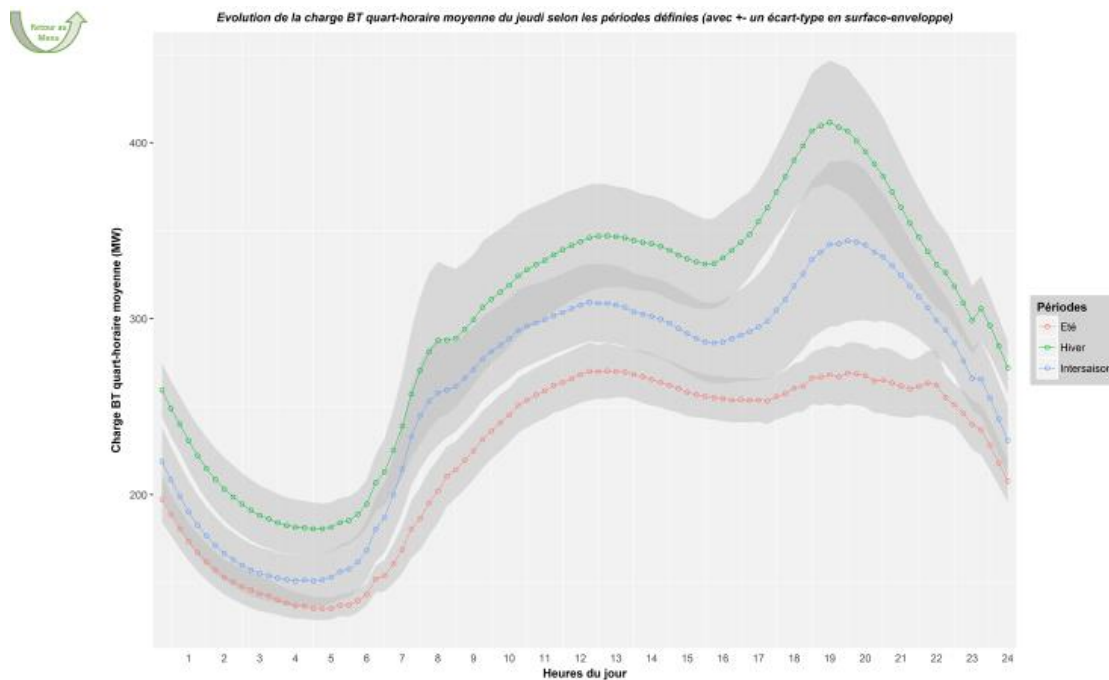
Figuur 1. 'Natuurlijk' oplaadprofiel



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

Een dergelijk oplaadprofiel heeft een aanzienlijke impact op het LS-netwerk, aangezien de piek van het profiel ook overeenkomt met de synchrone piek van het LS-net van Sibelga (tussen 19u en 20u). De ontwikkeling van elektrische voertuigen met oplading op basis van een natuurlijk profiel zal aanzienlijk bijdragen tot een toename van de synchrone belastingspiek op het LS-net. De bijdrage van het natuurlijk opladen aan de synchrone piek zou ongeveer 0,8 kW/EV zijn op basis van de aannames van ELIA.

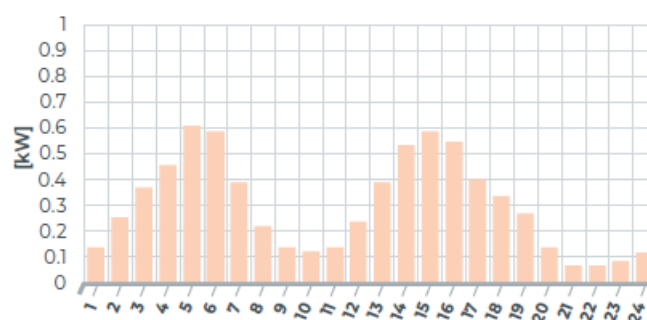
Figuur 2. Evolutie van het LS-opladen van Sibelga op een weekday (donderdag)



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

Het is belangrijk op te merken dat ELIA van mening is dat deze impact op de netwerkpiek aanzienlijk kan worden verminderd door het opladen van voertuigen overdag en 's nachts te spreiden met behulp van zogenaamde 'smart charging'-maatregelen (zoals aangepaste tariefsignalen). Met dergelijke maatregelen verwacht ELIA dat de impact van het laden van elektrische voertuigen tijdens piekuren ongeveer 0,3 kW per EV zal zijn (zie het 'geoptimaliseerde' gemiddelde oplaadprofiel hieronder). In het 'Central'-scenario van haar Adequacy-studie gaat ELIA ervan uit dat het geoptimaliseerde opladen via 'smart charging' in 2028 door gemiddeld 32% van de elektrische voertuigen zal worden gebruikt en vanaf 2030 door 50%. Daarin schuilt de hele uitdaging voor de toekomstige geëvolueerde tarifiering van Sibelga om de stijging van de piekvraag als gevolg van het opladen van elektrische voertuigen te matigen.

Figuur 3. 'Geoptimaliseerd' oplaadprofiel



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

Hierbij dient opgemerkt dat Fluvius in haar investeringsplan 2023-2032⁸ schat dat de impact van het elektrisch opladen op het LS-net het grootst zal zijn tussen 17u en 20u, en dat het opladen van de EV's dus een impact zal hebben op de avondpiek die op haar net zal worden waargenomen. Bovendien schat Fluvius dat de bijdrage aan de synchrone netpiek van het opladen van een elektrisch voertuig gemiddeld 4,5 kW/EV bedraagt. Fluvius schat namelijk dat het gemiddelde vermogen dat nodig is om een EV op te laden 7,5 kW bedraagt, waarop een gelijktijdigheidscoëfficiënt van 60% wordt toegepast tijdens de avondpiek van het elektriciteitsnet. Het resultaat van Fluvius is meer dan 5 keer hoger dan dat van Elia bij een 'natuurlijk' oplaadprofiel. Naar onze mening is de visie van Fluvius overdreven, vooral omdat het gemiddelde laadvermogen 7,5 kW bedraagt, wat hoger is dan het vermogen van laadpunten die aangepast zijn aan het typische opladen van een personenauto, gaande van 3,7 kW tot 7,4 kW.

De Synergrid-studie, uitgevoerd in 2019, benadrukt het belang van het oplaadprofiel bij de beoordeling van de impact van het opladen van EV's op de belastingspiek. De studie schat dat de bijdrage aan de synchrone netwerkpiek van het opladen van een elektrisch voertuig gemiddeld 1,62 kW/EV bedraagt voor het HIGH-scenario (dat uitgaat van een oplading bij gemiddeld 6 kW) en 0,5 kW/EV voor het LOW-scenario (dat uitgaat van een oplading bij gemiddeld 4 kW). De resultaten van deze studie wijzen op een bijdrage aan de piekvraag die zich tussen de schattingen van Fluvius en Elia

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

voor het HIGH-scenario situeert en dicht bij die van ELIA voor het LOW-scenario aanleunt. De Synergrid-studie werd bijgewerkt in 2022 en het zal interessant zijn om de waarden in het rapport van 2019 te vergelijken met de meest recente gegevens die beschikbaar zijn.

Op basis van deze elementen moet bijzondere aandacht worden besteed aan de ontwikkeling van deze use case die een grote impact zal hebben op het LS-net 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-net

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 Central-scenario Piekbijdrage per EV: ELIA (geoptimaliseerd oplaadprofiel)	116 850	0,3	+35,1
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: ELIA (natuurlijk oplaadprofiel)	116 850	0,8	+93,5
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: Fluvius	116 850	4,5	+525,8
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: Synergrid (LOW)	116 850	0,5	+58,4
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: Synergrid (HIGH)	116 850	1,62	+189,3
Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: ELIA (geoptimaliseerd oplaadprofiel)	245 715	0,3	+73,7

Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: ELIA (natuurlijk oplaadprofiel)	245 715	0,8	+196,6
Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: Fluvius	245 715	4,5	+1105,7
Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: Synergrid (LOW)	245 715	0,5	+122,9
Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: Synergrid (HIGH)	245 715	1,62	+398,1

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

In de wetenschap dat de synchrone piek van Sibelga tussen 2015 en 2021 gestaag daalde van 859,6 MW naar 746,3 MW, zou, ceteris paribus, het opladen van elektrische voertuigen in 2030 de synchrone piek doen toenemen tot 781,4 MW (geoptimaliseerd oplaadprofiel van ELIA) en 935,6 MW (HIGH-scenario van Synergrid), rekening houdend met het ontwikkelingstraject van de vloot elektrische voertuigen in het Central-scenario van ELIA. Aan de andere kant zou de evolutie van de synchrone netpiek aanzienlijker toenemen met de hypothesen van het Delivery Plan, tot tussen 820 MW (geoptimaliseerd oplaadprofiel van ELIA) en 1144,4 MW (HIGH-scenario van Synergrid).

We stellen vast dat de invoering van gepaste tarifaire maatregelen 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 dat voortvloeit uit het Central-scenario van ELIA of het Delivery Plan. Aan de andere kant, als er geen specifieke maatregelen worden genomen om het opladen van elektrische voertuigen te optimaliseren, zou de synchrone netpiek in 2030 hoger zijn dan in 2015 als rekening wordt gehouden met het aantal EV's dat voortvloeit uit het Delivery Plan, ongeacht welke van de 4 hierboven beschreven hypothesen voor de piekbijdrage per EV wordt gebruikt (natuurlijk oplaadprofiel van ELIA, Synergrid LOW, Synergrid HIGH en Fluvius). Tegen 2030 zou de zaak op wereldschaal dus geen uitstel mogen gedogen, op voorwaarde dat er passende tarifaire maatregelen geïmplementeerd zullen zijn. Niettemin moet er aandacht worden besteed aan de lokale impact van de ontwikkeling van particuliere oplaadpunten, die geconcentreerd kunnen zijn op specifieke delen van het netwerk in het BHG (voornamelijk woongebieden).

Bovendien zou de piekbijdragehypothese door EV's van Fluvius leiden tot een piek die meer dan twee keer zo hoog is als in 2015, rekening houdend met het aantal elektrische voertuigen dat is gedefinieerd in het Delivery Plan.

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

2.2.2. Elektrificatie van de behoeften aan verwarming / sanitair warm water (SWW)

Ontwikkelingsperspectieven:

De in 2018 uitgevoerde studie over de invoering van een capaciteitsstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (BRUGEL-STUDIE-20180619-26) voorspelt een aanzienlijke groei van het aantal warmtepompen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest tussen 2013 en 2030, waarbij de penetratiegraad van 0,1% (d.w.z. 580 warmtepompen) naar 10% zou stijgen (52.500 warmtepompen). Anderzijds neemt de elektrificatie van sanitair warm water niet veel toe, met een penetratiegraad die stijgt van 18% in 2013 (90.300 installaties) naar 20% in 2030 (105.000 installaties).

Het rapport van Schwartz and Co voor de CWaPE⁹, een studie over de macro-economische ontwikkelingen in de elektriciteits- en gasdistributiesector, gepubliceerd in 2021, presenteert het ontwikkelingspotentieel van WP's voor de periode 2024-2028 in Wallonië op basis van gegevens verzameld bij de 5 DNB's die actief zijn in het gewest. In 2028 wordt het aantal geïnstalleerde warmtepompen in Wallonië geschat 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 tot een potentiële doelstelling van 16.336 WP's in 2028 in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest leiden.

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

- De penetratiegraad in elk gewest van België dezelfde is als de nationale penetratiegraad;
- Het aantal woningen in Brussel in 2030 525.000 zal bedragen. Deze veronderstelling is afkomstig van 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
Perimeter: België							
ELIA adequacy 2021 – Central	1,30%	1,40%	1,90%	2,30%	2,70%	3,20%	3,60%
ELIA adequacy 2021	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>

– WAM							
ELIA adequacy 2021 – WEM	1,30%	1,40%	1,60%	1,75%	1,90%	2,10%	2,30%
Perimeter: Brussels Hoofdstedelijk Gewest							
ELIA adequacy 2021 – Central Extrapolatie Brussel	6 825	7 350	9 975	12 075	14 175	16 800	18 900
ELIA adequacy 2021 – WAM Extrapolatie Brussel	8 400	9 450	11 550	13 125	15 225	17 063	18 900
ELIA adequacy 2021 – WEM Extrapolatie Brussel	6 825	7 350	8 400	9 188	9 975	11 025	12 075

Het ontwikkelingspotentieel dat wordt verkregen door extrapolatie van de resultaten van ELIA is vergelijkbaar met het potentieel dat wordt beoordeeld op basis van de gegevens die rechtstreeks door de Waalse DNB's worden meegedeeld. We schatten dat het aantal warmtepompen aanzienlijk zal toenemen tussen nu en 2030. Het gebruik van warmtepompen zal parallel lopen met de installatie van klassieke elektrische verwarmingssystemen, die een aanzienlijke penetratiegraad zouden kunnen hebben in de Brusselse huurwoningen, gezien de lagere kosten in vergelijking met een warmtepomp. De hypothese inzake de uitrol van warmtepompen in 2030 in de studie van Brugel uit 2018 lijkt ons overschat: ze is meer dan twee keer zo hoog als de resultaten verkregen vanuit de ELIA-trajecten of de studie uitgevoerd voor de CWaPE.

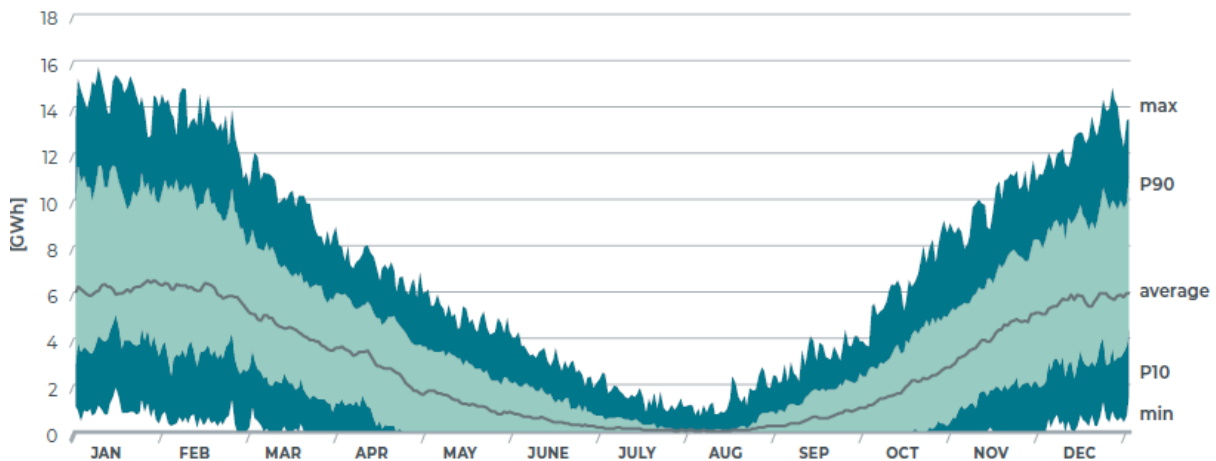
We zijn het echter eens met de uitrolhypothese met betrekking tot de verwarming van sanitair water: er is niets tastbaars dat erop wijst dat deze gebruikssituatie zich aanzienlijk zal ontwikkelen. De evolutie van de installaties moet daarom op een betrouwbaar niveau blijven, zoals aangegeven in de studie over de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

Evolutie van bijbehorende elektriciteitspatronen:

Net zoals bij het opladen van EV's zullen warmtepompen voor residentieel gebruik voornamelijk leiden tot een toename van de avondpiekbelasting op het LS-net van Sibelga. Er zijn namelijk verschillende terreinstudies uitgevoerd in Europa, waaronder 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 is gebaseerd op warmtepompen met een thermisch vermogen van ongeveer 8 kW (een hypothese die overeenkomt met een geïnstalleerde residentiële warmtepomp), laat zien dat de avondpiek ongeveer 1,4 kW/WP bedraagt. Als de 18.900 warmtepompen in het ELIA 2030-scenario worden beschouwd als residentiële warmtepompen, dan zou dit leiden tot een toename van de synchrone piek van ongeveer 26,5 MW. De inaanmerkingneming van niet-residentiële warmtepompen zal later becijferd worden.

Gezien het geobserveerde potentieel van de warmtepompen is de impact van de uitrol op de elektriciteitspatronen gematigder dan die veroorzaakt door de toename van de elektrische mobiliteit, maar vertegenwoordigt een nieuwe factor in de toename van de avondpiek (19u) met een onderscheidend criterium: een zeer sterke seizoensgebondenheid. In de zomer zal de impact relatief klein zijn, terwijl in de winter het elektriciteitsverbruik van de warmtepompen met een factor 10 of meer zal toenemen, volgens de schattingen van ELIA.

Figuur 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 opslagvoorzieningen

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 elektriciteitspatronen. Zoals in het rapport wordt uitgelegd, zijn de twee belangrijkste opslagsystemen die de komende jaren waarschijnlijk zullen worden ontwikkeld:

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

Het publieke rapport van Schwartz and Co voor de CWaPE¹⁰, een studie over de macro-economische ontwikkelingen in de elektriciteits- en gasdistributiesector, gepubliceerd in 2021, presenteert het ontwikkelingspotentieel van stationaire opslagsystemen en hun bijdrage aan het verkleinen van de belastingspiek op het net voor de periode 2024-2028 in Wallonië op basis van gegevens verzameld bij de 5 DNB's die actief zijn in het gewest. In 2028 wordt het aantal systemen in Wallonië geschat op 30.542, met een totale capaciteit van 193,2 MW. Een extrapolatie van deze resultaten, gebaseerd op het percentage dat de bevolking van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest vertegenwoordigt ten opzichte van de totale bevolking van België, stemt overeen met de uitrol van 10.196 inrichtingen voor een globale capaciteit van 64,54 MW in 2028 in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest.

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

Bovendien vereist de ontwikkeling van vehicle-to-grid dat het elektrische voertuig en de oplader compatibel zijn met bidirectionele elektriciteitsstromen die oplaad- en ontladcycli mogelijk maken. De markt is nog niet ontwikkeld en het ontwikkelingspotentieel van deze use case is op korte en middellange termijn nog erg onzeker. Wij denken dat V2G zich waarschijnlijk niet significant zal ontwikkelen voor 2030, omdat de huidige voertuigen deze functionaliteit niet bieden.

Evolutie van bijbehorende elektriciteitspatronen:

Beide systemen bieden voordelen voor het netwerk. In het geval van een prosumant die profiteert van een stationair opslagapparaat, is het mogelijk om de energie die overdag wordt geproduceerd op te slaan en te verbruiken wanneer er geen productie is (bijvoorbeeld in het geval van avondverbruik voor een fotovoltaïsche productie-eenheid). De impact van deze use case zal zijn 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 productie

Ontwikkelingsperspectieven:

Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest heeft zich tot doel gesteld om tegen 2030 184,68 GWh elektriciteit te produceren met fotovoltaïsche panelen. De uitrol van fotovoltaïsche installaties is zelfs agressiever dan de doelstellingen van het Energie- en klimaatplan 2030 van het gewest, met een productie van 129 GWh in 2020 volgens Energie Commune¹¹. Bovendien is de doelstelling voor 2030 al bereikt volgens Energie Commune, die de fotovoltaïsche productie in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest schat op 241 GWh voor 2021.

Tabel 4. Ontwikkelingsdoelstelling van de fotovoltaïsche elektriciteitsproductie in het BHG

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

¹¹ Observatoire Photovoltaïque, Energie Commune

Bron: Energie- en klimaatplan 2030, Brussels Hoofdstedelijk Gewest

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

Alle gegevens voor 2020-2021 zijn nog niet geconsolideerd, maar de versnelde uitrol in 2020 is aanzienlijk en heeft voornamelijk betrekking op residentiële installaties (met een vermogen van 10 kVA of minder). De totale geïnstalleerde capaciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ziet er als volgt 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 heeft een vermogen tussen 10 kVA en 250 kVA, wat neerkomt op een geïnstalleerd vermogen van 38 MWp;
- 7% van de installaties heeft 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. Evolutie van de geïnstalleerde fotovoltaïsche capaciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest over de periode 2017-2020

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

Bron: Observatoire Photovoltaïque, Energie Commune

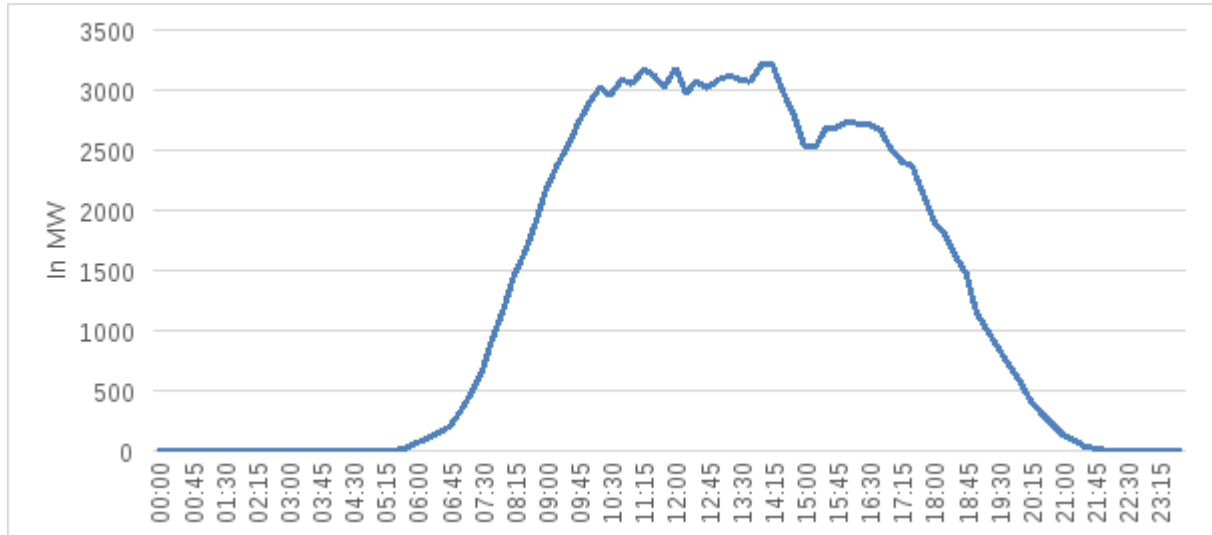
Het ontwikkelingstraject dat is gedefinieerd in de studie die Brugel in 2018 uitvoerde, voorspelt een jaarlijkse fotovoltaïsche productie van 196,9 GWh in 2030. Hoewel dit traject in overeenstemming is met de doelstellingen van het klimaat- en energieplan 2030, wijst de feitelijke invoering, en meer in het bijzonder de versnelling ervan in de afgelopen jaren, erop dat de oorspronkelijk vastgestelde doelstelling aanzienlijk is overschreden. Rekening houdend met het feit dat in het beste geval ongeveer driekwart van deze productie afkomstig zal zijn van installaties op het LS-net, zou de productie die lokaal op het LS-net moet worden verbruikt in 2030 ongeveer 150 GWh bedragen, of 7,5% van het verbruik van het volledige LS-net van Sibelga (dat ongeveer 2.000 GWh bedraagt), wat geen grote uitdaging is. In het geval van de door Brugel meegedeelde projectie (gemiddeld scenario) staat er iets meer op het spel, aangezien de lokaal te verbruiken productie ongeveer 250 GWh zou bedragen in 2030, of 12,5% van het volledige LS-netwerk van Sibelga.

Evolutie van bijbehorende elektriciteitspatronen:

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

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

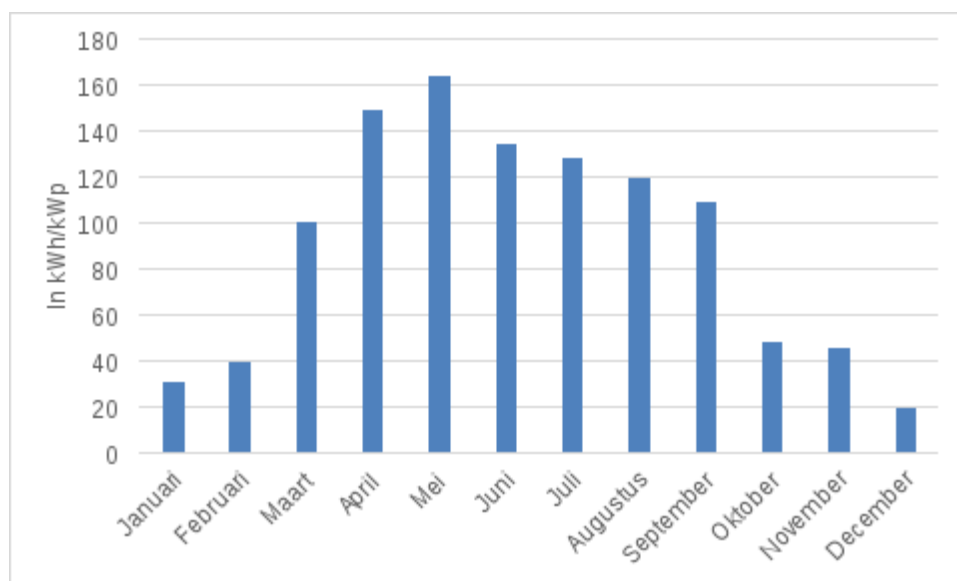
Figuur 5. Profiel van de zonneproductie in België op 1 juli 2022



Bron: ELIA

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

Figuur 6. Gemiddelde maandelijkse productiviteit van fotovoltaïsche installaties in België in 2020



Bron: Energie Commune

Als de productie overdag lokaal kan worden verbruikt voor behoeften die aanvankelijk waren gepland voor de synchrone avondpiekperiode, helpt dit om de belastingspiek van het LS-net te minimaliseren. Anderzijds, als het verbruik lokaal niet hoog genoeg is tijdens de productieperiodes, bestaat het risico op 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 op congestie echter bescheiden). Een van de belangrijkste punten voor de toekomstige geëvolueerde tarifiering is daarom om, voor zover mogelijk, de verschuiving van het verbruik met betrekking tot het opladen van elektrische voertuigen naar overdag aan te moedigen, wanneer de lokale PV-productie het grootst is.

2.2.5. **Energiedeling (collectief zelfgebruik, deelname aan een energiegemeenschap, peer-to-peer)**

Ontwikkelingsperspectieven:

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

- Energiedeelprojecten in hetzelfde gebouw en van configuratie A wekken 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 configuraties van het type B, C of D te bevorderen.
- De vraag naar de oprichting van energiegemeenschappen is momenteel relatief laag, wat kan worden verklaard door de complexiteit van het opzetten van dergelijke structuren.

Gezien de geringe 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 hebben we in het kader van module 2 van de studie 3 scenario's opgesteld voor de ontwikkeling van projecten voor energiedeling: een referentiescenario, een hoog scenario en een laag scenario. Energiedeling binnen eenzelfde gebouw en energiegemeenschappen zullen zich ontwikkelen, voornamelijk met betrekking tot buildings en flatgebouwen, terwijl peer-to-peer projecten voornamelijk individuele huizen zullen betreffen. Het Brussels Hoofdstedelijk Gewest telde in 2022¹² 39.289 buildings en appartementsgebouwen en 126.135 vrijstaande woningen. 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 in 2042 voor 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);

¹² Bron: Statbel

Evolutie van bijbehorende elektriciteitspatronen:

Aangezien de elektrische energie wordt gedeeld tegen een lagere prijs dan de prijs van elektrische energie die via een leverancier wordt aangekocht, met inbegrip van het gebruikstarief, wordt verwacht dat het verbruiksgedrag van de deelnemers aan de regeling voor het delen van energie zal veranderen, aangezien ze hun verbruik overdag kunnen verhogen (bv. maximale gedeelde PV-productie rond het middaguur) en 's avonds kunnen verlagen op het moment van de belastingspiek van het net. Voor twee communities (Greenbizz.energy en Marius Renard) werden de verbruiksgegevens van verschillende deelnemers voor en na het project geanalyseerd:

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

In het geval van Greenbizz.energy lijken de ingediende gegevens te wijzen op een verandering in het verbruiksgedrag van deelnemers aan het energiedelen, die hun bijdrage verminderen op het moment van de belastingspiek van het net (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 lockdowns en nachtelijke uitgaansverboden in verband met de Covid-19-pandemie. De 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 de nieuwe toepassingen

Op basis van de ontwikkelingsvooruitzichten en de evolutie van de elektriciteitspatronen 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's en de elektrificatie van de verwarmingsbehoeften.

In het geval van dit meest ongunstige scenario, ervan uitgaande dat er geen speciale maatregelen worden genomen en uitgaande van het ELIA Central-scenario in 2030 voor de vloot van elektrische EV's en warmtepompen, zou de synchrone piek van het elektriciteitsnet toenemen met 120 MW met het natuurlijke oplaadprofiel zoals beschreven door ELIA (vergeleken met 61,6 MW met een geoptimaliseerd oplaadprofiel) en met 215,8 MW met het HIGH-scenario van Synergrid (vergeleken met 84,9 MW met het LOW-scenario). Rekening houdend met het ontwikkelingstraject van het elektrische wagenpark zoals aangegeven in het Delivery Plan, zou de synchrone netpiek toenemen met 223,1 MW met het natuurlijke oplaadprofiel zoals beschreven door ELIA (vergeleken met 100,2 MW met een geoptimaliseerd oplaadprofiel) en met 424,6 MW met het HIGH-scenario van Synergrid (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 netpiek van de nieuwe toepassingen.

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

Bronnen	Impact van de EV's in 2030 (in MW)	Impact van de elektrificatie van de verwarmingsbehoeften in 2030 (in MW)	Gecombineerde impact op de synchrone piek van het Sibelga-netwerk (in MW)
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: ELIA (geoptimaliseerd oplaadprofiel) Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+35,1	+26,5	+61,6
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: ELIA (natuurlijk oplaadprofiel) Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+93,5	+26,5	+120
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: Fluvius Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+525,8	+26,5	+552,3
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: Synergrid (LOW) Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+58,4	+26,5	+84,9
Aantal EV's in 2030: ELIA Central-scenario Piekbijdrage per EV: Synergrid (HIGH) Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+189,3	+26,5	+215,8
Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: ELIA (geoptimaliseerd oplaadprofiel) Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+73,7	+26,5	+100,2
Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: ELIA (natuurlijk oplaadprofiel) Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+196,6	+26,5	+223,1

Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: Fluvius Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+1105,7	+26,5	+1 132,2
Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: Synergrid (LOW) Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+122,9	+26,5	+149,4
Aantal EV's in 2030: Delivery Plan Piekbijdrage per EV: Synergrid (HIGH) Bijdrage van WP's: ELIA Central-scenario	+398,1	+26,5	+424,6

3. De mogelijkheden en grenzen van de geëvolueerde tarifiering

3.1. Uitdagingen van de geëvolueerde tarifiering

In het licht van de bovenstaande analyses zal de grootste impact op middellange termijn van nieuwe vormen van elektriciteitsgebruik op het net voornamelijk worden veroorzaakt door de elektromobiliteit en, in mindere mate, door de elektrificatie van verwarmings- en SWW-behoeften, met als gevolg een aanzienlijke toename van de synchrone piek als er geen maatregelen worden genomen. Bovendien zal de aanzienlijke ontwikkeling van de gedecentraliseerde productie op het LS-net vereisen dat een steeds groter deel van het LS-verbruik overdag convergeert met deze lokale opwekking van zonne-energie om congestie op middellange termijn te vermijden.

De uitdagingen van de geëvolueerde tarifiering zijn daarom over het algemeen het stimuleren van de verschuiving van het verbruik als gevolg van de elektromobiliteit en de elektrificatie van verwarming en SWW van perioden met een hoge netbelasting (synchrone piek) naar perioden waarin het net minder belast is, om de toename van synchrone LS-piek en dus de investeringen in de versterking van het net op de middellange en lange termijn te minimaliseren. Deze verschuiving moet in de eerste plaats overdag plaatsvinden, om de maximale lokale decentrale zonneproductie te absorberen, en in de tweede plaats 's nachts, na 22.00 uur.

Voor de elektromobiliteit kan de (al dan niet geëvolueerde) tarifiering ook fungeren als een stimulans om het maximale vermogen van thuislaadpunten te minimaliseren/optimaliseren (kwestie van een inflatie te vermijden in de richting van particuliere oplaadpunten van 11 kW die overgedimensioneerd zijn in verhouding tot de werkelijke behoefte), via de capaciteitskost (onderschreven of gemeten waar van toepassing). Het technisch reglement speelt hierbij ook een rol als het gaat om het aansluiten van de oplaadpunten.

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

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

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

In het kader van deze studie wordt de geëvolueerde tarifiering gedefinieerd als de tarifiering van het netgebruik die mogelijk wordt gemaakt door de functionaliteiten van de in het BHG uitgerolde slimme elektriciteitsmeters die identiek zijn aan die in Vlaanderen door Fluvius en in het Waalse Gewest door ORES en RESA. Deze meters lijken functioneel sterk op de meters in de buurlanden (Frankrijk, Luxemburg, Nederland, Zwitserland, Oostenrijk, Spanje, enz.), met uitzondering van de functie voor het controleren van het opladen vanop afstand (load control), die gebaseerd is op de PI-poort in België.

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

1. **De slimme meter registreert de kwartuurlijkse laadcurven die op afstand worden uitgelezen en doorgestuurd naar de leverancier als de meter in R3-regime wordt gebruikt (waarvoor de voorafgaande toestemming van de klant nodig is): deze functie maakt het mogelijk om een nettatarifieringscomponent te implementeren op basis van het gemeten vermogen**, met de optie om de stroomprijs al dan niet te differentiëren volgens het tijdstip van verbruik. Daarnaast is er een nieuw register (code 1.6.0) beschikbaar vanaf versie 1.99 van de firmware van de meters van Fluvius¹³: het toont het maximum van het opgenomen gemiddelde vermogen over een kwartier sinds het begin van de lopende maand. Aangezien de Sibelga-meter dezelfde is als de Fluvius-meter, kan ook deze voormelde 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 maximale vermogen gemeten over elk van de laatste 12 maanden, zonder tijdsdifferentiatie (zie paragraaf 3.3.1). In Spanje is zopas een tarifiering van het vermogen gedifferentieerd in functie van het tijdstip (capacitaire TOU) geïntroduceerd met behulp van slimme meters (zie paragraaf 3.4.2). De beschikbaarheid van het kwartuurlijkse verbruiksprofiel betekent dat een zeer breed scala aan tarifieringsschema's van het vermogen kan worden geïmplementeerd, waaronder critical peak pricing.
2. **De slimme meter beschikt over tariefregisters die kunnen worden geconfigureerd om een meer geavanceerde meerurentarifiering (van het type 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 uurregelingen te differentiëren tot op het niveau van elke meter (in de praktijk is de differentiatie beperkt tot een differentiatie per zone, zoals bij de huidige dag-nachttarieven). De meters van Sibelga hebben geen registers die een onderscheid maken tussen netgebruik en levering (in tegenstelling tot de Linky-meters in Frankrijk, die het mogelijk maken om TOU-tarieven te implementeren die een onderscheid maken tussen netgebruik en levering). In haar geëvolueerd tarifieringsvoorstel gebruikt de CWaPE deze functionaliteit om een 4-bands TOU-tarifiering te implementeren (zie paragraaf 3.3.2). In Frankrijk heeft de regulator een uurseizoensgebonden TOU-tarifiering ingevoerd voor het gebruik van het net, die eind 2024 in het hele land zal worden veralgemeend zodra de uitrol van de slimme Linky-meter is voltooid (zie paragraaf 3.4.1). In Spanje omvat de tarifiering voor het gebruik van het net, naast de capacitaire TOU, een 3-bands TOU voor energie, geïmplementeerd met behulp van de slimme meter (zie paragraaf 3.4.2).
3. **De meter heeft een ingebouwde uitschakelinrichting die de stroomtoevoer onderbreekt wanneer het vermogen of de stroomsterkte per fase een bepaalde waarde overschrijdt. Dit maakt het mogelijk om op doeltreffende wijze een tarifiering te implementeren die gebaseerd is op de onderschreven**

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

capaciteit, met onderbreking bij overschrijding, waarbij het uitschakelvermogen vanop afstand kan worden geconfigureerd en gewijzigd in functie van de evolutie van de onderschreven capaciteit van de DNG. Dit wordt bijvoorbeeld in Frankrijk geïmplementeerd via de slimme Linky-meter.

De slimme meter van Sibelga beschikt niet rechtstreeks over een belastingscontrole vanop afstand waarmee belastingen automatisch kunnen worden uitgeschakeld in functie van de tariefperiodes van een time-of-use tarifiering, zoals een elektrische boiler, een warmtepomp of een laadpaal, wat een zeer nuttige functies is voor de DNG's, waarmee ze hun gebruik kunnen automatiseren in functie van de tariefperiodes. De meter van Sibelga beschikt evenwel over een PI-clientpoort die op verzoek van de DNG kan worden geactiveerd, zodat metergegevens kunnen worden gecommuniceerd en intelligente toepassingen of energiebeheersystemen kunnen worden gebruikt voor het controleren van de belasting.

3.3. Nieuwe, geëvolueerde tariefstructuren in België

3.3.1. Tarifiering van de laagspanningselektriciteitsdistributie in het Vlaams Gewest

De hieronder beschreven tarifieringsprincipes zijn van toepassing op de afnames van de eindafnemers aangesloten op het laagspanningsdistributienet in het Vlaamse Gewest en uitgerust met een digitale meter of een klassieke meter. De niet-periodieke tarieven vallen niet binnen het bereik 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 het gebruik van het net	
- Onderschreven en extra vermogen	EUR/kWh, met Time-of-Use
- Beheer van het systeem	EUR/kWh
- Gegevensbeheer	EUR/jaar
Tarief voor de openbare dienstverplichtingen	EUR/kWh, met Time-of-Use
Tarief voor ondersteunende dienst (netverliezen)	EUR/kWh
Toeslagen	EUR/kWh
Aanvullend tarief voor prosumënten met een klassieke meter die 'terugdraait'	EUR/kWh/jaar

Met uitzondering van het tarief voor databeheer, dat een vaste looptijd heeft, en het aanvullende tarief voor prosumënten, is de tarifiering die momenteel in Vlaanderen van kracht is dus voornamelijk

proportioneel, gebaseerd op de kWh die van het elektriciteitsnet worden afgenomen. Voor bepaalde tariefcomponenten is het tarief afhankelijk van de Time-of-Use (TOU). De TOU's die in het Vlaamse Gewest zijn gedefinieerd, hebben betrekking op twee periodes: 'Dag' en 'Nacht'.

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

Tot slot dient opgemerkt dat voor prosumanten met een digitale meter de tarifiering voor hun bruto-afname van het net geldt. Het 'aanvullende tarief voor prosumanten met een klassieke meter die terugdraait' is dus enkel van toepassing op prosumanten die geen digitale meter hebben, voor wie het niet mogelijk is om hun bruto afnames te meten en voor wie de proportionele tariefcomponenten van toepassing zijn op de netto afnames. Dit tarief is van toepassing op de capaciteit van de omvormer van de elektriciteitproducerende installatie.

3.3.1.2. Algemene principes van de nieuwe tarifiering

De nieuwe tariefstructuur die door de VREG is ingevoerd, introduceert een capaciteitscomponent voor het gebruik van het net. Daarbij wordt er een onderscheid gemaakt tussen gebruikers met een digitale meter, voor wie deze capaciteitscomponent wordt gemeten, en degenen die nog een klassieke meter hebben, voor wie een forfait wordt toegepast.

Bovendien worden TOU's 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'.

Deze nieuwe tarifiering treedt in werking op 1 januari 2023.

3.3.1.2.1. Voor gebruikers met een digitale meter

Component	Eenheid
Tarief voor het gebruik van het net (transmissie en distributie)	EUR/kW
	EUR/kWh
Tarief voor gegevensbeheer	EUR/jaar
Tarief voor de openbare dienstverplichtingen	EUR/kWh
Toeslagen	EUR/kWh
Tarieven voor andere transmissiekosten	EUR/kWh
Maximumtarief	EUR/kWh

¹⁴ Om precies te zijn wordt er een 'exclusief nacht'-tarief gehandhaafd in de tariefcomponent van de openbare dienstverplichtingen, maar zal het tariefverschil met de normale uren geleidelijk afnemen in de periode 2023-2025.

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

Het capacitaire gedeelte wordt gefactureerd op basis van de gemiddelde maandelijkse piek van de klant. Die laatste wordt maandelijks berekend op basis van het gemiddelde van de maandelijkse pieken over de afgelopen 12 maanden (of, bij gebrek aan voldoende historische gegevens, op basis van de meest recente maanden die beschikbaar zijn). De maandelijkse piek wordt berekend als het hoogste kwatuurvermogen voor de maand, zoals geregistreerd en doorgegeven door de slimme meter. Als de gemeten maandpiek lager is dan 2,5 kW, dan wordt de maandpiek die wordt gebruikt voor de tarifiering gehandhaafd op een minimumwaarde van 2,5 kW¹⁵.

Het tarief voor gegevensbeheer wordt gedifferentieerd volgens het meetregime van de gebruiker: kwartaurlijks (R3) of maandelijks/jaarlíjks (R1).

Er is geen aanvullend tarief voor prosumënten. Voor deze laatste worden hun bruto-afnames gebruikt om de tariefcomponenten te berekenen wanneer deze gebaseerd zijn op de afnames.

Voor gebruikers met een digitale meter wordt tot slot een maximumtarief in EUR/kWh toegepast als de totale kostprijs van alle componenten (met uitzondering van de tarifaire component voor gegevensbeheer) dit plafond zou overschrijden.

3.3.1.2.2. Voor gebruikers met een klassieke meter

Component	Eenheid
Tarief voor het gebruik van het net (transmissie en distributie)	EUR/jaar EUR/kWh
Tarief voor gegevensbeheer	EUR/jaar
Tarief voor de openbare dienstverplichtingen	EUR/kWh
Toeslagen	EUR/kWh
Tarieven voor andere transmissiekosten	EUR/kWh
Aanvullend tarief voor prosumënten met een klassieke meter die 'terugdraait'	EUR/kW/maand

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

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

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

Net als in de tarifiering vóór 2023 is er een aanvullend tarief voor prosumenten, gebaseerd op de capaciteit van de omvormer in de elektriciteitsproducerende installatie, aangezien voor prosumenten hun netto-afnames worden gebruikt om de tarifaire componenten te berekenen wanneer deze gebaseerd zijn op de afnames. Vanaf 2023 wordt dit aanvullende tarief echter op basis van maandelijks waarden toegepast en niet langer jaarlijks.

Tot slot is er geen maximumtarief van toepassing voor gebruikers met een klassieke meter.

3.3.2. Tarifiering van de laagspanningselektriciteitsdistributie in het Waals Gewest

De hieronder beschreven tarifieringsprincipes zijn van toepassing op de afnames van de eindafnemers aangesloten op het laagspanningsdistributienet in het Waals Gewest en uitgerust met een communicerende meter of een klassieke meter. De niet-periodieke tarieven vallen niet binnen het bereik 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 term	EUR/jaar
- Capaciteitsterm (prosumer)	EUR/kW
Tarief voor de openbare dienstverplichtingen	EUR/kWh
Toeslagen	EUR/kWh
Tarief voor regulatoire saldi	EUR/kWh

Het tariefstelsel dat momenteel van kracht is in Wallonië is voornamelijk proportioneel, gebaseerd op kWh afgenomen van het elektriciteitsnet. Voor de proportionele term van de tarifaire component voor het gebruik van het distributienet is het tarief verschillend afhankelijk van de Times-of-Use (TOU). De TOU's die in het Waalse Gewest zijn gedefinieerd, bestrijken vier periodes: 'Normale uren', 'Piekuren', 'Daluren' en 'Exclusief nacht'. De piekuren omvatten een periode van 15 opeenvolgende uren, van een weekdag beginnend tussen 6u en 9u tot een weekdag eindigend tussen 21u en 23u, afhankelijk van het specifieke geografische gebied; de resterende uren zijn daluren. De uren op zaterdag en zondag worden beschouwd als daluren.

De vaste term is dezelfde voor alle LS-gebruikers, ongeacht hun meter of meetregime.

Een capaciteitsterm 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-afname. De capaciteitsterm is van toepassing op het netto-ontwikkelbaar vermogen van de

productie-installatie. Als de gebruiker echter over een klassieke bidirectionele meter of een slimme meter beschikt, wordt de nettatarifiering gebaseerd op zijn brutoafnames, in welk geval de capaciteitsterm niet langer wordt toegepast. In dit geval wordt de totale kostprijs van het netwerk die door de prosumer worden betaald echter beperkt tot de kosten die hij zou hebben gehad als hij was aangerekend op basis van zijn netto-opnames en de capaciteitsterm.

3.3.2.2. Algemene principes van de nieuwe tarifiering

In haar ontwerp van tariefmethodologie, dat ten vroegste op 1 januari 2025 in werking zou moeten treden, stelt de CWaPE de volgende tariefontwikkelingen voor:

- de introductie van nieuwe TOU's,
- de verandering in de tijden die de TOU's definiëren,
- de expliciete definitie van tariefspanning tussen TOU en
- de invoering van een capaciteitsterm voor gebruikers met een communicerende meter in R3-meetregime.

Component	Eenheid
Tarief voor het gebruik van het distributienet	
- Proportionele term	EUR/kWh, met Time-of-Use
- Vaste term	EUR/jaar
- Capaciteitsterm (prosumer)	EUR/kW
- Capaciteitsterm (R3-meetregime)	EUR/kW
Tarief voor de openbare dienstverplichtingen	EUR/kWh
Toeslagen	EUR/kWh
Tarief voor regulatoire saldi	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 'exclusief nacht', dat gehandhaafd blijft, kunnen netgebruikers tot 4 TOU's hebben, afhankelijk van de mogelijkheden van hun meetsysteem.

4 TOU's	2 TOU's	1 TOU
Ochtenduren	Piekuren	Normale uren
Avonduren		
Zonne-uren	Daluren	
Nachturen		

De CWaPE heeft ook de toepassingsuren van de TOU's gewijzigd. Voor alle dagen van maandag tot en met zondag gelden zodoende de volgende tijdsblokken:

- ochtenduren: 6.00 tot 11.00 uur;
- zonne-uren: 11.00 tot 17.00 uur;
- avonduren: 17.00 tot 22.00 uur;
- nachturen: van 22.00 tot 06.00 uur.

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

Voor het twee-urensysteem 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's	R3-regime	R1-regime
Ochtenduren	4,0	4,0
Zonne-uren	0,0	1,0
Avonduren	5,0	5,0
Nachtturen	2,0	2,0

2 TOU's	R3-regime	R1-regime
Piekuren	N.v.t.	4,2
Daluren	N.v.t.	2,0

1 TOU	R3-regime	R1-regime
Normale uren	N.v.t.	3,8

Exclusief nacht	R3-regime	R1-regime
Exclusief nacht	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 daarom

profiteren van een tariefvoltage van 0 tijdens de zonne-uren. Voor de toepassing van het tarief wordt alleen rekening gehouden met de kwartuurpieken die gemeten worden tijdens de periode van 1 november tot 31 maart van het volgende jaar, van 17.00 tot 22.00 uur, inclusief weekend- en feestdagen, de zogenaamde 'piektariefperiode'. De 'kwartuurpiek' wordt voor elk kwartier van de piektariefperiode berekend op basis van de kwartuurlijkse verbruiksgegevens als het gemiddelde vermogen dat tijdens het gegeven kwartier wordt afgenomen (door de meter geregistreerd en gecommuniceerd kwartuurlijks verbruiksprofiel). Als deze piek hoger is dan 10 kW, dan worden de extra kW aangerekend naar rato van €0,25 tot €0,5/kW, afhankelijk van de DNB.

Tot slot blijft de tarifiering voor prosumenten ongewijzigd ten opzichte van het huidige systeem, behalve dat wanneer prosumenten gefactureerd worden op basis van hun bruto-afnames en onder een R3-meetregime ressorteren, er niet langer een limiet is op hun netwerkkosten.

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

De doelstellingen die worden nagestreefd met de toekomstige tarifiering in Vlaanderen en Wallonië zijn verschillend en hangen met name af van het algemene beleid dat is vastgelegd in de juridische referentieteksten¹⁶. We kunnen de twee systemen echter wel vergelijken in termen van de algemene doelstellingen die worden nagestreefd met de tarifiering en zo de mogelijkheden en beperkingen van de geëvolueerde tarifiering beoordelen, d.w.z. die welke mogelijk wordt gemaakt door de communicerende meters.

3.3.3.1. Kostendekking

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

3.3.3.2. Reflectiviteit

De doelstelling dat de tarieven de kosten moeten weerspiegelen, is ongetwijfeld een centrale doelstelling in de nieuwe tarifiering van de VREG, die aanzienlijk is geëvolueerd in de richting van een capaciteitstarifiering die meer in lijn ligt met de *kostendrijvers* van de DNB, met name door een minimale maandelijkse piek vast te stellen op 2,5 kW. Het is duidelijk dat in Vlaanderen reflectiviteit van toepassing is op alle kosten van de DNB, zowel vroegere als toekomstige. Het is vooral het billijke karakter van de kostenreflectiviteit dat wordt benadrukt, ook al wordt het 'postzegel'-principe¹⁷ nog niet in vraag gesteld (dit grotendeels op capaciteit gebaseerde tarief weerspiegelt echter niet het verschil in kosten dat wordt veroorzaakt door de temporele positionering van de piek: een piek die wordt waargenomen op de synchrone netpiek wordt gewaardeerd tegen dezelfde kosten als een piek wanneer het net licht belast is).

Omgekeerd geeft de door de CWaPE beoogde tarifiering geen prioriteit aan de gemaakte kosten of aan de kostendrijver, namelijk de netwerkcapaciteit die door elke gebruiker wordt gebruikt. De nadruk ligt veeleer op het aanmoedigen van de DNB om toekomstige investeringen te controleren of

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

Decreet van 19 januari 2017 betreffende de tariefmethodologie die van toepassing is op gas- en elektriciteitsdistributienetbeheerders, 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 netwerkzone aan de rand van het bestreken gebied.

in de tijd te verschuiven, met name in het kader van het beheer en de preventie 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 in te dijken, en door minder aan te rekenen op momenten dat het net verzadigd dreigt te raken door lokale producties om de verschuiving van de belastingen aan te moedigen met het oog op een zo efficiënt mogelijke integratie van deze producties. De CWaPE maakt zich daarom meer zorgen over de reflectiviteit van toekomstige kosten, zeker gezien het feit dat er geen efficiëntiewinst te behalen valt door te tarifieren op basis van gemaakte kosten.

3.3.3.3. Billijkheid en non-discriminatie

Aangezien het Vlaamse model een betere weerspiegeling vormt van de gemaakte kosten en minder stimulerend werkt dan het Waalse model, kunnen we ervan uitgaan dat het Waalse model billijker is. Toch lijkt het Waalse tariefmodel in principe 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 gewesten 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 herzielt ze van jaar tot jaar om rekening te houden met regulatoire saldi. De VREG publiceert haar tarieven jaarlijks.

In beide regionale modellen danken de tarieven hun stabiliteit ook aan de evolutie van de toegestane inkomsten van de DNB en de diverse vormen van gebruik op de netten, die langzaam maar gecontroleerd veranderen. Er is echter heel weinig onderzoek gedaan naar de effecten van de tariefwijzigingen die door elk van de regulatoren zijn doorgevoerd op het gedrag van gebruikers. De tariefwijzigingen zijn namelijk substantieel en hebben gevolgen voor alle gebruikers van elk gewest, zonder dat ze werden getest of opgenomen in een proefproject in een regulatoire zandbak, zoals nochtans toegestaan door beide wetgevingen. 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 leesbaarheid

De Belgische gebruikers hebben geen historiek en kennis van verbruik gekoppeld aan een piekmeting, daarom zal het capaciteitstarief voor hen in het begin moeilijker te lezen en te begrijpen zijn. Bovendien hebben veel van de huidige consumenten nog steeds moeite om het stroomverbruik van hun elektrische apparaten 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 facturen te begrijpen. Om deze redenen zal een tariefsysteem dat gebaseerd is op een capaciteitscomponent *de facto* minder duidelijk zijn en dus minder inclusief.

3.3.3.7. Niet-verstoring

Een tarifiering van het net zonder TOU en sterk gebaseerd op een capaciteitsterm zal de tariefsignalen van de commoditycomponent van de factuur niet verstoren. De toekomstige Vlaamse tarifiering beantwoordt dus volledig aan de doelstelling van niet-verstoring.

Omgekeerd dreigt de tarifiering in het Waalse Gewest de tariefsignalen van de commodity te verstoren. Terwijl de door CWaPE gewenste tariefspanningen overeenstemmen met de tariefspanningen van de commodity tijdens het zomerseizoen, is dit niet langer het geval voor de

winter, wanneer de BELPEX-curven duidelijk aantonen dat energie goedkoper is tijdens de nachturen dan tijdens de zonne-uren. Aangezien het om gemiddelde BELPEX-curves gaat, kan bovendien niet worden uitgesloten dat de distributietarieven in de toekomst op bepaalde dagen tegenstrijdige signalen zullen geven in vergelijking met de prijssignalen op de spotmarkten. Tot slot zijn wij van mening dat het behoud van een specifiek 'exclusief nacht'-tarifiering in het Waals Gewest evenmin in overeenstemming is met deze doelstelling van niet-verstoring.

Bovendien moet worden gezegd dat de radicaal tegengestelde ontwikkelingen van de tariefstructuren en TOU's in het Vlaamse Gewest en het Waalse Gewest zouden kunnen leiden tot een dualisering van het commerciële aanbod in België, in functie van de verschillende operationele kosten¹⁸ voor de leveranciers in de twee gewesten. Ook de kosten om deze structuren in de IT-systemen te implementeren en het kleine aantal communicerende meters dat momenteel in het Waalse Gewest is uitgerold, naast het veranderende wetgevende kader, zouden ertoe kunnen leiden dat sommige commerciële spelers zich geleidelijk aan (gedeeltelijk) zullen terugtrekken uit of desinvesteren in dit gewest.

3.3.3.8. Stimulans voor een rationeel gebruik van het net

Door consumenten aan te moedigen om hun belastingen te verschuiven van de piekuren naar momenten waarop de productie overvloedig is en er de minste vraag is op het net, zet de Waalse tarifiering aan tot een rationeel gebruik van het net (zie ook de doelstelling van kostenreflectiviteit hierboven). De Vlaamse tarifiering maakt daarentegen geen onderscheid tussen verschillende tijdstippen waarop de maandelijkse piek wordt geteld, waardoor een maandelijkse piek voor een gebruiker tijdens een daluur op het net en een andere piek tijdens een piekuur op gelijke voet worden gesteld. Deze Vlaamse tarifiering moedigt gebruikers ook niet aan om hun verbruik te verschuiven wanneer ze onder hun maandelijkse piek voor een bepaald kwartier zitten. Hierdoor vrezende we dat het overvloedscijfer op de Vlaamse netwerken zal verslechteren en dat er sneller investeringen nodig zullen zijn om congestie te vermijden. Deze Vlaamse tarifiering zal deze investeringskosten doorrekenen aan alle gebruikers, terwijl deze investeringen verschuldigd zijn aan gebruikers die hebben bijgedragen tot de stijging van de synchrone piek van het LS-net.

3.3.3.9. Stimulans voor de integratie van gedecentraliseerde productie-installaties

Zie het punt hierboven. Het Waalse model biedt een veel grotere stimulans dan het Vlaamse model om het verbruik te verschuiven naar tijden van hoge gedecentraliseerde zonneproductie. In Vlaanderen zou een gebruiker die zijn maandelijkse piek qua energieverbruik laat samenvallen met de momenten waarop er door zijn burens in overvloed op het distributienet wordt geproduceerd, worden gestraft.

3.3.3.10. Stimulans voor energetische doeltreffendheid en rationeel energieverbruik

Een proportioneel tarief is een stimulans om minder te gebruiken en dus minder te verbruiken, en daarom is de Waalse tarifiering beter geschikt om deze doelstelling te bereiken. Aangezien de meeste andere componenten van de factuur echter van het proportionele type zijn, biedt de tarifiering in Vlaanderen geen extra stimulansen om deze doelstelling te bereiken, en bereikt het deze doelstelling ook niet volledig. Bovendien worden investeringen door gebruikers in energie-efficiëntie, die een lager verbruik met zich meebrengen, ook weerspiegeld in lagere pieken.

¹⁸ Dit heeft voornamelijk betrekking op de kosten in verband met de recuperatie van schuldvorderingen en 'bad debt'.

3.3.3.11. Stimulans voor nieuwe toepassingen van elektriciteit

Volgens de analyses die de Universiteit Gent voor de VREG heeft gemaakt, zal de Vlaamse tarifiering, zolang de gebruiker investeert in intelligente systemen voor het beheer van de eigen belastingen en onafhankelijk van de kosten van deze systemen, of zelfs in individuele batterijen, waarschijnlijk niet alleen nieuw elektrisch gebruik aanmoedigen, zowel op het gebied van mobiliteit als van warmte, maar ook de invoering van een slimme meter en een R3-meetregime aanmoedigen (hoewel de totale nettowinst voor de netgebruiker, inclusief de kostprijs van de slimme systemen voor het beheer van de belastingen, niet is vastgesteld). Anderzijds is de Vlaamse tarifiering eerder nadelig bij gebrek aan dergelijke slimme systemen. Daarom kan deze worden gezien als minder inclusief voor mensen die niet in staat zullen blijken om te investeren in deze slimme systemen, of die ze niet voldoende zullen begrijpen.

In het Waalse Gewest zal een proportionele tarifiering op zich waarschijnlijk geen nieuw elektrisch gebruik aanmoedigen. De capaciteitscomponent die van toepassing is op het R3-meetsysteem zal, door zijn relatief nadelige tarieven, gebruikers met nieuwe toepassingen waarschijnlijk niet aanmoedigen om deze te gebruiken, in het bijzonder voor toepassingen met betrekking tot verwarming (aangezien de periode waarin dit capaciteitstarief van 17u tot 21u van toepassing is, erg lang is).

3.3.3.12. Stimulans voor de ontwikkeling van energiedeling en energiegemeenschappen

Geen van beide tariefstructuren voorziet in een tariefvrijstelling voor energiedeling en energiegemeenschappen en geen van beide bevat echter evenmin een specifiek tarief voor eventuele extra meetkosten van de DNB.

De tarifiering in Vlaanderen zal dit delen waarschijnlijk zelfs ontmoedigen (zie het punt over de stimulans om decentrale producties 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 een dergelijke LS-deling bevorderen, zonder dat de tarieven discriminerend zouden zijn voor gebruikers die geen deel uitmaken van een gemeenschap of deelsysteem, noch het 'postzegel'-principe in vraag zouden stellen.

3.4. Voorbeelden van geëvolueerde tariefstructuren die in Europa zijn geïmplementeerd in landen die slimme meters hebben ingevoerd

3.4.1. Tarifiering van het gebruik van het elektriciteitsdistributienet in Frankrijk

Tariefstructuur van het HSA-LS-net¹⁹ aangenomen door de Commission de Régulation d'Énergie (CRE) in Frankrijk voor de 'TURPE 6'-tariefperiode (2021-2024)²⁰

De 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 netwerk vooral in het vermogen om te voldoen aan de piekvraag naar elektriciteit, die voornamelijk te wijten is aan warmtegevoelige toepassingen (elektrische verwarming). Bovendien zorgen de versnelde ontwikkeling van de windmolen- en fotovoltaïsche parken evenals de nieuwe technologieën (opslag, aansturing van elektrische voertuigen, flexibiliteit, enz.) zowel voor nieuwe uitdagingen als voor nieuwe kansen voor de netbeheerders. Tegen deze achtergrond is de CRE begonnen met het wijzigen van de tariefstructuur, zodat deze gelijke tred kan houden met de evolutie in het gebruik door de bijbehorende kosten en baten correct weer te geven.

De weerspiegeling van de uurseizoensgebondenheid van de netwerkkosten

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

De elektriciteitsdistributienetten zijn voornamelijk gedimensioneerd om energietransmissies tijdens de lokale piek (piek van het netwerkvak in kwestie) mogelijk te maken, zelfs als een faciliteit niet beschikbaar is. Daardoor hangen de kosten van deze netwerken in grote mate af van het vermogen dat tijdens de drukste uren wordt getransporteerd.

De CRE is van mening dat dit fenomeen tot uiting komt in de uurseizoensgebondenheid 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 moeten 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:

- **de beheer- en meetkosten** zijn kosten die niet afhankelijk zijn van het gebruik van het net als zodanig, maar van het type dienst dat toegang tot en gebruik van dit net mogelijk maakt, geleverd door de netbeheerders in functie van de spanningsdomeinen en de categorieën van betrokken gebruikers (de kosten van het klantenbeheer, de telefonische ontvangst, de

¹⁹ HSA: 1 kV – 50 kV (89 600 afnemers) / LS: 50 V – 1000 V (36,4 miljoen afnemers)

²⁰ 'Tarief van toepassing op 1 augustus 2021 voor een duur van ongeveer vier jaar'

facturering en inning, het onderhoud van de voorzieningen voor het meten, lezen en overdragen van factureringsgegevens, enz.);

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

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

- **vaste componenten (€/jaar)**, die de beheers- en meetkosten dekken. Deze kosten zijn niet afhankelijk van het gebruik van het net, maar van het type dienst dat door de netbeheerders wordt geleverd, afhankelijk van de spanningsdomeinen en de categorieën van de betrokken gebruikers;
- **een onttrekkingscomponent**, die de infrastructuurkosten, de verliescompensatiekosten, de reservekosten en de andere kosten die niet worden toegewezen per spanningsdomein, zoals de centrale lasten, dekt. Deze omvat:
 - **coëfficiënten toegepast op het onderschreven vermogen (€/kW/jaar)**, die de bijdrage van het door de gebruiker gevraagde vermogen aan de kosten van de netinfrastructuur weergeven;
 - **coëfficiënten toegepast op de energie (€/kWh)**, die enerzijds de bijdrage weergeven van de gebruiksduur van het onderschreven vermogen 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 voor de spanningsdomeinen HSB 3 en HSB 2 en die de bijdrage weergeeft van de geïnjecteerde energie aan de kosten voor de compensatie van verliezen die op het Franse net worden gegenereerd door geëxporteerde elektriciteit evenals aan de kosten voor de compensatie 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, samenvoeging, reactieve energie, enz.

Vormen van tariefroosters

In TURPE 5 had de CRE de tariefroosters vereenvoudigd tot een model waarin hoogspanningsgebruikers (HSB en HSA-LS) een tarief met 5 tijdsblokken opgelegd kregen en laagspanningsgebruikers een tarief met 4 tijdsblokken, in functie van het seizoen en het tijdstip, met tariefvarianten afhankelijk van de gebruiksduur. Na verschillende raadplegingen besloot de CRE om de algemene vorm van de roosters te handhaven voor de TURPE 6-periode, waarbij gesteld werd dat na de harmonisatie van de tariefroosters die door TURPE 5 werd ingevoerd, de huidige roosters een goed evenwicht vormden tussen de tarifieringsprincipes.

Tabel 7. Vorm van tariefroosters per spanningsdomein

	← Heures chères		Heures peu chères →			
	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

Veralgemening van de optie met vier tijdsblokken

In het kader van de uitrol van aangesloten meters heeft de CRE tarieven met 4 tijdsblokken ingevoerd voor LS ≤ 36 kVA in TURPE 5 HSA-LS. Gezien het nog steeds beperkte aantal aangesloten meters en met het oog op een geleidelijke migratie tussen opties en factuurwijzigingen, werden de opties zonder seizoensgebonden differentiatie 'Courte utilisation' (kort gebruik, CU, één tarief) en 'Moyenne utilisation à différenciation temporelle' (gemiddeld gebruik met tijdsdifferentiatie (MU DT, met een differentiatie tussen piek- en daluren) echter behouden.

Op lange termijn is de 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 piekperiodes op de netten, die zich voor het merendeel in de winter concentreren, en zo bij te dragen tot de beheersing van de netkosten op lange termijn.

De CRE is voorstander van een uitbreiding van het tarief met 4 tijdsblokken naar alle gebruikers. Aangezien deze veralgemening zal afhangen van de aanvaardbaarheid van de bijbehorende factuurontwikkelingen, **heeft de CRE gekozen voor een geleidelijke veralgemening die eindigt in 2024**. De CRE heeft de noodzaak benadrukt om te waken over de aanvaardbaarheid van factuurverhogingen voor bepaalde consumenten, met name de meest kwetsbare. Ze stelt de ontwikkelingen in de facturen geanalyseerd te hebben om ervoor te zorgen dat eventuele stijgingen binnen de perken zouden blijven, met name door consumentenprofielen te analyseren die zouden kunnen overeenkomen met kwetsbare situaties.

De veralgemening van de opties met 4 tijdsblokken tijdens de TURPE 6-tariefperiode betekent dat **de niet-seizoensgebonden opties (CU en MU DT) worden afgeschaft in augustus 2024**, voor het laatste jaar van de tariefperiode. Om de tariefwijzigingen als gevolg van de afschaffing in 2024 van de opties CU en MU DT in de loop van de TURPE 6 HSA-LS-periode af te vlakken, **zal de CRE het tarief voor deze opties tussen 2021 en 2023 geleidelijk aan verhogen en tegelijkertijd het tarief voor de opties met 4 tijdsblokken verlagen**. Het effect van deze afvlakking is dat deze opties geleidelijk aan van hun inhoud ontdaan worden door een geleidelijke verhoging van de niet-uurseizoensgebonden opties.

Behandeling van gebruikers die geen verbonden meters hebben

De veralgemening van de opties met 4 tijdsblokken tegen 2024 doet de vraag rijzen hoe gebruikers zonder verbonden meter zullen worden behandeld in 2024, hetzij door hun eigen toedoen, omdat ze deze hebben geweigerd, hetzij onafhankelijk van hun wil, omdat ze nog niet hebben geprofiteerd van de uitrol. Volgens het uitrolplan van Enedis zal tegen 2024 het aandeel gebruikers zonder verbonden meter 4% bedragen, goed voor ongeveer 1,5 miljoen leveringspunten. Het probleem doet zich ook voor buiten het verzorgingsgebied van Enedis, waar de uitrolschema's later vallen.

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

Bovendien heeft de CRE, voor klanten die de verbonden meter hebben geweigerd, erop gewezen dat sommige van de economische voordelen van de geëvolueerde meteropneming verband houden met de verlaging van de opnamekosten die mogelijk wordt gemaakt door het einde van het fysieke opnemen. Elke klant die weigert om een geëvolueerde meter te laten installeren, zal bijgevolg de verwachte voordelen van het project ondermijnen. De CRE is van mening dat het daarom noodzakelijk zal zijn om de kosten van de restopneming alleen aan deze afnemers door te berekenen. De voorwaarden voor het factureren van deze kosten zullen worden vastgesteld door de CRE tegen het einde van de massale uitrol (90% van de verbonden meters geïnstalleerd).

3.4.2. **Tarifering van het gebruik van het elektriciteitsdistributienet in Spanje**

Feedback over de nieuwe tariefstructuur in Spanje

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

De belangrijkste verandering is dat het capaciteitsaandeel voor residentiële consumenten 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 aan te raden om zich te abonneren op meer stroom tijdens de daluren, vooral voor bepaalde nieuwe toepassingen zoals het opladen van elektrische voertuigen of warmtepompen.

Op 1 juni 2021 behouden klanten hetzelfde standaardvermogen als hun vorige contract. Het zal hetzelfde zijn in de twee nieuwe periodes (piek- en daluren), maar de klant kan dit vermogen op elk moment wijzigen (en gratis voor de eerste 12 maanden onder bepaalde voorwaarden).

Tabel 8. Uurperiodes aangeboden aan particuliere klanten in Spanje vanaf 1 juni 2021

Tarieven	Tijdsblokken voor energieaandeel (€/kWh)	Tijdsblokken voor capaciteitsaandeel (€/kW)
Vóór 1 juni 2021	1, 2 of 3 tijdsblokken voor het verbruik	1 tijdsblok voor het vermogen
Vanaf 1 juni 2021	<p>3 tijdsblokken voor het verbruik:</p> <p>Maandag tot en met vrijdag (werkdagen):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Piekuren: 10 u. – 14 u., 18 u. – 22 u. • Middenpiekuren: 8 u.– 10 u., 14 u. – 18 u., 22 u.-middernacht • Daluren: middernacht - 8.00 u. <p>Zater-, zon- en feestdagen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Daluren: 24 uur 	<p>2 tijdsblokken voor het vermogen:</p> <p>Maandag tot en met vrijdag (werkdagen):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Piekuren: 8.00 u. - middernacht • Daluren: middernacht - 8.00 u. <p>Zater-, zon- en feestdagen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Daluren: 24 uur

Voor professionele klanten zijn er nu zes tijdsperiodes beschikbaar voor capaciteits- en energieaandelen. Voor niet-huishoudelijke klanten gelden bovendien extra kosten wanneer de gebruikte capaciteit de contractuele capaciteit overschrijft.

Tabel 9. Distributietarieven van toepassing vanaf 1 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						27.38					
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 aardgasprijzen, waardoor de groothandelsprijzen 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, wat maakt dat periodes van hoge groothandelsprijzen vaak de krantenkoppen halen en sociale en politieke onrust veroorzaken.

Deze nieuwe netwerktarieven zijn voor het eerst ontworpen en goedgekeurd door de regelgevende instantie (de CNMC), na een lang geschil met het ministerie dat, in strijd met de eisen van de Europese wetgeving, tot dan toe verantwoordelijk was voor het vaststellen van de netwerktarieven. De structuur, de tijdsblokken en de waarden voor de capaciteits- en energieaandelen werden vastgesteld op basis van een gedetailleerde analyse van de netwerkkosten die overeenstemmen met elk spanningsniveau en het belastingsprofiel van het net doorheen het jaar. In het publieke debat hebben sommige consumentenorganisaties en zelfs ministers echter gepleit voor een wijziging van de tijdsblokken, waarbij de daluren worden uitgebreid.

4. Selectie van de geëvolueerde tariefstructuren die in detail moeten worden beoordeeld

4.1. Alle overwogen tariefstructuren

In het kader van het werk in het eerste deel van module 1 hebben we 5 mogelijke geëvolueerde tariefstructuren overwogen voor toepassing op alle LS-DNG's voor het tarief voor gebruik en beheer van het distributienetwerk. Deze structuren kunnen worden ingedeeld in 3 hoofdtypologieën:

- De tariefstructuren van het **type gemeten vermogen** (Vlaamse benadering);
- De tariefstructuren van het **type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie** (Waalse benadering);
- tariefstructuren van het **type term in verhouding tot het verbruik met differentiatie per gemeten vermogensschijf**.

Tabel 10. Lijst van de 5 geëvolueerde tariefstructuren die overwogen werden in het kader van de werken in het eerste deel van fase 2 van module 1

Typologie	1. Gemeten vermogen	2. Term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie	3. Term in verhouding tot het verbruik met differentiatie per gemeten vermogensschijf
Gemeenschappelijke sleutelken merken	Capaciteitstariefterm (€/kW): toegepast op het gemeten, beschikbaar gestelde of, indien van toepassing, onderschreven vermogen Term in verhouding tot het verbruik (ct€/kWh): toegepast op de gemeten energie		
Specifieke sleutelken merken	Capaciteitsterm toegepast op gemeten vermogen	Term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie	Term in verhouding tot het verbruik met differentiatie per gemeten vermogensschijf
Type A	Tariefstructuur 1A: Capaciteitsterm = maximaal gemeten kwartaarlijks vermogen, zonder tijdsdifferentiatie (Vlaamse benadering)	Tariefstructuur 2A: Tijdsdifferentiatie (2 tot 4 tijdsblokken), zonder uurseizoensgebondenheid (Waalse benadering, zonder sanctie op het gemeten vermogen)	Tariefstructuur 3: Tijdsdifferentiatie met 2 of 3 blokken

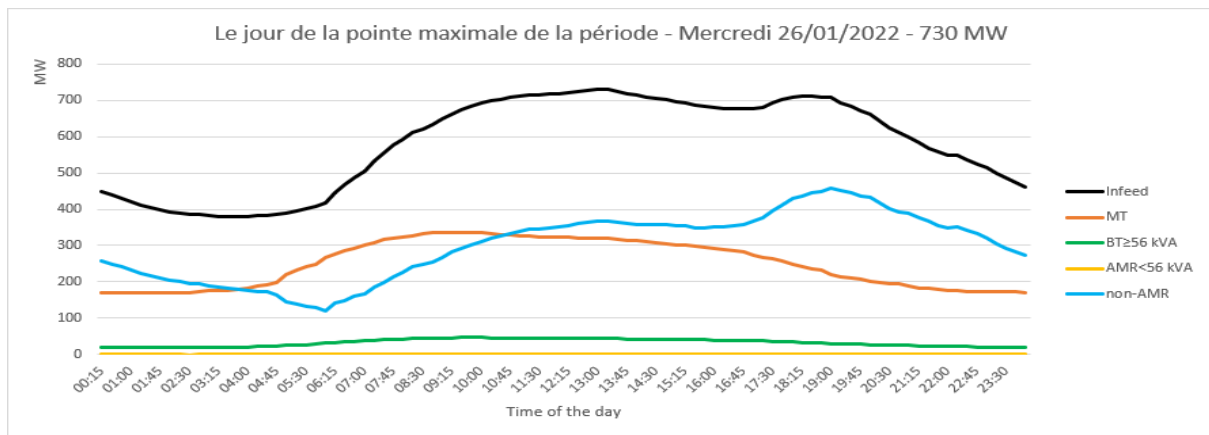
Type B	Tariefstructuur 1B: Capaciteitsterm = maximaal gemeten kwartuurlijks vermogen, met tijdsdifferentiatie in 2 of 3 tijdsblokken	Tariefstructuur 2B: Tijdsdifferentiatie met 2 tot 4 uurseizoensgebonden blokken	
---------------	---	---	--

We hebben een eerste vergelijkende analyse van de 5 voorgestelde tariefstructuren uitgevoerd om BRUGEL en Sibelga te helpen bij hun denkoefening om 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 op een latere datum door Sibelga zullen worden uitgevoerd.

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

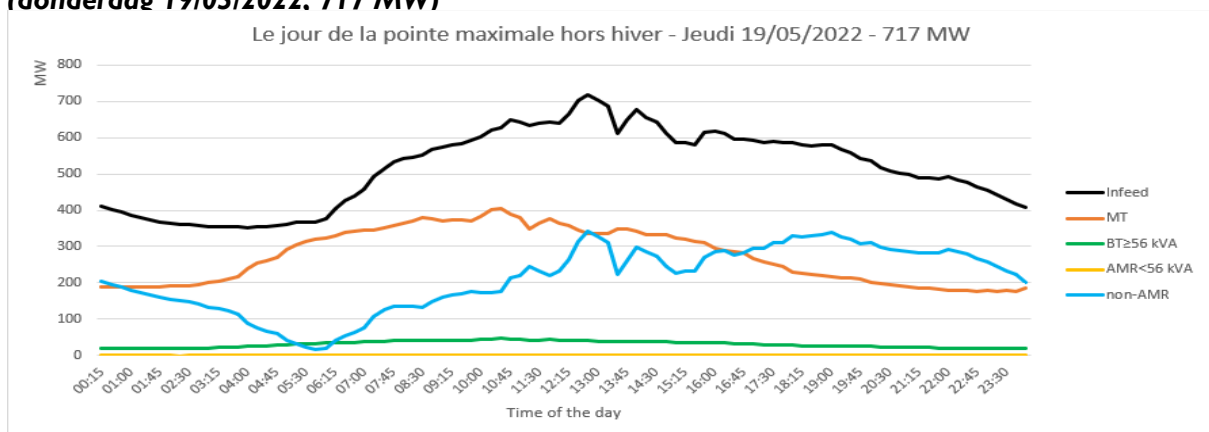
1. De minimalisering van het gebruik van het LS-netwerk op piekmomenten (zie Figuur 7 en Figuur 8 hieronder), wat zich in de winter situeert in de vroege avond rond 19 u. (zie de niet-AMR-curve in lichtblauw in de volgende figuur voor LS-klanten van minder dan 56 kVA en de groene curve voor LS-klanten > 56 kVA).
2. Er moet voorrang worden gegeven aan de verschuiving van het LS-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 verbruiksprofielen, overgemaakt 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 13 u. en 14 u., ondanks de opwekking van zonne-energie (zie paragraaf **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Hierbij dient opgemerkt dat buiten de winter de algemene netpiek ook overdag rond 13.00 uur optreedt, op een iets lager niveau dan de winterpiek (717 MW).

Figuur 7. Verbruiksprofiel van het globale net van Sibelga (Infeed) en per klantencategorie op de dag waarop de piek van 2022 voor het globale net werd bereikt (winter, woensdag 26.01.2022, 730 MW)



Bron: SIBELGA

Figuur 8. Verbruiksprofiel van het globale net van Sibelga (Infeed) en per klantencategorie op de dag waarop de piek van 2022 buiten de winter voor het globale net werd bereikt (donderdag 19/05/2022, 717 MW)



Bron: SIBELGA

Opmerking:

- De zwarte curve vertegenwoordigt de stroomvraag van het volledige net
- De vermogensvraag van het LS-net is de som van de lichtblauwe curve (LS-DNG's van minder dan 56 kVA die niet zijn uitgerust met AMR-meters, d.w.z. bijna alle DNG's van minder dan 56 kVA), de groene curve (LS-DNG's van meer dan 56 kVA) en de gele curve (LS-DNG'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).

Naar aanleiding van de besprekingen met Sibelga heeft BRUGEL beslist om een gedetailleerde analyse uit te voeren van de volgende geëvolueerde tariefstructuren:

- de tariefstructuur van het 'gemeten vermogen'-type, met tijdsdifferentiatie (tariefstructuur IB);

- De **tariefstructuren op basis van een term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie**, zonder seizoensdifferentiatie enerzijds, en met beoordeling van de impact van de uurseizoensgebondenheid anderzijds (tariefstructuren 2A en 2B).

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

De door Sibelga voorgestelde typologie 0, die uit een overgangstarifiering bestaat die de huidige tarifiering verbetert zonder te steunen op de functionaliteiten van de slimme meter in afwachting van de invoering van de nagestreefde geëvolueerde tarifiering, wordt besproken in paragraaf 7.1.5

4.2. Beschrijving van de geanalyseerde tariefstructuren

4.2.1. Inleidende punten met betrekking tot de tijdsdifferentiatieblokken en de tariefstructuur die van toepassing is op DNG's met een aansluitingsvermogen \geq 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 gedetailleerd, met betrekking tot de volgende punten:

- het aantal en de positionering van de tijdsblokken, voor de capaciteitsterm in het geval van tariefstructuur 1B of voor de term in verhouding tot het verbruik voor de tariefstructuren 2A en 2B (de impact van de uurseizoensgebondenheid wordt behandeld in deel 4.2.3);
- de tariefstructuur die van toepassing is op de DNG's met een aansluitingsvermogen \geq 56 kVA.

Instelling van de tijdsblokken:

Met de slimme meters in het BHG kunnen tot 4 verschillende tijdsblokken worden ingesteld. De figuren 1 en 2 tonen aan dat de globale piek van het net (730 MW) zich voordoet in de winter, met twee spanningsperiodes: midden op de dag voor het hele net (13 u. tot 14 u.) en 's avonds voor het LS-net en het globale net (19 u. tot 20 u.). Aangezien de piek voor LS-afnemers 's avonds optreedt, is het verschuiven van een deel van het verbruik van LS-afnemers van de avond naar de dag dus positief op LS-niveau, maar in het algemeen niet geschikt, omdat dit zou leiden tot een versterking van de middagpiek, die iets hoger is dan de avondpiek. De uitdaging ligt dus in het niveau van de stimulansen die moeten worden gegeven om een deel van het piekverbruik te verschuiven naar de nacht. Het is gegrond om de relevantie en het belang van het instellen van 2, 3 of 4 tijdsblokken in twijfel te trekken:

- De instelling van 2 tijdsblokken maakt het mogelijk om op dit probleem te reageren door twee tariefblokken te introduceren: dag (van 7 uur tot 22 uur) en nacht (van 22 uur tot 7 uur), waarbij de dagtariefterm het hoogst is ($\text{term}_{\text{dag}} > \text{term}_{\text{nacht}}$). 2 tijdsblokken zijn echter niet optimaal in termen van kostenreflectiviteit voor de LS-klanten (geen sanctionering voor de avondpiek ten opzichte van de dagpiek) en de tariefamplitude tussen dag en nacht moet beperkt zijn (het dagtarief moet duurder zijn naarmate het nachttarief lager is). De geringe tariefamplitude kan tot een geringere stimulans voor de DNG's leiden om hun verbruik naar de nacht te verschuiven.

- De invoering van 3 tijdsblokken maakt het mogelijk om een onderscheid te maken tussen verbruik overdag en piekverbruik door een term te introduceren die specifiek is voor de piekperiode. Dit resulteert in de introductie van 3 tijdsblokken: dag (7 u. tot 17 u.), piek (17 u. tot 22 u.) en nacht (22 u. tot 7 u.), waarbij de piektariefterm de hoogste is ($term_{piek} > term_{dag} > term_{nacht}$). 3 tijdklassen maken het mogelijk om de prijssignalen fijner aan te passen, met een grotere tariefamplitude tussen de hoogste en laagste termen dan in het geval van 2 tijdsblokken. De invoering van 3 tijdsblokken is daarom meer een stimulans voor DNG's en weerspiegelt meer de kosten. Het biedt ook meer flexibiliteit voor de toekomst dan een tarifiering met 2 tijdsblokken (de sterke ontwikkeling van de zonneproductie die tussen nu en 2030 in Brussel wordt verwacht, zou bijvoorbeeld de piek van het globale net overdag kunnen verlagen). Sibelga is van mening dat het bij de lancering van een dergelijke tariefstructuur de voorkeur zou verdienen om lage spanningen te hebben tussen de 3 tariefblokken, waarbij deze spanning later indien nodig kan worden verhoogd.
- Het instellen van 4 tijdsblokken biedt een nog grotere granulariteit dan bij 3 blokken. In het geval van het BHG levert dit echter geen voordelen op, behalve een zekere flexibiliteit voor mogelijke langetermijnontwikkelingen, en het maakt de tariefstructuur complexer en minder leesbaar voor de DNG's.

De invoering van 3 tijdsblokken lijkt de meest relevante oplossing voor het BHG. Het betreft hier een effectieve hefboom om de twee grootste uitdagingen van de DNB (het minimaliseren van de piekvraag en het verschuiven van het piekverbruik naar andere periodes wanneer het netwerk minder belast is) de komende jaren aan te gaan. Daarom hebben we voor de geselecteerde tariefstructuren 3 tijdsblokken vastgesteld.

Het geval van de DNG's met een aansluitingsvermogen ≥ 56 kVA:

De tarifiering van de LS-klienten van Sibelga is onderverdeeld in 2 categorieën volgens het vermogen van de aansluiting: < 56 kVA en ≥ 56 kVA. De figuren 1 en 2 laten zien dat de problemen niet dezelfde zijn voor deze twee groepen van klienten. De klienten met een aansluitingsvermogen ≥ 56 kVA zijn voornamelijk professionele klienten waarvan het piekverbruik zich 's ochtends situeert en niet 's avonds, zoals het geval is voor LS-klienten. Aangezien hun verbruiksprofiel sterk verschilt van die van LS-afnemers met een aansluitingsvermogen < 56 kVA, moet de implementatie van een tijdsdifferentiatie verschillend zijn tussen de twee groepen, met het risico dat afnemers met een aansluitingsvermogen ≥ 56 kVA zwaar worden benadeeld. Het lijkt ook delicaat om het dagverbruik van deze klienten zwaar te bestraffen, want aangezien de meesten van hen professionals zijn, hebben ze niet de flexibiliteit om hun verbruik uit te stellen. Bovendien profiteert deze klientengroep al van een geëvolueerde tarifiering op basis van het gemeten vermogen, wat in overeenstemming is met de uitdagingen van deze klientengroep.

In samenspraak met Sibelga wordt aanbevolen om de huidige tarifiering voor LS-klienten met een aansluitvermogen ≥ 56 kVA te behouden en de geëvolueerde tarifiering toe te spitsen op LS-klienten < 56 kVA.

4.2.2. Tariefstructuur van het 'gemeten vermogen'-type, met tijdsdifferentiatie (tariefstructuur IB)

De wegingscoëfficiënten van de capaciteitstermen (X%) en in verhouding tot het verbruik (Y%) zijn parameters van het tarifieringsmodel die door de regulator moeten worden ingesteld. In het kader van een tariefstructuur van het 'gemeten vermogen'-type moet de capaciteitscomponent zwaar overwogen worden om het gewenste niveau van stimulans te garanderen (meestal 80%, zoals in het Vlaamse model). De hele effectiviteit van het model schuilt

immers in het aanmoedigen van de DNG's om hun maandelijkse vermogenspieken te beperken en zo hun verbruik over de dag te spreiden. Een onderweging van de capaciteitsterm kan leiden tot een verkeerd begrip van het signaal dat naar DNG's wordt gestuurd en daarom ondoeltreffend blijken.

Voor de **berekening van de maandelijkse piek** sluiten we de mogelijkheid uit om elke maand de maandelijkse piek van de DNG te weerhouden 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 maandelijkse piek worden gebruikt, berekend als het gemiddelde van de **maandelijkse pieken gemeten over 12 voortschrijdende maanden**, zoals in het Vlaamse model.

De methode voor het berekenen van maandelijkse pieken in Vlaanderen is niet perfect, omdat 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 DNG (werkelijk vermogen) te bepalen, en het zou ook erg duur zijn om de gebruikte kwartierstap te verlagen (technologische beperking wat betreft metergeheugen, hoge communicatiekosten, complexere gegevensverwerking)²¹. De integraal over het kwartier is nauwkeuriger. De limiet van de Vlaamse benadering lijkt ons relevant, aangezien de ontwikkelingen die nodig zijn voor de implementatie ervan al zijn doorgevoerd op het niveau van de communicatieketen²² en het een aanvaardbare schatting geeft van het maximale vermogen. We raden daarom aan om deze ontwikkelde oplossing te gebruiken ter bepaling van de maandelijkse piek.

Tot slot heeft de VREG een **minimumwaarde** van 2,50 kW ingevoerd (voor de gemiddelde maandelijkse piek van een DNG), die een minimale bijdrage aan de netwerkkosten vertegenwoordigt. Het principe van de minimumwaarde is in overeenstemming met het feit dat de tarifiering de kosten moet weerspiegelen die daadwerkelijk door de DNB worden gedragen. De minimumwaarde is een parameter van het tarifieringsmodel die de DNB in staat moet stellen om zijn kosten terug te verdienen. 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 de IB-tarifiering uiteindelijk wordt gekozen aan het einde van de studie.

Om de verschuiving van het verbruik tijdens de piek naar de nacht te stimuleren, stellen we voor om een tijdsdifferentiatie in te voeren op basis van 3 tijdsblokken, zoals hierboven uitgelegd, met een maximale capaciteitsterm in de piek ($term_{piek} > term_{dag} > term_{nacht}$).

Voor zover wij weten, laten de registers van de slimme meter die Sibelga gebruikt, geen invoering van gedifferentieerde tijdsblokken toe voor het maximaal gemeten vermogen. De implementatie van deze tariefstructuur zou daarom het volgende vereisen:

- ofwel om het maximale vermogen per tijdsblok te berekenen op basis van het van de meter opgehaalde kwartuurlijkse verbruiksprofiel, wat een zekere **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);

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

²² Sibelga heeft bevestigd dat firmware 1.99 momenteel wordt uitgerold naar haar vloot van slimme meters (deze firmware introduceert het register 1.6.0 dat het maximale gemiddelde opgenomen vermogen over een kwartier sinds het begin van de maand registreert).

- ofwel een **bijkomende ontwikkeling van de firmware van de slimme meter**, met de bijbehorende kosten.

Tabel 11. Netgebruikstarief voor de tariefstructuur IB (DSG met een aansluitingsvermogen < 56 kVA, met communicerende meter)

Tarief voor gebruik van het net	Klantencategorie
	< 56 kVA met communicerende meter
Capaciteitsterm	<p>Weging: 80%</p> <p>Eenheid: € / kW / jaar</p> <p>Instelling van een minimumwaarde voor de gemiddelde maandelijkse piek</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Blok 1 (piek) 	<p>Tijdsblok: 17.00 tot 22.00 uur</p> <p>De piekterm is de hoogste ($Term_{piek} > Term_{dag} \geq Term_{nacht}$)</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Blok 2 (dag) 	<p>Tijdsblok: van 7.00 tot 17.00 uur</p> <p>Met: $Term_{piek} > Term_{dag} \geq Term_{nacht}$</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Blok 3 (nacht) 	<p>Tijdsblok: van 22.00 tot 7.00 uur</p> <p>De nachtterm is de minst hoge ($Term_{piek} > Term_{dag} \geq Term_{nacht}$)</p>
Term in verhouding tot het verbruik	<p>Weging: 20%</p> <p>Eenheid: € / kWh</p>

4.2.3. Tariefstructuren van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie (tariefstructuren 2A en 2B)

De **wegingscoëfficiënten van de capaciteitstermen (X%) en in verhouding tot het verbruik (Y%)** zijn parameters van het reguleringsmodel die door de regulator moeten worden ingesteld. In een Time-of-Use-tariefstructuur wordt de term die in verhouding staat tot het verbruik overwogen (typisch $X = 20\%$ / $Y = 80\%$, zoals vandaag het geval is).

Om de verschuiving van het verbruik tijdens de piek naar de nacht te stimuleren, stellen we voor om een tijdsdifferentiatie in te voeren op basis van 3 tijdsblokken, zoals hierboven uitgelegd, met een term in verhouding tot het maximumverbruik tijdens de piek ($term_{piek} > term_{dag} > term_{nacht}$).

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

- **Optie 1: een term die afhankelijk is van het ter beschikking gestelde vermogen zou behouden blijven**, door na te gaan of er geen andere drempel dan de huidige drempel van 13 kVA en een grotere granulariteit (verschillende vermogensdrempels tussen 0 en 56 kVA met een oplopende capaciteitsterm) ingevoerd zouden moeten worden om de DNG's aan te moedigen de dimensionering van nieuwe aansluitingen te optimaliseren. Deze benadering levert echter slechts beperkte voordelen op voor de bestaande aansluitingen, aangezien de DNG die een bestaande aansluiting gebruikt om tarifaire redenen kan vragen om deze te verzwakken. Optie 1 lijkt niet erg pertinent.
- **Optie 2: er zou een capaciteitsterm ingevoerd worden die afhankelijk is van het onderschreven vermogen tussen 0 en 56 kVA** (prijs per onderschreven vermogensschijf), binnen de grenzen van het ter beschikking gestelde vermogen zijnde een keuze van de DNG in functie van zijn behoefte. Het onderschreven vermogen wordt gedefinieerd als het maximale vermogen van de stroomonderbreker die is geïntegreerd in de slimme meter, die op afstand wordt geconfigureerd op verzoek van de DNG. Deze inrichting zou dus elke keer uitschakelen, wanneer de DNG meer vermogen vraagt dan het onderschreven vermogen. De DNG zou de voeding kunnen herstellen door op de hiertoe voorziene knop op de meter te drukken. Optie 2 heeft het voordeel dat ze DNG's aanmoedigt om het vermogen van de nieuwe apparatuur die ze gaan installeren, zoals privélaadpunten, 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 hen toch de mogelijkheid gelaten wordt om te investeren in apparatuur met een hoger vermogen indien ze dat wensen, tegen de kostprijs van een hogere capaciteitsterm (en indien nodig ook tegen de kostprijs van de versterking van de aansluiting). Deze optie wordt al toegepast in andere landen, zoals Frankrijk, en lijkt zeer geschikt gezien de stimulerende aard en de relatief lage complexiteit van de implementatie, die gebaseerd is op de functies van de slimme meter. De uitvoering van deze optie is echter niet onbeduidend: Sibelga moet een kanaal opzetten voor het verzamelen en bijwerken van deze informatie op verzoek van de DNG (in Frankrijk gebeurt dit via de leverancier), wat volgens Sibelga waarschijnlijk een wijziging van de MIG en het CMS (voor een Brusselse specificiteit) zou inhouden.
- **Optie 3: een capaciteitsterm in functie van het gemeten vermogen**, op dezelfde basis als de tarifiering voor het gemeten vermogen. Dit zou dezelfde soort stimulans geven als optie 2, maar met een grotere complexiteit en minder duidelijkheid voor de DNG's.

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

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

Tabel 12. Netgebruikstarief voor de tariefstructuur 2A voor de LS-afnemers met een aansluitingsvermogen < 56 kVA met communicerende meter

Tarief voor gebruik van het net	Klantencategorie
	> 56 kVA
Capaciteitsterm	<p>Weging: $\leq 20 \%$</p> <p>Eenheid: € / kW / jaar (of per maand)</p> <p>Afhankelijk van het onderschreven vermogen</p> <p>Te definiëren drempel(s) voor onderschreven vermogen</p> <p>Weging: $\leq 20 \%$</p> <p>Eenheid: € / kW / jaar (of per maand)</p>
Term in verhouding tot het verbruik (3 blokken)	<p>Weging: $\geq 80 \%$</p> <p>Eenheid: € / kWh / maand</p>
<ul style="list-style-type: none"> Blok 1 (piek) 	<p>Tijdsblok: 17.00 tot 22.00 uur</p> <p>De piekterm is de hoogste ($Term_{piek} > Term_{dag} \geq Term_{nacht}$)</p>
<ul style="list-style-type: none"> Blok 2 (dag) 	<p>Tijdsblok: van 7.00 tot 17.00 uur</p> <p>Met: $Term_{piek} > Term_{dag} \geq Term_{nacht}$</p>
<ul style="list-style-type: none"> Blok 3 (nacht) 	<p>Tijdsblok: van 22.00 tot 7.00 uur</p> <p>De nachtterm is de minst hoge ($Term_{piek} > Term_{dag} \geq Term_{nacht}$)</p>

Impact van uurseizoensgebondenheid

Figuur 8 toont het verschil in de problemen die het Sibelga-netwerk ondervindt in de winter en buiten de winter. De LS-piek (< 56 kVA) is immers 's avonds veel lager buiten de winter dan in de winter, ook al vindt de globale piek in het netwerk plaats tussen 12 en 13 uur. Bovendien ligt de globale piek buiten de winter (717 MW) relatief dicht bij de globale piek in de winter (730 MW).

Om met dit probleem rekening te houden, is het mogelijk om het niveau van de term in verhouding tot het verbruik per tijdsblok aan te passen volgens een seizoensdifferentiatie, met behoud van dezelfde tijdsblokken, om bijvoorbeeld buiten de winter een minder restrictief tarief in te voeren:

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

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

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

Deze tijdsdifferentiatie kan indien nodig worden aangepast aan de ontwikkeling van de LS-piek buiten de winter.

Tabel 13. Netgebruikstarief voor de tariefstructuur 2B voor de LS-afnemers met een aansluitingsvermogen < 56 kVA met communicerende meter

Tarief voor gebruik van het net	Afnemers < 56 kVA	
	Winter	Buiten de winter
Capaciteitsterm	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 het verbruik (3 blokken)	Weging: ≥ 80 % Eenheid: € / kWh / maand	Weging: ≥ 80 % Eenheid: € / kWh / maand
<ul style="list-style-type: none"> • Blok 1 (piek) 	Tijdsblok: 17.00 tot 22.00 uur Hoogste term	Tijdsblok: 17.00 tot 22.00 uur Hoogste term gelijk aan de dagterm
<ul style="list-style-type: none"> • Blok 2 (dag) 	Tijdsblok: 7.00 tot 17.00 uur Tussenterm	Tijdsblok: 7.00 tot 17.00 uur Hoogste term en gelijk aan de piekterm
<ul style="list-style-type: none"> • Blok 3 (nacht) 	Tijdsblok: 22.00 tot 7.00 uur Laagste term	Tijdsblok: 22.00 tot 7.00 uur Laagste term

Opmerking: als het gaat om fotovoltaïsche productie, kunnen we zelfs 3 seizoenen onderscheiden - zomer, winter en tussenseizoen. Een uurseizoenstarifiering met 3 seizoenen wordt hier niet geanalyseerd omdat het te complex zou zijn en niet gemakkelijk te begrijpen voor DNG's.

5. Gedetailleerde beoordeling van de geselecteerde tariefstructuren

5.1. Evaluatiecriteria

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

- **De onmisbare** (5 criteria)
 1. Capaciteit tot dekking van de kosten (met het oog op de verbetering van de netwerkcapaciteit en -efficiëntie) (inclusief het niveau en de wijze van behandeling van eventuele regulatoire saldi)
 2. Toegankelijkheid van elektriciteit (inzonderheid de impact op laag opgeleide huishoudens of huishoudens die weinig oor hebben naar de energieregerelateerde problemen)
 3. Voorspelbaarheid (het vermogen van de DNG's om de hoogte van hun factuur te voorspellen en daaruit gemakkelijk af te leiden welk gedrag ze moeten aannemen om de factuur te verlagen)
 4. Transparantie (het vermogen om de factuur te begrijpen en te controleren)
 5. Niet-discriminatie (niet-discriminerende behandeling van de DNG's en andere marktdeelnemers)
- **Het vermogen om de energietransitie te begeleiden tegen zo laag mogelijke kosten** (8 criteria)²³
 6. Vermogen om de kosten te verlagen (vermogen van de tariefstructuur zelf om kostenverlagingen teweeg te brengen voor de ontwikkeling en aanpassing van het distributienet in de eerste plaats, voor andere marktdeelnemers in de tweede plaats)
 7. Zuinig gebruik van elektriciteit (ertoe aanzetten het elektriciteitsverbruik te beperken als een noodzakelijke maatregel voor een duurzame energietransitie, zonder de komst van nieuwe vormen van elektrisch gebruik te verhinderen, vooral wanneer dit een rationeler energiegebruik mogelijk maakt)
 8. FLEX E-HEB/Prijs (aanmoediging om bij voorkeur stroom te verbruiken wanneer de elektriciteit goedkoop is, wat over het algemeen overeenstemt met ogenblikken van overvloed aan E-HEB ten opzichte van de vraag)

²³ de tariefstructuur moet een rationeel gebruik van energie en de infrastructuur bevorderen. Verordening (EU) 2018/1999 (waarin het energie-efficiëntie-eerstbeginsel wordt gedefinieerd) en Richtlijn 2023/1791 bepalen dat de tarieven en regelgeving voor nettoegang van dien aard moeten zijn dat verbeteringen in energie-efficiëntie worden aangemoedigd (overweging 127 en artikel 27, lid 1).

9. FLEX Afschakeling (vermogen om de afnames te beperken in geval van schaarste aan productie of aan invoer in vergelijking met de vraag)
 10. FLEX Congestie/Overspanning (vermogen om afnames of injecties te beperken in geval van door de DNB vastgestelde lokale congestie - aanmoediging om bij voorkeur te verbruiken wanneer de DNB een lokale overspanning vreest)
 11. FLEX Verliespercentages (aanmoediging om het verbruik te verplaatsen naar perioden waarin het LS-net minder belast is)
 12. Opslag/zelfverbruik (capaciteit van de tariefstructuur om opslagfaciliteiten van algemeen belang te ondersteunen) (individueel of collectief zelfverbruik)
 13. Bevordering van E-HEB (vermogen om de productie van hernieuwbare elektriciteit te bevorderen, zelfs zonder zelfverbruik: in de eigen woning, lokale gemeenschappen, in de wijk, elders op het net ...)
- **De klassieke** (4 criteria)
14. Kostenreflectiviteit (overeenstemming tussen de elementen die kosten genereren bij de DNB en de elementen van het tarief die worden toegepast op de DNG's die aan de oorsprong van deze kosten liggen)
 15. Non-disruptie (controle of de tariefstructuur geen versturende effecten heeft op het vlak van de kosten of op de verdeling van de kosten tussen de DNG's, of op het prijssignaal van de commodity)
 16. Eenvoud (mogelijkheid om de tarieflogica en de factuur 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 die als volgt wordt gedefinieerd:

- 0: de tariefstructuur is volledig contraproductief ten opzichte van het betrokken criterium;
- 1: de tariefstructuur is veeleer contraproductief ten opzichte van het betrokken criterium;
- 2: de tariefstructuur is neutraal ten opzichte van het betrokken criterium;
- 3: de tariefstructuur is veeleer relevant ten opzichte van het betrokken criterium;
- 4: de tariefstructuur is volkomen relevant ten opzichte van het betrokken criterium.

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 de tarifiering, die essentieel is, met name voor het vermogen van de tarieven om de kosten van de DNB te dekken en de non-discriminatie;
- anderzijds het antwoord op de belangrijkste uitdagingen van de geëvolueerde tarifiering die in fase I van de studie zijn geïdentificeerd, met name de noodzaak om de energietransitie tegen een zo laag mogelijke kostprijs te ondersteunen.

5.2. Beoordeling

5.2.1. **Tariefstructuur van het 'gemeten vermogen'-type met tijdsdifferentiatie (IB)**

De scores voor elk van de criteria en de bijbehorende motiveringselementen luiden als volgt voor tariefstructuur IB:

De onmisbare:

- Capaciteit tot dekking van de kosten:

Score: 4

Motiveringselementen:

De tariefmethodologie die BRUGEL overweegt voor de volgende tariefperiode is van het 'revenue cap'-type met een principe van regulatoire saldi die de te veel of te weinig betaalde bedragen dekken, wat betekent dat de distributietarieven voldoen aan het kostendekkingsbeginsel van de DNB. Deze vaststelling geldt voor alle tariefstructuren die in deze nota worden bestudeerd.

- Toegankelijkheid van elektriciteit:

Score: 2

Motiveringselementen:

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

- Voorspelbaarheid:

Score: 1

Motiveringselementen:

De tariefstructuur IB scoort slecht op dit criterium: de tarifiering op basis van het gemeten vermogen vormt een paradigmaverschuiving voor de Brusselse DNG's. Het vermogen van de DNG's om de hoogte van hun factuur te voorspellen en hiervan het gedrag af te leiden dat ze moeten aanpassen om de factuur 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

Motiveringselementen:

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

- Non-discriminatie:

Score: 4

Motiveringselementen:

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

Het vermogen om de energietransitie te begeleiden tegen zo laag mogelijke kosten:

- Vermogen om de kosten te verlagen:

Score: 3

Motiveringselementen:

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

- Zuinig gebruik van elektriciteit:

Score: 2

Motiveringselementen:

Deze tariefstructuur zet niet echt aan tot een REG, gezien het overwicht van de capaciteitsterm (80%) op de term in verhouding tot het verbruik (20%).

- FLEX E-HEB/Prijs:

Score: 2,5

Motiveringselementen:

De tariefstructuur IB moedigt DNG's vooral aan om hun verbruik te verschuiven naar het tijdsblok waarin de capaciteitsterm het minst duur is, d.w.z. 's nachts. Aangezien de piekcapaciteitsterm hoger is dan de dagterm, stimuleert deze in de marge om te verbruiken wanneer de hernieuwbare productie overvloediger is.

- FLEX Afschakeling:

Score: 3

Motiveringselementen:

De tariefstructuur is in dit opzicht behoorlijk effectief, zonder optimaal te zijn. Wanneer de vraag groter is dan de productie, voorziet de tariefstructuur niet in een specifiek mechanisme om DNG's aan te moedigen hun verbruik te verminderen. Deze situatie zal zich echter eerder voordoen tijdens de piek op het net, en dus tijdens de piek van een bepaald aantal DNG's die zullen worden aangemoedigd om hun gemiddelde maandelijkse piek te minimaliseren door hun afgenomen vermogen te verminderen.

- FLEX Congestie/Overspanning:

Score: 2

Motiveringselementen:

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 Verliespercentages:

Score: 3

Motiveringselementen:

De tariefstructuur IB moedigt de DNG's aan om hun maximale vermogensvraag te minimaliseren tijdens het tijdsblok waarin de capaciteitsterm het hoogst is (op piekmomenten). Deze structuur maakt het mogelijk om een deel van het piekverbruik te verschuiven naar periodes waarin het LS-net minder belast is.

- Opslag/zelfverbruik:

Score: 3

Motiveringselementen:

In de aanwezigheid van lokale elektriciteitsproductie-eenheden biedt tariefstructuur IB een stimulans om elektriciteitsproductie op te slaan teneinde deze vrij te geven wanneer de capaciteitsterm het hoogst is (voor zelfconsumptie of gedeeld gebruik). De tariefstructuur IB stimuleert daarom investeringen in opslagvoorzieningen.

- Bevordering van E-HEB:

Score: 3

Motiveringselementen:

De tariefstructuur IB is neutraal met betrekking tot de injectie van hernieuwbare energie in het net. Bovendien is, zoals hierboven aangegeven, de piekcapaciteitsterm hoger dan de dagterm, wat - in de marge - stimuleert om te verbruiken wanneer de hernieuwbare productie overvloediger is.

De klassieke:

De scores toegekend aan de 4 klassieke criteria zijn:

- Kostenreflectiviteit:

Score: 3,5

Motiveringselementen:

Een overwegend op capaciteit gebaseerde tariefstructuur is intrinsiek een goede weerspiegeling van de kostenstructuur voor de DNB. De capaciteitstarifiering maakt het namelijk mogelijk om de kosten van de DNB zo goed mogelijk op elkaar af te stemmen en de invoering van 3 tijdsblokken moedigt het uitstellen van toekomstige investeringen aan.

- Niet-verstoring:

Score: 1

Motiveringselementen:

De aanwezigheid van tijdsblokken bij de capaciteitsterm kan leiden tot een verstoring van de tariefsignalen voor de commodity-component, via tegenstrijdige signalen.

- Eenvoud:

Score: 1

Motiveringselementen:

De tarifiering op basis van het gemeten vermogen betekent een paradigmaverschuiving voor de Brusselse DNG's en is complexer om te begrijpen dan een tarifiering op basis van het proportionele aandeel in het verbruik.

- Robuustheid:

Score: 3

Motiveringselementen:

Het doel van de tariefstructuur IB is om het gedrag van de consument te laten evolueren. Verder biedt het ook een zekere mate van flexibiliteit, met de mogelijkheid om de tijdsblokken aan te passen als ze niet langer coherent zijn met de netwerkbependingen. Ze is daarom relatief robuust.

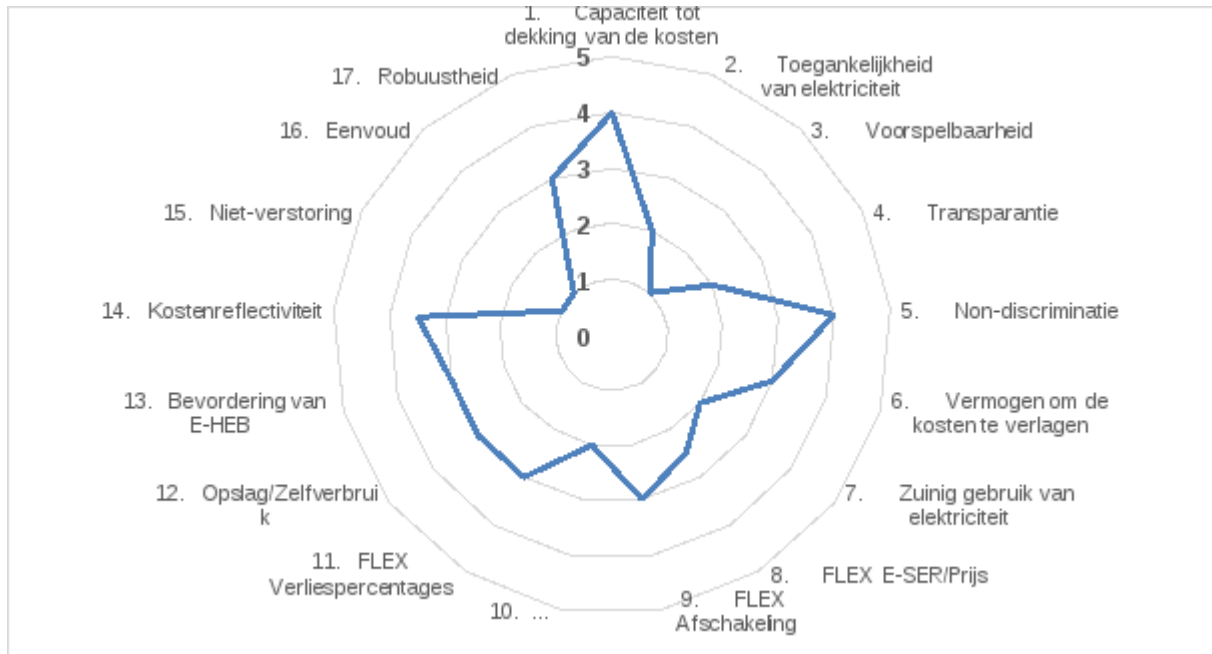
Samengevat:

De tariefstructuur IB behaalde de volgende gemiddelde scores voor de 3 groepen van beoordelingscriteria: 2,6 / 4 voor de onmisbare, 2,7 / 4 voor de mogelijkheid om de energietransitie tegen een lagere kostprijs te ondersteunen en 2,1 / 4 voor de klassieke, evenals een globale score van 2,5 / 4.

De invoering van tijdsdifferentiatie laat de tariefstructuur IB toe om de energietransitie tegen lagere kosten effectiever te ondersteunen dan de huidige Vlaamse benadering, terwijl de sterke punten van een tariefstructuur van het 'gemeten vermogen'-type behouden blijven op het vlak van kostenreflectiviteit en respect voor de fundamentele principes van de tarifiering. Ze blijft echter

suboptimaal als het gaat om het minimaliseren van het piekverbruik, aangezien de DNG er niet toe wordt aangespoord om zijn piekverbruik onder zijn gemiddelde maandelijkse piek te brengen.

Figuur 9. Gedetailleerde evaluatie van de tariefstructuur IB (van het 'gemeten vermogen'-type met tijdsdifferentiatie)



5.2.2. Tariefstructuur van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie met en zonder seizoensdifferentiatie (2A en 2B)

Gezien de sterke gelijkenissen tussen de tariefstructuren 2A en 2B, zijn de toegekende scores (en de bijbehorende motiverings-elementen) in dit deel van toepassing op beide structuren, met uitzondering van de criteria waar 'impact van de uurseizoensgebondenheid' wordt toegevoegd, die dan van toepassing zijn op de tariefstructuur 2B. In dit geval wordt de score die wordt toegekend aan de tariefstructuur 2B gespecificeerd en toegelicht (anders is de toegekende score identiek aan die van structuur 2A).

De onmisbare:

- Capaciteit tot dekking van de kosten:

Score: 4

Motiverings-elementen:

De tariefmethodologie die BRUGEL overweegt voor de volgende tariefperiode is van het 'revenue cap'-type met een beheer van regulatoire saldi die de te veel of te weinig betaalde bedragen dekken, wat betekent dat de distributietarieven voldoen aan het kostendekkingsbeginsel van de DNB. Deze vaststelling geldt voor alle tariefstructuren die in deze nota worden bestudeerd.

- Toegankelijkheid van elektriciteit:

Score: 2

Motiveringselementen:

De tariefstructuur 2A/2B is als dusdanig neutraal met betrekking tot dit criterium; tot op heden werd geen enkel ander mechanisme voorgesteld om de impact op kansarme huishoudens te beperken (de invoering van een sociaal tarief dat overeenstemt met deze tariefstructuur zou deze score helpen verbeteren, maar is een onafhankelijke kwestie).

- Voorspelbaarheid:

Score: 4 (2A)

Motiveringselementen:

De tariefstructuur 2A is een voortzetting van de tariefstructuur die werd ingevoerd tijdens de tariefperiode 2020-2024. De invoering van vaste tijdsblokken voor de term in verhouding tot het verbruik laat de DNG's toe om gemakkelijker te bepalen welke gedragsveranderingen ze moeten doorvoeren om hun factuur te verlagen.

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

- Transparantie:

Score: 3

Motiveringselementen:

De tariefstructuur 2A/2B voldoet goed aan dit criterium, aangezien deze in overeenstemming is met de huidige structuur en relatief gemakkelijk te begrijpen is voor DNG's. Er is ongetwijfeld een leerfase nodig voor alle DNG's om zich vertrouwd te maken met de tijdsblokken en de informatie die nodig is om de factuur te controleren, moet verstrekt worden (verbruiksgegevens per tijdsblok beschikbaar in de registers van de slimme meter, enz.).

- Non-discriminatie:

Score: 4

Motiveringselementen:

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

Het vermogen om de energietransitie te begeleiden tegen zo laag mogelijke kosten:

- Vermogen om de kosten te verlagen:

Score: 4

Motiveringselementen:

De tariefstructuur 2A/2B maakt het mogelijk om de LS- en de globale piek op de best mogelijke manier te minimaliseren (het is in feite in het financiële belang van de DNG 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 een maximale verlaging van de kosten van de DNG (uitgestelde versterkingsinvesteringen).

Bovendien kunnen de DNG's hun factuur verlagen door hun verbruiksgedrag te veranderen, in het bijzonder voor nieuwe toepassingen zoals het opladen van elektrische voertuigen, door hun verbruik te maximaliseren wanneer de term 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

Motiveringselementen:

Het overwicht van de term in verhouding tot het verbruik (80%) op de capaciteitsterm (20%) vormt een sterke stimulans voor de DNG's om rationeel met energie om te gaan.

- FLEX E-HEB/Prijs:

Score: 2,5

Motiveringselementen:

De tariefstructuur 2A moedigt DNG's vooral aan om hun verbruik te verschuiven naar het tijdsblok waarin de term in verhouding tot het verbruik het minst duur is, d.w.z. 's nachts. Aangezien deze term hoger is tijdens de piek dan overdag, stimuleert hij in de marge om te verbruiken wanneer de hernieuwbare zonneproductie overvloediger is.

- FLEX Afschakeling:

Score: 3

Motiveringselementen:

De tariefstructuur is in dit opzicht behoorlijk effectief, zonder optimaal te zijn. Wanneer de vraag groter is dan de productie, voorziet de tariefstructuur niet in een mechanisme om DNG's aan te moedigen hun verbruik te verminderen. Deze situatie zal zich echter eerder voordoen tijdens de piek op het net, en dus tijdens de piek van een bepaald aantal DNG's die zullen worden aangemoedigd om hun verbruik te minimaliseren omwille van de maximale proportionele term tijdens deze periode.

- FLEX Congestie/Overspanning:

Score: 2

Motiveringselementen:

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 Verliespercentages:

Score: 3

Motiveringselementen:

De tariefstructuur 2A moedigt de DNG's aan om hun verbruik te minimaliseren tijdens het tijdsblok waarin de term in verhouding tot het verbruik het hoogst is (op piekmomenten). Deze structuur maakt het mogelijk om een deel van het LS-piekverbruik 's avonds te verschuiven naar periodes waarin het LS-net minder belast is. Dit uitstel wordt echter zonder onderscheid aangemoedigd tussen de winter, wanneer het LS-net effectief het meest belast wordt in de vroege avond, en de andere seizoenen, wanneer het LS-net aanzienlijk minder belast wordt in de vroege avond.

Impact van de uurseizoensgebondenheid (score 4): de piek op het LS-net, in de vroege avond, is aanzienlijk hoger in de winter dan in de andere seizoenen. De invoering van seizoensdifferentiatie maakt het mogelijk het niveau van de stimulansen te optimaliseren naargelang van het seizoen, wat billijker lijkt voor de DNG's.

- Opslag/zelfverbruik:

Score: 3 (2A)

Motiveringselementen:

In de aanwezigheid van lokale elektriciteitsproductie-eenheden biedt de tariefstructuur 2A een stimulans om de elektriciteitsproductie op te slaan en vervolgens vrij te geven (voor zelfconsumptie of energiedeling) wanneer de term in verhouding tot het verbruik maximaal is. De tariefstructuur 2A stimuleert daarom investeringen in opslagvoorzieningen.

Impact van de uurseizoensgebondenheid (score 2B: 2): de productie van zonne-energie is het hoogst buiten de winter, terwijl tarief 2B zoals hierboven beschreven een term bevat die in verhouding is tot het verbruik dat buiten de winter identiek is in de piekperiode (17.00-22.00 uur) en in de dagperiode (7.00-17.00 uur). Buiten de winter biedt tariefstructuur 2B dus geen stimulans om te investeren in een opslagsysteem, terwijl de stimulans in de winter dezelfde is als voor structuur 2A.

- Bevordering van E-HEB:

Score: 3

Motiveringselementen:

De tariefstructuur 2A is neutraal met betrekking tot de injectie van hernieuwbare energie in het net. Zoals hierboven aangegeven werd, is de term in verhouding tot het verbruik tijdens de piekperiode echter hoger dan tijdens de dag, wat - in de marge - stimuleert om te verbruiken wanneer de hernieuwbare productie overvloediger is.

De klassieke:

- Kostenreflectiviteit:

Score: 3

Motiveringselementen:

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

- Niet-verstoring:

Score: 1

Motiveringselementen:

De aanwezigheid van tijdsblokken bij de term in verhouding tot het verbruik kan leiden tot een verstoring van de tariefsignalen voor de commodity-component, via tegenstrijdige signalen.

- Eenvoud:

Score: 3,5

Motiveringselementen:

De tarifiering 2A is een voortzetting van het huidige Brusselse model en houdt geen significante wijziging in van de tarieflogica.

Impact van de uurseizoensgebondenheid (score 2,5): de evolutie van de term in verhouding tot het verbruik in functie van het seizoen maakt het voor de DNG's iets moeilijker om facturen en tariefsignalen te begrijpen.

- Robuustheid:

Score: 3

Motiveringselementen:

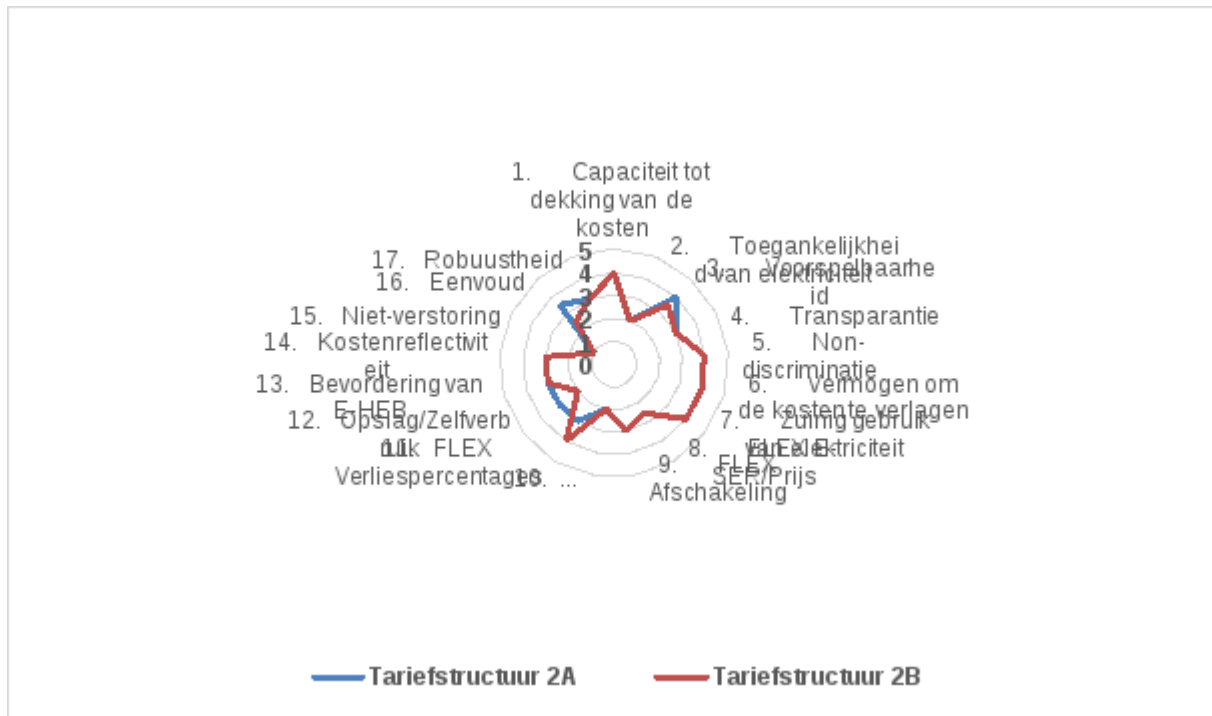
Het doel van de tariefstructuur 2A is om het gedrag van de consument te laten evolueren. Verder biedt het een zekere mate van flexibiliteit met de mogelijkheid om de positioneringen van het niveau van proportionele voorwaarden per tijdsblok te wijzigen, en indien nodig de tijdsblokken zelf als ze niet langer consistent zijn met de netwerkbependingen. Ze is daarom redelijk robuust en duurzaam, vooral als er 3 tijdsblokken worden geïmplementeerd in plaats van 2.

Samengevat:

De tariefstructuren 2A en 2B behaalden respectievelijk de volgende gemiddelde scores voor de 3 groepen van beoordelingscriteria: 3,4 en 3,3 / 4 voor de onmisbare, 3,1 en 3,1 / 4 voor de mogelijkheid om de energietransitie tegen een lagere kostprijs te ondersteunen en 2,6 en 2,4 / 4 voor de klassieke.

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

Figuur 10. Gedetailleerde beoordeling van de tariefstructuren 2A en 2B (van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie met en zonder seizoensdifferentiatie)



5.3. Samenvatting van de resultaten en aanbevelingen

De resultaten van de gedetailleerde multicriteria-beoordeling 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).

Daarbij dient in het bijzonder gewezen op de volgende punten:

- Wat de essentiële criteria betreft, onderscheiden de tariefstructuren 2A en 2B zich door het gemak waarmee de DNG's hun facturen kunnen begrijpen, voorspellen en controleren (waarbij tariefstructuur 2B iets ingewikkelder is om te begrijpen dan structuur 2A). Ze maken deel uit van de continuïteit van de huidige tariefstructuur in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, terwijl tariefstructuur 1B, van het type gemeten vermogen, een echte paradigmaverschuiving betekent voor de Brusselse spelers (in de eerste plaats de DNG's). De invoering van de tariefstructuur 2A of 2B zou er dus voor moeten zorgen dat het gedrag van de consument sneller in de gewenste richting verandert. Bovendien lijkt de toegevoegde waarde van structuur 2B ten opzichte van structuur 2A zeer beperkt, gezien de toename in complexiteit.
- Een onderscheidend voordeel van de tariefstructuur 2A in vergelijking met de structuur 1B is de mogelijkheid om het gebruik van het LS-netwerk tijdens piekperiodes optimaal te minimaliseren. De tariefstructuur 1B is in dit opzicht niet ineffectief, maar wel suboptimaal omdat deze de DNG's niet stimuleert om hun verbruik naar de piek te verschuiven wanneer

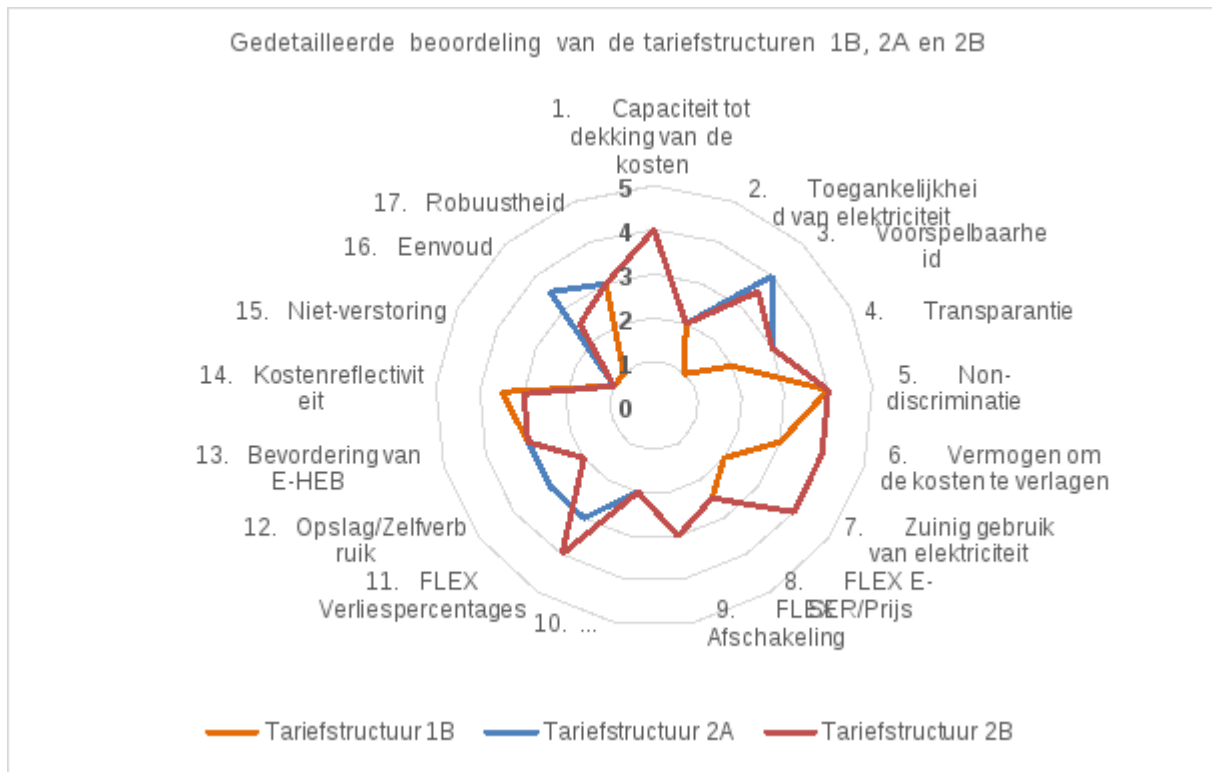
deze onder hun gemiddelde maandelijkse piek ligt (wat ook betekent dat er geen stimulans is voor een REG).

- De drie tariefstructuren respecteren de fundamentele principes van de tarifiering. De tariefstructuur IB scoort minder goed bij de beoordeling volgens de klassieke criteria (gemiddelde score van 2,13 / 4), ondanks de zeer goede kostenreflectiviteit, voornamelijk omdat het voor de Brusselse DNG's minder eenvoudig is, aangezien het om een echte paradigmaverschuiving gaat.

Op basis hiervan lijkt de tariefstructuur 2A van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie en zonder seizoensdifferentiatie, met capaciteitsterm toegepast op het onderschreven vermogen, de meest relevante structuur om ten uitvoer te worden geleegd binnen de in paragraaf 7.1.4 vastgestelde termijn:

- Ze biedt een optimaal antwoord op de uitdagingen waarmee de DNB wordt geconfronteerd en stelt hem in staat de energietransitie te ondersteunen terwijl rekening wordt gehouden met de ontwikkeling van nieuwe toepassingen.
- Hierdoor kan het tariefstructuurmodel dat sinds de periode 2020-2024 in het BHG wordt gehanteerd op dezelfde basis blijven evolueren en worden de risico's van een transitie naar een model dat (te) verstoring zou zijn voor alle marktspelers en de DNG's tot een minimum beperkt.
- Ze vormt een oplossing op lange termijn dankzij de 3 tariefblokken en de mogelijkheid om, indien nodig, de relatieve positionering van de termen in verhouding tot het verbruik volgens de tijdsblokken gemakkelijk aan te passen, of zelfs de tijdsbloklimieten zelf aan te passen zonder hun nummer of naam te veranderen.

Figuur 11. Gedetailleerde beoordeling van de tariefstructuren 1B (van het type gemeten vermogen met tijdsdifferentiatie), 2A en 2B (van het type term in verhouding tot het verbruik met tijdsdifferentiatie met en zonder seizoensdifferentiatie)



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

Criteria	Tariefstructuur IB	Tariefstructuur 2A	Tariefstructuur 2B
De onmisbare (gemiddelde)	2,60	3,40	3,30
1. Capaciteit tot dekking van de kosten	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
Het vermogen om de energietransitie te begeleiden tegen zo laag mogelijke kosten (gemiddelde)	2,69	3,06	3,06
6. Vermogen om de kosten te verlagen	3	4	4
7. Zuinig gebruik van elektriciteit	2	4	4
8. FLEX E-HEB/Prijs	2,5	2,5	2,5
9. FLEX Afschakeling	3	3	3
10. FLEX Congestie/Overspanning	2	2	2
11. FLEX Verliespercentages	3	3	4
12. Opslag/Zelfverbruik	3	3	2
13. Bevordering van E-HEB	3	3	3
De klassieke (gemiddelde)	2,13	2,63	2,38
14. Kostenreflectiviteit	3,5	3	3

15. Niet-verstoring	1	1	1
16. Eenvoud	1	3,5	2,5
17. Robuustheid	3	3	3
Gemiddelde van de 17 criteria	2,53	3,06	2,97

6. Analyse van de huidige tarifiering voor de distributie van laagspanningselektriciteit in het BHG: 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):

- **Zo rechtvaardig mogelijke distributietarieven voor alle Brusselaars vaststellen:** onafhankelijk maar in actief overleg bepaalt BRUGEL de tarieven van de operatoren met het oog op een doeltreffende en blijvende dienstverlening. BRUGEL is van plan om nieuwe tariefmethodologieën vast te leggen die de operatoren nog meer stimuleren om efficiëntie aan de dag te leggen en de verbruikers van vandaag en morgen tegelijk een kwaliteitsvolle dienstverlening te waarborgen. Het is van belang dat de financieringskosten en -modaliteiten worden geoptimaliseerd zonder dat dit een onevenwichtige weerslag heeft op een bepaalde categorieën van verbruikers.
- **Toegang voor allen en een goede werking van de energieleveringsmarkt garanderen:** BRUGEL wil de verbruiker in het middelpunt van zijn bekommernissen en dus in het middelpunt van de markt plaatsen, zodat hij kan bijdragen tot de goede werking ervan en er de voordelen uit kan halen. BRUGEL besteedt bijzondere aandacht aan kwetsbare verbruikers, zowel residentiële verbruikers als kleine professionals (met of zonder slimme meter).
- **De transitie naar een koolstofarme samenleving versnellen, met name door hernieuwbare energiebronnen te bevorderen en de stromen efficiënt te beheren.**

Deze analyse richt zich op de LS-tarifiering, het onderwerp van deze studie.

6.1. Huidige tarifiering (2020-2024)

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

De niet-periodieke tarieven worden geacht een weerspiegeling te vormen van de kosten van de onderliggende diensten van de netbeheerder, met uitzondering van bepaalde diensten die onder ODV's vallen.

De periodieke tarieven hebben daarentegen andere doelstellingen dan alleen maar de kosten van de netbeheerder weer te geven. Het doel van deze laatste is om de netgebruikers aan te moedigen om 'deugdzame' consumptiegewoonten aan te nemen, in het bijzonder een rationeel energiegebruik en netwerkinfrastructuren, en om hernieuwbare energiebronnen en nieuwe toepassingen van elektriciteit te bevorderen.

De periodieke tarieven bestaan uit verschillende proportionele termen, met de toepassing van Time-of-Use piek-/daluren (voor de enige term die betrekking heeft op het gebruik van het net), een capaciteitsterm en een vaste term.

6.2. Sterke en zwakke punten van de huidige tarifiering

6.2.1. Niet-periodieke tarieven

6.2.1.1. Algemeen

De niet-periodieke tarieven kunnen, omdat ze - behoudens uitzondering - reflectief zijn qua kosten, ook als billijk worden beschouwd. In die zin komt elke dienst die op verzoek van een gebruiker door de netbeheerder wordt geleverd, uitsluitend ten laste van die gebruiker.

Aangezien de meeste van deze diensten worden betaald door de nemer van de aansluiting die meestal de eigenaar is, en niet door de huurder, vormen deze tarieven a priori geen probleem wat betreft de toegang tot energie voor de meest kwetsbare klanten, met uitzondering van het tarief voor het openen van een meter. De huidige tarifiering van de procedures voor het openen en sluiten van meters lijkt echter de beste aanpak te vormen, omdat het feit dat het openingstarief²⁴ al de kosten voor het sluiten van een meter omvat, klanten aanmoedigt om hun verhuizingen te melden, terwijl een aparte tarifiering voor het openen en sluiten, zoals vroeger toegepast door Sibelga, ertoe leidde 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 transitie naar een koolstofarme samenleving te versnellen, met name door hernieuwbare energiebronnen te bevorderen en de stromen efficiënt te beheren. Een eindafnemer die zijn toepassingen wil elektrificeren, zal moeten betalen voor de versterking van zijn aansluiting, aangezien niet-periodieke tarieven niet kunnen worden beschouwd als een aanmoediging voor de ontwikkeling van deze nieuwe vormen van gebruik (met uitzondering van de gratis vervanging van een LS-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, dan zal het vragen van een eerlijke bijdrage aan de gebruikers bij het verhogen van hun aansluitingsvermogen voor de elektrificatie van hun toepassingen of de installatie van elektriciteitsproductie-eenheden deze energietransitie ook acceptabeler maken voor degenen die niet de middelen of de mogelijkheid hebben om hetzelfde te doen, simpelweg omdat zij niet de kosten hoeven te dragen voor het verhogen van de capaciteit van gebruikers die wel de mogelijkheid hebben om in deze elektrificatie te investeren.

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

²⁴ Opmerking: wat dit punt betreft kan het zeggen dat het sluitingstarief gratis is, worden beschouwd als misleidend taalgebruik. In de praktijk is er slechts één openings-/sluitingstarief, dat wordt betaald op het moment van opening en dat de 2 verrichtingen dekt.

6.2.1.2. Tarieven bij verbruik buiten contract, fraude of zegelverbreking

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

“17° de tarieven strekken ertoe een juist evenwicht te bieden tussen de kwaliteit van de gepresteerde diensten en de prijzen die door de eindafnemers worden gedragen. Wanneer deze diensten uitgevoerd worden zonder contractuele grondslag, zonder enige wettelijke of regelgevende verplichting, of met een contractuele grondslag maar zonder meting van het verbruik, zijn de tarieven die de eindafnemers moeten betalen aangepast aan het geval. De gepastheid van het tarief wordt, geval per geval, beoordeeld rekening houdend met juridische en feitelijke elementen die hebben geleid tot de verstrekking van deze diensten. Standaard is het toegepaste tarief in verhouding, redelijk en niet-discriminerend ten aanzien van gebruikers met hetzelfde profiel. Wanneer uit de feitelijke en juridische elementen die aanleiding hebben gegeven tot de dienstverlening blijkt dat de eindafnemer er opzettelijk of op oneerlijke manier gebruik van heeft gemaakt, kan een verhoogd tarief worden toegepast op deze diensten”.

De memorie van toelichting bij deze bepaling stelt het volgende:

'Er mag bovendien niet vermoed worden dat de netgebruiker op de hoogte was van dit verbruik. Het tarief dat standaard wordt toegepast, is dus in verhouding, redelijk en houdt geen discriminatie in tussen de eindafnemer en een andere eindafnemer in een vergelijkbare verbruikssituatie. Door een redelijk tarief toe te passen bij situaties waarin de eindafnemer 'te goeder trouw' handelt, wordt vermeden dat hij onevenredig wordt gestraft door toepassing van een hoger tarief en dat vermijdbare schuldsituaties worden gecreëerd.

Omgekeerd, in het geval van een aangetoond opzettelijk of oneerlijk verbruik, houdt naleving van het evenredigheidsbeginsel in dat een verhoogd tarief wordt toegepast op de afgenomen elektriciteit, op grond van de bijkomende kosten die de DNB moet dragen (expertise van de meters en zegels, onderzoek van bewijsmateriaal, enz.)."

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

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

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 teneinde te voorkomen dat sommige mensen in de verleiding zouden komen om hun toevlucht te nemen tot dergelijk gedrag, en ten slotte moet het een doeltreffende terugvordering door de DNB in de hand werken.

Voor het buitencontractuele verbruik werden er al afzonderlijke tarieven toegepast om rekening te houden met concrete situaties zoals bepaald door het technisch reglement. Voorgesteld wordt om deze situatie te handhaven, maar de percentages aan te passen.

6.2.2. Periodieke tarieven

6.2.2.1. Periodieke tarieven van toepassing op de DNG's die niet deelnemen aan een regeling voor energiedeling of op de DNG's die wel deelnemen aan een regeling voor energiedeling voor de niet-gedeelde energievolumes

Algemene structuur

De splitsing van de periodieke LS-tarifiering in 2 segmenten op basis van het contractuele vermogen (<56 kVA en ≥56 kVA) geeft geen aanleiding tot bijzondere opmerkingen. Dit is consistent met een zekere historiek, technische verschillen, vooral op het gebied van meting, en duidelijke verschillen in consumptiegedrag (zoals we in module I zagen, zijn LS-afnemers > 56 kVA professionele afnemers met een verbruiksgedrag dat vergelijkbaar is met dat van MS-afnemers). We zien daarom geen reden om deze segmentatie in twijfel te trekken.

Periodieke LS-tarieven ≥ 56 kVA

De periodieke tarifiering voor LS-klienten vanaf 56 kVA is een tarief met een capaciteitscomponent gebaseerd op gemeten vermogen en een proportionele component met een tijdsdifferentiatie in 2 blokken (piekuren, daluren). Ze is niet van toepassing op huishoudens, en in het bijzonder niet op kwetsbare klienten, en vormt dus geen probleem in termen van de eerste 2 strategische doelstellingen van BRUGEL (eerlijk/billijk tarief, toegang voor iedereen tot een goed functionerende energiemarkt). Bovendien speelt deze tariefstructuur in op de uitdagingen van de energietransitie: het capaciteitsaandeel in verhouding tot het gemeten vermogen moedigt klienten aan om hun piekverbruik te minimaliseren en het vermogen van hun apparatuur te minimaliseren, in het bijzonder het vermogen van laadpalen, terwijl het aandeel in verhouding tot het verbruik, met een differentiatie tussen piek- en daluren, klienten aanmoedigt om hun verbruik tijdens daluren te maximaliseren, wat inspeelt op de belangrijkste uitdagingen met betrekking tot nieuwe toepassingen die tijdens module I van de studie werden geïdentificeerd.

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

Periodieke LS-tarieven < 56 kVA

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

- 2 termen voor het gebruik van het net:
 - een capaciteitsterm in €/jaar gedifferentieerd volgens het ter beschikking gestelde vermogen tussen minder dan 13 kVA en meer dan 13 kVA;
 - een term in verhouding tot het verbruik²⁵:
 - Voor de DNG's die kozen voor het zogenaamde twee-urentarief²⁶, omvat deze term een tijdsdifferentiatie tussen piekuren (7.00-22.00 u., uitgezonderd weekends en feestdagen: term Y in €/kWh) en daluren (22.00-7.00 u. op weekdays + feestdagen²⁷ + weekends: term Z in €/kWh); de implementatie van dit twee-urentarief vereist de installatie van een meter met dubbele wijzerplaat (of twee-urenmeter).

²⁵ Het exclusieve nachttarief wordt door Sibelga niet langer aangeboden aan de DNG's, maar blijft gefactureerd voor de EAN's die dit tarief historisch nog hebben, hetzij voor hun volledige verbruik (40 EAN's in 2015), hetzij in combinatie met het enkelvoudig of twee-urentarief (4.312 EAN's in 2015); dit nachttarief is gelijk aan het daluurtarief van het twee-urentarief en is van toepassing tijdens diezelfde daluren, van 22 u. tot 7 u. op weekdays en doorlopend in het weekend en op feestdagen. In 2015 werd minder dan 0,7% van de YMR EAN's nog geheel of gedeeltelijk gefactureerd tegen het 'exclusief nacht'-tarief.

²⁶ In 2015 gold voor 27% van de YMR EAN's het twee-urentarief.

²⁷ Opmerking: in Wallonië en Vlaanderen geldt het daluurtarief niet op feestdagen van 7.00 tot 22.00 uur.

- Voor de DNG's die voor het zogenaamde enkelvoudige tarief kozen, bevat deze term geen tijdsdifferentiatie en is deze gelijk aan het piekurtarief van het twee-urentarief (Y in €/kWh). Dit enkelvoudige tarief wordt normaal gebruikt met een meter met enkele wijzerplaat, maar kan ook worden gebruikt met een meter met dubbele wijzerplaat (een DNG wiens geïnstalleerde meter een meter met dubbele wijzerplaat is, kan desondanks voor het enkelvoudige tarief kiezen).
- I term voor de meet- en telactiviteit in €/jaar, onafhankelijk van het meetstelsel.

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 dat een gebruiker die de mogelijkheid heeft om zijn verbruik aan te passen in functie van 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 soorten distributienetgebruikers tegenover elkaar te plaatsen en ervan uit te gaan dat de tweede categorie systematisch meer zal betalen voor het net. Hoe meer gebruikers reageren op tariefsignalen, hoe meer investeringen in het net zullen worden vermeden en de doelstellingen van de energietransitie zullen worden bereikt, hoe minder alle gebruikers zullen betalen. De huidige twee-urentarifiering vormt hierdoor een voordeel op het vlak van de energietransitie, want zelfs zonder slimme meter heeft een gebruiker er belang bij om zoveel mogelijk van zijn verbruik te verschuiven tussen 22 u. en 7u., wanneer het LS-net niet op zijn piek is, behalve in het weekend en op feestdagen.

Bovendien is het einde van de compensatie voor de netwerkkosten vanaf 1 januari 2020 in Brussel ongetwijfeld een factor die bijdraagt tot meer billijkheid tussen netgebruikers.

Wat de driedelige tarifiering betreft (forfaitair voor de meting, capaciteair en in verhouding tot het verbruik voor het gebruik van het net), dit kan onnodig complex en moeilijk te begrijpen lijken voor netgebruikers, vooral voor de meest kwetsbare klanten.

De capaciteitsterm is ongetwijfeld de meest complexe 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 energiearmoede²⁸). Bovendien biedt de capaciteitsterm, die afhankelijk is van het ter beschikking gestelde vermogen, momenteel een vrij beperkte stimulans voor netgebruikers om het ter beschikking gestelde vermogen te verlagen (in 2023 kost het overschakelen op een beschikbaar gesteld vermogen van minder dan 13 kVA tussen de 86 en 150 euro - de kosten voor het verzwakken van een meter om tarifaire redenen -, een bedrag dat de gebruiker terugverdiend in ongeveer 3 tot 6 jaar, waarna het een besparing oplevert van ongeveer € 27 per jaar), en biedt het geen stimulans om het ter beschikking gestelde vermogen te verlagen tot een waarde aanzienlijk lager dan 13 kVA, aangezien de prijs tussen 0 en 13 kVA dezelfde is, ook al heeft de overgrote meerderheid van de huishoudens slechts tussen 3 en 9 kVA nodig. De prijs van de capaciteitscomponent kent dus geen granulariteit tussen 0 en 56 kVA, wat ook leidt tot een aanzienlijke beperking in termen van kostenreflectiviteit, vooral omdat slechts 20% van de distributiekosten door deze component wordt gedekt. Tot slot wordt deze 3-componenten

²⁸ Er moet echter worden opgemerkt dat de 'capaciteitsterm' 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 Directie-generaal Personen met een handicap van de FOD Sociale Zekerheid of de Federale Pensioendienst.

tarifiering niet aangetroffen in de 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 voor specifieke IT-implementaties en een operationele monitoring dienen te zorgen.

De belangrijkste troef van de capaciteitsterm zoals uitgevoerd in de periode 2020-2024 ligt in het feit dat de DNG's aan deze heffing 'wennen' en de voorwaarden gecreëerd worden voor een geleidelijke evolutie van de tariefstructuur naar een geëvolueerde tarifiering, op voorwaarde dat deze laatste een voldoende aantrekkelijke capaciteitsterm omvat.

De proportionele component met twee-urentijdsdifferentiatie van de huidige tarifiering zal gebruikers waarschijnlijk aanmoedigen om rationeel gebruik te maken van het net, zowel in termen van vermindering van de synchrone laagspanningspiek (die 's avonds optreedt) als van vermindering van de synchrone piek op het net in zijn geheel (die overdag optreedt), maar bevordert niet het gebruik van energie uit gedecentraliseerde hernieuwbare energieproducties, anders dan via individueel eigenverbruik, of de ontwikkeling van energiegemeenschappen, zonder deze te ontmoedigen of een grote verstoring van de elektriciteitstariefsignalen te veroorzaken.

Er moet worden opgemerkt dat vanuit het strikte oogpunt van het netgebruik het twee-urentarief altijd voordeliger is dan het enkelvoudige tarief, omdat de prijs van de piekuren onder het twee-urentarief gelijk is aan de prijs van alle uren onder het enkelvoudige tarief, terwijl de prijs van de daluren, die alleen van toepassing is op het twee-urentarief, aanzienlijk lager is dan de prijs van de piekuren²⁹. Het economisch belang van het enkelvoudige tarief voor de DNG's komt in feite alleen voort uit de commodity-prijs die in het geval van een enkelvoudig gebruikstarief door de leveranciers ook wordt gepresenteerd als een niet-tijdsgeïndifferentieerde energieprijs die zich in de praktijk op een tussenliggend niveau bevindt tussen de energieprijs tijdens piekuren en de energieprijs tijdens daluren die van toepassing is in het geval van een twee-urengebruikstarief.

6.2.2.2. Periodieke tarieven van toepassing op energiedeling

Voor de DNG's die deelnemen aan een energiedelingsregeling, wordt er bij de tarifiering voor netgebruik een onderscheid gemaakt tussen:

- enerzijds de tarifiering die van toepassing is op de bijkomende energievolumes³⁰, zoals beschreven in de vorige paragraaf (6.2.2.1), en
- anderzijds de tarifiering die van toepassing is op de gedeelde energievolumes.

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

- Type A: deling binnen eenzelfde gebouw

²⁹ Er kunnen vraagtekens worden geplaatst bij de kostenreflectiviteit van een dergelijke benadering, aangezien consumenten met het enkelvoudige tarief niettemin een deel van hun verbruik tijdens daluren hebben, zoals gedefinieerd door het twee-urentarief, en het daarom logisch zou zijn geweest dat het enkelvoudige tarief een tussenpositie zou bekleden tussen het piek- en dalurentarief; wat er ook van zij, deze benadering maakt het twee-urentarief bijzonder aantrekkelijk, maar in werkelijkheid is de penetratiegraad van het twee-urentarief in het BHG met ongeveer 27% van de YMR EAN's veel lager dan in andere gewesten zoals Wallonië.

³⁰ Ter herinnering, in de context van een energiedeling zijn de bijkomende volumes de volumes die door een elektriciteitsleverancier aan de deelnemers van de energiedeling worden geleverd, bovenop de gedeelde volumes.

- Type B: deling op het netwerk stroomafwaarts van eenzelfde MS/LS-cabine
- Type C: de deelnemers krijgen stroom via dezelfde 'Elia'-post, maar niet via dezelfde MS/LS-cabine
- Type D: de deelnemers krijgen stroom via verschillende 'Elia'-posten

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

Wat het tarief voor het gebruik van het net betreft:

- Ongeacht het type deling is de capaciteitsterm X logischerwijs nul, terwijl een niet-nulterm X te wijten is aan bijkomende verbruiksvolumes.
- De termen Y en Z verschillen naargelang het type deling, waardoor delingen van type A en B (lokale delingen) een voordeel genieten ten opzichte van de termen Y en Z van de tarifiering van het netgebruik voor de bijkomende volumes, terwijl de delingen van type C en D geen enkel voordeel hebben. De delingen van type A genieten het grootste voordeel, met termen Y en Z van nul, terwijl de delingen van type B kunnen bogen op termen Y en Z die half zo hoog zijn als die van de tarifiering van het netgebruik voor de bijkomende volumes, zonder enig voordeel op de wegenisretributie.

Het meet- en teltarief maakt geen onderscheid tussen gedeelde en bijkomende energievolumes en is identiek aan het teltarief voor de DNG's die niet deelnemen aan een energiedelingsregeling (één term in €/jaar).

Wat de toeslagen betreft, genieten enkel de delingen van type A een voordeel voor de bijkomende volumes, met een wegenisretributieterm van nul.

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

Hierbij dient opgemerkt dat artikel 9 quinquies van de elektriciteitsordonnantie die van kracht is in het BHG in lid 22³¹ expliciet stelt dat de tariefstructuur voor elektriciteitsdistributie 'in het bijzonder het delen van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen' moet bevorderen, waarbij rekening wordt gehouden 'met de structuur van het bestaande distributienet'. Door de voordelen die worden toegekend aan de energiedelingen van type A, B en, in mindere mate, C, voldoet de huidige tarifiering voor energiedeling aan de bepalingen van het thans van kracht zijnde wettelijke kader.

De kosten-batenstudie met betrekking tot de energiedeling en de energiegemeenschappen die werd uitgevoerd als onderdeel van module 2, toonde aan dat op het enige kwantificeerbare voordeel voor de DNB (bijdrage aan de vermindering van de piek in het LS-netwerk) en op de maatschappelijke en

³¹ Artikel 9 quinquies van de vigerende elektriciteitsordonnantie stelt het volgende: 'de tariefstructuur zorgt voor evenwicht tussen de solidariteit van de dekking van de totale kosten van de netten en van de belastingen, de taksen, de toeslagen, de vergoedingen en bijdragen van alle aard en de voordelen van deelname aan een energiegemeenschap en het delen van elektriciteit, waarbij rekening wordt gehouden met de periodieke kosten-batenanalyse met betrekking tot energiegemeenschappen en van het delen van elektriciteit. De tariefstructuur bevordert in het bijzonder het delen van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen dat rekening houdt met de structuur van het bestaande distributienet.'

milieuvoordelen, de 4 types van gemeenschappen gelijkwaardig lijken te zijn, waarbij de delingen van type A en B echter bijkomende voordelen voor de DNB met zich meebrengt voor het netwerkbeheer stroomafwaarts van de MS/LS-stations in vergelijking met de delingen van type C en D, die niet gekwantificeerd maar wel gematerialiseerd zijn. Het feit dat er slechts een zeer beperkt voordeel wordt toegekend aan delingen van type C en geen enkel voordeel aan gemeenschappen van type D zou daarom door sommigen als twijfelachtig kunnen worden beschouwd, maar maakt niettemin deel uit van een logica die kan worden gerechtvaardigd door de extra voordelen op lokaal niveau als gevolg van delingen van type A en B.

Zelfs als de voordelen die aan gedeelde energievolumes worden toegekend door de bestaande tarieven voor het gebruik van het net, de toeslagen en de transmissie in overeenstemming zijn met de geldende elektriciteitsordonnantie, hebben deze tarieven niettemin het nadeel dat ze een tariefdifferentiatie invoeren op basis van het elektriciteitsgebruik, die als discriminerend beschouwd kan worden, aangezien voor twee DNG's met hetzelfde netafnameprofiel, waarvan er één deelneemt aan een energiedelingsregeling en de andere niet, de kosten voor het gebruik van het net voor de DNG die deelneemt aan de regeling lager zullen zijn dan voor de DNG die niet deelneemt.

7. Voorgestelde richtsnoeren voor de evolutie in de tarifiering van de LS-elektriciteitsdistributie

7.1. Introductie van een geëvolueerde tarifiering op basis van slimme meters en een tarifiering die van toepassing is op de DNG's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonlijke gegevens en op de DNG's met klassieke meters.

7.1.1. Geëvolueerde tarifiering

Om succesvol te zijn en de verwachte voordelen op te leveren (het minimaliseren van de toename van de synchrone LS- en globale piek, het vergemakkelijken van de integratie van hernieuwbare energiebronnen), moet de toekomstige geëvolueerde tarifiering die zal worden geïmplementeerd dankzij de functionaliteiten van de slimme meters, aantrekkelijk zijn, met name in financieel opzicht, om de acceptatie en invoering ervan te vergemakkelijken. Klanten die overstappen op deze tarifiering zouden winst moeten kunnen boeken als ze deugdzzaam gedrag vertonen dat tegemoetkomt aan de uitdagingen van het net (helpen om de LS-piek 's avonds te verlagen, ten eerste door het verbruik te verschuiven naar de nachtperiode tussen 22.00 en 7.00 uur, en ten tweede naar de dagperiode tussen 7.00 en 17.00 uur).

Op basis van de resultaten van module I zou een geëvolueerde tarifiering voor het gebruik van het net van type 2A geïmplementeerd moeten worden voor LS-afnemers van minder dan 56 kVA, met de volgende kenmerken:

- Een component in verhouding tot de energie (€/kWh) met tijdsdifferentiatie in 3 blokken, elke dag van de week:
 - Dag: 7.00-17.00 uur
 - Piek: 17.00-22.00 uur
 - Nacht: 22.00-7.00 uur

waarbij: piektarief >> dagtarief >> nachttarief

- Een capaciteitscomponent toegepast op het door de DNG onderschreven vermogen tussen 0 en 56 kVA, met een prijs die per trap kan worden bepaald (€/jaar voor een vermogen binnen een onderschreven vermogensinterval), met een toereikend aantal trappen³² (bijvoorbeeld 0-3kVA, 3-6 kVA, 6-9 kVA, 9-12 kVA³³, enz.), of in €/kW, waarbij het belangrijkste punt is om de DNG aan te moedigen om het optimale vermogen voor zijn behoefte te onderschrijven. Het onderschreven vermogen wordt gedefinieerd als het maximale vermogen dat een DNG kan opnemen uit het netwerk, waarbij de in de slimme meter ingebouwde stroomonderbreker de toevoer boven dat niveau afsluit. Het

³² De trappen, de procedure en de bijbehorende vereisten worden beschreven in het technisch reglement.

³³ Er moet worden opgemerkt dat het minimumvermogen van de 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 tarifiering voor het gebruik van het net.

onderschreven vermogen moet daarom vanop afstand worden ingesteld in de slimme meter (Pmax van de in de slimme meter geïntegreerde stroomonderbreker) en kan vanop afstand worden gewijzigd op verzoek van de DNG als het onderschreven vermogen wordt gewijzigd.

We bevelen ook aan om het deel 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 stimulerende karakter van het onderschreven vermogen te versterken zonder de stimulans van de term in verhouding tot het verbruik op 3 tijdsblokken in de geëvolueerde tarifiering en op 2 tijdsblokken in de klassieke tarifiering al te veel af te zwakken (zie paragraaf **Erreur! Source du renvoi introuvable.**).

- Er kunnen 3 hoofdopties overwogen worden voor de tariefperiode 2025-2029 met betrekking tot de meet- en telcomponent die momenteel een afzonderlijk tarief is van het tarief voor gebruik van het net:
 - **Optie 1:** de meet- en telcomponent blijft behouden voor de geëvolueerde tarifiering, en in dit geval wordt sterk aanbevolen om bij deze component geen onderscheid te maken tussen slimme meters en klassieke meters teneinde te voorkomen dat de invoering van slimme meters zou worden benadeeld, in die zin dat deze aanpak door sommigen bekritiseerd zou kunnen worden omwille van een gebrek aan billijkheid, aangezien de meet- en telkosten gesocialiseerd worden.
 - **Optie 2:** de meetcomponent wordt geschrapt voor alle DNG's van minder dan 56 kVA, ongeacht hun metertype, om discriminatie te vermijden. De bijbehorende kosten zouden worden toegerekend aan het gebruik van het net en we zouden van 3 naar 2 tariefcomponenten gaan (proportioneel en capaciteit), met een vereenvoudiging voor de DNG's. Ook hier is het nadeel dat deze aanpak door sommigen bekritiseerd zou kunnen worden vanwege een gebrek aan billijkheid, aangezien de meet- en telkosten gesocialiseerd worden. Het is evenwel 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 telcomponent vervangen door een meer algemene vaste term die geen onderscheid maakt tussen metertypes. Met deze aanpak zou de doelstelling bewaard blijven om de invoering van de slimme meter niet te bestraffen en deze benadering zou wellicht het minst aanvechtbaar zijn vanuit het oogpunt van de billijkheid.
 - **Wij zijn van mening dat de optie van een gedifferentieerde meetcomponent voor slimme meters en klassieke 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 de aanbevolen geëvolueerde tarifiering alleen van toepassing op de DNG's die aan de DNB toestemming hebben gegeven om persoonsgegevens te verzamelen in de zin van de elektriciteitsordonnantie, hetzij via een uitdrukkelijke toestemming, hetzij via een 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).

Brugel is van mening dat de geëvolueerde tariefstructuur die zal worden geïmplementeerd, stabiel moet zijn en geen fundamentele wijzigingen mag ondergaan voor de volgende tariefperiode.

Speciaal geval van energiedeling

De ordonnantie van 17 maart 2022³⁴ introduceerde nieuwe bepalingen via de volgende punten:

- 'de tariefstructuur bevordert de energietransitie en het rationeel gebruik van energie en de infrastructuur' (art. 9quinquies 7° voor elektriciteit en art. 10ter 7° voor gas);
- de tarieven voor de installatie en het gebruik van een slimme meter moeten transparant, redelijk en evenredig zijn. De tarieven bevorderen de toegang tot een slimme meter voor huishoudens, inclusief kwetsbare huishoudens. (art. 9quinquies 21° voor elektriciteit);
- de tariefstructuur ziet erop toe een evenwicht te garanderen tussen de solidariteit van de dekking van de globale netkosten alsook van de bijdragen tot de belastingen, taksen, toeslagen, retributies en heffingen van welke aard ook en het belang om deel te nemen aan een energiegemeenschap en elektriciteit te delen, rekening gehouden met de periodieke evaluatie van de kosten en baten met betrekking tot de energiegemeenschappen en het delen van elektriciteit. De tariefstructuur bevordert in het bijzonder het delen van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen dat rekening houdt met de structuur van het bestaande distributienet (art. 9quinquies 22° voor elektriciteit).

Voor de periode 2022-2024 heeft BRUGEL specifieke tarieven voor de energiedeling goedgekeurd (zie beslissing 205 gepubliceerd op de website van BRUGEL³⁵). Bovendien bepaalde dit besluit dat BRUGEL voor de tariefperiode 2025-2029 de analyse zal integreren die beantwoordt aan de periodieke kosten-batenanalyse met betrekking tot de energiegemeenschappen en de verdeling van de elektriciteit voorgeschreven in artikel 9quinquies, 22° van de elektriciteitsordonnantie.

Deze verplichting vloeit voort uit artikel 16, § 3, e), van Richtlijn (EU) 2019/944 dat stelt dat *'als elektriciteit wordt gedeeld, gebeurt dat **zonder afbreuk te doen aan geldende nettarieven, heffingen en vergoedingen**, in overeenstemming met een **transparante kosten-batenanalyse** van gedistribueerde energiebronnen, uitgevoerd door de bevoegde nationale instantie.'*

Deze studie is gebaseerd op de feedback over de 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 tariefmethodologieën.

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

³⁴ Tot wijziging van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, de ordonnantie van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, betreffende wegensretributies inzake gas en elektriciteit en houdende wijziging van de ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en de ordonnantie van 12 december 1991 houdende oprichting van begrotingsfondsen met het oog op de omzetting van richtlijn 2018/2001 en richtlijn 2019/944, B.S. 20 april 2022

³⁵ <https://www.brugel.brussels/publication/document/beslissingen/2022/nl/BESLISSING-205-BETREKKING-DISTRIBUTIETARIEVEN-ENERGIE.pdf>

- **Optie 1: geen onderscheid in het distributietarief tussen gedeelde en bijkomende volumes**
 - Deze optie is in overeenstemming met de logica die werd ontwikkeld en gemotiveerd in het kader van de werkzaamheden voor module 1, namelijk om geen gedifferentieerde geëvolueerde tarifiering volgens het elektriciteitsverbruik in te voeren, 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 DNG's die deelnemen aan een energiedeling, die allemaal een slimme meter moeten hebben en de communicatiefunctie van de meter moeten activeren (impliciete opt-in), bijgevolg de hierboven beschreven geëvolueerde tarifiering (2A) toegewezen, die van toepassing is op alle afnames van de DNG, ongeacht of het om gedeelde of bijkomende volumes gaat. Deze geëvolueerde tarifiering is gunstig voor de ontwikkeling van de energiedeling op basis van de hernieuwbare PV-productie, aangezien de gedeelde volumes dat overdag worden, d.w.z. tijdens de dagperiode van de geëvolueerde tarifiering die goedkoper zal zijn dan het piekurentijdsblok van de huidige twee-urentarifiering. Bovendien weerspiegelt dit financiële voordeel de voordelen voor het net zoals geïdentificeerd en gekwantificeerd in de kosten-batenstudie. Tot slot heeft deze tarifiering het voordeel dat ze niet-discriminerend is (voor twee DNG's met hetzelfde afnameprofiel, waarvan de ene deelneemt aan een energiedeling en de andere niet, zal dezelfde gebruikskost voor het net gelden).
 - In het kader van deze optie:
 - De capaciteitscomponent is van toepassing op het onderschreven vermogen dat losstaat van het type stroom (gedeeld of bijkomend volume), aangezien het geen zin heeft om dit vermogen te differentiëren volgens type stroom, omdat dit contraproductief zou werken voor de doelstelling om het opvraagbare maximale vermogen te optimaliseren.
 - Bij de vaste meet- en telcomponent zou, indien behouden (optie 1 of optie 3 die hierboven beschreven worden), evenmin een onderscheid gemaakt worden tussen energiedelingen en andere toepassingen, wat gunstig zou zijn voor de ontwikkeling van het energie delen, maar door sommigen bekritiseerd zou kunnen worden in termen van billijkheid vanwege de socialisatie van de bijkomende kosten voor het beheer van DNB-gegevens in verband met de energiedeling.
- **Optie 2: geen onderscheid in het distributietarief tussen gedeelde en bijkomende volumes**
 - Zoals eerder al aangegeven stelt alinea 22 van artikel 9 quinquies van de elektriciteitsordonnantie het volgende: 'de tariefstructuur zorgt voor evenwicht tussen de solidariteit van de dekking van de totale kosten van de netten en van de belastingen, de taksen, de toeslagen, de vergoedingen en bijdragen van alle aard en de voordelen van deelname aan een energiegemeenschap en het delen van elektriciteit, waarbij rekening wordt gehouden met de periodieke kosten-batenanalyse met betrekking tot energiegemeenschappen en van het delen van elektriciteit. De tariefstructuur bevordert in het bijzonder het delen van elektriciteit uit

hernieuwbare energiebronnen dat rekening houdt met de structuur van het bestaande distributienet.'

- Bijgevolg voldoet een tarifiering die een onderscheid maakt tussen gedeelde en bijkomende volumes aan het geldende wettelijke kader. In het kader van optie 2 zou deze tarifiering erin bestaan de geëvolueerde tarifiering 2A toe te passen op de gedeelde en bijkomende volumes, en de gedeelde volumes een bijkomend voordeel toe te kennen ten opzichte van de geëvolueerde tarifiering 2A, dat de vorm zou kunnen aannemen van een korting op de termen in verhouding tot de energie van de nacht- en dagperiodes, hetzij alleen voor de delingen van type A en B, zoals in de huidige tarifiering, hetzij ook voor de delingen van type C en D, om rekening te houden met de voordelen die ook door deze twee types van gemeenschappen worden gegenereerd overeenkomstig de resultaten van de kosten-batenstudie. Deze voordelen kunnen gemotiveerd worden door de niet-gekwantificeerde voordelen van het energie delen zoals beschreven in de kosten-batenstudie. Deze optie heeft hetzelfde nadeel als het huidige tarief voor energiedeling, 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 bijkomende volumes, ons de meest relevante 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. Tarifiering van toepassing op de DNG's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonlijke gegevens en op de DNG's met klassieke meters

Schrapping van de daluren tussen 07.00 en 22.00 uur tijdens weekends en op feestdagen

Voor de DNB's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonsgegevens door de DNB en voor de DNB's met een klassieke twee-urenmeter zou de huidige twee-urentarifiering PU/DU van toepassing blijven, waarbij de daluren uitsluitend beperkt zouden worden tot het tijdsblok 22.00 - 07.00 uur op weekdays (het tijdsblok 07.00 - 22.00 uur in het weekend en op feestdagen zou dus worden omgezet in piekuren, zoals voor weekdays), om ze in overeenstemming te brengen met de geëvolueerde tarifiering:

- Enerzijds lijkt het gerechtvaardigd om de twee-urentarifiering PU/DU te behouden met de huidige tijdsblokken in de week van 7.00 -10.00 uur/22.00 - 7.00 uur die consistent zijn met de tijdsblokken van de geëvolueerde tarifiering (PU = overdag + piek) op weekdays en die het voordeel bieden dat ze een stimulans vormen om de LS- en de globale piek tot een minimum te beperken.
- Het lijkt verder ook gepast om weekends en feestdagen op dezelfde manier te behandelen als weekdays, in overeenstemming met de voorgestelde geëvolueerde tarifiering, aangezien de uitdagingen dezelfde zijn:
 - De afschaffing van de daluren van 7 tot 22 uur in het weekend en op feestdagen wordt gerechtvaardigd door het feit dat de piek op het LS-net in het weekend ook in de vroege avond rond 19 uur optreedt, hoewel deze ongeveer 10% lager ligt dan de

piek op het LS-net die het hele jaar door wordt waargenomen. Het is daarom eerlijk en gepast om alle DNG's aan te moedigen om zich in het weekend op dezelfde manier te gedragen als op weekdagen, en we zien niet in hoe het kan worden gerechtvaardigd dat het nagestreefde deugdzame consumptiegedrag zou moeten afhangen van het type meter dat is geïnstalleerd of van het feit of een DNG al dan niet toestemming heeft gegeven voor het verzamelen van zijn persoonlijke meetgegevens.

- Bovendien is deze afstemming van de tijdsblokken tussen weekends en feestdagen enerzijds en weekdagen 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 gewesten, waarvan de elektriciteitsprijzen gebaseerd zijn op piek-/daluren.
- De tegenprestatie voor het loslaten van de specificiteit van weekends en feestdagen in de twee-urentarifiering zal een verhoging van het tarief voor de daluren en een verlaging van het tarief voor de piekuren zijn. De impact op de DNG's zal door simulatie moeten worden beoordeeld om de piek- en daluurtarieven zo goed mogelijk te positioneren teneinde de impact op de factuur van de DNG's te minimaliseren en een tariefschok te voorkomen. Het alternatief dat erin zou bestaan de huidige tijdsblokken voor de twee-urentarifiering te behouden, zou echter als enig voordeel hebben dat een tariefschok wordt vermeden, wat ons niet lijkt op te wegen tegen de nadelen ervan: inconsistentie met de geëvolueerde tarifiering die 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 DNB al dan niet toestemming heeft gegeven voor het verzamelen van zijn persoonlijke meetgegevens) en een aanzienlijke complicatie van de processen voor elektriciteitsleveranciers die in heel België actief zijn.

Versterking van het gewicht van het capaciteitsaandeel

Bovendien moet voor deze DNG's, in overeenstemming met de geëvolueerde tarifiering, het deel van de kosten voor het gebruik van het distributienet 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 de geëvolueerde tarifiering (ter herinnering, tussen 30% en maximaal 40%, zie punt 7.1.1), terwijl de drempel van 13 kVA wordt gehandhaafd.

Toegang tot de tarifiering van het capaciteitsaandeel op basis van het onderschreven vermogen

Tot slot stellen wij voor dat de DNG's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven aan de DNB om hun persoonsgegevens te verzamelen, evenals de DNG's met klassieke meters, eveneens vrije toegang moeten hebben tot de tarifiering van het capaciteitsaandeel op basis van het onderschreven vermogen, omdat dit de stijging van de piek zou helpen minimaliseren door hen aan te moedigen 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 particuliere woningen te maximaliseren). Deze tariefmaatregel zou als volgt werken:

- Geval I: de DNG's met slimme meters die geen toestemming hebben gegeven aan de DNB om hun persoonsgegevens te verzamelen, kunnen op hun verzoek toegang krijgen tot de tarifiering van het capaciteitsaandeel op basis van het onderschreven vermogen, door de DNB

toestemming te geven om hun persoonsgegevens te verzamelen, zij het beperkt tot het maximale vermogen van de geïntegreerde stroomonderbreker en de bijbehorende technische gegevens van de slimme meter die vereist zijn om de DNB toe te laten het door de DNG onderschreven vermogen in zijn slimme meter op afstand te configureren. Deze aanvaarding zou de DNB geen toestemming geven 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 de geëvolueerde tarifiering met 3 tijdsblokken. De DNG zou daarom blijven profiteren van het twee-urentarief met 2 tijdsblokken.

- Geval 2: De DNG met een klassieke meter kan de DNB in alle vrijheid vragen om toegang te krijgen tot de tarifiering van het capaciteitsaandeel op basis van de onderschreven stroom. De DNB zou dan een slimme meter installeren om de bestaande meter van de DNG te vervangen, en dan zouden we terug zijn bij geval I, dat dan van toepassing zou zijn, terwijl de DNB de kans zou krijgen om de DNG voor te stellen om over te schakelen op de volledige geëvolueerde tarifiering als deze laatste dat zou willen.

De operationele modaliteiten voor het vastleggen en wijzigen van het onderschreven vermogen tussen de DNB en de DNG zullen nog bepaald moeten worden. Deze zullen gebaseerd zijn op een directe interface tussen de DNB en de DNG (zoals bijvoorbeeld al het geval is voor het beheer van verzoeken om een elektriciteitsmeter om tarifaire redenen te verzwakken), of mogelijk door te vertrouwen op de energieleverancier, die een directe link heeft met de DNG's die hij bevoorraadt en een adviserende rol kan spelen bij de DNG's, zoals bijvoorbeeld het geval is in Frankrijk.

Tijdens de besprekingen met Sibelga over dit onderwerp werd echter duidelijk dat de totstandkoming van een gedeeltelijke toestemming zoals in geval I hierboven voorgesteld wordt zowel uitvoeringsproblemen als risico's met zich mee zou brengen met betrekking tot de naleving van het wettelijke kader in ruil voor een beperkt voordeel.

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

7.1.3. Prijspositionering van de geëvolueerde tarifiering

De prijspositionering van de blokken dag, piek en nacht van de geëvolueerde tarifiering zal gedefinieerd moeten worden om de DNG's in staat te stellen hier hun voordeel mee te doen ten opzichte van het aangepaste twee-urentarief zoals hierboven beschreven, als de DNG's het beoogde deugdzame gedrag aannemen. Dit kan resulteren in een nachtprijs van de geëvolueerde tarifiering die lager is dan de PU-prijs van de twee-urentarifiering, wat gerechtvaardigd wordt door het feit dat de piekprijs van de geëvolueerde tarifiering hoger zal liggen dan de PU-prijs, terwijl de dagprijs van de geëvolueerde tarifiering lager zal liggen dan de PU-prijs. De zoektocht naar de optimale prijspositionering zal de uitvoering van simulaties vereisen.

7.1.4. Tijdschema voor de invoering van de beoogde tarifiering

We bevelen aan om de hierboven beschreven geëvolueerde tarifiering in haar geheel (aandeel in verhouding tot het verbruik met 3 tijdsblokken EN capaciteitsaandeel toegepast op het onderschreven vermogen) zo snel mogelijk in te voeren in de periode 2025-2029, d.w.z. uiterlijk op 1 januari 2028, rekening houdend met de door Sibelga aangehaalde beperkingen. De redenen hiervoor luiden als volgt:

- Er wordt een aanzienlijke toename van de piekvraag verwacht tussen nu en 2030 (beoordeeld in het kader van module I van deze studie) als er niets wordt ondernomen om

met name de gebruikers van elektrische voertuigen aan te moedigen om hun voertuigen buiten de avondpiek en bij voorkeur 's nachts op te laden. Niets doen tussen nu en 2030 komt neer op het aanvaarden van versterkingsinvesteringen die vermeden kunnen worden, en op het niet genereren van de verwachte waarde van de investeringen in slimme meters die tussen nu en 2029 worden geïnstalleerd, waarvan er al een zeer groot aantal zullen zijn (zie volgende punt).

- Tegen 2027 zouden er ongeveer 266.000 slimme meters geïnstalleerd moeten zijn in BHG door Sibelga (37% van het park), en tegen 2028 zouden er bijna 331.000 slimme meters ³⁶(47% van het park) in dienst moeten zijn, volgens het traject dat Sibelga heeft meegedeeld in het kader van deze studie. Er zal dan ook een zeer groot potentieel zijn voor de invoering van de geëvolueerde tarifiering en dus qua voordelen voor het netwerk vanaf 2028.
- We moeten de gebruikers van elektrische voertuigen en elektrische verwarming alsook alle andere gebruikers zo snel mogelijk bewust maken 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 aangepaste geëvolueerde tarifiering.

De afschaffing van de daluren van 7.00 tot 22.00 uur tijdens het weekend en op feestdagen in het kader van de twee-urentarifiering die van toepassing is op de klassieke meters en slimme meters van de DNG's geen toestemming hebben gegeven om hun persoonsgegevens te verzamelen, zal ook van toepassing moeten zijn wanneer de geëvolueerde tarifiering wordt ingevoerd (d.w.z. ten laatste op 1 januari 2028), of zelfs eerder (zie de volgende paragraaf over het beheer van de overgangsfase die voorafgaat aan de inwerkingtreding van de geëvolueerde tarifiering).

7.1.5. **Beheer van de overgangsperiode (van 1 januari 2025 tot de datum waarop de geëvolueerde tarifiering van kracht wordt)**

Tussen nu en de gezamenlijke inwerkingtreding (indien mogelijk op 1 januari 2027 en ten laatste op 1 januari 2028) van de geëvolueerde tarifiering beschreven in paragraaf 7.1.1 en eventueel van de tarifiering die van toepassing is op de DNG's uitgerust met een slimme meter die geen toestemming hebben gegeven voor het verzamelen van persoonsgegevens en op de DNG's met een klassieke meter beschreven in paragraaf 7.1.2, bevelen wij eenvoudige en pragmatische aanpassingen aan van de tarifiering voor het gebruik van het net die momenteel van kracht is voor de DNG's van minder dan 56 kVA, die bijdragen tot de doelstelling om de stijging van de piekvraag ten gevolge van de nieuwe vormen van gebruik tot een minimum te beperken, en die de weg vrijmaken voor de inwerkingtreding van de geëvolueerde tarifiering, zonder Sibelga af te leiden van de doelstelling en de belangrijkste acties die moeten worden ondernomen om de geëvolueerde tarifiering in te voeren binnen de voormelde termijn.

Er wordt aanbevolen om het gewicht van het capaciteitsaandeel vanaf 1 januari 2025 geleidelijk aan te verhogen tot het streefpercentage dat is vastgesteld voor de geëvolueerde tarifiering (tussen 30 en 40%): deze maatregel zal tot gevolg hebben dat de DNG's aangemoedigd zullen worden om hun keuze van aansluitingsvermogen voor een nieuwe aansluiting te optimaliseren, om de verzoeken om hun elektriciteitsaansluiting te versterken of hun meetcapaciteit te verhogen tot een minimum te beperken, en om het vermogensniveau van hun nieuwe elektrische apparatuur, met name de laadstations, te optimaliseren. In overeenstemming met de 2020-2024-methodologie wordt de drempel van 13 kVA gehandhaafd.

³⁶ Bron: Sibelga, gegevens verstrekt in het kader van module 2 van deze studie (kosten-batenstudie van de energiedeling en de energiegemeenschappen).

Wat de daluren tussen 7.00 en 22.00 uur in het weekend en op feestdagen in het kader van het twee-urentarief betreft, zijn er vanaf 1 januari 2025 twee opties overweegbaar:

- **Optie 1: status quo**

De daluren tussen 7.00 en 22.00 uur in het weekend en op feestdagen in het kader van het twee-urentarief blijven behouden tot aan de inwerkingtreding van de geëvolueerde tarifiering.

- **Optie 2: schrapping**

De daluren tussen 7.00 en 22.00 uur in het weekend en op feestdagen in het kader van het twee-urentarief worden geschrapt vanaf 1 januari 2025.

Optie 1 biedt het voordeel van eenvoud en continuïteit, maar is er niet op gericht om de DNG's voor te bereiden op de veranderingen die voortvloeien uit de toekomstige geëvolueerde tarifiering, zoals optie 2 doet.

De vervroegde invoering op 1 januari 2025 of 2026 van de toegang voor de DNG's tot de tarifiering van het capaciteitsaandeel op basis van het onderschreven vermogen zou eveneens ernstig overwogen moeten worden, onder voorbehoud van de operationele haalbaarheid die door Sibelga moet worden gespecificeerd.

Wat ten slotte de niet-periodieke tarieven voor de aansluitingen betreft, is er slechts één mogelijke maatregel die volgens ons in overweging moet worden genomen: indien dit gerechtvaardigd is in termen van kosten (wat gepreciseerd dient te worden door Sibelga), zou een niet-periodiek tarief moeten worden voorgesteld voor de plaatsing van een aansluiting tot 56 kVA, gedifferentieerd volgens het gevraagde aansluitingsvermogen, met het goedkoopste tarief voor het door Sibelga voorgestelde minimumvermogen, namelijk 9,2 kVA (momenteel geldt er één tarief van 1.242 euro, ongeacht het gevraagde aansluitingsvermogen). Deze maatregel is alleen interessant 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 aansluitingsvermogens (tarief per trap boven 9,2 kVA).

De overwegingen met betrekking tot de niet-periodieke tarieven voor aansluitingen worden in detail beschreven in paragraaf 7.1.6.

7.1.5.1 Speciaal geval van energiedeling

Tijdens de overgangperiode zijn er 2 opties overweegbaar voor de tarifiering van de distributie in verband met de gedeelde energievolumes:

- **Optie 1: status quo**

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

- **Optie 2: herijking van het aan de energiedeling toegekende voordeel**

In deze optie 2 wordt het bestaande voordeel bij energiedeling voor de types A en B geschrapt en vervangen door een kleiner voordeel dat geijkt is om consistent te zijn met de geschatte gemiddelde toekomstige winst die zal worden bereikt door de toepassing van de geëvolueerde tarifiering. Dit voordeel zou ook kunnen worden uitgebreid naar delingen van type A en type B, in overeenstemming met de resultaten van de kosten-batenstudie.

Optie 1 biedt het voordeel van eenvoud en continuïteit, in afwachting van de invoering van de geëvolueerde tarifiering in 2028.

7.1.5.2 Juridische benadering voor het bepalen van het preferentiële karakter van de tarieven die van toepassing zijn op de energiegemeenschappen en de energiedeling

7.1.5.1.1. Huidig wettelijk kader

Het wettelijke kader voor het opzetten van energiegemeenschappen bevat verschillende bepalingen voor de uitrol ervan. De verschillende teksten benadrukken de voordelen die het opzetten van dergelijke projecten kan opleveren. Het doel van de Europese wetgever is om de opkomst van de energiedelingen aan te moedigen, omdat hij gelooft dat dit zal bijdragen tot het uitrollen van hernieuwbare energiebronnen en de toegang tot hernieuwbare energie voor alle burgers, ook voor mensen in kansarmoede. Deze ontwikkeling zal ons voorts tevens helpen om onze energie-efficiëntiedoelen te behalen. Dit voornemen komt tot uiting in de overwegingen (66) en (67) van Richtlijn (EU) 2018/2001, die als volgt luiden:

'(66) Door het toenemende belang van zelfverbruik van hernieuwbare elektriciteit is er behoefte aan een definitie van 'zelfverbruikers van hernieuwbare energie' en 'gezamenlijk optredende zelfverbruikers van hernieuwbare energie'. Het is ook nodig om een regelgevend kader op te stellen dat zelfverbruikers van hernieuwbare energie in staat stelt om elektriciteit te produceren, te verbruiken, op te slaan en te verkopen zonder onevenredig hoge kosten te moeten dragen. Burgers die in appartementen wonen, moeten dezelfde mate van consumentenemancipatie kunnen genieten als huishoudens in eengezinswoningen. Het moet de lidstaten evenwel worden toegestaan om, gezien de onderlinge verschillen, een onderscheid te maken tussen individuele en gezamenlijk optredende zelfverbruikers van hernieuwbare energie, voor zover een dergelijk onderscheid evenredig en naar behoren gerechtvaardigd is.'

'(67) Het versterken van de positie van gezamenlijk optredende zelfverbruikers van hernieuwbare energie biedt hernieuwbare-energiegemeenschappen ook kansen om de energie-efficiëntie van huishoudens te verbeteren en energiearmoede te bestrijden door een lager verbruik en voordeligere leveringstarieven. De lidstaten moeten die kans op passende wijze aangrijpen door onder meer na te gaan hoe ze het voor huishoudens die anders misschien niet zouden kunnen deelnemen, met inbegrip van meer kwetsbare consumenten en huurders, mogelijk kunnen maken toch deel te nemen.'

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 met discriminerende of onevenredige lasten en kosten worden geconfronteerd en niet mogen niet aan ongerechtvaardigde heffingen worden onderworpen. **Hun bijdrage aan het halen van de klimaat- en energiedoelstelling en de kosten en baten die zij in het bredere energiesysteem voortbrengen, moeten in aanmerking worden genomen.** Daarom dienen de lidstaten over het algemeen geen heffingen op te leggen voor elektriciteit die door zelfverbruikers van hernieuwbare energie wordt geproduceerd en verbruikt op dezelfde locatie. De lidstaten moeten evenwel niet-discriminerende en evenredige heffingen kunnen opleggen voor zulke elektriciteit indien dat nodig is om de financiële stabiliteit van het elektriciteitsnet te waarborgen, om de steun tot het objectief noodzakelijke te beperken en hun steunregelingen efficiënt te kunnen inzetten. Tegelijkertijd moeten de lidstaten ervoor zorgen dat zelfverbruikers van hernieuwbare energie op een evenwichtige en passende wijze bijdragen aan het algemene systeem voor deling van de kosten van elektriciteitsopwekking, -distributie en -verbruik wanneer elektriciteit in het net wordt ingevoerd.'*

Een toename van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen helpt ervoor te zorgen dat burgers tegen betaalbare prijzen van duurzame energie worden voorzien, wat vooral belangrijk is in een context van toenemende volatiliteit in energieprijzen³⁷.

Voor het overige staat de Europese regelgeving lidstaten tevens toe om een specifiek prijsbeleid voor gedeeld gebruik in te voeren, op voorwaarde dat dit beleid niet-discriminerend en wettelijk is. Overweging 46 van Richtlijn (EU) 2019/944 luidt namelijk als volgt:

*'Het delen van elektriciteit mag geen gevolgen hebben voor de inning van nettarieven, heffingen en vergoedingen die verband houden met elektriciteitsstromen. Delen moet worden bevorderd met inachtneming van de verplichtingen en correcte termijnen met betrekking tot balancering, meting en betaling. De bepalingen van deze richtlijn inzake energiegemeenschappen van burgers doen geen afbreuk **aan de bevoegdheid van de lidstaten om beleid inzake de energiesector met betrekking tot nettarieven, heffingen en vergoedingen, of de financieringssystemen en kostendeling in de energiesector, te bepalen en uit te voeren, mits dat beleid niet-discriminerend en rechtmatig is.***

Tot slot moeten de nettarieven weliswaar op niet-discriminerende basis worden vastgesteld, maar mogen ze geen rem vormen op verbeteringen in energie-efficiëntie:

*'Teneinde voor een gelijk speelveld voor alle marktdeelnemers te zorgen, moeten nettarieven zodanig worden toegepast dat niet op positieve of negatieve wijze wordt gediscrimineerd tussen op distributieniveau aangesloten productie en op transmissieniveau aangesloten productie. **Nettarieven mogen niet discrimineren ten opzichte van energieopslag, mogen geen negatieve prikkels tot stand worden gebracht met betrekking tot participatie in vraagrespons en mogen geen belemmeringen worden gecreëerd voor de verbetering van de energie-efficiëntie.***³⁸.

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 het volgende stelt: *'de structuur van de tarieven bevordert de energietransitie en het rationeel gebruik van energie en infrastructuur'*.

7.1.5.1.2. 'Fit for 55'-pakket en voorstel tot herziening 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 het ontwerp van herziening van de richtlijn inzake energie-efficiëntie benadrukt de Commissie de rol van energiegemeenschappen bij het bereiken van de doelstellingen van de richtlijn inzake energie-efficiëntie en hun potentieel, en met name de mogelijkheid voor afnemers, en in het bijzonder de meest kwetsbare afnemers³⁹, om een actieve rol te spelen op het vlak van energie-efficiëntie en dus bij de energietransitie. De ontwerprichtlijn legt bijzondere nadruk op de noodzaak om projecten van energiegemeenschappen actief te ondersteunen teneinde ervoor te zorgen dat ze van de grond komen:

³⁷ Zie ook overweging 3 van Richtlijn (EU) 2001/2018

³⁸ Overweging 39, Verordening (EU) 2019/943.

³⁹ Zie ook overweging 96 van de richtlijn inzake energie-efficiëntie,erschikking; dit beginsel werd opgenomen in artikel 21, (2), van de ontwerprichtlijn.

'(92) De bijdrage van hernieuwbare-energiegemeenschappen, overeenkomstig Richtlijn (EU) 2018/2001, en van energiegemeenschappen van burgers, overeenkomstig Richtlijn (EU) 2019/944, aan de verwezenlijking van de doelstellingen van de Europese Green Deal en het klimaatdoelstellingsplan **moet worden erkend en actief worden ondersteund**. De lidstaten moeten daarom rekening houden met de rol van hernieuwbare-energiegemeenschappen en energiegemeenschappen van burgers en deze bevorderen. Deze gemeenschappen kunnen de lidstaten helpen de doelstellingen van deze richtlijn te verwezenlijken door de energie-efficiëntie op lokaal niveau of op het niveau van huishoudens alsook in openbare gebouwen te verbeteren in samenwerking met lokale autoriteiten. Zij kunnen consumenten slagvaardiger maken en activeren, en kunnen het mogelijk maken dat bepaalde groepen huishoudelijke afnemers, onder meer in landelijke en afgelegen gebieden, deelnemen aan energie-efficiëntieprojecten en -maatregelen, waarin acties met investeringen in hernieuwbare energie kunnen worden gecombineerd. Energiegemeenschappen kunnen een belangrijke rol spelen bij de voorlichting en bewustmaking van burgers over maatregelen die bedoeld zijn om energiebesparing te realiseren. Indien zij van de lidstaten de nodige steun ontvangen, kunnen energie gemeenschappen energiearmoede helpen bestrijden door energie-efficiëntieprojecten te bevorderen en het energieverbruik en de leveringstarieven te verlagen.⁴⁰

(92a) Gedragsveranderingen in het energieverbruik op lange termijn kunnen worden bewerkstelligd door burgers meer zeggenschap te geven. Energiegemeenschappen kunnen bijdragen tot energiebesparing op lange termijn, met name bij huishoudens, en tot meer duurzame investeringen door burgers en kleine ondernemingen. **De lidstaten moeten dergelijke acties van burgers mogelijk maken door steun te verlenen aan energieprojecten en -organisaties van gemeenschappen**. Voorts kunnen strategieën ter bevordering van participatie, waarbij alle belanghebbenden op nationaal en lokaal niveau bij het beleidsvormingsproces worden betrokken, deel uitmaken van de lokale of regionale decarbonisatieplannen of nationale plannen voor de renovatie van gebouwen, met als doel het bewustzijn te vergroten, feedback te verkrijgen over beleidsmaatregelen en het maatschappelijk draagvlak te vergroten⁴¹.

BRUGEL is namelijk van mening dat het aanbieden van specifieke steun aan de energiegemeenschappen zal helpen om het potentieel voor fotovoltaïsche energieproductie in Brussel te ontsluiten, 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 energiebeleid van het gewest dat veel heeft geïnvesteerd in het deelconcept als onderdeel van de omzetting van de richtlijnen over marktstructuur en de bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen.

In deze context bepaalt de voorgestelde richtlijn ook dat de reguleringsinstanties een aanpak moeten hanteren die het mogelijk maakt dat distributietarieven verbeteringen in energie-efficiëntie stimuleren. De richtlijn beveelt ook specifiek aan om niet alleen uit te gaan van een strikt economische efficiëntieanalyse, maar om een bredere benadering te kiezen die het gehele maatschappelijke welzijn maximaliseert.

'Nationale energiereguleringsinstanties moeten een geïntegreerde benadering volgen, inclusief potentiële besparingen in de energievoorziening en de eindgebruikerssectoren. Zonder afbreuk te doen aan de

⁴⁰ Overweging 92 van de richtlijn betreffende energie-efficiëntie,erschikking;

⁴¹ Overweging 92a van de richtlijn betreffende energie-efficiëntie,erschikking;

energievoorzieningszekerheid, marktintegratie en anticiperende investeringen in offshorenetswerken die nodig zijn voor de uitrol van hernieuwbare offshore-energie, moeten de nationale energiereguleringsinstanties **ervoor zorgen dat het energie-efficiëntie-eerstbeginsel wordt toegepast bij plannings- en besluitvormingsprocessen en dat nettarieven en netreguleringen de energie-efficiëntieverbetering stimuleren**. De lidstaten moeten er ook voor zorgen dat de transmissie- en distributiesysteembeheerders het energie-efficiëntie-eerstbeginsel eerbiedigen. Dit zou ertoe bijdragen dat transmissie- en distributiesysteembeheerders betere energie-efficiëntieoplossingen en extra kosten voor de aankoop van hulpbronnen aan de vraagzijde overwegen, en rekening houden met de ecologische en sociaal-economische gevolgen van verschillende investeringen en operationele plannen in verband met het net. **Een dergelijke aanpak vereist een verschuiving van een eng perspectief van economische efficiëntie naar een perspectief van maximaal sociaal welzijn**. Het energie-efficiëntie-eerstbeginsel moet in het bijzonder worden toegepast bij het opstellen van scenario's voor de uitbreiding van de energie-infrastructuur, waarbij oplossingen aan de vraagzijde als haalbare alternatieven kunnen worden beschouwd en naar behoren moeten worden beoordeeld, en moet een intrinsiek onderdeel worden van de beoordeling van netplanningsprojecten. De toepassing ervan moet worden gecontroleerd door de nationale reguleringsinstanties.'

Gezien de potentiële bijdrage van de energiedeling zowel tot de ontwikkeling van de energie-efficiëntie als tot de ontplooiing van het Brusselse fotovoltaïsche potentieel, is BRUGEL van mening dat er een voldoende wettelijke basis bestaat om de invoering van preferentiële tarieven voor energiedelingen toe te laten. Dergelijke tarieven zullen het delen ongetwijfeld immers aantrekkelijker maken voor de Brusselaars en het aandeel van de bevoorradingspunten die aan het delen deelnemen, doen toenemen. Het is belangrijk om niet alleen rekening te houden met de kosten die rechtstreeks vermeden worden voor de DNB, 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 beginselen: de kostenreflectiviteit en de niet-discriminerende toepassing van de tarieven.

Zo voorziet **Richtlijn 2019/944** met name dat de regulerende instanties ervoor moeten zorgen dat 'de transmissie- en distributietarieven *niet-discriminerend zijn en een weerspiegeling van de kosten vormen*'⁴², als onderdeel van hun bevoegdheid om tarieven goed te keuren. **Verordening (EU) 2019/943** van haar kant voorziet dan weer in haar artikel 18, §1 dat de tarieven voor het gebruik van de netten *kostenreflectief en transparant moeten zijn, rekening houden met de noodzakelijke zekerheid van het netwerk en flexibiliteit en een afspiegeling vormen van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte en structureel vergelijkbare netbeheerder en op niet-discriminerende wijze worden toegepast*. Artikel 18, § 2, van dezelfde verordening stelt dat de *tariefmethodologieën de vaste kosten van de transmissiesysteembeheerders en de distributiesysteembeheerders reflecteren* en § 7 voorziet dat de *distributietarieven kostenreflectief zijn, rekening houdend met het gebruik van het distributienet door systeemgebruikers, met inbegrip van actieve afnemers*. Het artikel voegt hieraan toe dat de *distributietarieven elementen kunnen bevatten met betrekking tot capaciteiten voor aansluiting op het net en gedifferentieerd kunnen worden naargelang van de verbruiks- of productieprofielen van de systeemgebruikers*.

ACER vat het samen door te stellen dat het ontwerp van elektriciteitstarieven er in het algemeen op gericht is om de kosten van een monopolistische systeembeheerder terug te verdienen en tegelijkertijd

⁴² Overweging 81, Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU, PB, L 158/125, 14 juni 2019, te lezen in combinatie met artikel 59 van de richtlijn.

efficiëntie te stimuleren. Kostendekking is de kerndoelstelling van tarieven. Efficiëntie heeft vooral betrekking op de kostenreflectiviteit 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 netgebruikers kunnen stimuleren om hun gedrag aan te passen.

De CEER herinnert in haar eigen publicaties tevens aan het principe dat de distributietarieven een prijs signaal afgeven aan de markt, op basis waarvan de verbruikers het evenwicht kunnen bepalen tussen het gebruik van het net en de aanpassing van hun verbruik. Voor een doeltreffend prijs signaal is het van cruciaal belang dat de tarieven de kosten van de geleverde dienst weerspiegelen.

Deze bepalingen werden omgezet in de **elektriciteitsordonnantie** in artikel 9quinquies, al. 1, 2°, dat bepaalt dat de tariefmethodologie de distributienetbeheerder moet toelaten om het geheel van de kosten op efficiënte wijze te dekken die noodzakelijk of doeltreffend zijn voor de uitvoering van de verplichtingen van de DNB, alsook in artikel 9quinquies, al. 1, 14, dat voorziet dat de tarieven de DNB in staat moeten stellen om 'de totaliteit van zijn kosten en een normale vergoeding van de kapitalen in te vorderen'. Met betrekking tot de actieve afnemers preciseert de ordonnantie eveneens in haar artikel 13bis, § 4, het volgende: 'Eventuele kosten of vergoeding voor toegang tot het net die van toepassing zijn op actieve afnemers zijn niet-discriminerend en evenredig, weerspiegelen de kosten voor het net die door hun activiteiten worden gegenereerd en maken een onderscheid tussen de kosten die worden toegerekend aan de geïnjecteerde elektriciteit en de elektriciteit die wordt afgenomen'.

ACER concludeerde echter positief over de mogelijkheid om gedifferentieerde tarieven of vrijstellingen toe te passen binnen eenzelfde gebruikersgroep, mits aan bepaalde voorwaarden wordt voldaan. Verschillende lidstaten passen verschillende regels toe op bepaalde netgebruikers om verschillende redenen (differentiatie platteland/stad, verbruiksprofiel, beschikbare technologie aan de meter, enz.). ACER concludeert dat *vrijstellingen, gedeeltelijke vrijstellingen of kortingen op de betaling van de reflectiekosten door een netgebruiker alleen verleend worden als daar gegronde redenen voor zijn. Daarom moet de noodzaak van een verschillende 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 gemotiveerd worden (de reden waarom het noodzakelijk is om ze toe te passen moet worden uitgelegd), 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 LS-aansluitingen tot 56 kVA (realisatie van nieuwe aansluitingen en wijziging van bestaande aansluitingen), d.w.z. de volgende tarieven:

- **Aansluitingen:**
 - EBT58: Plaatsing van een elektriciteitsaftakking tot en met 56 kVA
 - EBT60: Plaatsing elektriciteitsaftakking van meer dan 56 kVA
 - EBT65: Verplaatsing van een elektriciteitsaftakking tot en met 56 kVA met of zonder versterking
- **Meters:**
 - EBT10: Plaatsing van een elektriciteitsmeter in een kast met een vermogen tot en met 25 kVA

- EBT32: Plaatsing van een elektriciteitsmeter in een kast met een vermogen van 25 tot 56 kVA
- EBT75: Plaatsing van een elektriciteitsmeter op een installatie met aftrektelling tot en met 56 kVA
- EBT40: Plaatsing van een elektriciteitsmeter op plank met vermogen tot en met 56 kVA
- EBT20: Verplaatsing, versterking, vermindering van een elektriciteitsmeter in een kast met een vermogen tot en met 25 kVA
- EBT21: Verzwakking van een elektriciteitsmeter in een kast om tarifaire reden (verlaging onder 13 kVA)
- EBT88: Verplaatsing, versterking of verzwakking van een meter op plank met een vermogen tot en met 25 kVA
- EBT89: Verzwakking van een elektriciteitsmeter op plank om tarifaire reden (verlaging onder 13 kVA)
- EBT76: Verplaatsing, versterking of verzwakking van een elektriciteitsmeter tot en met 56 kVA op een installatie met aftrektelling
- EBT50: Verplaatsing, versterking of verzwakking van een elektriciteitsmeter met een vermogen tussen 25 en 56 kVA

De potentiële evolutie van de niet-periodieke tarieven inzake aansluitingen worden geanalyseerd in het licht van de globale doelstelling van de beoogde tarifiering, namelijk het minimaliseren van de toename van de piekvraag veroorzaakt door de nieuwe toepassingen, terwijl de kostenreflectiviteit van deze tarieven, die essentieel is, behouden blijft.

De tarifiering 2020-2024 voor de plaatsing van een nieuwe aansluiting tot 56 kVA omvat het tarief voor de plaatsing van een elektriciteitsaansluiting, tegen één prijs en dus onafhankelijk van het aansluitingsvermogen, evenals het tarief voor de plaatsing van een nieuwe elektriciteitsmeter, dat in het bijzonder afhangt van het vermogensbereik van de meter. Aangezien de installatie van een slimme meter voortaan echter verplicht is voor alle nieuwe aansluitingen onder de huidige elektriciteitsordonnantie, zoals in het geval van een lokale productie of het gebruik van een laadpunt, begrijpen we dat de installatie van de meter wordt uitgevoerd zonder kosten.

De niet-periodieke tarifiering van nieuwe aansluitingen in Brussel omvat geen nettoegangscomponent, zoals het geval is in Wallonië, waar de niet-periodieke tarifiering van nieuwe aansluitingen, naast de aansluitingscomponent (B) en de meetcomponent (C), ook een nettoegangscomponent (A) omvat, geprijsd in verhouding tot het ter beschikking gestelde vermogen (evenals een component D, voor de diverse bijkomende diensten, zoals in het BHG). De toevoeging van een dergelijke A-component aan de tarifiering voor aansluitingen in het BHG zou door sommigen kunnen worden beschouwd als een verdubbeling van het capaciteitsaandeel van het tarief voor gebruik van het net dat in het BHG van kracht is en het beoogde geëvolueerde tarief voor het BHG-. Dit capaciteitsaandeel, dat we hebben voorgesteld om te verhogen, geeft de DNB momenteel een stimulans 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, de DNB een bijkomende stimulans zal geven 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. Het is standaardpraktijk in België en andere EU-landen om één aansluitingsprijs te hebben voor een brede waaier van LS-vermogens, omdat de aansluitingskostprijs een grote vaste component bevat die losstaat van het vermogen.

De invoering van een niet-periodiek tarief voor de plaatsing van een aansluiting tot 56 kVA, gedifferentieerd volgens het gevraagde aansluitingsvermogen, met het goedkoopste tarief voor het

door Sibelga voorgestelde minimumvermogen, namelijk 9,2 kVA, werd eveneens geëvalueerd. Deze maatregel is alleen interessant 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 aansluitingsvermogens, wat niet het geval is volgens Sibelga. Deze maatregel wordt daarom niet aanbevolen.

In het kader van de niet-periodieke tarifiering voor nieuwe aansluitingen lijkt het echter passend om een niet-periodiek tarief in te voeren voor het ter beschikking gestelde aansluitingsvermogen in €/kVA. Dit tarief is geen duplicaat van het periodieke capaciteitstarief omdat het de aansluitingsnemer stimuleert om het aansluitingsvermogen te optimaliseren wanneer een nieuwe aansluiting wordt opgezet, terwijl het capaciteitstarief de aansluitingsnemer stimuleert om het gebruik van dit aansluitingsvermogen te optimaliseren. Bovendien is het de ontwikkelaar of eigenaar die dit tarief opgelegd krijgt, niet noodzakelijk de gebruiker van het net. Tot slot zullen de inkomsten uit dit nieuwe niet-periodieke tarief worden afgetrokken van de kosten die worden toegerekend aan het tarief voor gebruik van het net, ten voordele van de netwerkgebruikers. Bepalingen in de aansluitingscode van het technisch reglement zouden een wettelijke basis creëren voor dit nieuwe niet-periodieke tarief.

Het bestaande niet-periodieke tarief voor het versterken van een elektriciteitsaansluiting tot 56 kVA lijkt al een ontradend effect te hebben om LS-aansluitingsnemers aan te moedigen zo weinig mogelijk gebruik te maken van een versterking (€1.695 in 2023 volgens het tariefrooster van de niet-periodieke tarieven 2020-2024). De invoering van een niet-periodiek tarief voor het bijkomende vermogen dat ter beschikking wordt gesteld in €/kVA als onderdeel van de versterking van een aansluiting lijkt echter ook aangewezen om de optimalisatie van het extra aansluitingsvermogen dat op het moment van de versterking wordt aangevraagd, aan te moedigen.

Bovendien vereist elke verzoeksituatie om het vermogen van de meter te versterken (of te verzwakken) dat de meter wordt vervangen, en daarom moet de meter krachtens artikel 24 ter van de elektriciteitsordonnantie worden vervangen door een slimme meter. De relevante tariefcodes (EBT20/21/88/89/76) zullen dienovereenkomstig aangepast moeten worden. Deze verzoeken zullen de DNB de mogelijkheid bieden om een overschakeling voor te stellen naar de tarifiering van het capaciteitsaandeel van het netgebruik op basis van het onderschreven vermogen, zodra de invoering daarvan mogelijk is.

Tot slot is er zeer weinig innovatie geweest op het gebied van de tarifiering van de aansluitingen om bij te dragen tot de uitdagingen van de energietransitie. Enerzijds is dit te wijten aan de dwingende behoefte aan reflectiviteit met betrekking tot de kosten van deze diensten, waarvan de opbrengsten worden afgetrokken van de kosten van de DNB om te komen tot de MTI. Anderzijds is dit te wijten aan de moeilijkheid om flexibiliteitsmaatregelen in te voeren die gekoppeld zijn aan de aansluiting zonder in tegenspraak te zijn met de regels van de flexibiliteitsmarkten vastgelegd door het Europees wettelijk kader.

Tot deze innovaties behoren slimme aansluitingsaanbiedingen ('offres de raccordement intelligentes'⁴³, ORI), die worden gepromoot door de Franse regulator (CRE). Er zijn twee soorten ORI's:

- **De ORI's voor producenten:** deze bestaan uit een aanbod om een installatie voor de opwekking van hernieuwbare energie aan te sluiten tegen een prijs en binnen een tijdsbestek

⁴³ Bron: [Rapport van de CRI getiteld 'Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents' - Mei 2022](#)

die lager liggen dan die van de zogenaamde referentieaanbiedingen voor aansluitingen (gelijk aan niet-periodieke tarieven), in ruil voor de aanvaarding door de producent van occasionele inperkingen van zijn productie. Ze komen tegemoet aan een uitdaging van een snelle en goedkopere integratie voor de DNB van de productie-installaties in gebieden waar congestie optreedt. Deze productie-ORI's zijn nu toegestaan volgens de Franse regelgeving en worden geïndustrialiseerd door de grootste DNB van Frankrijk (Enedis, die 95% van het Franse grondgebied bestrijkt).

- **De ORI's voor consumenten:** deze bestaan uit een aanbod om een consumenteninstallatie aan te sluiten tegen een lagere prijs dan de zogenaamde referentieaanbiedingen voor aansluitingen (gelijk aan niet-periodieke tarieven), in ruil voor verschillende flexibiliteitsdiensten (nog niet precies gedefinieerd). De CRE had de Franse autoriteiten aanbevolen om de invoering van ORI's voor consumenten toe te staan. Volgens de CRE zou dit kader het namelijk mogelijk maken om de innovatieve aansluitingen van busdepots en wagenparken van elektrische voertuigen te veralgemenen en de ontwikkeling van opslag in netwerken met beperkingen te vergemakkelijken. De regelgeving met betrekking tot de aansluiting van consumenten is echter niet geëvolueerd om dergelijke ORI's mogelijk te maken, maar de overheid heeft niettemin eind 2021 een werkgroep over de aansluiting gelanceerd, die zou moeten resulteren in een voorstel om bepaalde delen van de energiecode over de aansluiting te herzien, waarbij ORI's voor consumenten op de agenda van de werkgroep staan.

Wij vinden het niet aangewezen om ORI's in te voeren voor producenten in het BHG, aangezien Sibelga nauwelijks problemen heeft met congestie in verband met gedecentraliseerde producties van hernieuwbare energie.

En we vinden de invoering van ORI's voor de consumenten in het BHG evenmin gepast, gezien de moeilijkheid, zo niet de onmogelijkheid, om dergelijke aanbiedingen uit te voeren met inachtneming van de regels van de flexibiliteitsmarkt.

8. Voorgestelde richtsnoeren voor de evolutie in de tarifiering van de 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 vanop afstand opgenomen 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 aangezien er geen behoefte toe is, wordt niet aanbevolen om het tariefontwerp voor gas fundamenteel te herzien.

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

De *feitelijke* subsidiëring voor kleinschalig verbruik in de tarifiering voor 2020-2024 lijkt daarom niet te rechtvaardigen.

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

Bovendien suggereren publicaties⁴⁴ 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 kleinschalige verbruik beter de kosten weerspiegelt die door deze distributie worden gegenereerd.

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

SIBELGA heeft de impact op de consument geanalyseerd van het vastleggen 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 de T2-consumenten zal het nieuwe tarief tot een daling van de distributiekosten met minder dan €20/jaar leiden, maar dit zal verhoudingsgewijs zeer klein zijn in vergelijking met hun totale distributiekosten (tussen 10% en 12% van de distributiefactuur van respectievelijk een gemiddelde of mediane residentiële verbruiker).

44 Methane and NO_x Emissions from Natural Gas Stoves, Cooktops, and Ovens in Residential Homes Eric D. Lebel, Colin J. Finnegan, Zutao Ouyang, and Robert B. Jackson Environmental Science & Technology 2022 56 (4), 2529-2539 DOI: 10.1021/acs.est.1c04707

9. Samenvatting van de voorgestelde ontwikkelingen

Tarief voor gebruik van het net:

DNG	2020-2024	2025-2027	2028 en daarna
ZMS, MS, ZLS, LS ≥ 56 kVA	Met piekmetering (AS IS)		
LS <56 kVA	Zonder piekmetering		
	Capaciteitsaandeel toegepast op het ter beschikking gestelde vermogen, met een weging van 20%, van toepassing op alle meters (klassiek en slim)	01.01.2025: versterking van het gewicht van het capaciteitsaandeel (30 tot 40%) Zo snel mogelijk: capaciteitsaandeel toegepast op onderschreven vermogen, voor de DNG's die daarom vragen (installatie van een slimme meter met toestemming van de DNG om persoonlijke gegevens te verzamelen)	Capaciteitsaandeel toegepast op het onderschreven vermogen: <ul style="list-style-type: none"> Voor de DNG die zijn uitgerust met een slimme meter die hun expliciete of impliciete toestemming geven voor het verzamelen van al hun persoonsgegevens in de meter: in dat geval schakelt de DNG over op het geëvolueerde tarief.
	Enkelvoudig tarief: <ul style="list-style-type: none"> Aandeel in verhouding tot de energie zonder tijdsdifferentiatie Van toepassing op de klassieke en slimme meters 	Enkelvoudig tarief: <ul style="list-style-type: none"> Aandeel in verhouding tot de energie zonder tijdsdifferentiatie Van toepassing op de klassieke en slimme meters 	Enkelvoudig tarief: <ul style="list-style-type: none"> Aandeel in verhouding tot de energie zonder tijdsdifferentiatie Van toepassing op de klassieke en slimme meters van de DNG die niet hun toestemming geven voor de verzameling van hun persoonsgegevens
Twee-urentarief: <ul style="list-style-type: none"> Aandeel in verhouding tot de energie met tijdsdifferentiatie in 2 blokken (PU: 7.00-22.00 uur week, DU: 22.00-7.00 uur, weekends en wettelijke feestdagen) Van toepassing op de klassieke en 	Twee-urentarief: <ul style="list-style-type: none"> Optie 1: status quo Optie 2: schrapping van de daluren tussen 07.00 en 22.00 uur tijdens weekends en op feestdagen vanaf 1 januari 2025 Van toepassing op de klassieke en slimme meters 	Twee-urentarief: <ul style="list-style-type: none"> Schrapping van de daluren tussen 7.00 en 22.00 uur tijdens weekends en op feestdagen in het kader van het twee-urentarief Van toepassing op de klassieke en slimme meters van de DNG's die niet hun (expliciete of impliciete) toestemming geven 	

	slimme meters		voor de verzameling van hun persoonsgegevens
	Geen geëvolueerd tarief	Geen geëvolueerd tarief	Geëvolueerd tarief verbruiksaandeel: <ul style="list-style-type: none"> • Proportioneel aandeel in 3 blokken • Van toepassing op de slimme meters van de DNG die hun expliciete of impliciete toestemming hebben gegeven voor de verzameling van al hun persoonsgegevens in de meter en in het bijzonder bij eender welk type van energiedeling
Energiedeling	<p>Type A: proportioneel aandeel bij 0 voor de gedeelde energie</p> <p>Type B: proportioneel aandeel PU/DU bij 50% van het twee-urentarief voor de gedeelde energie</p> <p>Type C: geen enkel voordeel op de gedeelde energie</p> <p>Type D: geen enkel voordeel op de gedeelde energie</p>	<p>Optie 1: status quo</p> <p>Optie 2: neerwaartse herijking van het voordeel dat wordt toegekend aan de energiedeling voor de delingen van type A en B, indien nodig uitgebreid tot de types C en D. Dit voordeel wordt geïjkt om consistent te zijn met de raming van de gemiddelde toekomstige winst die zal worden verkregen door de toepassing van de geëvolueerde tarifiering.</p>	<p>Voor energiedeling:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Optie 2: geen enkel voordeel bovenop het geëvolueerde tarief • Optie 1: bovenop het geëvolueerde tarief genieten de deling van type A en de deling van type B (desgevallend ook de deling van type C en de deling van type D) een extra voordeel op de proportionele termen buiten de piekperiode.

Tarief voor de meet- en telactiviteit: vanaf 01/01/25, behoud van een afzonderlijk tarief voor het gebruik van het net, onafhankelijk van het type meter en het 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 het gebruik, tot een breder toepassingsgebied met inbegrip van gegevensbeheer (optie 3)

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

Tarief van de openbare dienstverplichtingen: de huidige tariefstructuur blijft ongewijzigd voor de periode 2025-2029.

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

Niet-periodieke tarieven: vanaf 01/01/25, invoering in het kader van de tarifiering van de nieuwe aansluitingen 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.