

**REGULERINGSKOMMISSIE VOOR  
ENERGIE IN HET BRUSSELS  
HOOFDSTEDELIJK GEWEST**

**Methodologie 2020-2024**

**Deel 3**

**Motiveringen voor de methodologie –  
Elektriciteit**

## Inhoudsopgave

<b>1 TOTAAL INKOMEN EN BILLIJKE MARGE</b>	<b>5</b>
<b>1.1 Totaal inkomen</b>	<b>5</b>
1.1.1 Samenstelling van het totaal inkomen	5
1.1.2 Beheersbare kosten	5
1.1.3 Niet-beheersbare kosten	6
1.1.4 Projectbenadering	12
<b>1.2 Billijke marge</b>	<b>18</b>
1.2.1 Gereguleerd actief (RAB)	18
1.2.2 Afschrijvingspercentage	19
1.2.3 Op het gereguleerd actief toe te passen rendementspercentage	20
1.2.4 Berekeningsregels	32
1.2.5 Herziening van de parameters	32
1.2.6 Gevoeligheidsanalyse	32
<b>2 INCENTIVE REGULATION VOOR DE KOSTEN</b>	<b>37</b>
<b>3 INCENTIVE REGULATION OP BASIS VAN DOELSTELLINGEN</b>	<b>43</b>
<b>3.1 Doelstellingen van het incentive regulation-systeem</b>	<b>45</b>
<b>3.2 Opdrachten van de DNB beoogd door het incentive regulation-systeem</b>	<b>46</b>
3.2.1 Beheer van de distributienetten	46
3.2.2 Rol van neutrale marktfacilitator	47
<b>3.3 Beheer van de prestatie-indicatoren (KPI)</b>	<b>48</b>
3.3.1 Benadering van BRUGEL	48
3.3.2 Basisprincipes van het incentive regulation-systeem	48
<b>3.4 Definitie van de stimulansenveloppe</b>	<b>50</b>
<b>4 TARIEFOPBOUW EN TOEPASSINGSVOORWAARDEN</b>	<b>52</b>
<b>4.1 Algemene tariefstructuur</b>	<b>52</b>

<b>4.2</b>	<b>Niet-periodieke tarieven</b>	<b>52</b>
4.2.1	Algemene principes	52
4.2.2	Opmerkingen over bepaalde niet-periodieke tarieven	53
<b>4.3</b>	<b>Periodieke tarieven</b>	<b>59</b>
4.3.1	Tarief voor het gebruik en het beheer van het distributienet	59
4.3.2	Tarief voor de meet- en telactiviteit	75
4.3.3	Tarief openbare dienstverplichtingen	76
4.3.4	Tarief voor het gebruik van het transmissienet	77
4.3.5	Toeslagen	78
4.3.6	Gebruikers die over een gedecentraliseerde productie-installatie beschikken	78
<b>4.4</b>	<b>Toepassingsvoorwaarden</b>	<b>82</b>
<b>5 SALDI, KOSTEN EN ONTVANGSTEN</b>		<b>83</b>
<b>6 PROCEDURE VOOR DE INDIENING EN DE GOEDKEURING VAN DE TARIEVEN</b>		<b>84</b>
<b>6.1</b>	<b>Procedure voor de invoering en de goedkeuring van de tarieven</b>	<b>84</b>
6.1.1	Algemene procedure voor de indiening en specifieke elementen voor de regulatoire periode 2020-2024	84
6.1.2	Ex-ante-controle	84
6.1.3	Aanpassing van de tarieven	84
6.1.4	Procedure na vernietiging of schorsing van een tariefbeslissing van BRUGEL	84
<b>6.2</b>	<b>Evolutieregels en de controle op de naleving van de evolutieregels van het totaal inkomen en op de tarieven</b>	<b>85</b>
6.2.1	Evolutieregels van het totaal inkomen	85
6.2.2	Controle op de naleving van de evolutieregels van het totaal inkomen	90
6.2.3	Controle van de tarieven	91
<b>6.3</b>	<b>Procedure betreffende het beheer van de verslagen ex post</b>	<b>92</b>
<b>6.4</b>	<b>Publicatie van de tarieven</b>	<b>92</b>
<b>7 RAPPORTEN EN GEGEVENS DIE DE DISTRIBUTIENETBEHEERDER AAN BRUGEL MOET BEZORGEN VOOR DE CONTROLE VAN DE TARIEVEN</b>		<b>93</b>

<b>7.1</b>	<b>Rapporteringsmodel</b>	<b>93</b>
<b>7.2</b>	<b>Jaarverslag</b>	<b>93</b>
<b>7.3</b>	<b>Transversaliteit van de beslissingen</b>	<b>94</b>
7.3.1	Investeringsplan	94
7.3.2	Openbare dienstverplichtingen (ODV)	96
<b>8</b>	<b>BOEKHOUDKUNDIGE VERPLICHTINGEN</b>	<b>98</b>
<b>9</b>	<b>OPMERKINGEN VAN DE ACTOREN VÓÓR DE OPENBARE RAADPLEGING</b>	<b>99</b>
<b>9.1</b>	<b>Opmerkingen betreffende de voorbereiding van het ontwerp van tariefmethodologie</b>	<b>99</b>
<b>9.2</b>	<b>Opmerkingen betreffende de studie over de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Gewest 101</b>	
<b>9.3</b>	<b>Opmerkingen betreffende de invoering van prestatie-indicatoren</b>	<b>105</b>
<b>10</b>	<b>ANALYSE VAN DE INCENTIVE REGULATION-SCENARIO'S VOOR DE BEHEERSBARE KOSTEN</b>	<b>107</b>

# I Totaal inkomen en billijke marge

## I.1 Totaal inkomen

### I.1.1 Samenstelling van het totaal inkomen

In het algemeen wilde BRUGEL de elementen in de definitie van het totaal inkomen behouden, net zoals de bestaande indeling tussen de beheersbare kosten en de niet-beheersbare kosten, zij het met enige wijzigingen. Het behoud van een dergelijke structuur vormt namelijk de basis voor het beheer van de saldi en het systeem van de *incentive regulation* voor de beheersbare kosten.

Naast de algemeen aanvaarde beheersbare en niet-beheersbare kosten, voert de tariefmethodologie 2020-2024 ook het concept van de “projectbenadering” toe. Na de identificatie van de kosten gelinkt aan deze projecten door de regulator en de distributienetbeheerder (DNB), zal een enveloppe worden toegevoegd aan de beheersbare kosten om rekening te houden met de bijbehorende uitgaven.

De invoering van de projectbenadering past bij de wens van BRUGEL om de tarifaire begrotingsenveloppe van de Brusselse DNB binnen aanvaardbare grenzen te houden om elke excessieve bijdrage van de eindverbruikers te vermijden en over een follow-up tool te beschikken voor deze projecten met een grote tarifaire impact.

Alle bedragen in de volledige methodologie zijn uitgedrukt zonder de belasting op de toegevoegde waarde.

### I.1.2 Beheersbare kosten

De beheersbare kosten vertegenwoordigen de kosten (en de bijbehorende opbrengsten) met betrekking tot de veiligheid, de efficiëntie en de betrouwbaarheid van het net of de kwaliteit van de dienstverlening aan de klanten, waarop de DNB **een directe controle uitoefent**.

Hoewel deze definitie dezelfde is als die in de methodologie 2015-2019, werden er net zoals in het vorige punt wijzigingen en verduidelijkingen aangebracht aan de opgesomde elementen. De onderstaande tabel presenteert de kosten die in aanmerking komen en de motiveringen voor deze indeling. Het is belangrijk de aandacht te vestigen op de definitie van de beheersbare kosten. Men moet zich immers voor elk van de hieronder voorgestelde kostencategorieën de vraag stellen of de DNB wel of niet **een directe controle** uitoefent op deze kosten.

Beschrijving
De kosten (inclusief de bewegingen op de overeenstemmende provisierekeningen) voor de aankoop van goederen en diensten (andere dan de ondersteunende diensten) voor zover ze passen in het kader van de activiteiten vermeld in art. 7 van de elektriciteitsordonnantie, en met name die met betrekking tot:
a. het beheer van de elektriciteitsinfrastructuur;
b. het beheer van het elektrisch systeem;
c. het beheer van de telecom-infrastructuur;
d. de informatica-activiteiten;
e. het gemeenschappelijke beheer;
f. de naar de balansrekeningen over te dragen lasten. <sup>1</sup>
De kosten (met inbegrip van de bewegingen op overeenstemmende provisierekeningen) van bezoldigingen, sociale lasten, met inbegrip van alle bijdragen voorzien in de wet, en alle in het kader van pensioenfondsen en groepsverzekeringen betaalde lasten, vanaf het ogenblik waarop het personeelslid in dienst trad bij de DNB of van een van zijn dochterondernemingen die een gereguleerde activiteit van distributienetbeheer hebben waarop hij een beroep doet.
Het loon van de bedrijfsleiders wordt als beheersbaar beschouwd zolang het niet het plafond overschrijdt dat door een wettelijke of reglementaire norm wordt vastgelegd. Elke overschrijding zal worden verworpen.
De opbrengsten/inkomsten van de verschillende operaties, voor zover ze worden gerealiseerd in het kader van de activiteiten vermeld in art. 7 van de elektriciteitsordonnantie, met name:
a. De inkomsten uit de verhuur van het glasvezelnet, voor het gedeelte dat tot het gereguleerd actief behoort;
b. De inkomsten uit andere gereguleerde activiteiten.

Merk op dat het punt “diverse inkomsten” werd geschrapt uit de tariefmethodologie voor de periode 2020-2024. De indeling van de beheersbare kosten is identiek voor gas en elektriciteit.

### 1.1.3 Niet-beheersbare kosten

De beheersbare kosten vertegenwoordigen de kosten (en de bijbehorende opbrengsten) met betrekking tot de veiligheid, de efficiëntie en de betrouwbaarheid van het net of de kwaliteit van de dienstverlening aan de klanten, waarop de DNB **geen directe invloed uitoefent**.

<sup>1</sup> Kosten overgedragen naar de balans. Dat zijn kosten die activa worden.

Hoewel deze definitie dezelfde is als die in de methodologie 2015-2019, werden er wijzigingen en verduidelijkingen aangebracht aan de opgesomde elementen. De onderstaande lijst somt de kosten op die in aanmerking komen en de motivering voor deze indeling. Het is belangrijk de aandacht van de lezer te vestigen op de definitie van de niet-beheersbare kosten. Men moet zich immers voor elk van de hieronder voorgestelde kostencategorieën de vraag stellen of de DNB wel of niet een directe controle uitoefent op deze kosten. De gepresenteerde motiveringen zijn het resultaat van de gesprekken tussen BRUGEL en de DNB.

### 1.1.3.1 Kosten voor de ondersteunende diensten

- De kosten van de aankoop van netverliezen hangen af van twee factoren: de prijs en het volume van de verliezen. Enerzijds, hoewel de prijs van de verliezen kan variëren al naargelang het aankoopgedrag van de DNB, blijkt dat die laatste een beperkte controle uitoefent over deze factor. Anderzijds is het volume van de verliezen historisch en forfaitair vastgelegd op 3,03% (op basis van het percentage van het gedistribueerde volume, ongeacht het spanningsniveau). Daarom oefent de DNB, vanuit een strikt tarifair standpunt, geen directe controle uit op de volumes. De beperkte controle van de DNB over deze twee factoren motiveert de indeling van de verliezen als niet-beheersbare kosten in het kader van deze methodologie. BRUGEL wenst echter dat de DNB handelt als voorzichtige en plichtsbewuste beheerder. BRUGEL heeft dus het recht kosten te verwerpen die hij als onredelijk beschouwt.
- Indien de reële kostprijs van de dekking van de verliezen hoger is dan die voorzien in het tariefvoorstel, dan zal de DNB een volledig dossier ter rechtvaardiging moeten voorleggen aan BRUGEL. Op basis van de gecommuniceerde informatie zal BRUGEL evalueren of het mogelijk is een deel van deze kosten te herkwalficeren of te verwerpen.

Tijdens de reguleringsperiode 2025-2029 zal BRUGEL de berekeningsmethode voor het volume van de verliezen en de impact ervan op het toewijzings-/reconciliatieproces herbekijken.

De ordonnantie van 19 juli 2001 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest bepaalt in art. 8 § 4: *“De distributienetbeheerder mag geen activiteiten aangaan i.v.m. elektriciteitsproductie, noch -levering indien het niet dient om de eigen behoeften te dekken, verliezen te dekken en het vervullen van de openbare dienstopdrachten en openbare dienstverplichtingen bedoeld in de artikelen 24 en 24bis en in Hoofdstuk IVbis van deze ordonnantie. Iedere bijkomstige elektriciteitsaankoop voltrekt zich overeenkomstig transparante en non-discriminatoire procedures”*.

Voor de tariefmethodologie 2020-2024, en op voorwaarde dat er zich geen veranderingen in de wetgeving voordoen gedurende de tariefperiode, worden er geen wijzigingen aangebracht aan de methodologie voor de behandeling van de eigen warmtekraftkoppelingseenheden van de netbeheerder in vergelijking met de methodologie 2015-2019.

### 1.1.3.2 Toeslagen

- a. De **lasten van niet gekapitaliseerde aanvullende pensioenen** of pensioenen van de publieke sector, uitgekeerd aan personeelsleden of aan gerechtigden naar verhouding van hun aantal dienstjaren in een gereguleerde activiteit van netbeheer of van elektriciteitslevering in de distributie, verschuldigd voor de jaren voor de liberalisering overeenkomstig de statuten, een collectieve arbeidsovereenkomst of een behoorlijk geformaliseerde overeenkomst, of te dien einde aan hun werkgever terugbetaald door de DNB overeenkomstig contractuele verplichtingen aangegaan door hem vóór 30 april 1999 voor zover deze lasten in de tijd gespreid zijn overeenkomstig de bestaande regels vastgesteld vóór 30 april 1999.
  - De DNB oefent geen controle uit over deze lasten. Ze moeten dus als niet-beheersbaar worden beschouwd.
- b. De effectief verschuldigde **vennootschaps- en rechtspersonenbelasting**.
  - De elektriciteitsordonnantie bepaalt: *“de belastingen, de taksen, de toeslagen, de vergoedingen en bijdragen van alle aard, alsook hun aanpassingen, die worden opgelegd door een wettelijke of reglementaire bepaling worden automatisch toegevoegd aan de tarieven op de datum van hun inwerkingtreding. BRUGEL controleert de conformiteit van de aanpassing van de tarieven met deze wettelijke en reglementaire bepalingen”*.
  - Bovendien zal de fiscale belasting van de DNB afhangen van zijn resultaat. De DNB heeft geen volledige controle over zijn resultaat. De belastingen moeten dus als niet-beheersbare kosten worden beschouwd.
- c. De **overige** lokale, provinciale, gewestelijke of federale **belastingen**, heffingen, toeslagen, vergoedingen, bijdragen en retributies die door de DNB verschuldigd zijn.
  - De elektriciteitsordonnantie bepaalt: *“de belastingen, de taksen, de toeslagen, de vergoedingen en bijdragen van alle aard, alsook hun aanpassingen, die worden opgelegd door een wettelijke of reglementaire bepaling worden automatisch toegevoegd aan de tarieven op de datum van hun inwerkingtreding. BRUGEL*



*controleert de conformiteit van de aanpassing van de tarieven met deze wettelijke en reglementaire bepalingen.”*

- d. De aan de DNB opgelegde boetes, de betaalde verwijlinteressen en de schadevergoedingen (met name in het geval van niet-verzekerbare schade) ten laste van de DNB in geval van incidenten op het net worden niet beschouwd als deel van het totaal inkomen. Deze laatste elementen worden in principe geweigerd, teneinde de DNB bewustzijn en verantwoordelijkheid bij te brengen en ieder exces te vermijden. BRUGEL zou dit standpunt tijdens de regulatoire periode kunnen herzien als SIBELGA haar beleid voor de behandeling van aanvragen voor schadevergoeding in overleg met BRUGEL zou verbeteren, wat zou kunnen leiden tot een hoger bedrag aan schadevergoedingen .

### 1.1.3.3 RAB-meerwaarde

Het gedeelte van de **RAB-meerwaarde** dat werd afgeschreven aan het percentage van het onderliggende of binnen het jaar buiten gebruik gestelde actief, voor zover de bedragen die overeenstemmen met dit deel in een passiefreserve van de DNB worden geboekt. BRUGEL controleert de overeenstemming tussen de evolutie van deze reserve en de geboekte afschrijvingen.

- De DNB oefent geen controle uit over deze post. Men kan hem dus als niet-beheersbaar blijven beschouwen.
- In principe mag de herwaarderingsmeerwaarde geen kostenpost vormen indien ze afgeschreven is. Het toe te passen principe is dat, om als een kost te worden beschouwd, een afschrijving betrekking moet hebben op een actief waarvoor de DNB effectief een kost heeft betaald.

Voor de tariefperiode 2015-2019, rekening houdend met de voorschriften van de tariefmethodologie inzake de dekking van de kosten als gevolg van de afschrijving van de herwaarderingsmeerwaarde, leek het nooit opportuun om de weigering van deze kosten aan te bevelen in de loop van de tariefperiode.

De studie van de CEER met de titel “*CEER Report on Investment Conditions in European Countries*”, gepubliceerd in januari 2018, geeft de (historische en/of geherwaardeerde) waarden op basis waarvan de afschrijvingen worden berekend. De onderstaande lijst is niet volledig en somt een aantal landen op die hun afschrijvingen niet op de historische waarde baseren:

- Tsjechische Republiek: Er wordt een herwaardering van de afschrijving geboekt omdat de historische waarde niet volstaat om de behoeften aan vervangingsinvesteringen te dekken.
- Duitsland: De afschrijving wordt gemeten aan de hand van een mix tussen historische en geherwaardeerde waarde.
- Finland: De afschrijving wordt gemeten aan de hand van de vervangingswaarde van het net.
- Italië: De afschrijving wordt gemeten aan de hand de geherwaardeerde waarde.
- Nederland: De afschrijving wordt gemeten aan de hand van de historische waarde, met een correctie volgens de inflatie.
- Groot-Brittannië: De afschrijving wordt gemeten aan de hand de geherwaardeerde waarde.

De CEER bepaalt dat de afschrijving de DNB in staat zou moeten stellen om de kosten van de vervangingsinvesteringen over de economische levensduur van het actief te dekken. De CEER besluit door te zeggen dat de afschrijving kan worden gebaseerd op de historische waarde, de geherwaardeerde waarde, of een mix van beide. In de praktijk aanvaardt een meerderheid van regulatoren een afschrijving die op dezelfde manier als de RAB wordt gemeten.

Hoewel men hier vertrekt vanuit een niet-uitbetaalde kost, moet de afschrijving van de meerwaarde worden gezien als een middel waarover de DNB beschikt om zijn toekomstige kosten te kunnen dekken. Dit is ook coherent met de beslissingen die werden genomen voor de vorige tariefperiodes.

#### 1.1.3.4 Afschrijvingen en buitengebruikstellingen

- a. De **meerwaarden** op de realisatie van het actief.
  - De DNB oefent geen controle uit over deze post. Men kan hem dus als niet-beheersbaar blijven beschouwen.
- b. De geregistreerde **minderwaarden**, de **afschrijvingen** en de buitengebruikstellingen wanneer een actief buiten gebruik wordt gesteld.
  - Indien deze posten als beheersbaar zouden worden beschouwd, zou dat een “negatieve” impact hebben op de investeringen van de DNB.

### I.1.3.5 Financiële lasten ('embedded costs')

- De financiële lasten hangen af van de marktomstandigheden. De DNB oefent hier geen controle over uit. BRUGEL benadrukt zijn recht om te hoge interestvoeten te weigeren en een deel van de kosten die het onredelijk acht te verwerpen.

### I.1.3.6 Kosten voor de openbare dienstverplichtingen

- De ordonnantie bepaalt dat de kosten betreffende de uitvoering van de begroting van de openbare dienstopdrachten (door de regering goedgekeurd op basis van een advies van BRUGEL) op transparante wijze in de tarieven worden opgenomen. Dezelfde ordonnantie bepaalt overigens dat de kosten voor de uitvoering van de openbare dienstopdrachten niet mogen worden onderworpen beslissingen die op vergelijkingsmethoden zijn gebaseerd, noch aan een bevorderende regulering. Indien er een incentive regulation bestaat voor de beheersbare kosten, kunnen de kosten voor de openbare dienstverplichtingen enkel als niet-beheersbaar worden beschouwd voor deze methodologie.

### I.1.3.7 Transmissiekosten

De door de **transmissienetbeheerder** gefactureerde vergoeding voor het gebruik van het transmissienet, inclusief de toeslagen die worden aangerekend door de transmissienetbeheerder.

- De DNB oefent geen controle uit over de bedragen die worden gefactureerd voor het transmissienet. De optimalisatie van de facturering van de transmissiekosten door de DNB via een sturing van de piek van elke post is complex en hangt sterk af van de klanten stroomafwaarts in het net.

### I.1.3.8 Doorvoerkosten aangerekend door de andere DNB's.

- De DNB oefent geen volledige controle uit over deze kosten, die in het Brussels Gewest verwaarloosbaar zijn.

### I.1.3.9 Nieuwe opgelegde kosten

De kosten die worden opgelegd door een **evolutie van het wettelijke of reglementaire kader** of van de regels en processen ter ondersteuning van de organisatie of de **goede werking van de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt**.

- De evolutie van het wettelijke en reglementaire kader wordt niet gecontroleerd door de DNB.
- De kosten van de processen ter ondersteuning van de organisatie of de goede werking van de markt zijn voornamelijk IT-kosten. Voor deze projecten werd een specifiek mechanisme opgenomen in het punt “projectbenadering”, waarbij het operationele deel van deze projecten globaal gezien als beheersbaar zou worden beschouwd.

### 1.1.3.10 Overgedragen kosten

De kostenverminderingen en/of -vermeerderingen die het gevolg zijn van **overdrachten tussen de resultatenrekening en de balans**, met inbegrip van de aan het inkomen toegewezen verschillen uit vorige regulatoire periodes.

- Deze kosten hebben betrekking op de saldi en de investeringen. In beide gevallen oefent de DNB geen controle uit over deze kosten.

### 1.1.3.11 Billijke marge

- Specifiek element van het inkomen.

Met uitzondering van de kosten voor de transmissienetten die niet voorkomen in de methodologie voor gas, is de indeling van de niet-beheersbare kosten identiek voor gas en elektriciteit.

### 1.1.4 Projectbenadering

In hun akkoord betreffende de overlegprocedure voor de tariefmethodologieën voor elektriciteit en gas voor de regulatoire periode 2020-2024 hebben BRUGEL en SIBELGA het volgende afgesproken:

*“De indeling van bepaalde kosten in beheersbare en niet-beheersbare kosten blijft behouden. Er zal worden nagedacht over de mogelijkheden om de indeling van bepaalde kosten te optimaliseren (bijvoorbeeld voor bepaalde specifieke projecten). [...]”*

*“De tariefvoorstellen moeten een raming bevatten voor de grote projecten die in de loop van de regulatoire periode zullen worden uitgevoerd.[...].”*

De sectie over de “specifieke projecten” van de tariefmethodologie van de Waalse regulator voor de periode 2019-2023 en de bijbehorende motiveringen vormden een bron van inspiratie voor de ontwikkeling van deze nieuwe benadering.

Het doel van de benadering is de **risico's** voor de DNB te **beperken** wanneer hij een “onbruikbaar” project uitvoert, en tegelijk BRUGEL in staat te stellen een **duidelijk zicht** te hebben op de vorderingen en het budget.

De benadering die werd geformuleerd in overleg met de DNB bestaat erin een globale enveloppe vast te leggen voor alle projecten. Deze enveloppe zou bovenop het bedrag van de beheersbare kosten komen. Deze keuze valt onder meer te rechtvaardigen door een diversificatie van het risico en een verhoging van de flexibiliteit bij het projectbeheer bij de DNB in vergelijking met de huidige methodologie. Een globale enveloppe zou de DNB immers in staat stellen om de voorkeur te geven aan bepaalde projecten al naargelang de prioriteiten, de beschikbare middelen enz., en tegelijk het risico voor de eindverbruiker beperken.

Deze benadering kreeg de voorkeur boven de benadering waarbij de kosten voor een project tot een bepaalde grenswaarde als niet-beheersbaar worden beschouwd; boven deze drempel zouden ze als beheersbaar worden beschouwd.

Het concept van deze benadering werd meerdere malen<sup>2</sup>besproken door SIBELGA en BRUGEL, en uiteindelijk zijn ze tot de benadering in deze methodologie gekomen.

#### 1.1.4.1 Definitie van de projectcategorieën

Bij de DNB zullen er maar vier soorten projecten kunnen bestaan die worden gedekt door de tarieven. Deze categorieën worden beschreven in de methodologie.

Deze projectbenadering maakt een duidelijk onderscheid mogelijk tussen investeringsprojecten (niet-beheersbare afschrijvingen), projecten in verband met de openbare dienststopdrachten (niet-beheersbaar), projecten met een innovatief karakter en IT-projecten.

Deze methodologie introduceert dus het concept van projecten met een innovatief karakter, waarmee de DNB bijvoorbeeld proefprojecten kan uitvoeren of initiatieven voor de energietransitie kan ondersteunen.

---

<sup>2</sup> Werkgroep van 21 februari 2018, werkgroep van 18 april 2018, vergadering van 17 augustus.

De wijzigingen die in 2018 aan de ordonnantie van 12 december 1991 werden aangebracht bepalen bijvoorbeeld specifiek:

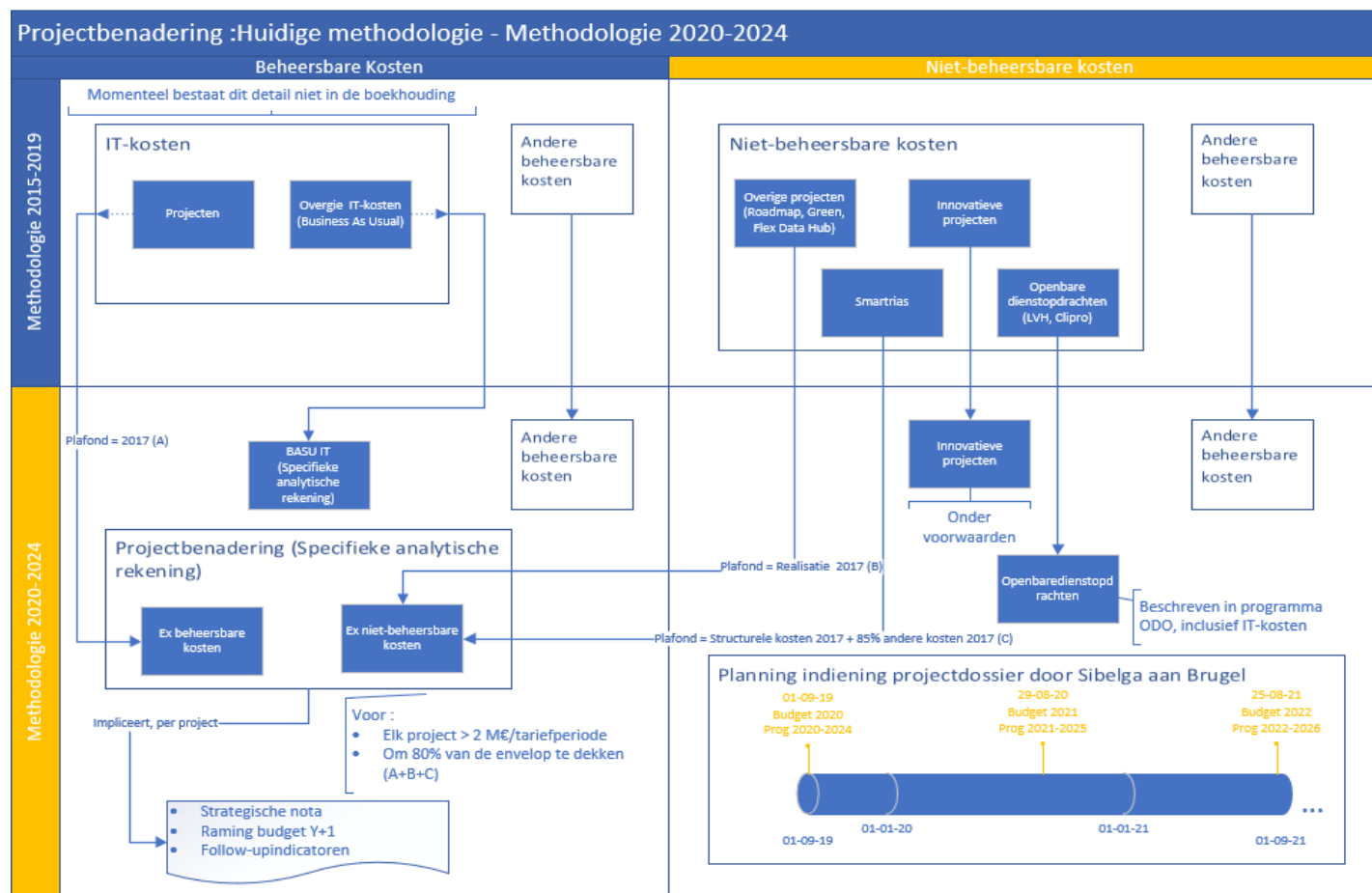
*“De zelfconsumptie is collectief als de levering van elektriciteit gebeurt tussen een of meerdere producenten en een of meerdere eindverbruikers die onderling verbonden zijn binnen een rechtspersoon en waarvan de aftap- en injectiepunten zich bevinden vóór eenzelfde openbare post voor de transformatie van midden- en laagspanningselektriciteit [...] BRUGEL heeft de mogelijkheid om voor een beperkte tijd marktregels en specifieke tariefregels aan te nemen voor beperkte geografische zones of elektriciteitszones. Deze zones worden specifiek ontwikkeld voor innoverende proefprojecten, met name om oplossingen uit te werken voor de problematiek van de verbinding van gedecentraliseerde producties met de distributienetten. ”*

Voor deze periode 2020-2024 zullen de innovatieve projecten in bovenvermeld artikel moeten worden gefinancierd door de tariefsaldi.

Tenzij ze specifiek worden opgenomen in en opgevolgd via investeringsplannen, zullen IT-projecten worden gemonitord via een routekaart (roadmap) die jaarlijks zal worden bijgewerkt. Deze roadmap moet ervoor zorgen dat BRUGEL zeker kan zijn van het goede beheer van de kosten voor de IT, en tegelijk een beeld krijgt van de vorderingen van de verschillende projecten, de geïdentificeerde risico's, de realisatie van de verwachte voordelen, enz.

## 1.1.4.2 Identificatie en boekhoudkundige verwerking van de overige projecten

De figuur hierna biedt de mogelijkheid om de boekhoudkundige verwerking van de projecten en de wijzigingen ten opzichte van de methodologie 2015-2019 te identificeren.



### 1.1.4.3 Indiening van de roadmap

De IT-projecten zullen worden onderworpen aan een specifieke follow-up op basis van een *roadmap* die elk jaar wordt bijgewerkt.

Er werden meerdere IT-projecten geïdentificeerd tijdens de verschillende overlegmomenten, alsook bepaalde projecten die reeds actief waren tijdens de regulatoire periode 2015-2019 en die zullen worden voortgezet tijdens de periode 2020-2024.

BRUGEL heeft ervoor gekozen geen model voor de roadmap vast te leggen in de methodologie maar enkel de minimale informatie te vermelden die erdoor gedekt zal moeten worden.

BRUGEL achtte het ook opportuun om niet 100% van de enveloppe voor projecten te dekken maar zich toe te spitsen op projecten met gecumuleerde bedragen tot een bepaald plafond, dat overeenstemt met 80% van het bedrag dat werd vermeld in het tariefvoorstel voor wat het projectgedeelte betreft.

De eerste roadmap zal worden gepresenteerd tijdens de indiening van het initiële tariefvoorstel en zal een algemeen programma bevatten voor de volledige tariefperiode met een gedetailleerd budget voor het eerste jaar.

In het kader van de eerste roadmap wenst BRUGEL van de DNB ook een beschrijving te ontvangen van de volledige perimeter van de “Business as Usual”(BASU)-activiteiten van het informaticadepartement. Elke relevante verandering van deze perimeter van jaar tot jaar moet worden gedocumenteerd in de volgende roadmap die door de DNB aan BRUGEL wordt verstrekt.

Overeenkomstig de *best practices* van de sector is het volgens BRUGEL essentieel dat de BASU van het IT-departement wordt gescheiden van de projectuitgaven. Op middellange termijn vindt BRUGEL dat een boekhoudkundige verwerking van de zowel door interne als externe medewerkers gepresteerde uren voor de projecten zal moeten worden voorgelegd.

Bovendien moet deze roadmap leiden tot een vermindering van de informatieasymmetrie tussen de DNB en BRUGEL.

### 1.1.4.4 Update van de roadmap

Net als bij de logica die wordt gevolgd voor de investeringsplannen, zal deze roadmap de komende vijf jaar elk jaar moeten worden bijgewerkt (samen met het gedetailleerde budget



voor het volgende jaar). BRUGEL wenst deze benadering op zijn minst gedurende twee tariefperiodes te volgen om een optimale controle van de IT-projecten te garanderen en in de toekomst elk probleem met de sturing en het beheer van de IT-kosten te vermijden.

BRUGEL zou indien van toepassing opnieuw een advies kunnen uitbrengen over de roadmap.

#### 1.1.4.5 Kostenbeheer

De wijziging aan deze methodologie in vergelijking met de tariefmethodologie 2015-2019 voor wat de IT-aspecten betreft, bestaat erin de kosten en opbrengsten in verband met de uitvoering van IT-projecten (uitgezonderd in het kader van openbare dienststopdrachten) als beheersbaar te beschouwen.

Het doel van een globale envelop is de verantwoordelijkheid van de DNB te vergroten met betrekking tot het parallelle beheer van de geselecteerde projecten. Ze stemt overeen met de wil van BRUGEL om geleidelijk aan over te schakelen op een regulering op basis van het principe van de *revenue cap*.

Met het oog op de coherentie met het principe van de *incentive regulation* betreffende het kostenbeheer en in het belang van de eindverbruiker, zal BRUGEL geen activering van de lasten aanvaarden zolang de maximale malus niet bereikt is. Met andere woorden, als de DNB een andere activeringsstrategie zou willen toepassen dan die welke wordt voorgeschreven in zijn indieningsdossier, moet hij eerst een zo laag mogelijke *incentive* in verband met het kostenbeheer hebben<sup>3</sup>, dus maximaal de helft van 10% van de totale gebudgetteerde beheersbare kosten. Het mechanisme voor de *incentive regulation* met betrekking tot de kosten is duidelijk beschreven in *BRUGEL - BESLISSING - 20161110 – 39*.

#### 1.1.4.6 Herziening en schrapping van de specifieke budgetten

Met name om het risico op een initiële overschatting van bepaalde projecten te vermijden, werden er bakens ingesteld in de methodologie, enerzijds om geïnformeerd te worden over eventuele grondige herzieningen of schrappingen van bepaalde projecten, en anderzijds om desgevallend de impact van deze schrapping of herziening op de saldi 'beheersbare kosten' te neutraliseren.

---

<sup>3</sup> Negatief bedrag

#### 1.1.4.7 Initiële maximale projectenveloppe

De gegevens van de *ex-post*-controles van 2015, 2016 en 2017 werden gebruikt als basis voor de evaluatie van het initiële plafond van de projectenveloppe dat werd opgenomen in deze methodologie. In overleg met de DNB hebben de werkelijk vastgestelde kosten in 2017 als referentie gediend. Gezien het feit dat de IT-kosten in 2016 en 2017 sterk zijn afgeweken ten opzichte van het initiële tariefvoorstel, vooral voor de projecten in verband met de invoering van de MIG 6, heeft BRUGEL ervoor gekozen als referentie niet 100% te nemen van de gerealiseerde bedragen voor dit project, maar dit bedrag te plafonneren op 85% van de werkelijke kosten in 2017<sup>4</sup>.

## 1.2 Billijke marge

### 1.2.1 Gereguleerd actief (RAB)

De berekeningsbasis voor de bepaling van de jaarlijkse billijke marge stemt overeen met het gemiddelde van de waarden van de RAB op 1 januari en 31 december van het jaar N. Er is dus geen wijziging in de benadering ten opzichte van de methodologie 2015-2019.

#### 1.2.1.1 Initiële waarde van het gereguleerd actief

De initiële waarde<sup>5</sup> van het gereguleerd actief stemt overeen met de waarde van de gereguleerde materiële vaste activa op 31/12/2018, desgevallend verhoogd met bepaalde immateriële vaste activa gelinkt aan de activering van bepaalde IT-projecten, zoals goedgekeurd door BRUGEL.

Het gereguleerd actief wordt dus op gelijkaardige wijze als in de methodologie 2015-2019 bepaald.

---

<sup>4</sup> Er geldt een uitzondering voor de structuurkosten van Atrias, die geplafonneerd zullen worden op 100% van het gerealiseerde niveau in 2017.

<sup>5</sup>Vóór de zesde staatshervorming en op basis van de tariefmethodologie die wordt voorgeschreven door de koninklijke besluiten van 2 september 2008, werd een initiële waarde van het gereguleerd actief (iRAB) vastgelegd, bestaande uit de som van de waarden van de netto economische reconstructie van de gereguleerde materiële vaste activa (zoals vastgelegd op 31 december 2001) en van de behoefte aan netto bedrijfskapitaal van de DNB. Op basis van deze methodologie keurde de federale regulator de DNB's goed wanneer zij een herwaarderingsmeerwaarde van het gereguleerd actief noteerden.

Uiterlijk op 15 april 2019 zal BRUGEL de initiële waarde van het gereguleerd actief op 31/12/2018 goedkeuren op basis van de rapporten en andere documenten die door de DNB worden overhandigd in het kader van de *ex-postcontrole* 2018.

### I.2.1.2 Evolutie van het gereguleerd actief in de tijd

De waarde van het gereguleerd actief evolueert elk jaar volgens principes die worden vastgelegd in de methodologie (toevoeging van nieuwe vaste activa, aftrek van buitengebruikstellingen, aftrek van interventies van derden, aftrek van afschrijvingen, enz.). In vergelijking met de methodologie 2015-2019 wijzigt BRUGEL deze evolutieregels niet voor de periode 2020-2024.

Het gereguleerd actief omvat noch de behoefte aan bedrijfskapitaal noch de lopende vaste activa.

We willen hier evenwel een aantal principes in herinnering brengen die BRUGEL belangrijk acht of waaraan bijzondere aandacht zal worden besteed tijdens de volgende tariefperiodes:

- a) Subsidies mogen geen impact hebben op de RAB. De idee hierachter is dat als het actief niet door de gereguleerde entiteit gefinancierd werd, het niet in de RAB moet worden opgenomen en dus ook niet vergoed<sup>6</sup>.
- b) In het kader van deze methodologie verwacht BRUGEL van de DNB dat voor elk groot project een beschrijvend dossier en een expliciete aanvraag wordt ingediend in het geval dat de DNB om een activering van bepaalde kosten vraagt.

BRUGEL steunt het principe dat de DNB begint met gebruik te maken van alle flexibiliteit die de *incentive regulation* biedt voor de kosten (zie punt 2) alvorens bepaalde kosten te activeren. BRUGEL verzekert zich er zo van dat de DNB zichzelf niet op onrechtmatige wijze voordelen van de *incentive regulation* toekent en bijgevolg de RAB verhoogt (risicobeheersing in verband met switch opex-capex).

### I.2.2 Afschrijvingspercentage

De afschrijvingspercentages die in de tariefmethodologie zijn opgenomen, zijn de algemeen aanvaarde afschrijvingspercentages. Ze werden vergeleken met de percentages in de twee andere gewesten. Indien de DNB een ander afschrijvingspercentage zou willen toepassen dan

---

<sup>6</sup> CEER Report on Investment Conditions in European Countries (Ref. C17-IRB-30-03)

dat vermeld in de methodologie, zal hij dit moeten motiveren tegenover BRUGEL, die het recht behoudt om deze aanvraag af te wijzen als de motivering niet relevant wordt geacht.

Uit gesprekken met de DNB blijkt dat het materiaal verbonden aan de dispatchingpost voornamelijk IT-materiaal is. BRUGEL hanteert geen verschillende afschrijvingspercentages al naargelang van de bestemming/het gebruik van de uitrustingen. Op basis van een nauwkeurige motivering zou de DNB een specifiek percentage kunnen invoeren voor bepaalde uitrustingen die niet specifiek in de door BRUGEL vastgelegde categorieën zijn opgenomen.

Er werd geen enkel specifiek verzoek van de DNB geformuleerd met betrekking tot de wijziging van sommige afschrijvingspercentages.

### 1.2.3 Op het gereguleerd actief toe te passen rendementspercentage

Het toe te passen rendementspercentage op het gereguleerd actief wordt hieronder uiteengezet.

Het *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) werd ontworpen in de jaren 1960 en beschrijft de relatie tussen het risico en het verwachte marktrendement voor de belegging. Met het CAPM kan men dus het rendement berekenen overeenkomstig het risico of het gebruikelijke rendement van de kapitaalmarkt.

Ondanks de gekende beperkingen van de onderliggende hypothesen (met name de perfecte informatie en het ontbreken van transactiekosten), wordt het CAPM door de meeste Europese reguleringsautoriteiten (Frankrijk, Zwitserland, Oostenrijk, Nederland, Ierland, Finland, België enz.) gebruikt om te berekenen welk rendementspercentage moet worden toegepast op het gereguleerd actief.

Als aanvulling op de basisformule van het CAPM, voorzagt de vorige methodologie dat het rendementspercentage (R) dat moet worden toegepast op het gereguleerd actief als volgt moet worden geschat:

#### **Vergelijking 1: Op het gereguleerd actief toe te passen rendementspercentage**

- Als  $S \leq 40\%$  →  $R = 40\% * (t_{OLO} + (RPx \beta))$
- Als  $S > 40\%$  →  $R = [40\% * (t_{OLO} + (RPx \beta))] + [(S - 40\%) * (t_{OLO} + 100 bp)]$

Met:

- $S$  = Verhouding tussen de gemiddelde waarde van het eigen vermogen van het betrokken jaar en de gemiddelde waarde van het gereguleerd actief (%).
- $t_{OLO}$  = Risicovrije rentevoet (%);
- $RP$  = Risicopremie (%);
- $\beta$  = De bètafactor die het specifieke risico voor de DNB weergeeft.

Voor de regulatoire periode 2020-2024 zal de algemene filosofie die in de vorige tariefmethodologie werd opgenomen voor de schatting van het rendementspercentage op het gereguleerd actief niet in vraag worden gesteld<sup>7</sup>.

Het dient echter verduidelijkt dat in deze context de voorgestelde benadering (“niet-conventioneel CAPM”) afwijkt van het analytische kader dat overheerst in financieel beheer.

#### **Het CAPM in zijn basisvorm**

$$E(r_e) = E(r_f) + \beta (E(r_m) - E(r_f))$$

Met:

- $E(r_e)$  = verwacht rendement van een belegging;
- $E(r_f)$  = verwacht rendement zonder risico;
- $E(r_m)$  = verwacht rendement op de markt;
- $(E(r_m) - E(r_f))$  = verwachte risicopremie op de markt;
- $\beta$  = meting van het systematische of niet-diversifieerbare risico van de belegging in verhouding tot het rendement van de markt ( $\beta_i = \frac{\text{cov}(r_i, r_m)}{\text{var}(r_m)}$ )

Inderdaad:

- De voorgestelde formule berust op de hypothese dat, boven een bepaalde drempel, het rendementspercentage dat van toepassing is op het gereguleerd actief groeit met het aandeel van het eigen vermogen in de financiering van dat laatste. Met andere woorden, het komt erop neer dat:

<sup>7</sup> Zie akkoord BRUGEL-SIBELGA:

<https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2017/nl/Akkoord-overlegprocedure-tariefmethodologie%C3%ABn-elektriciteit-gas-voor-regulatoire-p%C3%A9riode-2020-2024.pdf>

- Het verwachte rendementspercentage voor de financiering van de gereguleerde activa omgekeerd evenredig is met de klassieke financiële hefboom, met name schulden/eigen vermogen;
- De formule is niet begrensd, ten minste als men geen rekening houdt met een financiële structuur die volledig door eigen vermogen verzekerd is (wat geen realistische hypothese is).
- De financiële theorie en de praktijk maken echter dat de financiële kosten op verschillende wijze variëren. De analyse berust deze keer op de klassieke definitie van de financiële hefboom, met name op de verhouding tussen de schulden en het eigen vermogen (en niet op de verhouding tussen het eigen vermogen en het gereguleerd actief waarmee rekening werd gehouden in punt (a) hierboven). Ze suggereert in het bijzonder het bestaan van een optimale financiële structuur die de financieringskosten optimaliseert. In dat geval zouden de kapitaalkosten hoger zijn naarmate men zich van de optimale financiële hefboom verwijdert. De huidige formule zet de DNB er niet voldoende toe aan om zijn balansstructuur te optimaliseren.

De studie “*Study on tariff design for distribution system*”<sup>8</sup> omvat overigens voor de meeste Europese landen de aanbevolen formule voor de bepaling van het rendementspercentage. Met uitzondering van sommige landen toont deze studie aan dat het rendementspercentage wordt bepaald op basis van een gewogen gemiddelde van de kapitaalkosten die de kosten van de schulden omvat.

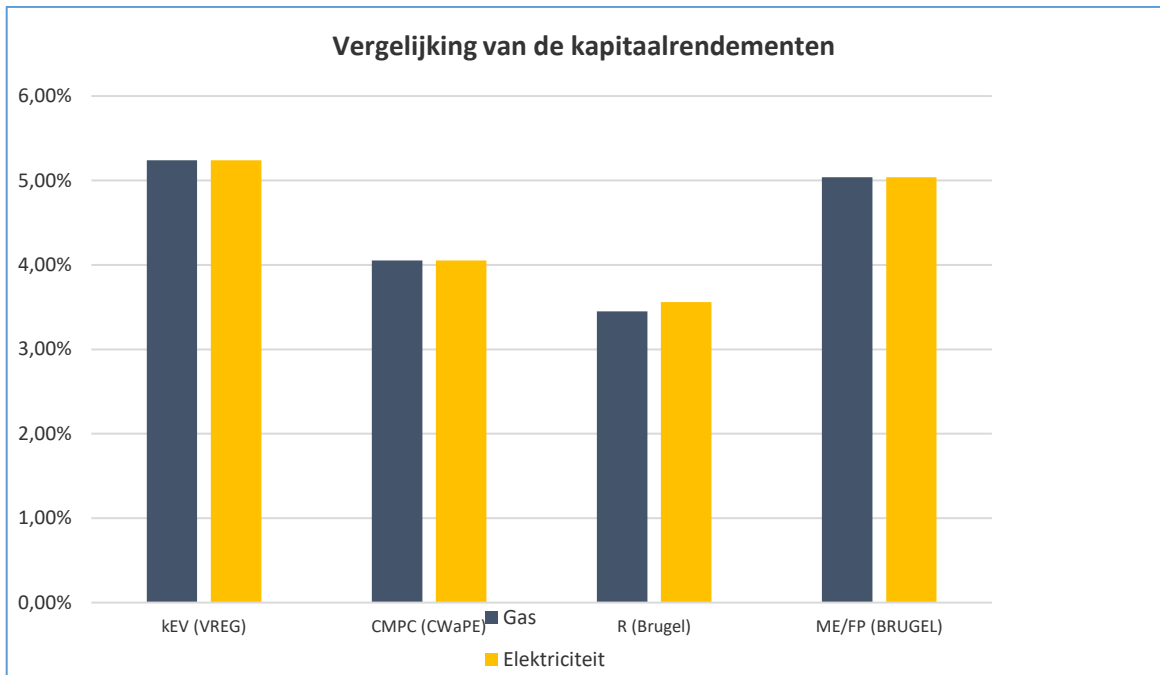
De formule voor het rendementspercentage dat van toepassing is op de Brusselse situatie wijkt af van het optimum volgens de financiële theorie en van de benchmark van de Europese landen.

Er werd een vergelijking uitgevoerd van de vergoeding van het eigen vermogen van de Belgische DNB's. Men stelt vast dat de ratio Billijke Marge/Eigen Vermogen (BM/EV) afgestemd is op het kapitaalrendement van de andere Belgische DNB's.

---

<sup>8</sup> Studie van de Europese Commissie – DG Energie  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF)

**Figuur 1: Vergelijking van de kapitaalrendementen**



Voor de regulatoire periode 2020-2024 werden enkel de parameters die passen in het kader van de berekening van het rendementspercentage herzien.

### I.2.3.1 Risicovrije rentevoet

De risicovrije rente is een meting van het verwachte rendement van een belegging zonder risico of die als zodanig beschouwd wordt. (In de praktijk houdt elke belegging een risico in.) Ze staat los van de specifieke factoren van de onderneming in kwestie en hangt enkel af van de marktomstandigheden.

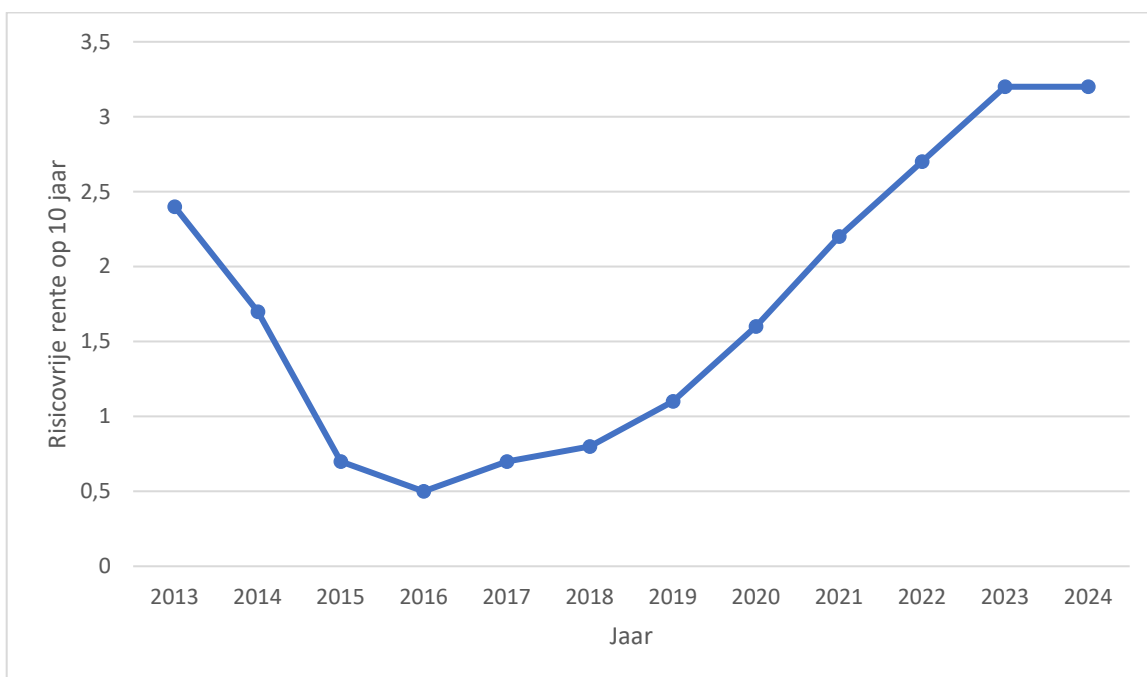
De theorie en de praktijk bepalen allebei dat men de rente op overheidsobligaties over meerdere jaren moet nemen om de risicovrije rente vast te leggen, hoewel die laatste bepaalde risico's inhouden (met name wanbetalingsrisico). De rente op staatsobligaties op 10 jaar met een zeer laag tegenpartijrisico wordt meestal weerhouden als risicovrije rente.

De risicovrije rente zal jaarlijks worden herzien om te vermijden dat men een historisch lage rente gebruikt gedurende de volledige regulatoire periode. De onderstaande grafiek omvat de evolutie van het rekenkundig gemiddelde rendement van de lineaire OLO-obligaties met een looptijd van 10 jaar die door de Belgische federale overheid worden uitgegeven.

Naar aanleiding van een aanzienlijk verschil tussen de voorspellingen van de risicovrije rente van het Federaal Planbureau voor 2015 en 2016 en de vastgestelde realiteit, werd een minimale

rente van 2,2% vastgelegd<sup>9</sup>. Het Federaal Planbureau<sup>10</sup>voorspelt een risicovrije rente van 1,6% in 2020 en van 2,2% in 2021. De tariefmethodologie zal daarom uitgaan van een waarde van 2,2%.

**Figuur 2: Evolutie van het rekenkundig gemiddelde rendement van de lineaire OLO-obligaties met een looptijd van 10 jaar uitgegeven door de Belgische overheid**



Het Federaal Planbureau heeft nog geen raming gemaakt van de rente op staatsobligaties op 10 jaar voor 2024. Daarom gaan we ervan uit dat die dezelfde zal zijn als in 2023. Deze ramingen zullen worden bijgewerkt op basis van de publicatie van de economische perspectieven door het Federaal Planbureau in 2019. De DNB zal in zijn tariefvoorstel de meest recente gepubliceerde cijfers van het Federaal Planbureau moeten gebruiken, met als uiterste datum twee maanden voorafgaand aan de overhandiging van het tariefvoorstel. Als het Federaal Planbureau geen raming van de risicovrije rentevoeten voor een jaar van de tariefperiode gepubliceerd heeft, moet men de risicovrije rentevoet van het vorige jaar gebruiken.

<sup>9</sup> BRUGEL-DECISION-20161110-39: Beslissing betreffende de aanpassingen aangebracht aan de tariefmethodologie van BRUGEL op 1 september 2014.

<sup>10</sup> Federaal Planbureau, Economische perspectieven 2018-2023, juni 2018, p. 89.



**Tabel 1: Risicovrije rente tussen 2020 en 2024**

2020	2021	2022	2023	2024
2,2% <sup>11</sup>	2,2%	2,7%	3,2%	3,2% (Hypothese 2023=2024)

Gezien de vastgelegde bodemrente, werd geen enkel ander alternatief overwogen (mix van Belgische rente en die van andere Europese landen, bijkomende specifieke risicopremie ...).

Het feit dat een minimale OLO-rente van 2,2% werd vastgelegd, biedt schuldeisers (of nieuwe aandeelhouders) voldoende garantie voor een relatieve stabiliteit van het toegestane rendementspercentage. In het algemeen maakt de toevoeging van een tunnel met grenzen waarbinnen de OLO-rente zal moeten evolueren het mogelijk om de impact van de OLO-rente op de billijke marge te beperken en zo de creatie van saldi ten opzichte van het initiële tariefvoorstel (goedgekeurd op 12 december 2014) te beperken. Het biedt de DNB ook een betere stabiliteit en voorzienbaarheid in de financiering van zijn activiteiten tijdens de tariefperiode. Er wordt een plafond van 5,2% voor de risicovrije rente behouden.

Wat betreft de parameter “inflatie” beveelt BRUGEL aan om de consumptieprijsindex als referentie te gebruiken, net als bij de methodologie 2015-2019.

Hoewel een blokkering van 6 maanden is vastgesteld in de methodologie, beveelt BRUGEL het gebruik van deze gegevens aan, voor zover de economische vooruitzichten I 2 2020-2024 vóór 31 maart 2019 beschikbaar zijn en indien SIBELGA meent dat de operationele impact beperkt is.

### 1.2.3.2 Risicopremie

In de praktijk stemt de marktrisicopremie overeen met een meting van de gemiddelde bijkomende vergoeding ten opzichte van de risicovrije vergoeding die de beleggers verwachten voor een portefeuille die alle verhandelbare risicovolle beleggingen bevat. Met andere woorden, de risicopremie stemt overeen met het verschil tussen het verwachte rendement op de markt en de risicovrije rente.

<sup>11</sup> Merk op dat het Federaal Planbureau een waarde van 1,6% heeft gepubliceerd voor 2020. Via een akkoord tussen BRUGEL en SIBELGA wordt de minimumdrempel voor de risicovrije rente vastgelegd op 2,2%. Deze drempel is een antwoord op de lage risicovrije rente van de afgelopen jaren.

<sup>12</sup> Gepubliceerd door het Federaal Planbureau.

Het dient opgemerkt dat er momenteel geen enkele werkelijke consensus bestaat over de bepaling van de risicopremie. Bijgevolg kunnen de resultaten aanzienlijk variëren al naargelang de gebruikte methodologie en variabelen. De keuze van de risicopremie kan ook afhangen van factoren zoals de economische situatie van het land, de liquiditeit van de markt, de onzekerheid in de politieke beslissingen (met name in verband met de fiscaliteit enz.). Deze criteria moeten ook in overweging worden genomen bij de uiteindelijke keuze voor de te gebruiken risicopremie.

In het licht van deze vaststelling wijzen sommige analisten erop dat de meest consensuele risicopremie tot doel heeft het gemiddelde te nemen van risicopremies van diverse en gevarieerde oorsprong. De IESE Business School<sup>13</sup> onderzoekt elk jaar de gemiddelde risicopremie van de verschillende markten (ook van de Belgische markt). De onderstaande tabel toont de risicopremies van de Belgische markt voor de afgelopen drie jaar.

**Tabel 2: Marktrisicopremies van 2015 tot 2017**

	2015	2016	2017
<i>IESE Business School</i>	5,5%	5,6%	5,6%

Om een zekere coherentie te bewaren met de definitie van de andere parameters van het CAPM, raden wij aan om gebruik te maken van een lagere risicopremie dan diegene die door de IESE Business School wordt voorgesteld. Inderdaad, na het bepalen van een minimum voor de risicovrije rente om de lage OLO-rente op te vangen, is het aangewezen om de risicopremie naar beneden te herzien. Deze wordt dus vastgelegd op 4,5%. Met andere woorden, we zijn van oordeel dat de toegekende risicopremie lager moet zijn dan de marktrisicopremie om rekening te houden met de beperkingen die werden toegepast bij het bepalen van de risicovrije rente en de kenmerken van deze methodologie.

De onderstaande tabel geeft de waarden van het rendementpercentage al naargelang van de gekozen waarden voor de risicovrije rente en de risicopremie in het geval van gas<sup>14</sup>. Ze volgt het idee dat bij een hogere rente dan die van de markt, de risicopremie kan worden verlaagd om een gelijkwaardig rendementpercentage te behouden.

<sup>13</sup> Het onderzoek van de IESE naar de *market risk premium* is beschikbaar op de volgende url: <http://www.valumonics.com/wp-content/uploads/2017/06/Discount-rate-Pablo-Fern%C3%A1ndez.pdf>

<sup>14</sup> Hoewel het voorbeeld hier om gas gaat, vertoont elektriciteit dezelfde tendens

**Figuur 3: Gevoeligheid van het rendementspercentage voor variaties van de risicovrije rente en de risicopremie (gas)**

		Risicovrije rentevoet											
		3,43%	1,00%	1,20%	1,40%	1,60%	1,80%	2,00%	2,20%	2,40%	2,60%	2,80%	3,00%
Risicopremie	4,00%	2,11%	2,25%	2,39%	2,53%	2,67%	2,81%	2,94%	3,08%	3,22%	3,36%	3,50%	3,50%
	4,20%	2,17%	2,31%	2,44%	2,58%	2,72%	2,86%	3,00%	3,14%	3,28%	3,42%	3,56%	3,56%
	4,40%	2,22%	2,36%	2,50%	2,64%	2,78%	2,92%	3,06%	3,20%	3,33%	3,47%	3,61%	3,61%
	4,60%	2,28%	2,42%	2,56%	2,70%	2,83%	2,97%	3,11%	3,25%	3,39%	3,53%	3,67%	3,67%
	4,80%	2,33%	2,47%	2,61%	2,75%	2,89%	3,03%	3,17%	3,31%	3,45%	3,59%	3,72%	3,72%
	5,00%	2,39%	2,53%	2,67%	2,81%	2,95%	3,09%	3,22%	3,36%	3,50%	3,64%	3,78%	3,78%
	5,20%	2,45%	2,59%	2,72%	2,86%	3,00%	3,14%	3,28%	3,42%	3,56%	3,70%	3,84%	3,84%
	5,40%	2,50%	2,64%	2,78%	2,92%	3,06%	3,20%	3,34%	3,48%	3,61%	3,75%	3,89%	3,89%
	5,60%	2,56%	2,70%	2,84%	2,98%	3,11%	3,25%	3,39%	3,53%	3,67%	3,81%	3,95%	3,95%
	5,80%	2,61%	2,75%	2,89%	3,03%	3,17%	3,31%	3,45%	3,59%	3,73%	3,87%	4,00%	4,00%
	6,00%	2,67%	2,81%	2,95%	3,09%	3,23%	3,37%	3,50%	3,64%	3,78%	3,92%	4,06%	4,06%

### 1.2.3.3 Bètafactor

De *bèta* is een coëfficiënt voor de volatiliteit of gevoeligheid die de relatie weergeeft tussen de waardeschommelingen van een effect of een tak en de schommelingen van de markt (dus de andere op de markt genoteerde effecten). In tegenstelling tot de overwegingen rond de risicopremie en de risicovrije rente, wordt hij specifiek berekend voor de aandelen van een onderneming. Bij uitbreiding kan de *bèta* met de nodige voorzichtigheid worden uitgebreid tot het type activiteit van die laatste.

Op basis van het werkdokument van de CWaPE<sup>15</sup> in het kader van het opstellen van de methodologie 2019-2023, wordt de *bèta* beïnvloed door de kenmerken van de onderneming, en met name:

- De kostenstructuur, tussen vaste en variabele kosten: hoe hoger de vaste kosten, hoe gevoeliger de onderneming is voor de conjunctuur en hoe hoger haar *bèta*;
- De gevoeligheid voor de economische conjunctuur: sommige sectoren kennen structureel talrijke variaties van de algemene economische activiteit (hoge *bèta*); andere hebben dat minder (lage *bèta*);
- De voorspelbaarheid van de activiteit: de voorspelbaarheid van de activiteit leidt tot zeer verschillende *bèta*'s;
- De financiële structuur: hoe meer schulden de onderneming heeft, hoe meer financiële kosten ze heeft, en dat zijn allemaal vaste kosten die leiden tot een hogere conjunctuurgevoeligheid en dus een hogere *bèta*;

<sup>15</sup> Technische nota betreffende het toegestaan inkomen in het kader van de voorbereiding van de methodologie 2018-2022: <https://www.cwape.be/docs/?doc=2520>

- De groeivoet van het bedrijfsresultaat: hoe hoger de groeivoet van het bedrijfsresultaat, hoe hoger de  $\beta$ . In dat geval is de waarde van de onderneming hoofdzakelijk te verklaren door stromen die zich ver uitstrekken in de tijd en dus zeer gevoelig zijn voor alle marktschommelingen;
- Een  $\beta$  die op 1 wordt geschat, betekent dat de koers van een aandeel dezelfde variaties zal kennen als de markt;
- Als hij hoger (lager) is dan 1, zal de koers van het effect grotere (kleinere) variaties kennen dan de markt;
- Een negatieve  $\beta$  zou inhouden dat de prijs van het effect in omgekeerde richting varieert ten opzichte van de marktbevingen.

Een mogelijkheid die in de praktijk wordt toegepast, is de vergelijking met de  $\beta$ -waarde van de DNB's in het buitenland. Daarvoor maken we gebruik van de resultaten van het *Internal Report on Investment Conditions in European Countries 16* opgesteld door de Raad van Europese Energieregulators (CEER) in december 2017 en die werden overgenomen door BRUGEL. De onderstaande grafiek toont de niveaus van de "equity  $\beta$ 's" die in verschillende Europese landen worden toegepast.

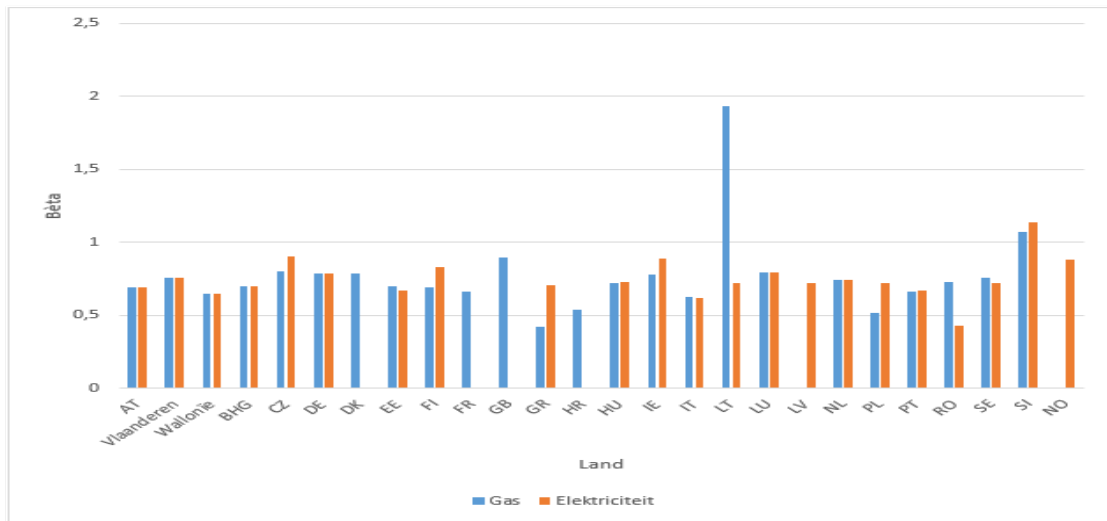
De getrimde<sup>17</sup> gemiddelde Europese "equity  $\beta$ " voor de distributie van elektriciteit bedraagt 0,75 en die voor de distributie van gas bedraagt 0,73.

---

<sup>16</sup> De in 2018 door de CEER gepubliceerde benchmark van de  $\beta$ -factoren is beschikbaar op de volgende url: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fbd6a80e-5825-d1f3-fe35-bb3682b40c98>

<sup>17</sup> "Een getrimd gemiddelde is een statistische meting, verwant aan het rekenkundige gemiddelde en de mediaan, die eruit bestaat om een rekenkundig gemiddelde te berekenen waarbij extreme waarden worden uitgesloten." (Wikipedia). Het getrimde gemiddelde in deze analyse laat de hoogste en laagste waarde buiten beschouwing.

**Figuur 4: Vergelijking van de Europese bèta's voor gas en elektriciteit**



Onder de 25 landen (wetende dat België drie verschillende waarden kent) in de benchmark:

- Zijn er acht landen met een hogere *bèta* voor elektriciteit dan voor gas;
- Zijn er zes landen met een hogere *bèta* voor gas dan voor elektriciteit;
- Hebben zeven landen een identieke *bèta* voor gas en elektriciteit;
- De overige landen vertonen geen enkele waarde, of slechts voor een van beide *bèta*'s.

Tot slot wil BRUGEL, hoewel er een Europese trend is van stijgende *bèta*'s voor gas en elektriciteit, de huidige *bèta*'s behouden, dat wil zeggen op 0,7, aangezien de vastgestelde risico's op de gas- en elektriciteitsmarkten schijnbaar niet geëvolueerd zijn sinds de laatste tariefmethodologie voor de activiteiten van de DNB. Deze behoudsgezinde positie ten opzichte van de tariefmethodologie heeft een positieve impact op de tarieven, aangezien ze niet leiden tot een verhoging van de financiële last gekoppeld aan een verhoging van de billijke marge.

In de tariefmethodologie 2025-2029 zou een verschillende *bèta* kunnen worden ingevoerd voor gas en elektriciteit, gezien de steeds meer uiteenlopende risicoprofielen van beide energievormen.

**Tabel 3: Equity bèta voor de elektriciteitsdistributie**

Land	Equity bèta	Jaar
AT	0,69	2012
BE	Vlaanderen: 0,76 Wallonië: 0,65 BHG: 0,70	2016 2019-2023 2015-2019
CZ	0,901	2015
DE	0,79	2008
DK	n.v.t.	n.v.t.
EE	0,668	2016
ES	n.v.t.	n.v.t.
FI	0,828	2016
FR	n.v.t.	n.v.t.
GB	n.v.t.	n.v.t.
GR	0,71	2016
HU	0,73	2016
IE	0,89	2015
IT	0,616	2016
LT	0,72	2015
LU	0,7946	2015
LV	0,72	n.v.t.
NL	0,74	2016
NO	0,88	2017
PL	0,724	2017
PT	0,67	2015
RO	0,43	2013
SE	0,72	2009
SI	1,14	2015

Het gemiddelde van de bovenstaande bèta-waarden bedraagt 0,75. Meerdere punten moeten worden benadrukt. De mediane waarde van de benchmark bedraagt 0,722. Indien men het gemiddelde zou nemen maar met abstractie van de laagste en hoogste waarde, zou de bèta voor elektriciteit 0,75 bedragen.

#### I.2.3.4 S-factor

De S-factor vertegenwoordigt het aandeel van het gereguleerd actief dat wordt gedekt met eigen middelen. Zijn aanvulling (I-S) weerspiegelt de financiële hefboom, met name het aandeel van het gereguleerd actief dat wordt gefinancierd met externe middelen.

België is een van de Europese landen waar de aansporing om van externe schulden gebruik te maken het grootst is en heeft dus een grote financiële hefboom. Een van de redenen is een hoge belastingdruk, waardoor het mogelijk is, als al de rest gelijk blijft, om de financiële hefboom te valoriseren. Een te hoge financiële hefboom vergroot echter ook de financiële risico's van de onderneming.

Bijgevolg lijkt het opportuun om een financiële hefboom (I-S) te hanteren die varieert binnen een realistische vork van bijvoorbeeld 50 tot 70%<sup>18</sup>.

Dit doel kan op de Brusselse DNB worden toegepast om op zijn minst twee redenen:

1. Enerzijds het feit dat het zou gaan om een relatief behoudsgezinde hypothese, aangezien ze verwijst naar contexten waar de financieringen met eigen middelen a priori, in het algemeen, belangrijker zijn in de andere Europese landen dan in België. Door een Europese referentie toe te passen zullen we dus meer veeleisend zijn dan indien we verwijzen naar de gebruikelijke praktijk in ons land.
2. Ten slotte is de gereguleerde activiteit een activiteit met een gering operationeel en financieel risico aangezien ze werkt op basis van een vereist inkomen (*Cost+*), wat a priori geen rechtvaardiging vormt voor het behoud van een zwakke financiële hefboom in het kader van een voorzichtige logica.

Bijgevolg raden wij aan om een doelwaarde van 40% te hanteren voor de S-factor. Deze waarde ligt veel lager dan die van de Brusselse DNB, die momenteel een groot deel van zijn activa met zijn eigen vermogen financiert.

#### I.2.3.5 Basispunten

Behalve als de DNB minstens twee maanden voor het indienen van het tariefvoorstel een nieuwe obligatielening uitgeeft, zal een waarde van 100 basispunten worden behouden voor de berekening van de billijke marge.

---

<sup>18</sup> In zijn studie "Rating Methodology, Regulated Electricity and Gas networks" van 2014 raadt Moody's een waarde tussen 30 en 60% aan voor de ratio (nettoschuld/RAB).

We merken eveneens op dat de financiële kosten (*embedded costs*) in deze methodologie op dezelfde manier worden beschouwd als in de vorige methodologie (te weten als niet-beheersbare kosten die integraal door de tarieven gedekt worden).

#### **I.2.4 Berekeningsregels**

De berekeningsregels die werden toegepast in de methodologie 2015-2019 worden niet gewijzigd. BRUGEL zal de OLO- en S-parameters blijven herberekenen volgens de waarden die gelden voor het jaar in kwestie, inclusief de berekening a posteriori van de financiële structuur op basis van de werkelijke balans na bestemming van het resultaat en niet op basis van de voorlopige balansen die in het budget worden gebruikt.

#### **I.2.5 Herziening van de parameters**

Net zoals voor de tariefmethodologie 2015-2019 worden de bovenvermelde parameters vastgelegd voor de volledige regulatoire periode. Ze zijn evenwel voor wijzigingen vatbaar indien objectieve en transparante gegevens aantonen dat de vergoeding van de door de DNB geïnvesteerde kapitalen niet langer normaal of billijk is.

#### **I.2.6 Gevoeligheidsanalyse**

De analyse meet de gevoeligheid van de billijke marge voor de variaties van de verschillende parameters die het rendementspercentage bepalen dat moet worden toegepast op het gereguleerde actief.

Ze werd uitgevoerd met de variabelen die werden gebruikt voor de regulatoire periode 2015-2019 en die welke werden bepaald voor de regulatoire periode 2020-2024 (zie onderstaande tabel).



**Tabel 4: Equity bèta voor de elektriciteitsdistributie**

Parameters	2020 – 2024
Eigen vermogen (EV) <sup>19</sup>	€ 519 miljoen
RAB	€ 705 miljoen
Gerealiseerde S	75%
Risicovrije rentevoet	2,7% <sup>20</sup>
Risicopremie	4,5%
bèta	0,70
Berekend rendementspercentage	3,62%
Billijke marge (BM)	€ 25,2 miljoen

- Een variatie van één procent van de RAB leidt tot een variatie van 0,25% van de billijke marge, dus ongeveer 60.000 euro<sup>21</sup>;
- Een variatie van één procent van het eigen vermogen leidt tot een variatie van 0,75% van de billijke marge, dus ongeveer 192.000 euro;
- Een variatie van één procent van de S-factor leidt tot een variatie van 0,75% van de billijke marge, dus ongeveer 192.000 euro;
- Een variatie van één procent van de risicovrije rente leidt tot een variatie van 0,55% van de billijke marge, dus ongeveer 140.000 euro;
- Een variatie van één procent op de risicopremie leidt tot een variatie van 0,35% van de billijke marge, dus ongeveer 88.000 euro;
- Een variatie van één procent van de bèta leidt tot een variatie van 0,35% van de billijke marge, dus ongeveer 88.000 euro;

De onderstaande figuur toont de gevoeligheidsanalyses voor de tariefperiodes 2015-2019 en 2020-2024<sup>22</sup>. Om een correcte lezing van deze resultaten te garanderen, nemen we als voorbeeld de variatie van de risicovrije rente voor de periode 2015-2019: “In het geval de

<sup>19</sup> Deze waarden zijn gebaseerd op de waarden die door SIBELGA aan BRUGEL werden meegedeeld tijdens de ex-post-controle voor het jaar 2017.

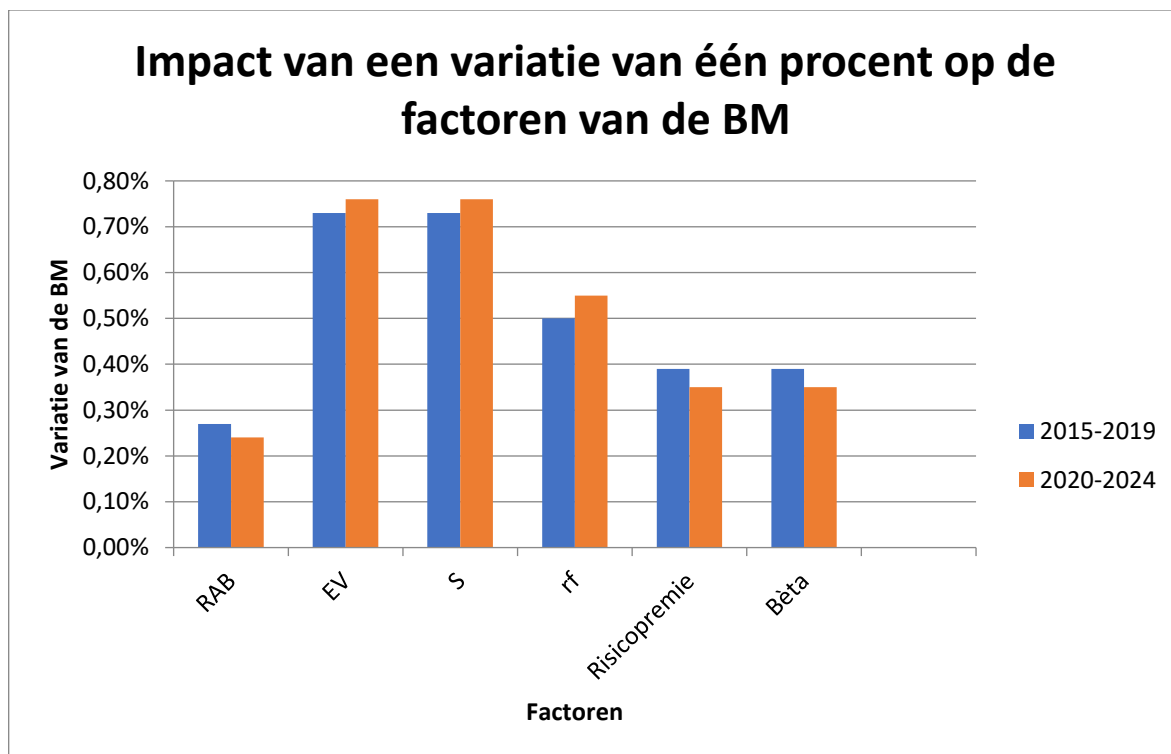
<sup>20</sup> 2,7% werd in de gevoeligheidsanalyse gebruikt als referentiewaarde voor 2020-2024 aangezien dat de door het Federaal Planbureau voorspelde waarde is voor 2021 & 2022.

<sup>21</sup> Deze absolute waarde is gebaseerd op een billijke marge van 25,8 miljoen euro, dus de billijke marge die werd berekend op basis van de voorgestelde parameters voor de periode 2020-2024.

<sup>22</sup> De enige parameter die verandert in de vergelijking is de risicovrije rente, die 2,2% bedraagt voor de periode 2015-2019 en 2,7% voor de periode 2020-2024.

risicovrije rente stijgt met 1%, dus van 2,7% naar 2,727%<sup>23</sup>, zou de billijke marge toenemen met 0,55%."

**Figuur 5: Gevoeligheid van de BM voor elektriciteit**



Tot slot heeft BRUGEL besloten om geen enkele parameter van de formule voor het rendementspercentage te veranderen behalve de risicovrije rente.

Die werd in het kader van het tariefvoorstel vastgelegd op 2,2% voor 2020 en 2021, op 2,7% voor 2022 en op 3,2% voor de twee laatste jaren. Een belangrijke opmerking is dat deze rente jaarlijks zal worden herzien om overeen te stemmen met de realiteit.

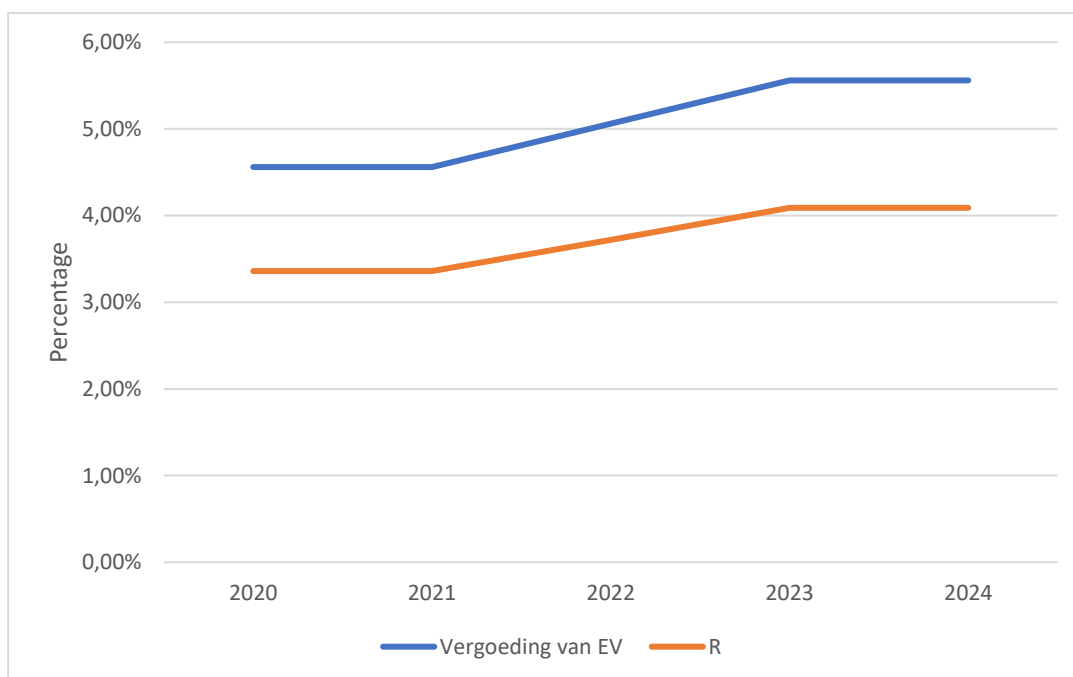
Het rendementspercentage voor gas bedraagt 3,08%<sup>24</sup> in 2020 en 3,78% vanaf 2023. Dat stemt overeen met een vergoeding van het eigen vermogen van 4,44% voor het eerste jaar en 5,44% vanaf 2023.

Het rendementspercentage voor elektriciteit bedraagt 3,36% in 2020 en 4,09% vanaf 2023. Dat stemt overeen met een vergoeding van het eigen vermogen van 4,56% voor het eerste jaar en 5,56% vanaf 2023.

<sup>23</sup>  $2,222\% = 2,2\% + (2,2\% * 1\%)$

<sup>24</sup> De gebruikte percentages in deze paragraaf zijn gebaseerd op de waarden die worden gebruikt in de gevoeligheidsanalyse voor gas en elektriciteit.

**Figuur 6: Rendementspercentage en vergoeding van eigen vermogen**



Hoewel de uitgevoerde analyse van het rendementspercentage beperkingen kent inzake het gebruik van de hybride formule van het CAPM-model dat werd overgenomen van vroeger (CREG), kondigt BRUGEL nu al aan te willen opteren voor een “Revenue Cap”-model voor de tariefperiode 2025-2029. Net zoals in de twee andere gewesten van het land en de meeste Europese landen, wil BRUGEL een rendementspercentage op basis van de CMPC-formule invoeren voor de volgende tariefperiode. Met de klassieke CMPC-formule die ook door de CWaPE<sup>25</sup> wordt gebruikt, zal het volledige gereguleerde actief vergoed kunnen worden terwijl er toch rekening kan worden gehouden met de evolutie van de markt.

De memo van de CEER met de titel “*Regulatory aspects of energy investment conditions in European countries*”<sup>26</sup> toont aan dat de werkelijke kosten van het eigen vermogen, voor ondernemingen actief in de sector van de transmissie en distributie van elektriciteit en gas, tussen 3 en 8% varieert voor de elektriciteitssector en tussen 1 en 9% voor de gasector, met de meest waarschijnlijke percentages tussen 5 en 7%. Elia, de transmissienetbeheerder voor

<sup>25</sup> Tariefmethodologie CWaPE 2019-2022 – pagina 29: <https://www.cwape.be/docs/?doc=3185>

<sup>26</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/b6fe7ba6-e306-d4e3-62ff-2067642c9234>

elektriciteit, wist een *Return on Equity* (ROE) van 6,7% voor te leggen in 2016<sup>27</sup>. Fluxys, de transportnetbeheerder voor gas, wist een *Return on Equity* van 9,8% voor te leggen in 2016<sup>28</sup>.

---

<sup>27</sup> <http://www.elia.be/en/about-elia/investors-relations/Key-figures>, bezocht op 01/06/2018.

<sup>28</sup> Deze ratio werd gemeten op basis van informatie die beschikbaar was op de website: [http://www.fluxys.com/belgium/en/NewsAndPress/2018/180328\\_press\\_annualresults](http://www.fluxys.com/belgium/en/NewsAndPress/2018/180328_press_annualresults), door toepassing van de formule: “*Net Profits/Equity attributable to the parent company’s shareholders*”, ofwel 70.321.000/713.795.000.

## 2 Incentive regulation voor de kosten

De methodologie 2015-2019 voerde een eenvoudig en transparant systeem in voor de *incentive regulation* voor de kosten. Dit mechanisme legt een tunnel van 10%<sup>29</sup> vast; afwijkingen daarbuiten worden beschouwd als niet meer behorend tot het toepassingsdomein van de *incentive regulation* en worden overgedragen naar het tarieffonds en dus uiteindelijk teruggegeven aan de eindverbruikers. Het globale bedrag van de incentive is dus beperkt tot 10% van de beheersbare kosten en wordt 50/50 verdeeld tussen de DNB en het Fonds voor de tariefregulering.

Overigens voorziet de methodologie 2015-2019 om het bedrag van de incentive regulation over de gehele regulatoire periode te evalueren. Zoals vermeld in de beslissingen 39 (elektriciteit) en 40 (gas): “... in de originele versie voorziet de methodologie dat de incentive jaarlijks wordt geanalyseerd, wat ongewilde negatieve gevolgen kan hebben voor de distributienetbeheerder of voor de verbruiker in het geval van een tijdelijk uitstel van bepaalde projecten waarmee grote bedragen gemoeid zijn of een eenmalige gebeurtenis die het resultaat van één boekjaar sterk beïnvloedt. In het kader hiervan moet de tariefmethodologie voorzien dat het globale bedrag van de incentive over een gehele regulatoire periode wordt geëvalueerd...” Dit principe blijft onveranderd voor de regulatoire periode 2020-2024.

**Tabel 5: Saldi gerealiseerde beheersbare kosten (2009-2017)**

Saldo beheersbare kosten (M€)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Verschil tussen de realiteit en het budget	-9,8	-5,7	-3,5	-3,2	-2,4	-2,3	-6,0	-7,2	-5,1
Aandeel toegekend aan de DNB	-9,8	-5,7	-3,5	-3,2	-2,4	-2,3	-1,6	-1,6	-2,6
Aandeel gestort in het tarieffonds	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4,4	-5,6	-2,6

<sup>29</sup> Zie beslissing BRUGEL 2016111-39 van 1 september 2018 betreffende de aanpassingen aangebracht aan de tariefmethodologie:

<https://www.brugel.brussels/publication/document/beslissingen/2016/nl/beslissing-39.pdf>. De tunnel van 5% werd naar boven herzien tijdens de tariefmethodologie 2015-2019. Hij werd in 2017 vastgelegd op 10% met een uiteindelijke incentive die voor de volledige duur van de periode wordt vastgelegd en niet jaar per jaar.

De methodologie 2020-2024 verhoogt het beheersbare gedeelte van de kosten ondersteund door de tarieven (projectbenadering). BRUGEL zal erop toezien dat het aandeel toegekend aan de DNB in geval van een aanzienlijk verschil redelijk is.

BRUGEL heeft de verschillende scenario's geanalyseerd om objectief te bepalen of het noodzakelijk is dezelfde principes van een *incentive regulation* toe te passen op de beheersbare kosten van IT-projecten als voor de andere beheersbare kosten.

De volgende analyse geeft de gevolgen van een over-/onderschatting van deze kosten voor de *incentive regulation* op basis van meerdere scenario's in het geval van elektriciteit. Deze analyse gaat uit van<sup>30</sup>:

- Gebudgetteerde klassieke beheersbare kosten (KBK) = € 63.500.000,
- Gebudgetteerde beheersbare kosten voor projecten (BKP) = € 17.500.000,
- Gebudgetteerde totale beheersbare kosten (TBK) = € 80.500.000.

De eerste twee scenario's (S1 & S2) beschouwen de klassieke beheersbare kosten en de beheersbare kosten voor projecten als één geheel, dus de totale beheersbare kosten. Indien afgestemd op de tariefmethodologie 2015-2019, zal de *incentive regulation* rekening houden met een tunnel van 10% op de totale beheersbare kosten, zonder onderscheid tussen de klassieke beheersbare kosten en de beheersbare kosten voor projecten.

De laatste twee scenario's (S3 & S4) beschouwen de klassieke beheersbare kosten en de beheersbare kosten voor projecten afzonderlijk. Een tunnel van 10% zal worden toegepast op elk van deze subcategorieën van kosten. Deze twee laatste scenario's verschillen van de eerste twee, want er worden twee plafonds opgelegd. Met andere woorden, een slechte budgettering van een van de twee subcategorieën kan niet worden rechtgezet door een goede budgettering van de andere.

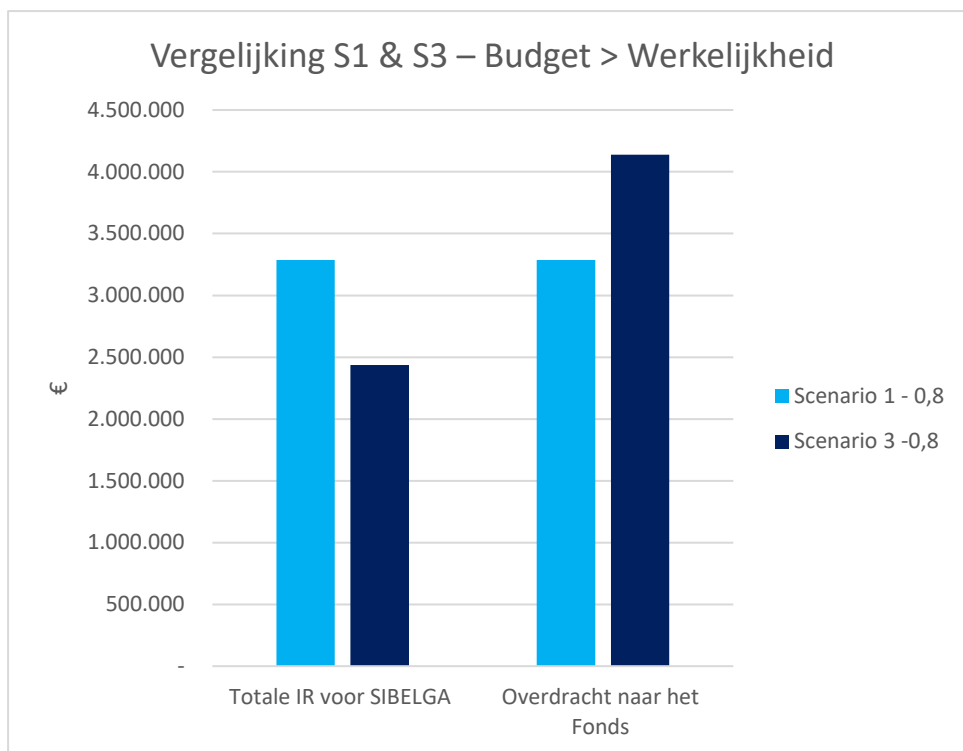
Elk van de scenario's gaat uit van klassieke beheersbare kosten die in werkelijkheid 5 tot 10% lager liggen dan de gebudgetteerde kosten. Er worden subscenario's voorgesteld waarin de beheersbare kosten voor projecten worden over-/onderschat met 10, 15 en 20%. Om deze tekst niet te log te maken, worden de verschillende scenario's vermeld onder punt 10 van het huidige document.

---

<sup>30</sup> Deze cijfers dienen als voorbeeld. Ze zijn bedoeld om een tendens aan te geven en vormen geen weergave van de realiteit *stricto sensu*.

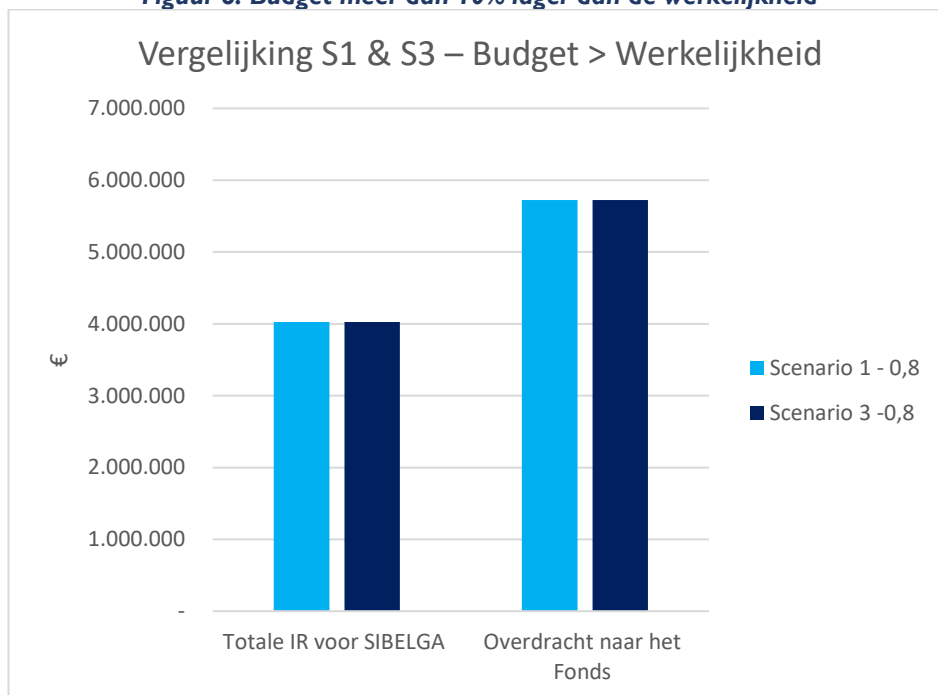
De onderstaande grafiek vergelijkt de scenario's 1 en 3. Daaruit blijkt dat scenario 1 voordelig is voor de DNB. De incentive regulation (IR) is immers hoger dan in scenario 3. Het bedrag dat wordt overgemaakt aan het Tariefreguleringsfonds is lager.

**Figuur 7: Vergelijking van de scenario's 1 & 3**



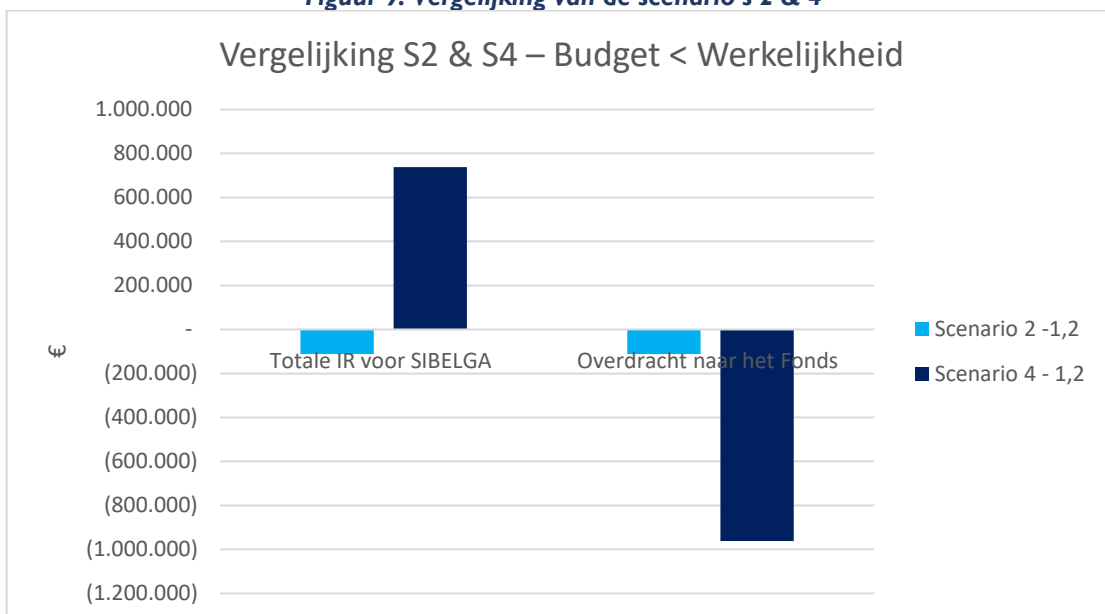
Wanneer de tunnel van 10% wordt overschreden voor de klassieke beheersbare kosten en de beheersbare kosten voor projecten, lijkt het erop dat beide methodes identieke resultaten opleveren (zolang het plafond van de incentive regulation niet werd bereikt).

**Figuur 8: Budget meer dan 10% lager dan de werkelijkheid**



De onderstaande grafiek vergelijkt de scenario's 2 & 4. Daaruit blijkt dat scenario 4 voordelig is voor de DNB. De incentive regulation is immers positief, terwijl hij in scenario 2 negatief is. Bovendien vereist scenario 4 een grotere betrokkenheid van het Tariefreguleringsfonds om het te laag geraamde deel op te heffen.

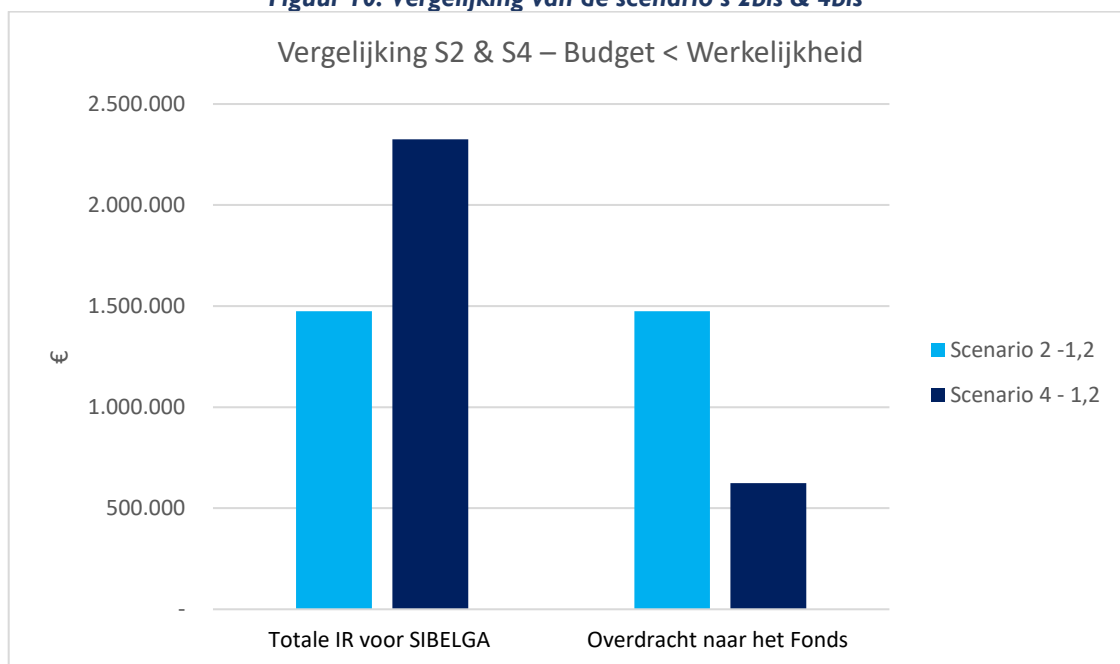
**Figuur 9: Vergelijking van de scenario's 2 & 4**





De vergelijking van de scenario's 2bis en 4bis levert dezelfde resultaten op als de vergelijking tussen de scenario's 2 en 4. Scenario 2 is beter afgestemd op de doelstellingen van de *incentive regulation*.

**Figuur 10: Vergelijking van de scenario's 2bis & 4bis**



De tendensen die werden geïdentificeerd in de bovenstaande cijfers en grafieken worden samengevat in de onderstaande tabel.

	Totale beheersbare kosten	Onderscheid tussen KBK en BKP
De gerealiseerde KBK zijn lichtjes <sup>31</sup> lager dan de gebudgetteerde kosten en de gerealiseerde BKP zijn aanzienlijk <sup>32</sup> lager dan de gebudgetteerde kosten.		Het onderscheid tussen KBK en BKP zorgt voor een snellere plafonnering van het bedrag van de <i>incentive regulation</i> .
De gerealiseerde KBK zijn aanzienlijk lager dan de gebudgetteerde kosten en de gerealiseerde BKP zijn aanzienlijk lager dan de gebudgetteerde kosten.	Beide methodes leveren dezelfde effecten op.	
De gerealiseerde KBK zijn lichtjes lager dan de gebudgetteerde kosten en de gerealiseerde BKP zijn aanzienlijk hoger dan de gebudgetteerde kosten.	Door de beheersbare kosten in hun geheel te beschouwen kan men de te lage budgettering in de ene categorie in evenwicht brengen met een te hoge budgettering in de andere.	
De gerealiseerde KBK zijn aanzienlijk lager dan de gebudgetteerde kosten en de gerealiseerde BKP zijn aanzienlijk lager dan de gebudgetteerde kosten.	Door de beheersbare kosten in hun geheel te beschouwen kan men de te lage budgettering in de ene categorie in evenwicht brengen met een te hoge budgettering in de andere.	

Bij de bepaling van de saldi zal BRUGEL rekening houden met de globale enveloppe van de beheersbare kosten, zoals bepaald in de scenario's 1 & 2. Deze keuze wordt gemotiveerd door:

- a. De afstemming op de doelstelling van de *incentive regulation*, of een goed beheer van de beheersbare kosten;
- b. De eenvoud van de berekening;
- c. De continuïteit met de vorige tariefmethodologie;
- d. Responsabilisering van de DNB;
- e. De overgang naar een model met een *revenue cap*;
- f. De bescherming van de verbruikers.

<sup>31</sup> Minder dan 10% van het budget.

<sup>32</sup> Meer dan 10% van het budget.

### 3 Incentive Regulation op basis van doelstellingen

Wat betreft punt 3 van de motiveringen en de methodologie is er geen perfecte overeenstemming tussen de inhoudsopgaven. Punt 3.1 van deel 4 komt namelijk overeen met punt 3.3 van deel 3, terwijl punt 3.2 van deel 4 overeenkomt met punt 3.4 van deel 3.

De beslissing van BRUGEL met betrekking tot de tariefmethodologie 2015-2019 voorziet het volgende:

*"Voor de regulatoire periode 2015-2019 zal geen enkele stimulerende regulering op basis van doelstellingen effectief zijn. Wel zal BRUGEL in deze periode en in samenspraak met de DNB de verschillende elementen vastleggen die de invoering van een stimulerende regulering op basis van doelstellingen mogelijk zou kunnen maken vanaf 2020. Deze elementen zullen met name betrekking hebben op de verschillende te volgen indicatoren, de te behalen normen en de daaraan verbonden financiële stimuli. Bepaalde parameters die in deze stimulerende regulering zouden worden gebruikt, zouden reeds kunnen worden gemeten en geëvalueerd via de modellen van verslagen, de investeringsplannen en de verslagen inzake de kwaliteit van de dienstverlening van de periode 2015-2019. .*

Uit dit uittreksel blijkt dat de invoering van een stimulerende regulering op basis van doelstellingen een uitgewerkte methodologie vereist voor de monitoring van de kwaliteit van de dienstverlening en van de investeringen door de DNB.

Ter herinnering: het akkoord betreffende de overlegprocedure voor de methodologie 2020-2024 bepaalt:

*"In overleg met de netbeheerder zullen indicatoren voor de kwaliteit van de diensten van Sibelga worden ingevoerd. De invoering van boetes/stimuli voor het bereiken van bepaalde doelstellingen moet worden overwogen. De kwaliteit van de diensten kan worden beoordeeld aan de hand van de volgende aspecten:*

- de naleving van de uitvoeringstermijnen van de door de netgebruikers aangevraagde werken (bijvoorbeeld de uitvoeringstermijn voor een aansluiting);*
- de onthaaldienst voor de gebruikers (informatie, klachtenbehandeling, ...);*
- de continuïteit van de bevoorrading (bijvoorbeeld de duur en het aantal onderbrekingen per netgebruiker);*
- de naleving van de kwaliteitsnormen voor de levering (bijvoorbeeld de kwaliteit van de geleverde spanning voor elektriciteit);*

- de uitwisselingen met de leveranciers (bijvoorbeeld de terbeschikkingstelling van de meetgegevens).

In overleg met de netbeheerder kan worden nagedacht over de invoering van indicatoren voor de investeringen.

De invoering van boetes/prikkels voor de uitvoering van bepaalde projecten moet worden overwogen. Deze prikkels hebben ook tot doel bepaalde thema's te bevorderen, zoals de invoering van intelligente netten, de maatregelen voor energie-efficiëntie of het beheer van de vraag en meer algemeen bepaalde projecten om innovatie te bevorderen of te ondersteunen. Een andere doelstelling is het aansporen van SIBELGA tot het optimale gebruik van haar netten en het maken van rationele keuzes voor de uitrusting in haar investeringsbeleid of haar beleid voor de vervanging van de netten. ”

Bovendien is er de noodzaak om mee te gaan met de Europese trends naar “smartisation” van het net. Artikel 16.8 van de Europese ontwerpverordening<sup>33</sup> inzake de eengemaakte elektriciteitsmarkt verplicht de regulatoren om stimuli te bieden aan de DNB's. In dit kader wordt de regulator uitgenodigd om prestatiedoelstellingen vast te leggen.

Dit project volgt na het uitgebreide werk van Europese organisaties zoals met name de CEER<sup>34</sup>. In zijn document getiteld ‘CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions (“Smart Regulation”)<sup>35</sup> benadrukt de CEER het belang van regulering om de ‘smartisation’ van het net te stimuleren. Hiertoe moet de DNB innovatieve oplossingen bedenken voor het beheer van het net. De invoering van indicatoren waarmee de performantie van de DNB kan worden gemeten, is in dit kader een onmisbaar hulpmiddel. Het document van de CEER bepaalt onder meer :

*“A good regulatory model, which could be used as the basis for a regulatory approach to smart grids, are the incentive regulation mechanisms adopted to promote other aspects of network business, e.g. quality of supply.”<sup>36</sup>*

---

<sup>33</sup> Proposal for a regulation of the European parliament and of the council on the internal market for electricity.

<sup>34</sup> Council of European Energy Regulators.

<sup>35</sup> CEER, Ref: C13-EQS-57-0418-Feb-2014, CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ('Smart Regulation')

<sup>36</sup> Idem, p. 26.

Met het oog op het voorgaande wil BRUGEL haar nieuwe methodologie inpassen in de Europese trends en de doelstellingen zoals vastgelegd in de eerder genoemde tariefmethodologie.

Bovendien maakt de invoering van een regulering van de performantie het mogelijk om gedeeltelijk een antwoord te geven op een van de kritieken op het *Cost+*-systeem, met name dat het de DNB niet stimuleert om de kwaliteit van zijn dienstverlening te verbeteren.

Daarom heeft BRUGEL een gedetailleerde analyse uitgevoerd met relevante indicatoren als resultaat voor de monitoring van de kwaliteit van de dienstverlening van de DNB aan de distributienetgebruikers (DNG) en de marktspelers. De doelstelling bestond erin de indicatoren te selecteren die financieel beloond/bestraft zullen worden.

### 3.1 Doelstellingen van het incentive regulation-systeem

Door een stimulerende regulering in te voeren op basis van doelstellingen wil BRUGEL de DNB immers in staat stellen om DNG's en de marktspelers een kwaliteitsvolle dienstverlening aan te bieden, in een voortdurend evoluerende context.

De energiemarkt zal de volgende jaren waarschijnlijk een sterke evolutie doormaken, met name door de ontwikkeling van nieuwe diensten naast het traditionele energieverbruik, de toename van de gedecentraliseerde productie en de opkomst van nieuwe informatie- en communicatietechnologieën. In dit opzicht zal de DNB in grote mate moeten bijdragen aan het welslagen van de gestarte transitie door de DNG en de marktspelers een betere dienstverlening te bieden.

In een context van slimme netten zal de DNB immers zijn reactievermogen moeten vergroten, met name door een dynamisch beheer van zijn netwerk, en kwaliteitsvolle diensten moeten garanderen, zoals:

- de continuïteit en de kwaliteit van de bevoorrading;
- de kwaliteit en het reactievermogen bij de operationele uitvoering van de vragen van de stakeholders;
- de kwaliteit van de behandeling van de klachten van de DNG;

- de mogelijkheid om voluit zijn neutrale rol van marktfacilitator te spelen door oplossingen te bieden die de stabiliteit van het systeem, de kwaliteit van de bevoorrading, de technische efficiëntie en effectiviteit en de kostenreflectiviteit garanderen.<sup>37</sup>

## 3.2 Opdrachten van de DNB beoogd door het incentive regulation-systeem

Gelet op het geldende wettelijke kader en de uitdagingen van de volgende tariefperiode worden hierna de opdrachten van de DNB beoogd door de stimulerende tarifiering opgesomd. Voor elk van deze opdrachten worden één of meer prestatie-indicatoren voorgesteld om de kwaliteit te meten en, indien nodig, de volledigheid of het reactievermogen van de DNB bij de operationele uitvoering van deze opdrachten. In bepaalde gevallen worden monitoringindicatoren (zonder bonus/malus) geïmplementeerd om de waarneembaarheid van de kwaliteit van de dienstverlening te verhogen of de goede werking van het systeem van stimulerende regulering te evalueren.

### 3.2.1 Beheer van de distributienetten

Het is een hoofdopdracht van de DNB om de stabiliteit en de veiligheid van de bevoorrading van de Brusselse DNG's te garanderen, met een leveringskwaliteit volgens de geldende normen. Zonder slimme meters met de nodige functionaliteiten zou het moeilijk - en zelfs onmogelijk - zijn om de leveringskwaliteit te monitoren op het volledige distributienet. De prestatie-indicatoren moeten dus alleen de continuïteit van de bevoorrading meten. De huidige indicatoren meten de onbeschikbaarheid, de gemiddelde duur van de onderbrekingen en de onderbrekingsfrequentie.

---

<sup>37</sup> De kostenreflectiviteit moet globaal beoordeeld worden. Het DG Energy and Transport heeft een nota goedgekeurd (*Note of DG Energy & Transport on directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in electricity and natural gas – The role of the regulatory authorities*, 14 januari 2004) waarin het volgende wordt bepaald: “Hoewel de nettarieven in algemene zin reflectief moeten zijn, betekent dit niet dat er een starre en automatische overeenstemming moet zijn tussen de kosten van het gereguleerde bedrijf en de inkomsten afkomstig van de nettarieven. [...]. De reguleringsinstanties moeten bij de uitwerking van hun methodologie nagaan in welke mate de gekozen structuur uit hoofde van de netgebruikers niet-discriminerende tarieven inhoudt die de kosten redelijk weerspiegelen. Het concept van kostenreflectiviteit vereist een flexibele benadering. Tal van tariefsystemen omvatten bijvoorbeeld een criterium van lokalisatie van de tarieven, waardoor de klanten in een specifiek gewest onderworpen worden aan vergelijkbare kosten, ongeacht hun geografische ligging. Een dergelijke benadering van toewijzing van de kosten is aanvaardbaar om redenen van vereenvoudiging, ook al zou men kunnen aanvoeren dat de verschillende gebruikers van het net in de praktijk enigszins verschillende kostenniveaus veroorzaken”<sup>l</sup>

### **3.2.2 Rol van neutrale marktfacilitator**

Dit is een opdracht die steeds belangrijker wordt en die de neiging heeft complexer te worden teneinde rekening te houden met de technische en technologische evoluties van informatie en communicatie. Als neutrale marktfacilitator waarborgt de DNB de meetactiviteit, het beheer van het platform voor de uitwisseling van gegevens met de markt en het bijhouden van het toegangsregister.

#### **3.2.2.1 Beheer van de meetgegevens**

Gelet op de vereisten van de voornoemde transitie (gekenmerkt door de ontwikkeling van nieuwe diensten, de toename van de decentrale productie en de opkomst van nieuwe informatie- en communicatietechnologieën) zijn de activiteiten met betrekking tot de meters en de meting van cruciaal belang voor BRUGEL en voor de markt in haar geheel. Gelet op de uitdagingen van de volgende tariefperiode zal de focus evenwel voornamelijk liggen op de reactiviteit, de kwaliteit en de volledigheid van de verwerking van de meteropnames en de overdracht van de meetgegevens naar de markt.

#### **3.2.2.2 Aan de markt geleverde diensten**

Gelet op de werkzaamheden voor de invoering van een interregionaal platform voor de uitwisseling van informatie met de markt (MIG 6) zullen de indicatoren voor de meting van de prestaties van de DNB in deze rol van marktfacilitator uitsluitend betrekking hebben op de reactiviteit van de operationele dienst van de DNB om tegemoet te komen aan de aanvragen van de marktspelers om activiteiten uit te voeren bij de DNG's (plaatsing van begrenzers, opening/sluiting van meters, ...). Deze aanvragen kunnen afkomstig zijn van de DNG (opening van een meter, verwijdering van een begrenzer, ...) of door de leverancier (plaatsing van een begrenzer, beëindiging van een contract, ...).

#### **3.2.2.3 Aan de DNG's geleverde diensten**

Dit is een algemene en transversale opdracht die aan de DNB en de leveranciers is toevertrouwd. *Deze opdracht zal meer bepaald gemeten worden aan hand van de kwaliteit en de reactiviteit van de DNB in de behandeling van klachten (of verzoeken tot schadevergoeding) van de DNG's.*

### 3.3 Beheer van de prestatie-indicatoren (KPI)

#### 3.3.1 Benadering van BRUGEL

Gelet op het ontbreken van de nodige gegevens geeft BRUGEL er de voorkeur aan om voor de volgende tariefperiode 2020-2024 een voorzichtige benadering te hanteren bij het definiëren van het reguleringssysteem, met name door rekening te houden met:

- flexibele governanceregels voor het beheer van de prestatie-indicatoren,
- de financiële gevolgen van de regels die van toepassing zijn op bonussen/malussen,
- de vaststelling van de drempelwaarden en trajecten voor elke prestatie-indicator.

Het is in die geest dat BRUGEL de aanbeveling doet om in de nieuwe tariefmethodologie een systeem van stimulerende regulering te definiëren gebaseerd op governanceregels, die als leidraad moeten dienen voor het ontwerp van deze indicatoren en het beheer ervan tijdens de volgende regulatorische periode. Deze regels moeten flexibel genoeg zijn om rekening te kunnen houden met de resultaten van eventuele audits en belangrijke gebeurtenissen (weersomstandigheden, ...) zonder dat de gehele tariefmethodologie moet worden gewijzigd gedurende deze periode. Deze behoefte aan flexibiliteit moet ook in evenwicht zijn met de noodzaak om de DNB een voldoende stabiel kader te bieden zodanig dat hij de doelstellingen van de prestatie-indicatoren kan integreren in zijn beheersplan voor de interne middelen.

#### 3.3.2 Basisprincipes van het incentive regulation-systeem

BRUGEL heeft zich gebaseerd op de volgende basisprincipes:

1. Het stimulerend reguleringssysteem moet gebaseerd zijn op duidelijke, transparante, publieke en objectieve governanceregels die zijn ontwikkeld in overleg met de betrokken stakeholders. Een beperkte consultatie over dit systeem zal worden uitgevoerd met de marktpelers voorafgaand aan de publicatie van de methodologie 2020-2024.
2. Dit systeem is, in zijn geheel, bedoeld om de DNB aan te moedigen efficiënte, effectieve en innovatieve managementmethoden te ontwikkelen om rekening te houden met de huidige en toekomstige behoeften van de DNG's. De DNB wordt gestimuleerd om de gewenste prestaties van deze indicatoren te bereiken, maar nooit ten koste van een rationeel gebruik van de middelen waarover hij beschikt.
3. De prestatie-indicatoren moeten het mogelijk maken om de kwaliteit van de door de DNB geleverde diensten te beoordelen voor elke activiteit die verband houdt met de



elektriciteits- en gasnetten (beheer van de netten, beheer van de meteropnames, marktfacilitator en klachtenbehandeling) en voor elk verdeeld fluïdum (elektriciteit en gas), hoewel sommige indicatoren gemengd kunnen zijn wanneer de activiteit ook gemengd is.

4. De prestatiedrempels en -trajecten die voor elke geselecteerde indicator zijn bepaald, moeten worden gedefinieerd op basis van historische gegevens gedurende een minimumperiode van 5 jaar, voorafgaand aan de inwerkingtreding van de indicator. Een uitzondering op de periode van 5 jaar is mogelijk op een met redenen omkleed voorstel van de DNB en na uitdrukkelijk akkoord van BRUGEL. Deze periode kan niet korter zijn dan twee jaar of, in voorkomend geval, twee meetperioden van een jaar voor conventionele meters of 20 maanden voor de maandelijks gemeten indicatoren. Bij het ontbreken van deze historische gegevens weigert BRUGEL de inwerkingtreding van de betrokken indicatoren.

Zodra de historische gegevens beschikbaar zijn, wordt de inwerkingtreding van elke indicator in aanmerking genomen op 1 januari van elk jaar, en dit na goedkeuring door BRUGEL van de gebruikte meetmethoden. Een expliciete goedkeuringsprocedure wordt voorgesteld in dit stimulerend tariefsysteem.

5. Bij de verdeling van de budgettaire bonusenveloppe over de verschillende indicatoren moet rekening worden gehouden met het relatieve belang van de betreffende activiteit (in termen van de complexiteit van de processen en de middelen die nodig zijn om de bijbehorende indicatoren te ontwikkelen en om de DNB in staat te stellen om innovatieve processen te ontwikkelen voor het beheer van de opdrachten beoogd door de prestatie-indicatoren). Het totale bedrag aan malussen zal in mindering worden gebracht van de jaarlijks behaalde bonussen. Als de som van de malussen van alle indicatoren samen groter is in absolute waarde dan de som van de bonussen, dan is de stimulans voor de DNB nul. Deze keuze is ingegeven door de bezorgdheid om de DNB niet te benadelen door beperkingen, die niet zijn aangepast aan de huidige context of de context van de volgende tariefperiode of die niet zijn voorzien in de tariefmethodologie.

### 3.4 Definitie van de stimulansenveloppe

Het doel van BRUGEL is om een voldoende groot budget te definiëren om de door de DNB gegenereerde kosten voor de verbetering van zijn diensten te dekken, en het te financieren d.m.v. de huidige regulatoire saldi. Op basis van overleg tussen BRUGEL en de DNB blijkt dat een budget van ongeveer één miljoen euro per jaar voor de 2 fluida samen coherent en redelijk is, en dat de impact op de regulatoire saldi ook relatief beperkt is. Dit budget werd opgesteld op basis van een vergelijking met de stimuli die in 2012 werden ingevoerd in Frankrijk<sup>38</sup> in verhouding tot het nettoresultaat. Aan het einde van de tariefperiode zal BRUGEL evalueren of de grootte van dit budget correct was ingeschat.

Om rekening te houden met de veranderende omgeving waaraan de tariefmethodologie onderworpen is, is de toepassing van een percentage op één van de kerncijfers van de DNB de meest aangewezen methode. Hoewel een vast bedrag voor de 5 jaar van de tariefperiode een optimale voorspelbaarheid garandeert, benadrukt BRUGEL het belang om het budget te kunnen koppelen aan de realiteit.

BRUGEL stelt voor het budget te koppelen aan de billijke marge van de DNB. Per definitie baseert de billijke marge zich op de variabele factoren die de context weerspiegelen waarin de DNB evolueert. Ze is ook de belangrijkste bron van dividenden betaald door de DNB, waardoor een constante stimulans wordt gegarandeerd. Bovendien is ze over het algemeen stabiel dan de omzet en de nettowinsten. Het bedrag van de stimulansenveloppe aftrekken van de billijke marge lijkt de optimale oplossing om tegemoet te komen aan de wensen van BRUGEL en samenhang te garanderen met de doelstellingen van de tariefmethodologie.

De onderstaande tabel geeft de billijke marge van 2017 weer:

BILLIJKE MARGE	
Elektriciteit	22.581.000 €
Gas	15.053.000 €
Totaal	37.634.000 €

<sup>38</sup> Voor het bedrijf Enedis

De volgende oefening is bedoeld om het percentage te bepalen dat toegepast moet worden op de billijke marge om een waarde van één miljoen euro te verkrijgen. Het lijkt erop dat als we voor 2017 een percentage van 2,75% toepassen op de billijke marge, we uitkomen op een bedrag dat iets hoger is dan het bedrag van het budget overeengekomen tussen de DNB en BRUGEL.

	OPTIE 1		OPTIE 2		OPTIE 3	
Elektriciteit	2,50%	564.525 €	2,75%	620.978 €	3,00%	677.430 €
Gas	2,50%	376.325 €	2,75%	413.958 €	3,00%	451.590 €
Totaal	2,50%	940.850 €	2,75%	1.034.935€	3,00%	1.129.020€

## 4 Tariefopbouw en toepassingsvoorwaarden

### 4.1 Algemene tariefstructuur

Wel moet eraan worden herinnerd dat de tariefstructuur geen financiële impact heeft op de DNB, aangezien al het overige onveranderd blijft, in de mate dat de toegestane inkomsten onveranderd blijven. De verandering in de tariefstructuur kan alleen gevolgen hebben voor de eindverbruiker.

De tariefstructuur handhaaft het concept van periodiek en niet-periodiek tarief zoals gedefinieerd in de methodologie van 2015-2019. In haar overwegingen heeft BRUGEL rekening gehouden met de operationele impact die een belangrijke wijziging van de tariefstructuur zou kunnen veroorzaken.

### 4.2 Niet-periodieke tarieven

#### 4.2.1 Algemene principes

Het akkoord voorziet dat het hoofdstuk van de tariefmethodologieën betreffende de niet-periodieke tarieven niet zal worden herzien, tenzij om er eventuele nieuwe evoluties van de energiemarkt in op te nemen.

Ter herinnering: een vereenvoudiging en harmonisatie van deze tarieven vond al plaats voor de regulatoire periode 2015-2019.

Zowel bij het tariefvoorstel als bij de controle achteraf moet de DNB voor elk niet-periodiek tarief (eventueel gegroepeerd in afzonderlijke categorieën) de dekkinggraad (theoretisch en feitelijk) aangeven. De DNB moet in deze twee documenten ook aangeven aan welk type tegenpartij (leverancier, DNG, gemengd, ...) elk niet-periodiek tarief wordt gefactureerd.

Voor elk niet-periodiek tarief, eventueel gegroepeerd in een afzonderlijke categorie, moet de DNB de berekeningswijze duidelijk en transparant toelichten. Behoudens naar behoren gedocumenteerde uitzonderingen overeengekomen met BRUGEL of opgelegd door het technisch reglement, moet elk niet-periodiek tarief de werkelijk gemaakte kosten voor de geleverde dienst(en) weerspiegelen.

Voor een bepaalde dienst van een bepaald kwaliteitsniveau moeten de niet-periodieke tarieven bovendien de exacte kostprijs zo goed mogelijk benaderen. BRUGEL zal er, zowel bij de

goedkeuring van de tarieven als tijdens de regulatoire periode, op toezien dat de tarieven die worden aangerekend aan alle Brusselaars zo billijk mogelijk zijn.

De niet-periodieke tarieven worden vastgelegd voor het jaar 2020 en worden vervolgens, in principe, geïndexeerd (index van de consumptieprijzen) voor de volgende jaren van de regulatoire periode.

## **4.2.2 Opmerkingen over bepaalde niet-periodieke tarieven**

### **4.2.2.1 Tarief “afsluiting van een meter” aan het einde van het leveringscontract of op vraag van de energieleverancier**

#### **Residentiële klanten**

In de praktijk wordt het gefactureerde EOC-bedrag zelden door de residentiële klant betaald. BRUGEL is van mening dat deze kosten gedeeld moeten worden door de Brusselse verbruikers, en niet door de energieleveranciers die actief zijn in Brussel. BRUGEL stelt voor om een deel van de kosten te verschuiven of te verdelen in het belang van een evenwichtsherstel van de markt. De Brusselse wetgever was van oordeel dat de klant die wordt afgesloten na een EOC gelijkgesteld dient te worden met een klant die wordt afgesloten na een beslissing van het vredege recht en dat de kosten in verband met dit marktscenario moeten worden vermeld als een openbare dienstverplichting en dus gefinancierd door het ODV-tarief. Ter informatie: in 2017 werd deze EOC-dienst 1671 keer gefactureerd<sup>39</sup> voor een totaalbedrag van € 262.335 excl. btw.

Er mag geen enkele facturatie plaatsvinden voor prestaties met betrekking tot een ODV. Eventuele kosten met betrekking tot deze prestaties worden niet gedragen door de niet-periodieke tarieven, maar wel door het ODV-tarief.

#### **Professionele klanten**

Wat betreft de professionele DNG's houdt BRUGEL vast aan het toepassingsmechanisme van de periode 2015-2019 (namelijk dat 100% van de kosten wordt gefactureerd via de niet-periodieke tarieven en dat er geen onderlinge verdeling van de kosten over de periodieke tarieven plaatsvindt).

---

<sup>39</sup> Voor alle klanten samen

#### 4.2.2.2 Tarieven in geval van verbruik buiten contract, fraude of zegelbreuk

Zoals door Infor Gaselek<sup>40</sup> in herinnering is gebracht, zal in de methodologie voorgesteld worden om duidelijk een tarieffiche te voorzien voor dit soort van verbruik (bv. tarieven voor zegelbreuk). Deze fiche zal afzonderlijk worden gepubliceerd op de sites van BRUGEL en de DNB.

De methodologie moet niet-periodieke tarieven voorzien die volgens het technisch reglement van toepassing zijn in geval van niet-contractueel verbruik, fraude of zegelbreuk ter dekking van de administratieve en technische kosten van de DNB en het verbruik. Het technisch reglement stipuleert:

**' Art. 6. §2. De distributienetbeheerder hanteert een of meer tarieven voor de gevallen van elektriciteitsverbruik beoogd in paragraaf 1. De distributienetbeheerder keurt hoe dan ook een tarief goed dat standaard van toepassing is.**

*Bij wijze van uitzondering op de toepassing van het standaardtarief (en enkel wanneer elektriciteit wordt verbruikt op een inactief toegangspunt) kan een lager tarief dan het standaardtarief worden toegepast als aan een of meer van de volgende voorwaarden is voldaan:*

- *fout of administratieve storing van de leverancier of de distributienetbeheerder;*
- *aanhoudende pogingen van de distributienetgebruiker om zijn inactief toegangspunt te activeren;*
- *regularisatie op eigen initiatief van de distributienetgebruiker en zonder voorafgaande tussenkomst van de distributienetbeheerder, van de toestand binnen zes maanden te rekenen vanaf het begin van het verbruik.*

*Bij afwijking op de toepassing van het standaardtarief wordt een tarief toegepast dat hoger is dan het standaardtarief wanneer een inbreuk gepleegd is op de integriteit van de meetinrichting. “*

De in het technisch reglement bedoelde tarieven zouden, zoals tijdens de tariefperiode 2015-2019, gebaseerd moeten zijn op de 'maximumprijs' die is goedgekeurd door de federale regulator.

---

<sup>40</sup> <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2018/fr/Reaction-InforGazElec-Tarifs-2020-2024.pdf>

Ter herinnering, deze 'maximumprijs' is het tarief dat van toepassing is op de huishoudelijke klanten wier leveringscontract is beëindigd. Het is belangrijk te benadrukken dat dit tarief niet het duurste aanbod is op de markt.

Bij de berekening neemt de federale regulator, voor de leveranciers met een marktaandeel van meer dan 3%, de meest voorkomende (actieve of inactieve) producten bij de Brusselse bevolking in aanmerking.

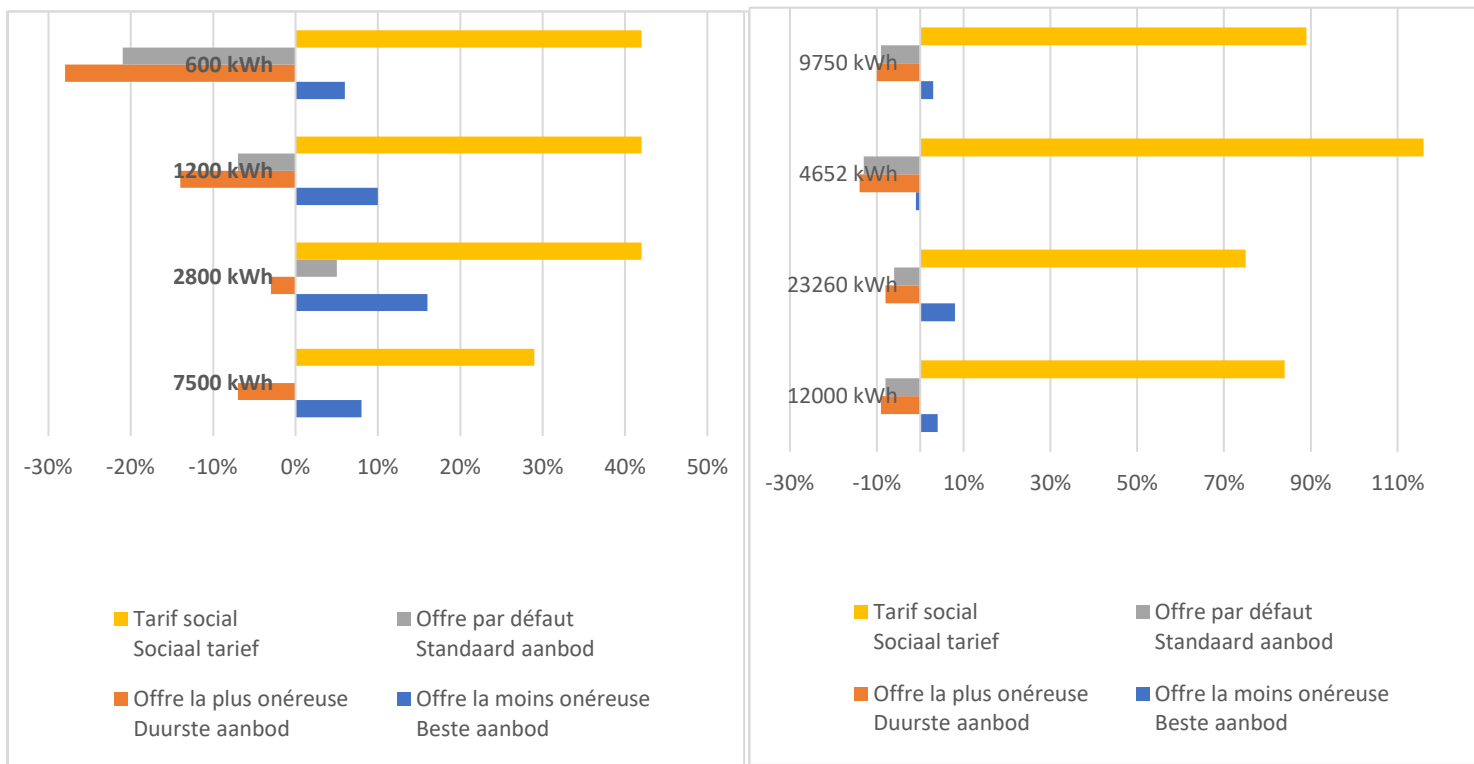
Derhalve moet het tarief, in geval van energieverbruik buiten contract of wanneer er een inbreuk werd gepleegd op de integriteit van de meetinrichting, een ontradend effect hebben en dus hoger zijn dan de 'maximumprijs'. Om een verbruiker te stimuleren de facturen te betalen voor het energieverbruik in dergelijke gevallen, is een kortingspercentage van toepassing.

De grafieken hieronder geven de positionering van de maximumprijs aan in vergelijking met andere referenties.

**Figuur 11 – Positionering max. prijs elektriciteit**

**Figuur 12 – Positionering max. prijs gas**

(bron: SIBELGA/brusim – juli 2018)



Wat elektriciteit betreft, zien we dat de 'maximumprijs' altijd lager is dan het duurste aanbod op de markt en dit ongeacht het verbruik. Voor een laag verbruik is de 'maximumprijs' lager dan het standaardaanbod en voor een verbruik van 7500 kWh zijn het standaardaanbod en de 'maximumprijs' vrijwel gelijkwaardig.

Wat gas betreft is de 'maximumprijs' lager dan het standaardaanbod of het duurste aanbod, en dit ongeacht het verbruik. Voor een laag verbruik en voor een gegeven periode kan de 'maximumprijs' zelfs lager zijn dan het goedkoopste aanbod op de markt.

Bijvoorbeeld een klant die in de context van een fout of een administratieve storing bij de leverancier of de DNB een factuur krijgt voor energieverbruik en die binnen de vastgestelde termijn betaalt, zal 100% van de 'maximumprijs' betalen voor dit verbruik, wat over het geheel genomen overeenkomt met een representatief aanbod van de markt.

BRUGEL stelt daarom voor de verhogingspercentages zoals vastgelegd voor de reguleringsperiode 2015-2019 te handhaven.

**Tabel 6: Tarieven in geval van verbruik buiten contract, fraude of zegelbreuk**

Standaardtarief voor energieverbruik op een inactief toegangspunt, voor de hoeveelheid verbruikte energie zonder contract (/kWh). (**)	165% MP
Verlaagd tarief voor energieverbruik op een inactief toegangspunt, voor de hoeveelheid verbruikte energie zonder contract (/kWh). (***)	125% MP
Verhoogd tarief voor energieverbruik op een toegangspunt, voor de hoeveelheid verbruikte energie wanneer er een inbreuk werd gepleegd op de integriteit van de meetinrichting (/kWh). (****)	200% MP
Korting voor betaling vóór het verstrijken van de factuur, in geval van energieverbruik op een toegangspunt in het kader van artikel 6 van het technisch reglement voor elektriciteit of artikel 9 van het technisch reglement voor gas (/kWh)	-25% MP

Bovendien bepalen de amendementen op art. 9 quinquies, punt 17:

*“Wanneer deze diensten uitgevoerd worden zonder contractuele, wettelijke of reglementaire basis, worden de tarieven die de eindafnemers moeten betalen aangepast naargelang het geval. De aangepaste aard van het tarief wordt van geval tot geval bepaald in functie van de in het technisch reglement bepaalde situaties, rekening houdend met de elementen in feite en in rechte die tot het verstrekken van deze diensten hebben geleid. Wanneer uit deze elementen blijkt dat de eindafnemer hiervan opzettelijk of op een deloyale manier gebruik gemaakt heeft zonder contractuele, wettelijke of reglementaire basis, kan een verhoogde prijs op deze diensten toegepast worden.”*



#### 4.2.2.3 Tarief “opening/afsluiting van meters” (OAM)

In het Brussels Gewest omvat het OAM-tarief ook de afsluitkosten hiervoor. Dit punt is niet veranderd ten opzichte van de oude tarieven.

Van 2008 tot eind 2014 rekende de DNB slechts één enkele opening aan in het geval er gelijktijdig een gasmeter en een elektriciteitsmeter werden geopend voor dezelfde klant, op hetzelfde adres en bij dezelfde leverancier. Bij het valideren van de tarieven voor de periode 2015-2019 en ten gevolge van de wijziging in facturering opgelegd door de markt (een afzonderlijke facturering per EAN-code) aanvaardde BRUGEL dat een deel van de kosten hiervoor zou worden gespreid over de periodieke tarieven om een verhoging te voorkomen van het tarief voor een bi-fluidum opening. BRUGEL zal waken over een coherente evolutie van deze tarieven en, indien van toepassing, toestaan dat een deel van de kosten zal worden verrekend in de periodieke tarieven.

BRUGEL zal deze benadering handhaven voor de periode 2020-2024.

Er werd nagegaan of het wenselijk is om een tarief opening na EOC(*end of contract*)-sluiting in te voeren dat verschilt van een tarief 'klassieke opening na sluiting'. Op basis van de besprekingen met de DNB blijkt dat een dergelijke benadering contraproductief lijkt (de naam van de klant blijft de verantwoordelijkheid van de leverancier<sup>41</sup>, deze 'matching' zou a priori enkel manueel mogen gebeuren, risico van gaming, ...). Vóór de indiening van het tariefvoorstel wil BRUGEL van de DNB een analyse ontvangen van de impact van een rechtstreekse facturering aan de klant door de DNB en niet via de leveranciers.

#### 4.2.2.4 Slimme meters

Als het wettelijk kader definitief is bepaald, moet de plaatsing van een slimme meter op uitdrukkelijk verzoek van de klant gebeuren tegen kostprijs. Net als tijdens de periode 2015-2019 omvatten de tarieven voor de installatie van een meter alle kosten die verband houden met de plaatsing ervan (verplaatsing, mankracht, ...) maar in geen geval de kost voor de meter zelf. Deze laatste is inbegrepen in de periodieke tarieven.

---

<sup>41</sup> De perfecte overeenstemming tussen de klant die het voorwerp heeft uitgemaakt van een afsluiting in het kader van een 'end of contract' en de klant die het voorwerp heeft uitgemaakt van een 'move in'.

Net als bij de huidige tarieven voor de klassieke meters is BRUGEL van mening dat de activiteiten plaatsing en versterking in verband met de slimme meters het voorwerp kunnen zijn van een gedifferentieerd tarief.

#### 4.2.2.5 Nieuw technisch reglement of nieuwe heffing

De inwerkingtreding van een nieuw technisch reglement of andere wetteksten zal er ongetwijfeld toe leiden dat de DNB nieuwe niet-periodieke tarieven voorstelt die nog niet zijn vastgesteld (bijvoorbeeld: specifiek tarief voor een laadpunt voor een elektrisch voertuig, ...).

#### 4.2.2.6 Nieuw tarief voor vermindering van vermogen van de meter na de invoering van het capaciteitstarief

Dit tarief beantwoordt aan de vragen geformuleerd bij de openbare raadpleging.

BRUGEL zal erop toezien dat SIBELGA een specifiek niet-periodiek tarief opstelt voor de vermindering van vermogen van de meter wegens tariefwijziging (na de invoering van het capaciteitstarief).

Dit specifieke tarief moet lager zijn dan het klassieke tarief voor vermindering van vermogen (niet gemotiveerd door de invoering van het capaciteitstarief).

De toepassingsvoorwaarden voor dit specifieke tarief zullen door de DNB worden bepaald bij de indiening van het tariefvoorstel en kunnen met name rekening houden met de financiële impact, het huishoudelijke karakter van de verbruiker, de reële behoeften van de verbruiker, ...

BRUGEL zal toezien op de valorisering door de DNB van de mogelijke synergiën tussen de gevraagde verminderingen van vermogen na de invoering van een capaciteitstarief en de andere wijzigingen van het meterpark (uitrol van elektronische meters enz.). Als een klant een vermindering van vermogen van de meter zou vragen terwijl deze klant is opgenomen in het door de distributienetbeheerder opgestelde uitrollingsplan, wil BRUGEL dat deze twee interventies worden gesynchroniseerd.

## 4.3 Periodieke tarieven

### 4.3.1 Tarief voor het gebruik en het beheer van het distributienet

#### 4.3.1.1 Klantengroepen Trans MS, 26-1 kV en Trans LS

##### 1°. Afschaffing van de maximumprijs – Plafondprijs

Historisch gezien bestond er een maximumprijs (ook plafondprijs genoemd) voor de netgebruikers (DNG) in de categorieën '26-1 kV (MS)' en 'Trans LS' (TLS): als de gemiddelde prijs van het energieverbruik tijdens de piekuren, dat wil zeggen de verhouding van de som van de betaalde termijnen voor het opgenomen vermogen en de energie per kWh tijdens de piekuren groter was dan € 0,074368 / kWh (of 3 BEF/ kWh), werd deze restfactuur verlaagd tot dit plafond. Dit systeem is een overblijfsel uit voorbije tijden. Bijgevolg werd beslist dit geleidelijk af te bouwen.

De toepassingsvoorwaarden voor de periode 2015-2019 bevatten de volgende voorbeelden:

##### Geval van niet-toepassing van de maximumprijs

Een MS-DNG met een maximumvermogen van 240 kW gemeten over de afgelopen 12 maanden en een verbruik van 8900 kWh tijdens de piekuren van de betreffende maand. Voor 2015 is het vermogenstarief 36,116052 euro/ kW/ jaar of 3,009671 euro/ kW/ maand en het energietarief tijdens de piekuren 0,002770 euro per kWh; de berekening van de factuur is:  $3,009671 \times 240 \times [ 0,1 + 796,5 / ( 885 + 240 ) ] + 0,002770 \times 8.900 = 608,29$  euro. De gemiddelde prijs is  $608,29 / 8900 = 0,068347$  euro /kWh.

Deze prijs is lager dan de maximumprijs van 0,074368 euro/ kWh in 2015. Daarom is er geen herberekening.

##### Geval van toepassing van de maximumprijs (plafondprijs)

Een MS-DNG met een maximumvermogen van 240 kW gemeten over de afgelopen 12 maanden en een verbruik van 3.600 kWh tijdens de piekuren van de betreffende maand. Voor 2015 is het vermogenstarief 36,116052 euro/ kW/ jaar of 3,009671 euro/ kW/ maand en het energietarief tijdens de piekuren 0,002770 euro per kWh; de berekening van de factuur is:  $3,009671 \times 240 \times [ 0,1 + 796,5 / ( 885 + 240 ) ] + 0,002770 \times 3\ 600 = 593,61$  euro. De gemiddelde prijs is  $593,61 / 3\ 600 = 0,164892$  euro /kWh. Deze prijs is hoger dan de maximumprijs van 0,074368 euro/ kWh in 2015. Daarom wordt voor de betreffende maand de vorige berekening vervangen door deze:  $3.600 \times 0,074368 = 267,72$  euro.

Dit voorbeeld laat duidelijk zien dat dit tarief gunstig is voor DNG's met sterke pieken maar een zeer laag verbruik, doordat ze geen capaciteitscomponent betalen. Vanuit technisch oogpunt, zelfs als het verbruik laag is, als de piek wordt gerealiseerd gedurende de periode dat het netwerk aanzienlijk wordt belast, is het netwerk aangepast om deze piekvermogens op elk moment op te vangen. In het algemeen lijkt het billijk dat de kosten in verband met 'misbruik' van het net worden gedragen door de DNG's die aan de oorsprong liggen van dergelijk gedrag.

Naast het misbruik van het distributienet, beschikken sommige DNG's over elektrische aansluitingen die niet meer zijn aangepast aan hun huidige behoeften. Bovendien kan dit tarief discriminerend zijn omdat dit plafond alleen geldt voor de piekuren.

Ter herinnering, tijdens de regulatoire periode 2015-2019:

- In het kader van het tariefvoorstel 2015-2019 heeft de DNB voorgesteld om de maximumprijs aanzienlijk te verhogen en een veelvoud (3 x) van het tarief tijdens de piekuren in LS als plafond toe te passen.
- BRUGEL vroeg om de betrokken klanten vooraf in te lichten en de wijziging vanaf 2017 in te voeren. De maximumprijs is daarom geleidelijk opgetrokken van € 0,074368/ kWh (prijzen voor 2015 en 2016) naar 0,104004 in 2017, 0,137700 in 2018 en 0,171540 in 2019.

De impact van deze afschaffing kan voor sommige DNG's een aanzienlijk effect hebben. BRUGEL heeft de DNB gevraagd deze impact te kwantificeren. De resultaten hiervan worden hieronder weergegeven:

### Analyse voor de periode 2015-2019

De bevindingen uit de analyse van de verbruiksfacturen van 2015 tot 2017 zijn als volgt:

- i. Het aantal facturen, waarop de maximumprijs is toegepast, is sinds 2017 gedaald:

Klantengroep	2015	2016	2017
MS	6,0%	6,2%	4,6%
TLS	8,3%	9,6%	7,0%

- ii. De onderstaande tabel bevat enkele kerncijfers voor 2017: het aantal EAN-codes dat ten minste één factuur heeft gekregen aan maximumprijs; het aantal facturen dat aan deze EAN-codes is geadresseerd, het aantal facturen waarop de maximumprijs is toegepast en het percentage energie dat is afgenomen tijdens piekuren waarvoor de maximumprijs is toegepast (gemiddelde en mediaan).

Klantengroep	#EAN	#facturen	% facturen aan maximumprijs	% kWh voor maximumprijs (gemiddelde)	% kWh voor maximumprijs (mediaan)
MS	450	5120	30,4%	7,2%	3,4%
TLS	42	491	37,3%	14,5%	3,2%

Merk op dat een EAN-code gedurende het jaar van tarief kan wijzigen en/of minder dan 12 facturen per jaar kan ontvangen.

- iii. De toepassing van de maximumprijs heeft geleid tot een verlies aan inkomsten (het verschil tussen de toegepaste maximumprijs en de 'normale' inkomsten zonder maximumprijs):

Klantengroep	2015	2016	2017
MS	199.010€	234.836€	177.864€
TLS	8.621€	10.523€	9.499€

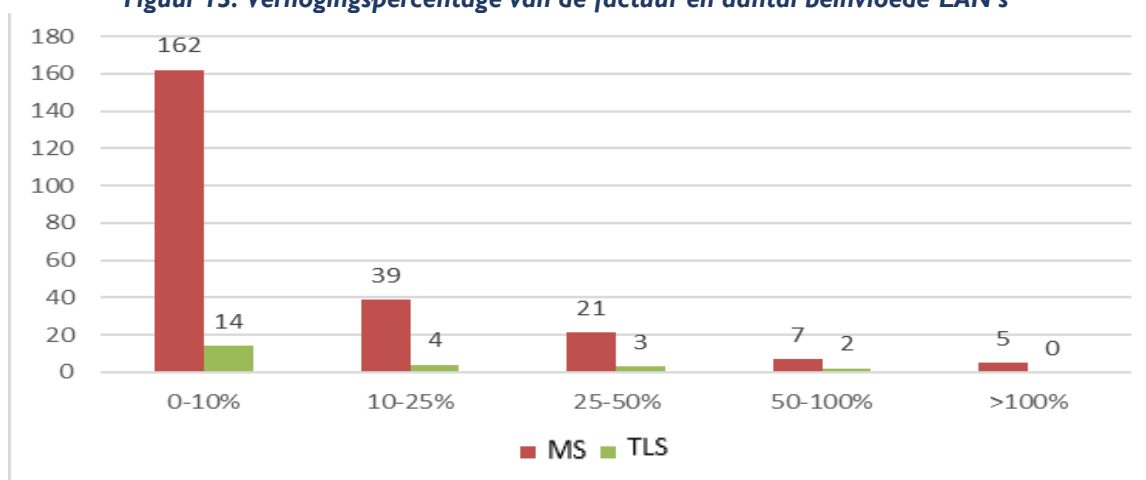
Voor 2017 vertegenwoordigt dit 0,48% van de totale inkomsten van MS en 0,90% van die van LS.

- iv. Op basis van de facturen in 2017 heeft de DNB de impact gesimuleerd van de verhoging van de maximumprijs in 2019 en daarmee de impact van de afschaffing van dit systeem. De steekproef bestaat uit 2741 EAN-codes in MS en 213 in TLS.

Klantengroep	#EAN max.p.	Gemiddelde factuur	Gemiddeld supplement	Mediaan supplement	% stijging (gemiddelde)	% stijging (mediaan)
MS	234	4.108 €	472 €	147 €	11,4%	5,1%
TLS	23	2.379 €	332 €	168 €	14,0%	7,0%

De onderstaande tabel geeft het aantal betrokken EAN-codes aan, gegroepeerd op basis van de toename van hun facturen in het geval van afschaffing van dit systeem.

**Figuur 13: Verhogingspercentage van de factuur en aantal beïnvloede EAN's**



Percentage EAN-codes dat wordt beïnvloed door het plafond

<b>EAN MS</b>	5,9%	1,4%	0,8%	0,3%	0,2% = <b>8,5%</b>
<b>EAN TLS</b>	6,6%	1,9%	1,4%	0,9%	0,0% = <b>10,8%</b>

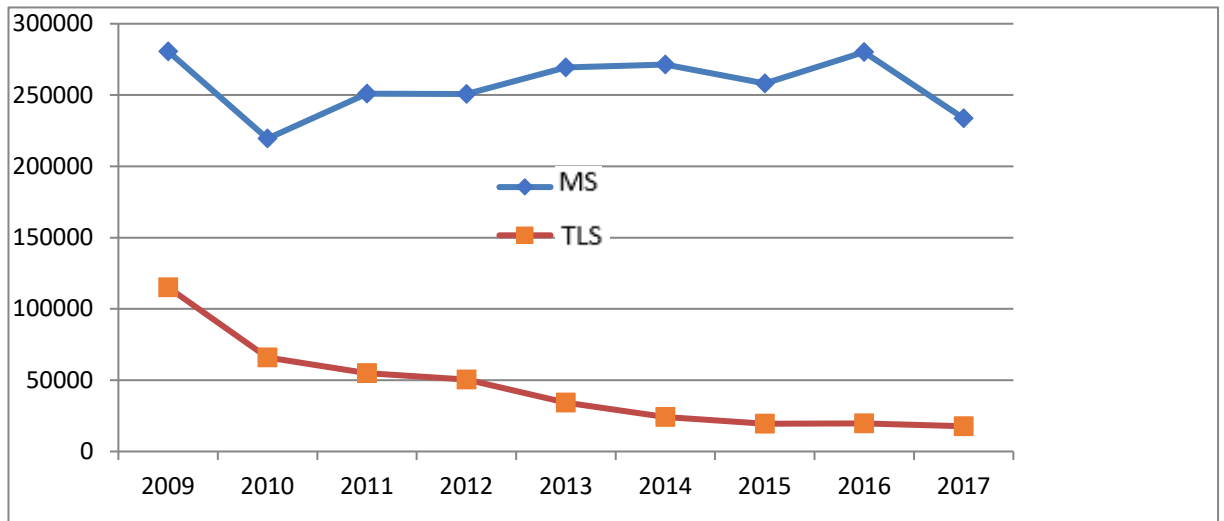
Als we de meest beïnvloede EAN's identificeren:

- In MS ziet een EAN zijn jaarlijkse factuur gaan van € 4961 naar € 16.104 (+ € 11.143 of + 225%)
- In TLS ziet een EAN zijn jaarlijkse factuur gaan van € 3427 naar € 5909 (+ € 2482 of + 72%)

Hoewel de tariefimpact aanzienlijk kan lijken, moeten we eraan herinneren dat deze klanten tot nu toe een voorkeurstarief ontvingen dat technisch en financieel niet gerechtvaardigd is.

In verhouding tot het totale tariefbudget zijn de inkomsten met betrekking tot de facturering van de maximumprijs relatief laag.

**Figuur 14: Evolutie van de inkomsten van de maximumprijs (2009-2017)**



## **Standpunt van BRUGEL voor de periode 2020-2024**

Ongeacht het spanningsniveau is BRUGEL voorstander van een goed gebruik van het distributienet. De tarieven mogen de DNG's die het net misbruiken niet bevoordelen.

Zoals eerder vermeld, heeft BRUGEL bij de goedkeuring van de tarieven voor 2015-2019 enerzijds de verschillende betrokken DNG's willen informeren gedurende 2015 en 2016 en anderzijds de DNB de toestemming gegeven om de plafondprijs geleidelijk te verhogen.

Voor de regulatoire periode 2020-2024 kunnen twee opties worden overwogen. Ofwel de maximumprijs nog geleidelijk verhogen tot in 2024 en dit tarief vervolgens afschaffen in 2025. Ofwel het plafonneringsmechanisme afschaffen per 1 januari 2020. Hoewel de impact voor sommige DNG's aanzienlijk kan zijn (zie hierboven), is BRUGEL van mening dat deze optie en de directe impact ervan de betrokken gebruikers ertoe zal aanzetten om hun verbruik of hun aansluitingen zo snel mogelijk aan te passen. BRUGEL wenst echter dat meer specifieke informatie voorafgaand per brief wordt overgemaakt aan de betrokken DNG's.

## **2°. Facturatie van het vermogen en degressieve factor**

Voor de periode 2015-2019 wordt het actief vermogen (kW) voor de hoofdtoevoer:

- maandelijks gefactureerd en
- bepaald als het maximale kwartuurvermogen van de afgelopen 12 maanden (inclusief de facturiatiemaand).

Het te factureren bedrag is het product van het tarief (factor X) uitgedrukt in EUR/kW/jaar door de coëfficiënt EI\_kW die zelf het product is van de (degressieve) factor EI per kW die het maximale vermogen van de afgelopen 12 maanden is.

**Tabel 7: Bepaling van de coëfficiënt EI voor de MS-klienten**

Typeklanten Eurostat	la	lb	lc	Brux	ld	le	lf	lg
Stroomverbruik (1) [MWh]	30	50	160	750	1250	2000	10.000	24.000
Vermogen (2) kW	30	50	100	225	500	500	2500	4000
Type meting	MMR	MMR	AMR	MMR	AMR	AMR	AMR	AMR
Gebruiksduur (1)/(2) (u)	1000	1000	1600	3333	2500	4000	4000	6000
$EI = 0,1 + 796,5 / (885 + KW)^{42}$	0,9705	0,9519	0,9086	0,8176	0,6751	0,6751	0,3353	0,2631

Deze coëfficiënt verzekert de DNG van een voordeligere factuur als zijn vermogen aanzienlijk is. Het is aan de DNB om in het kader van het tariefvoorstel de degressiviteitscoëfficiënt te motiveren met betrekking tot de reflectiviteit van de kosten. Deze motivering moet ook gebeuren met betrekking tot de fusie van TMS-/MS-klienten (zie hieronder).

Op basis van de door de DNB verstrekte gegevens zou het afschaffen van de degressieve factor de volgende impact hebben op alle betrokken toegangspunten (2877 EAN-codes): een verhoging van de nettolast voor 193 EAN-codes, een status quo voor 3 en een verlaging van de factuur voor 2681 EAN-codes.

- Voor de klienten met een verhoging van de factuur zou dit gemiddeld 13% bedragen (mediaan van 10%) met een maximale stijging van 88%.
- Voor de klienten met een verlaging zou deze gemiddeld -16% zijn met een maximale daling van -50%.

Hoewel het aantal EAN-codes waarvan de factuur zou verhogen relatief beperkt is, zou de prijsimpact aanzienlijk kunnen zijn.

Daarom vraagt BRUGEL de DNB om deze degressieve factor geleidelijk af te schaffen over twee tariefperiodes (2020-2029) en alle klienten waarvan de gridfee met meer dan 10% omhoog zou gaan te informeren. Tegen 2029 moet deze degressiviteitsfactor zo goed als afgeschaft zijn.

Met betrekking tot het vermogen en zoals gemotiveerd in het kader van de afschaffing van de plafondprijs is BRUGEL voorstander van een goed gebruik van het net. Daarom lijkt het overdreven om het maximumvermogen van de afgelopen twaalf maanden als factureringsbasis te nemen, ongeacht de belasting van het net op het moment dat de piek is bereikt.

<sup>42</sup> Voor de regulatoire periode 2015-2019 is deze degressieve factor identiek voor de categorieën van klienten waarop deze factor van toepassing is (TMS, MS en TLS)



Als er een vermogens-/piekmeting bestaat op een leveringspunt is BRUGEL van mening dat wanneer de vermogenspiek wordt bereikt buiten de piekuren, deze niet op hetzelfde niveau moet worden gefactureerd. We zullen de DNB daarom vragen een vermogenstarief toe te passen dat verschillend is voor piek- en daluren. In overleg met de DNB zal BRUGEL in 2019, vóór de indiening van het tariefvoorstel, de spanning beoordelen die tussen deze vermogens moet bestaan.

Bovendien is de facturering van het vermogen door Elia aan de DNB niet gebaseerd op de 11<sup>e</sup> hoogste piek van de maand, in tegenstelling tot andere gebruikers van het transmissienet. Een aanpassing van de praktijk van Elia voor de leveringspunten, die een nieuwe belastingscurve mogelijk zou maken, werd daarom niet in aanmerking genomen in de context van de huidige methodologie.

Tijdens de regulatoire periode moet BRUGEL analyseren of het wenselijk is om de huidige tariefstructuur te wijzigen (facturering van een 'geïnstalleerd vermogen'-deel (kVA) en een 'gemeten vermogen'-deel (kW)).

### **3°. Fusie van TMS-MS- en TLS-LS-klantengroepen**

Zoals uiteengezet in beschikking 20 van BRUGEL<sup>43</sup> waren de tarieven van de TMS-klanten (gekoppeld aan de middenspanningstransformator) om historische of economische redenen veel lager dan de tarieven van de MS-klanten, en dit ondanks een gelijkwaardige heffing en vermogen. De tarieven voor TLS-klanten (gekoppeld aan de laagspanningstransformator) waren ondanks een gelijkwaardige heffing en vermogen, veel lager dan de tarieven van de LS-klanten.

Zoals in de beschikking is aangegeven, verlaagde het tariefvoorstel 2015-2019 de tariefspanning tussen MS- en TMS-klanten enerzijds en LS- en TLS-klanten anderzijds over één enkele periode. BRUGEL had ingestemd met een harmonisatie over twee tariefperiodes. BRUGEL handhaaft zijn wens om tegen eind 2024 identieke tarieven te hebben voor de verschillende TMS-/MS- en TLS-/LS-categorieën.

Deze harmonisatie van tarieven zal ook een betere kostenreflectiviteit mogelijk maken. In de huidige situatie wordt immers geen onderscheid gemaakt in de boekhouding van de DNB tussen de uitrusting van TMS- en TLS-klanten en is de toewijzing van kosten voor dit type klant niet eenvoudig.

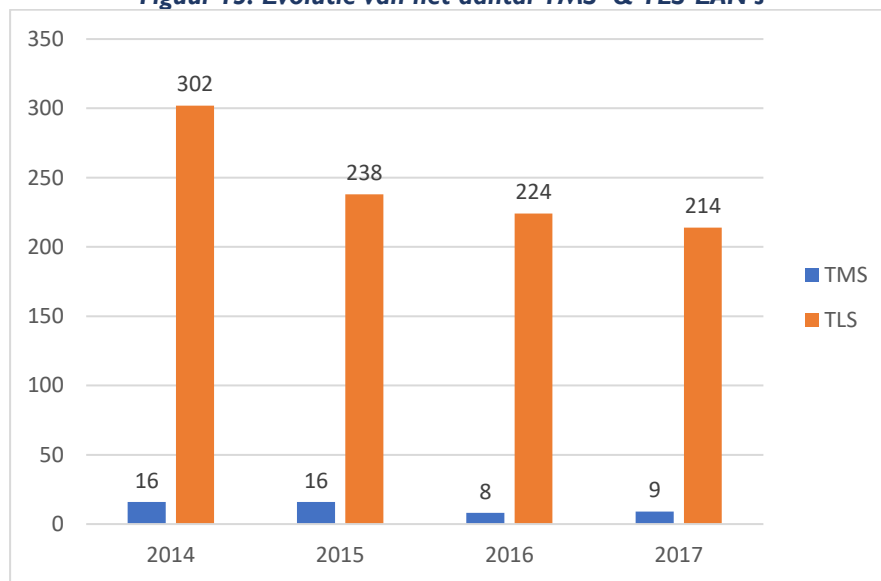
---

<sup>43</sup> Betreffende de goedkeuring van het aangepast tariefvoorstel 2015-2019 - Elektriciteit

Bovendien herinnert BRUGEL eraan dat deze klanten al in 2016 werden geïnformeerd d.m.v. een specifieke brief. De DNB is ook verantwoordelijk om uiterlijk eind 2020 gedetailleerde informatie te verstrekken aan de nog betrokken DNG's.

In 2017 vertegenwoordigden de TMS- en TLS-budgetten respectievelijk 1,5% en 0,7% van het goedgekeurde tariefbudget. Wat de betrokken punten betreft, is er een gestage afname van het aantal TLS-klanten. Voor TMS-klanten werd tussen 2014 en 2015 een halvering genoteerd.

**Figuur 15: Evolutie van het aantal TMS- & TLS-EAN's**



Wat betreft de cumulatieve impact van de fusie van de klantencategorieën TLS/LS enerzijds en de afschaffing van de degressieve factor anderzijds geeft Brugel de voorkeur aan de benadering om het onderscheid TLS/LS met piekmetering tegen eind 2024 af te schaffen, en tegelijkertijd een identieke degressieve factor toe te passen voor alle klanten (EI). Vanaf 2025 bestaat er geen degressieve factor niet meer voor de gegroepeerde categorie TLS/LS. Het is aan Sibelga om deze benadering te becijferen (zowel vanuit operationeel opzicht als wat betreft de impact op de DNG's) in het kader van haar tariefvoorstel en/of, indien van toepassing en in overleg met Brugel, om een alternatief voor te stellen.

De tariefimpact voor de TMS-/MS-klanten is groter. Voor die klanten wordt eind 2029 behouden voor de fusie van deze klantencategorieën en voor de afschaffing van de degressieve factor.

#### 4°. Reactieve energiefacturatie

Het tarief voor overschrijding van het reactief energieforfait wordt uitgedrukt in EUR/kvarh en is gebaseerd op het volume reactieve energie dat het door de DNB toegestane forfait overschrijdt.

Ter herinnering, naast het gefactureerde actief vermogen moet de DNB ook reactieve energie leveren (bijvoorbeeld voor spoelmagnetisatie). De indicator voor het meten van het belang van reactieve energie wordt 'cos  $\varphi$ ' genoemd. In België wordt de reactieve energie voor de categorie van TMS-klienten alleen gefactureerd wanneer de cos  $\varphi$  lager is dan 0,95,<sup>44</sup> en voor de categorie van MS-klienten wanneer deze lager is dan 0,90; wat overeenkomt met de forfaits van 32,9% en 48,4%.

##### 4.3.1.2 Klantengroep laagspanning (LS met of zonder piekmeting)

De historische tariefstructuur die vandaag wordt toegepast voor de LS-DNG's (tarief evenredig aan het verbruik) beantwoordt niet meer aan de behoeften van de DNB's. Deze tariefstructuur houdt ook geen rekening met de nieuwe uitdagingen i.v.m. energietransitie in een vrijgemaakte markt.

De gedecentraliseerde elektriciteitsproductie (onder andere op basis van schone energie), het nieuwe elektriciteitsgebruik (mobiliteit, warmtepompen, enz.) en de nieuwe technologieën (digitalisering, slimme meters, opslag, enz.) ontwikkelen zich volop en BRUGEL meent dat de distributietarieven voor elektriciteit een rol te vervullen hebben in dit transitieproces.

BRUGEL heeft een studie besteld over de evaluatie van de invoering van een capaciteitstarifiering in het Brussels Gewest. De elementen in deze sectie zijn gebaseerd op de discussies met de stakeholders en op de aanbevelingen geformuleerd in bovenvermelde studie.

BRUGEL wijst er ook op dat de invoering van een capaciteitscomponent in de laagspanningsnetwerken een probleem is dat in de meeste Europese landen wordt geanalyseerd.

---

<sup>44</sup> Dit komt overeen met de drempels van respectievelijk 32,9% en 48,4% die zijn opgenomen in de tariefstructuur

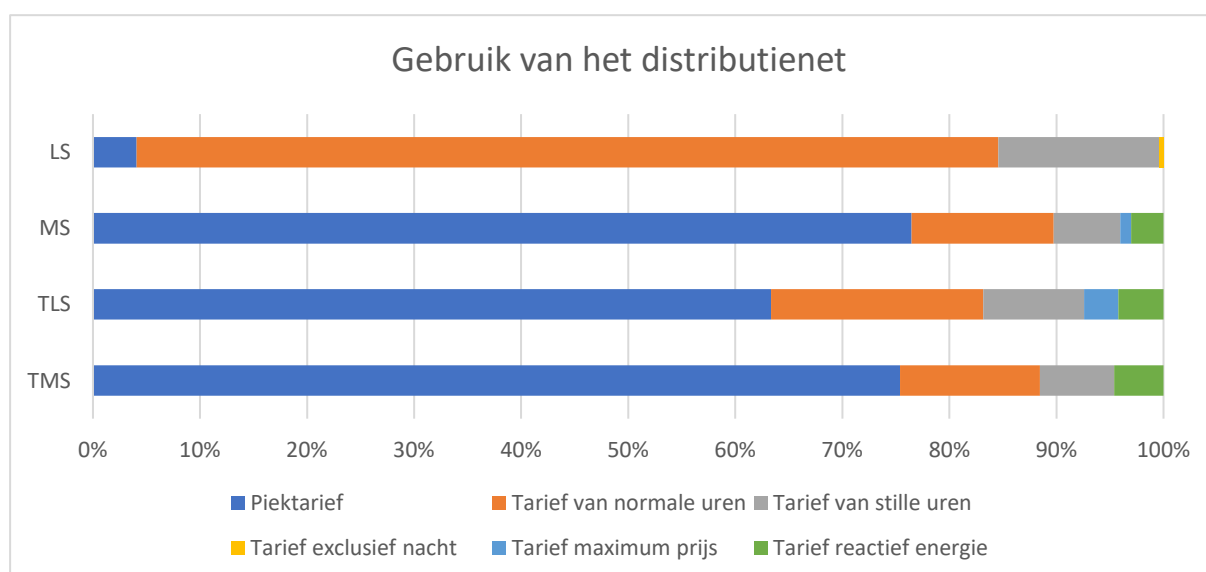
**Figuur 16: Structuur van de tarieven in Europa**

Country	Structure of network tariffs for household customers					Structure of network tariffs for industrial customers				
	Fixed charge [€]	Capacity charge [€/kW]	Energy charge [€/kWh]	Reactive energy (€/kvarh)	Other	Fixed charge [€]	Capacity charge [€/kW]	Energy charge [€/kWh]	Reactive energy (€/kvarh)	Other
BE	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes	N.A.
CH	Yes (max 30%)	Seldom	Yes (at least 70 %)	No		Yes	Yes	Yes	Yes, often	N.A.
CZ	Yes	No	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Yes	N.A.
DE	Possible	No	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Possible, depends on DSO	N.A.
DK	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	No	Yes	No	N.A.
EE	Yes	No	Yes	No	N.A.	No	Yes*	Yes	Yes	N.A.
ES	No	Yes	Yes	No	Meter rental	No	Yes	Yes	Yes	N.A.
FI	Yes	No	Yes	No	Metering fee	Yes	Yes	Yes	Yes	Metering fee
FR	Yes	Yes	Yes	No	N.A.	Yes	yes	Yes	Yes	Exceeding of the contract power and other minor charges
GR	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	No	cosφ
IT	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	No	N.A.
LT	Possible**	No	Yes	No	N.A.	No	Yes**	Yes**	No	N.A.
NL	Yes	Yes	No	Possible, depends on DSO	N.A.	Yes	Yes	Yes***	Possible, depends on DSO	N.A.
NO	Yes	Seldom <sup>+</sup>	Yes	No	N.A.	Yes	Yes <sup>++</sup>	Yes	Yes	N.A.
PL	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes	Exceeding of the contract power
PT	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Yes	ToU for energy and capacity charges
SE	Yes	Seldom <sup>+</sup>	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes <sup>+++</sup>	N.A.

Bron: Eurelectric – Network tariff structure for smart energy system

Een capaciteitscomponent voor industriële klanten (middenspanning) is wijdverspreid op Europees niveau; een capaciteitscomponent voor huishoudelijke klanten is een praktijk die wordt waargenomen in meerdere Europese landen. Bovendien heeft de capaciteitscomponent (als hij al bestaat) in het huishoudelijk segment in de meeste gevallen geen vaste termijn.

**Figuur 17: Relatief gewicht van de componenten van het gebruikstarief**



Als we bovendien de inkomsten bestuderen van de Brusselse DNB, met de huidige tariefstructuur, waaronder die afkomstig van de component “gebruik van het LS-net”:

- vertegenwoordigt het piektarief 4% van deze inkomsten in 2017,
- vertegenwoordigt het tarief voor piekuren 80% van de inkomsten en
- vertegenwoordigt het exclusief nachttarief slechts 0,4% van deze inkomsten.

Zelfs als op korte termijn de behoefte aan nieuwe investeringen voor de energietransitie in het Brusselse netwerk beperkt blijft, zal een tariefstructuur die identiek is aan diegene die momenteel wordt gehanteerd uiteraard bijkomende kosten voor de gemeenschap genereren.

Het doel van deze methodologie is om te kunnen voldoen aan de eisen van de huidige en toekomstige markten, vooral omdat de energietransitie het Europese, Belgische en Brusselse elektriciteitslandschap ingrijpend zal veranderen.

Op het moment dat deze methode wordt geschreven, betreurt BRUGEL dat het wettelijk kader met betrekking tot het gebruik en de inzet van slimme meters niet volledig is overgenomen (functionaliteit, definitie van de verschillende verbruiksregimes, gebruik en beveiliging van gegevens, beschikbaarheid van de meetgegevens, ...).

Wel moet eraan worden herinnerd dat de tariefstructuur geen financiële impact heeft op de DNB: de toegestane inkomsten blijven onveranderd. De verandering in de tariefstructuur kan alleen gevolgen hebben voor de eindconsument (die waarschijnlijk zijn gedrag zal aanpassen).

Twee afzonderlijke elementen kunnen een positieve invloed hebben op de DNB, maar meer in het algemeen op de hele markt:

- Een beperking van de individuele vermogens op het moment dat het net verzadigd is;
- Een verplaatsing van het verbruik naar periodes waarin het net minder verzadigd is.

Overigens ziet BRUGEL zich genoodzaakt, ongeacht het aangenomen wettelijke kader, te opteren voor een voorzichtige, coherente aanpak van de invoering van de geformuleerde aanbevelingen. Voor de operationele aspecten kan een specifieke tarifiering voor de LS-DNG's, uitgerust met slimme meters, pas effectief worden bij de lancering van MIG 6 of een ander, equivalent alternatief.

In 2019 zal de regering het investeringsplan goedkeuren, dat met name zal dienen voor de ontwikkeling van de volgende tariefperiode 2020-2024. Dit investeringsplan moet een gedetailleerd plan bevatten voor de invoering van slimme meters in het Brussels Gewest.

Zonder de implementatie van slimme meters kan de consument niet ten volle profiteren van de voordelen van een multi-range tarief en/of een flexibele capaciteit.

In deze context kunnen voor LS-DNG's de volgende scenario's worden overwogen:

LS-DNG (zonder piekmetering)	Facturatie en meting/telling van netgebruik		
	Vaste termijn	Capaciteitstermijn	Volumetrische termijn
	€/ jaar	€/ kVA	€/ kWh
Klassieke/elektronische/slimme meter (BAU)	ja <sup>45</sup>	Nee	Ja met apart registers (HI/LO/LOX <sup>46</sup> )
Klassieke/elektronische/slimme meter (zonder flexibele capaciteit)	ja	Ja (op basis van stroomaansluiting)	ja
Slimme meter met flexibele capaciteit (proefproject)	-	Ja	Ja (met 4 tijdsperioden)

### **Scenario 1**

Dit scenario komt overeen met de toepassing van de tariefstructuur 2015-2019 voor alle klanten. De vaste termijn dekt de meetactiviteit<sup>47</sup>.

Voor klanten zonder piekmetering wordt geen capaciteitstermijn toegepast, maar een proportionele termijn die verschilt tussen piek- en daluren.

Voor het exclusief nachttarief beveelt BRUGEL een harmonisatie aan met het tarief van de daluren.

Een variant op dit scenario is een volumetrische termijn die gebaseerd is op vier verschillende tijdsperioden.

Deze variant, een aanbeveling van bovengenoemde studie, maakt het mogelijk om geen verschillende tarieven te moeten goedkeuren voor klanten die niet zijn uitgerust met een slimme meter, maar aan de DNB op te leggen de tarieven te berekenen per register dat overeenkomt met de normale meters, de duale meters en de exclusieve nachtmeters die

<sup>45</sup> Op dit moment omvat het tarief 'gebruik van het distributienet' geen vaste termijn, de vaste termijn is uitsluitend van toepassing op het tarief 'meten en tellen'. Het studie van Brugel betreffende de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest pleitte voor een fusie van deze twee tarieven.

<sup>46</sup> HI: piekuren, LO: daluren, LOX: exclusief nacht

<sup>47</sup> Het is ook de verantwoordelijkheid van de DNB om het deel van de kosten in verband met de ontwikkeling van het 'Smartrias'-project of een ander alternatief te bepalen en te motiveren.

resulteren uit de toepassing van de tarieven per tijdsperiode toegepast op het overeenkomstige klantenprofiel (SLP S21, S22, S11, S12).

Het voorstel van de studie is dezelfde tariefstructuur toe te passen voor alle klanten (met/zonder slimme meter):

- Voor de huishoudelijke klant met een gewone meter die jaarlijks wordt opgenomen, zal het tarief worden toegepast (met de 4 tijdsperioden of *time frames*) door het toe te passen op het profiel SLP S21.
- Voor de huishoudelijke klant met een tweevoudige meter zal dezelfde behandeling worden toegepast, op basis van het profiel SLP S22 met twee 'timeframes': daluren (LO) en piekuren (HI).
- Voor de klant met een exclusieve nachtmeter zal het tarief 'exclusief nacht' (LOX), bepaald op basis van het profiel SLP S22, worden toegepast.
- Op de professionele LS-klant zal dezelfde behandeling worden toegepast als op de huishoudelijke klant, maar op basis van het profiel SLP S11 (of SLP S12 indien > 56 kVA).

Het systeem voorgesteld in de context van de hierboven genoemde studie vereist de implementatie van een meetregime 'scenario 2' genaamd. Dit type werd verworpen door de meerderheid van de stakeholders en regelgevers die aanwezig waren in de Atrias-commissie en is daarom niet geïmplementeerd als onderdeel van MIG 6. Daarom is deze variant met 4 tijdsperioden niet operationeel.

	Klassieke meters 'ferraris'	'Slimme' meters
<b>Scenario 1</b>	<b>Huidige 'klassieke' meter</b> De huidige klassieke 'timeframes' worden gebruikt in de aanbestedingsprocedures.	<b>Geconfigureerd<sup>48</sup> als 'klassieke' meter</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alleen de klassieke 'timeframes' worden gebruikt in de aanbestedingsprocedures<sup>49</sup>.</li> <li>▪ Om de continuïteit met het huidige model te waarborgen, behoudt de klant dezelfde keuzes als vandaag (TH, HI/LO, HI/LO/LOX).</li> <li>▪ Verschil met het klassieke proces: de meter zal vaker van op afstand worden opgenomen<sup>50</sup> (bv. (twee)maandelijks)</li> <li>▪ De gedetailleerde gegevens kunnen door de DNB worden gelezen en op diens verzoek worden gecommuniceerd aan de klant (en aan derden) met inachtneming van de normen met betrekking tot de privacy.</li> </ul>
<b>Scenario 2</b>	Niet van toepassing	<b>Meer timeframes</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Het gebruik van een groter aantal bepaalde timeframes</li> <li>▪ Geharmoniseerd op nationaal niveau.</li> </ul> <b>Mogelijke evoluties</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Het aantal en het begin en het einde van de timeframes kunnen evolueren.</li> </ul>
<b>Scenario 3</b>	Niet van toepassing	<b>Gebruik van gedetailleerde gegevens</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gegevens met de fijnste granulariteit die beschikbaar is, worden gebruikt in de aanbestedingsprocedures</li> <li>▪ De DNB is altijd vrij om gereguleerde tariefperiodes te bepalen voor het berekenen van het netwerktarief op basis van een samenvoeging van de gedetailleerde gegevens.</li> <li>▪ De leverancier, die hier alle gedetailleerde gegevens zal ontvangen, is vrij om deze gegevens samen te voegen volgens mogelijke commerciële tariefperiodes die hij en zijn klant hebben afgesproken.</li> </ul>

Bron: Atrias - Visie op de evolutie van de energiemarkt - 2011

De toepassing van deze 4 tijdspannen is niet haalbaar voor de tariefperiode 2020-2024 en is daarom niet gehanteerd in deze methodologie.

<sup>48</sup> Wanneer er 'de meter is geconfigureerd als' staat, is het mogelijk dat dit geen configuratie van de meter zelf is, maar kan het een functie zijn van het back-endsysteem. De specificatie van deze functies valt buiten de perimeter van deze notitie. We geven hier alleen het markt- en klantenperspectief

<sup>49</sup>In dit scenario worden alle aanbestedingsprocedures beheerd volgens deze *timeframes*

<sup>50</sup>De optie 'Handmatig opgenomen, geen lezing op afstand' is niet beschikbaar. Investerings in nieuwe meet- en communicatietechnologieën moeten tot een minimum worden beperkt.



## Scenario 2

Hybride model van het eerste scenario waarin een capaciteitscomponent wordt geïntroduceerd voor alle Brusselse consumenten.

De capaciteitstermijn wordt gebaseerd op het beschikbare vermogen (contractueel aansluitingsvermogen). Wat betreft de capaciteitstarifiering rijst de vraag of één tarief per kVA moet toegepast worden of twee afzonderlijke tarieven (lager of hoger dan x kVA).

De toepassing van één tarief per kVA werd verworpen, omdat sommige klanten van het laagspanningsnet een aansluiting hebben waarvan het vermogen aanzienlijk hoger is dan hun behoeften. Deze zouden worden gestraft in vergelijking met de klanten die een lager vermogen hebben.

Op basis van de gegevens verstrekt door de DNB op vraag van BRUGEL zou de drempel voor de capaciteitscomponent worden vastgesteld op 13 kVA.

Bij gebrek aan flexibele capaciteit maakt dit scenario het mogelijk een capaciteitscomponent in te voeren tijdens de regulatoire periode 2020-2024. De invoering van een capaciteitstermijn zorgt voor een betere weerspiegeling van de kosten dan de huidige tariefstructuur (bij gebrek aan een tariefstructuur met een flexibele capaciteit of een multi-range tarief).

Volgens de aanbevelingen van deze studie lijkt een tariefstructuur met een gewicht van 20% capaciteitstermijn en 80% proportionele termijn optimaal voor alle stakeholders. BRUGEL geeft ook de voorkeur aan dit gewicht.

Wat de proportionele termijn betreft, blijven dezelfde beperkingen van de 4 tijdsperiodes gelden. De voorgestelde oplossing is dus om dezelfde tijdsperiodes toe te passen als op dit moment en er tegelijkertijd voor te zorgen dat het exclusief nachttarief en het dalurentarief identiek zijn.

Voor de periode 2020-2024 heeft alleen het tarief voor het gebruik van het distributienet een capaciteitscomponent.

Dit scenario is het scenario dat als basis zal dienen voor het tariefvoorstel 2020-2024.

Indien, tijdens de tariefperiode, de evolutie van de meetregimes en de *smart meter* in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest een tool voor tariefsimulatie voor de verbruikers nuttig zou

maken, zou BRUGEL, in overleg met de DNB, aan de DNB kunnen vragen om een online tool te ontwikkelen waarmee een verbruiker deze meetgegevens kan invoeren/importeren en de impact kan simuleren van een verplaatsing van de belasting gebaseerd op een gedeeltelijk volumetrische tarifiering in 4 tijdsperioden. Dit instrument zou kunnen dienen als communicatiebasis om in de toekomst een pedagogische benadering te hanteren bij de invoering van dergelijke perioden. Het instrument zou een aanvulling zijn op de tarievensimulator die al beschikbaar is op de website van de DNB. Op basis van een gekwantificeerd begrotingsvoorstel en na acceptatie door BRUGEL zou dit instrument kunnen gefinancierd worden met behulp van de elektriciteitsaldi. Wat de specifieke facturering betreft van het verbruik van openbare verlichting of van installaties zonder meter (reclameborden, bewakingscamera's, ...) zal het tariefvoorstel duidelijk de referentiecapaciteit moeten overnemen die wordt gebruikt voor de facturering van de distributietarieven. Een rechtvaardiging voor de gekozen drempel zal ook worden gepresenteerd.

#### Motivatie van de spilwaarde

Pragmatisch gezien moet er op grond van artikel 26 van de verordening binnen de DNB-systemen één drempel bestaan voor de facturatie.

Van de verschillende mogelijke drempels werden 3 drempels geanalyseerd in samenspraak met de DNB: 9,6 kVA, 13 kVA en 18 kVA.

Aangezien slechts 2% van de huishoudelijke klanten de drempel van 18 kVA (6% voor alle laagspanningspunten) overschrijdt, werd deze drempel uitgesloten. De analyse bestreek de drempelwaardes van 9,6 kVA en 13 kVA.

Op basis van de verstrekte gegevens<sup>51</sup> zien we:

- een significant verschil<sup>52</sup> tussen de voormalige sectoren 'Quai'<sup>53</sup> en 'Chaussée'<sup>54</sup> wat betreft 9,6 kVA:
  - voor de sector 'Quai': 63% van de huishoudelijke klanten heeft een geïnstalleerde capaciteit van minder dan 9,6 kVA.

---

<sup>51</sup> Identiek aan de gegevens verstrekt in het kader van de BRUGEL-studie over het capaciteitstarief

<sup>52</sup> Dit verschil is het gevolg van historisch verschillende aansluitingspraktijken tussen de verschillende gemeenten (ex-EDUS (Unerg), ex-EDC (Intercom), nog afgezien van die van sommige gemeentebedrijven)

<sup>53</sup> Sector 'Quai': Brussel, Evere, Ganshoren, Elsene, Jette, Schaarbeek, Sint-Gillis, Sint-Joost-ten-Node

<sup>54</sup> Sector 'Chaussée': Anderlecht, Oudergem, St.-Agatha-Berchem, Etterbeek, Vorst, Koekelberg, Sint-Jans-Molenbeek, Ukkel, Watermaal-Bosvoorde, Sint-Lambrechts-Woluwe, Sint-Pieters-Woluwe

- voor de sector 'Chaussée': slechts 55% van de huishoudelijke klanten zit onder deze drempel.
- een redelijk verschil voor de drempelwaarde van 13 kVA:
  - voor de sector 'Quai': 82% van de huishoudelijke klanten heeft een vermogen van minder dan 13 kVA (77% voor alle toeleveringspunten in de sector).
  - voor de sector 'Chaussée': dit percentage is 80% (76% voor alle toeleveringspunten in de sector).

Voor alle EAN-codes (zowel professioneel als huishoudelijk) lijkt de drempelwaarde van 13 kVA daarom gerechtvaardigd. Voor professionele LS-klanten kan het vermogen van de aansluiting afhangen van de activiteit.

Bij gebrek aan flexibele capaciteitsmodaliteiten zoals in scenario 3 lijkt het beperken van de potentiële vraag naar verlaging van de capaciteit tot ongeveer 20% van de toeleveringspunten verstandig.

### **Scenario 3**

Dit scenario gaat uit van de invoering van een flexibel capaciteitssysteem voor de LS-DNG's en komt overeen met de tariefstructuur die door de bovengenoemde studie wordt aanbevolen. De invoering van een dergelijk systeem moet gebaseerd zijn op transparante, niet-discriminerende procedures, in samenspraak met alle stakeholders.

BRUGEL betreurt dat de invoering van een dergelijke structuur vooral onmogelijk wordt gemaakt door strategische of technologische keuzes met betrekking tot de implementatie van een gemeenschappelijk platform tussen de DNB's en de leveranciers.

Naast het feit dat de implementatie van verschillende tijdsperioden onpraktisch is, is de beperking op afstand van de metercapaciteit nog niet operationeel binnen de Brusselse DNB.

Naast de operationele elementen zullen de juridische aspecten en de praktische modaliteiten van een dergelijke aanpak tegen 2025 worden geanalyseerd.

### **4.3.2 Tarief voor de meet- en telactiviteit**

Dit tarief vergoedt de terbeschikkingstelling van de toestellen voor het meten en tellen (inclusief afschrijving van de meters), evenals de activiteit meten en tellen; dat wil zeggen de verzameling (opname) en verwerking van de meetgegevens, de overdracht van de gegevens en overige informatie met betrekking tot een DNG wanneer deze van leverancier verandert.

Dit tarief dekt momenteel niet de kosten verbonden aan grote IT-projecten die eveneens een impact hebben op deze activiteit. Er zal aan de DNB worden gevraagd de impact van een kostenreflectiviteit van deze projecten op het meet- en teltarief te evalueren.

Het technisch reglement<sup>55</sup>bepaalt overigens dat het verbruik van een toegangspunt forfaitair wordt bepaald zonder plaatsing van een meettoestel in de volgende gevallen:

*“§2. In afwijking van het bepaalde in paragraaf 1, mits overleg tussen de distributienetgebruiker en de distributienetbeheerder, kan het elektriciteitsverbruik van een op het distributienet aangesloten installatie forfaitair bepaald worden zonder de plaatsing van een meetinrichting, indien aan de volgende voorwaarden is voldaan:*

- 1. a. de installatie heeft een aansluitingscapaciteit die beperkt is tot 1,4 kVA of*
  - b. de installatie dient voor openbare verlichting, of*
  - c. de installatie heeft een aansluitingscapaciteit die beperkt is tot 10 kVA en een gebruiksduur van minstens 4000 uur per jaar.*
- 2. het afnamepatroon is gekend.*
- 3. op de installatie kan geen bijkomende apparatuur worden aangesloten. ”*

De methodologie voorziet voor deze specifieke gevallen de mogelijkheid om een vast bedrag, dat de kosten van de DNB voor de verwerking van de verbruiksgegevens van deze installaties weerspiegelt, als meet- en teltarief te nemen. Meer bepaald voor de openbare verlichtingsinstallaties moet de DNB in overleg met BRUGEL de reflectiviteit van de kosten verbonden met dit tarief aantonen en in voorkomend geval de mogelijkheid voorzien om dit meet- en teltarief niet toe te passen voor deze activiteit.

Voor de periode 2020-2024 zal de DNB een gedifferentieerd meettarief voorstellen voor de twee meetscenario's (scenario 1 en scenario 3). Dit gedifferentieerd tarief moet expliciet gerechtvaardigd worden door de DNB.

### **4.3.3 Tarief openbare dienstverplichtingen**

Dit tarief is gebaseerd op de hoeveelheid afgenomen energie en dekt de niet-beheersbare kosten met betrekking tot de uitvoering van de openbare dienstverplichtingen ten laste van de DNB.

---

<sup>55</sup> Art. 194 §2

De wijzigingen die aan de methodologie werden aangebracht, hebben tot doel deze tariefpost jaarlijks te actualiseren op basis van de laatste werkelijk vastgestelde kosten, om enerzijds over een tarief te beschikken dat de laatste gekende realiteit zo goed mogelijk weerspiegelt en anderzijds het ontstaan van tariefsaldi te beperken.

Deze wijziging is gebaseerd op twee argumenten. Enerzijds hebben de *ex-postcontroles* van de voorbije drie jaar (2015, 2016 en 2017) een verschil aangetoond tussen de bedragen die werkelijk aan deze activiteiten werden toegekend en de bedragen die in de voorgestelde uitvoeringsprogramma's waren opgenomen. Anderzijds is er vanaf het tweede jaar van de regulatoire periode geen direct verband meer tussen het jaarlijkse ODV-programma jaarlijks en de tarieven (vastgelegd voor 5 jaar). In het algemeen liggen de kosten verbonden met de ODV om meerdere redenen lager dan de gebudgetteerde kosten. Debelangrijkstedaarvan zijn enerzijds het feit dat het aantal beschermde afnemers de laatste jaren voortdurend daalt en anderzijds de moeilijkheden die de DNB ondervindt om zijn doelstellingen inzake de plaatsing van verlichtingspunten in het openbaar verlichtingspark te halen.

#### **4.3.4 Tarief voor het gebruik van het transmissienet**

Volgens het principe van de tariefcascade, ingevoerd door het marktmodel, moet de DNB de kosten die hem worden gefactureerd door de transmissienetbeheerder (ELIA), aan alle DNG's doorrekenen.

De door ELIA gefactureerde bedragen betreffen alleen de energie die wordt afgenomen op de leveringspunten van ELIA en niet de energie die wordt geproduceerd door installaties (warmtekrachtkoppeling, fotovoltaïsche energie enz.) die zijn aangesloten op het distributienet en die op het net wordt geïnjecteerd. De door ELIA gefactureerde kosten betreffen de kosten van het transmissienet van het productiepunt tot het koppelpunt met de distributienetten. De door ELIA toegepaste tarieven worden bepaald door de federale regulator (CREG).

Dit principe van doorrekening van de transmissiekosten wordt verduidelijkt in art. 9 quinquies van de elektriciteitsordonnantie:

*“19° het tarief waarin de distributienetbeheerder de transmissietarieven doorberekent, wordt automatisch aangepast zodra het transmissietarief wordt aangepast. BRUGEL controleert de juistheid van de aanpassing. De structuur van de doorberekening van het transmissietarief kan niet degressief zijn;”*

Een specifieke bijlage van de methodologie is hieraan gewijd. Inzake de principes van de doorrekening van de kosten werden geen wijzigingen aangebracht ten opzichte van de vorige tariefmethodologie.

### **4.3.5 Toeslagen**

Van zodra de DNB kennis heeft van een nieuwe toeslag of de aanpassing van een bestaande toeslag gaat hij, overeenkomstig art. 9 quinquies I I° van de elektriciteitsordonnantie, over tot de aanpassing van de toeslagen en informeert hij BRUGEL hierover per brief, per drager en via e-mail.

Net als in de methodologie 2015-2019 zijn er in het tariefrooster duidelijk drie toeslagen vermeld: de pensioenlasten, de lokale belastingen en heffingen en de wegenisretributie.

Zoals voorheen zijn deze toeslagen gedekt door een term die in verhouding staat tot de afgenomen hoeveelheden actieve energie.

### **4.3.6 Gebruikers die over een gedecentraliseerde productie-installatie beschikken**

#### **4.3.6.1 Injectietarief**

BRUGEL wil voor de methodologie 2020-2024 het injectietarief op nul houden.

BRUGEL is van mening dat de invoering van een injectietarief in een context van energietransitie een rem zou zetten op de ontwikkeling van de productie-installaties voor hernieuwbare elektriciteit.

Het net van de DNB is momenteel ruimschoots voldoende gedimensioneerd en er lijken geen grote investeringen noodzakelijk om nieuwe gedecentraliseerde producties te ontvangen in de loop van de periode 2020-2024. Op het niveau van de kostenreflectiviteit kan een injectietarief alleen worden gemotiveerd op basis van een omkering van de stromen op het niveau van de distributietransformatoren en dat lijkt op grond van de beschikbare informatie niet aan de orde.

We moeten de projectie maken tot het einde van de periode door het totale gewicht te bepalen van de gedecentraliseerde productie die de Brusselse DNG's in 2024 zal bevoorraden en op basis daarvan beoordelen of een investering noodzakelijk is.

In Brussel is de gedecentraliseerde productie hoofdzakelijk gebaseerd op warmtekrachtkoppelings- en fotovoltaïsche technologie. De andere productiebronnen (windturbines, ...) zijn niet representatief op het Brusselse niveau.

Op basis van de informatie die de DNB heeft meegedeeld:

- bevinden de warmtekrachtkoppelinginstallaties zich grotendeels op het middenspanningsnet en worden er in de loop van de volgende tariefperiode geen congestieproblemen verwacht.
- heeft de productie van de fotovoltaïsche installaties, die voornamelijk in de zomer produceren, een goede correlatie met het middenspanningsverbruik maar is dat niet het geval voor het laagspanningsnet. Als het aantal installaties tegen 2024 sterk zou stijgen, kan er een injectietarief verschillend van nul worden ingevoerd voor de laagspanning. Momenteel is er geen significante impact van de kosten die de invoering van een injectietarief in het Brusselse Gewest rechtvaardigt.

Ter illustratie, het jaarlijks verbruik op het laagspanningsnet bedraagt ongeveer 2.000 Gwh; de jaarlijkse fotovoltaïsche productie op het laagspanningsnet bedraagt 15 Gwh of 0,75% van het totale verbruik. Op het einde van de regulatoire periode 2020-2024 zal BRUGEL nagaan of het gebruik van een dergelijke indicator relevant is om te meten vanaf welk vereist injectieniveau de DNB in zijn net zou moeten investeren.

Uit een studie van BRUGEL blijkt bovendien dat het totale gemiddelde van het zelfverbruik van het Brusselse park ongeveer 55% bedraagt. Deze studie geeft ook aan dat een groot aantal installaties met een vermogen van minder dan 5 kVA, die niet onder het compensatieprincipe vallen, ook een hoog zelfverbruik laten optekenen (53,8%).

In de toekomst en vanaf de afschaffing van de compensatie zullen de *prosumers* ertoe worden aangespoord de geproduceerde elektriciteit zoveel mogelijk zelf te verbruiken om zoveel mogelijk financieel voordeel te halen uit de geproduceerde elektriciteit. De afschaffing van het compensatieprincipe en een bijdrage op de bruto actieve energie zullen de *prosumer* er dus toe aanzetten zijn verbruik te verplaatsen naar de perioden waarin hij produceert en dat zal de finale injectie uiteindelijk verminderen. Dat zal in principe de behoefte aan bijkomende investeringen in het net om deze producties te ontvangen vertragen.

Overigens bepaalt art. 16.8 van de richtlijn 2009/28/EG: “*De lidstaten zien erop toe dat de tarieven die door beheerders van transmissie- en distributiesystemen in aanmerking worden genomen voor de transmissie en distributie van elektriciteit uit installaties die gebruikmaken van hernieuwbare*

energiebronnen, een realistische weergave zijn van de kostenvoordelen die kunnen voortvloeien uit de aansluiting van die installaties op het net. Dergelijke kostenvoordelen kunnen voortvloeien uit het directe gebruik van het laagspanningsnet”.

We herinneren er ook aan dat, hoewel de maximale ontwikkeling van de gedecentraliseerde productie nog lang niet is bereikt, het potentieel in het Brusselse Gewest beperkt blijft. BRUGEL is van mening dat er in regulatoire periode 2020-2024 geen sociale onrechtvaardigheid zal worden vastgesteld aangezien de gezinnen de meerkosten van het net als gevolg van de integratie van deze gedecentraliseerde producties niet moeten dragen.

#### 4.3.6.2 Afschaffing van het compensatieprincipe

De methodologie 2015-2019 voorzag de afschaffing van het compensatieprincipe.

Punt 4.3.6 van deze methodologie bepaalde het volgende: *“Wanneer ze de actieve afgenomen energie laten tussenkomen, zijn de in punt 4.3 bedoelde tarieven afhankelijk van de actieve bruto afgenomen energie zodat ze het geheel van kWh omvatten die de netgebruikers effectief hebben afgenomen. Voor de gebruikers die van het compensatieprincipe genieten krachtens de toepasselijke reglementering zal de netto actieve afgenomen energie voorlopig nog in aanmerking worden genomen tot de indienstelling van de nieuwe verrekenkamer (clearinghouse) die de nieuwe MIG 6 implementeert (binnen de 3 maanden na inwerkingtreding) of ten laatste op 1 januari 2018”.*

De wettigheid van de tariefmethodologie 2015-2019, en dus de beslissing om de compensatie af te schaffen, werd bevestigd door het Hof van Beroep van Brussel op 15 januari 2018. Het Hof oordeelde met name: *“De beslissing van BRUGEL eerbiedigt het principe van goed bestuur en het zorgvuldigheidsbeginsel, aangezien geen enkele Europese bepaling verbiedt dat de kosten van het distributienet op basis van de bruto-afname van het net worden verdeeld.*

[...]

*Geen enkele andere Europese bepaling verbiedt dat de kosten van het distributienet op basis van de bruto-afname van het net worden verdeeld, namelijk de werkelijk uitgevoerde afnames op de netten door het geheel van verbruikers, met inbegrip van de “prosumers”. De door de verzoekers gestelde prejudiciële vraag is dus niet relevant. Tevens kan dit soort verdeling, die overeenstemt met een verdeling van de kosten tussen de gebruikers op basis van de afgenomen hoeveelheden, niet als onwettig worden beschouwd omdat dit strijdig is met een verplichting om hernieuwbare energiebronnen te ontwikkelen. De ontwikkeling van hernieuwbare energie is een doelstelling die kan worden bereikt met verschillende maatregelen, waaruit de wetgever de geschikte keuzes maakt.*

[...]



*Bovendien was dit voordeel met betrekking tot de distributietarieven geen verworven recht van de "prosumers". BRUGEL toont aan dat als gevolg van de wisselende omstandigheden van het algemeen belang en het succes van de ontwikkeling van fotovoltatische panelen, het systeem te gunstig werd voor de 'prosumers', terwijl de hernieuwbare elektriciteit die zij produceren onregelmatig is en meestal wordt opgewekt tijdens de uren van de dag waarin de vraag naar energie het zwakst is. Het is dus normaal en billijk dat zij bijdragen aan de netkosten volgens hun gebruik van het net wanneer zij er energie van afnemen, ofwel wanneer zij geen energie produceren, ofwel wanneer zij meer energie verbruiken dan zij produceren."*

De implementatie van MIG 6 werd echter voor onbepaalde tijd uitgesteld en de termijn van 1 januari 2018 voor de invoering van het einde van de compensatie kon niet worden nageleefd. Na meerdere besprekingen met de marktspelers en gezien de beslissing van de Regering om het einde van de compensatie voor het gedeelte 'energie' te laten samenvallen met de ingebruikname van de MIG 6, is gebleken dat het diachroon afschaffen van de compensatie alleen voor het gedeelte 'netkosten' op 1 juli 2018 een moeilijke, complexe en dure ingreep zou zijn voor de leveranciers en de Brusselse DNB. BRUGEL achtte het bijgevolg opportuun de datum van inwerkingtreding van het einde van de compensatie, hoogst uitzonderlijk, uit te stellen tot de inwerkingtreding van de MIG 6 en dit op voorwaarde dat de MIG 6 binnen een redelijke termijn wordt geïmplementeerd.

Uitsluitend met het oog op het algemeen belang en de naleving van het zorgvuldigheidsbeginsel dat BRUGEL in acht dient te nemen, kan BRUGEL de inwerkingtreding van de MIG 6 niet langer aanhouden als enige startdatum voor het einde van de compensatie. De methodologie 2020-2024 bepaalt bijgevolg dat het einde van de compensatie ook kan worden ingevoerd bij de aanvaarding van elke andere handleiding voor informatie-uitwisseling.

Om operationele redenen en op basis van gemotiveerde informatie van de leveranciers en de DNB heeft BRUGEL in april 2018 beslist de compensatie uit te stellen tot de *go live* van de MIG 6.

Voor de regulatoire periode 2020-2024 behoudt BRUGEL dit uitstel tot de invoering van de MIG6 of een ander gelijkwaardig alternatief. Tegen de datum van inwerkingtreding van de methodologie 2020-2024 moeten de leveranciers en de DNB's het eens zijn geworden over een definitieve datum voor de *go live* van dit nieuwe platform.

#### 4.3.6.3 Delen van de productie

Om de ambitieuze doelstellingen inzake de productie van hernieuwbare energie van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest te realiseren moeten de bestaande kanalen optimaal worden ingezet en moeten er innovatieve producten en/of diensten worden geïnstalleerd. Bovendien wil een groeiend aantal verbruikers in het kader van de huidige trend inzake de deeleconomie actief actie ondernemen en/of een directe link leggen tussen productie en lokaal verbruik. In die context is het dus primordiaal om het wettelijk, reglementair en tariefkader aan te passen om aan de vermelde doelstellingen en behoeften te voldoen op een manier die verenigbaar is met het geldende marktmodel.

De dienst die in dit stadium 'delen van de groene productie' wordt genoemd, maakt daar deel van uit en is een actueel thema in de ons omringende regio's; voorbeelden hiervan zijn het project 'Zonedelen' in Vlaanderen, de projecten 'Ecloud' en 'Merygrid' in Wallonië en het nieuw wettelijk kader voor collectief zelfverbruik in Frankrijk.

In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest werden verkennende denkoefeningen gestart met de DNB. We moeten de analyse nu voortzetten, uitbreiden en uitdiepen en er alle stakeholders bij betrekken om tot voorstellen te komen waarvoor een zo breed mogelijk draagvlak bestaat.. Deze uitgebreide denkoefening zal nog worden opgestart .

BRUGEL vraagt de DNB om in de loop van de periode 2020-2024 innovatieve projecten te steunen die op basis van een businessplan kunnen worden gefinancierd door specifieke saldi aan deze projecten toe te wijzen.

## 4.4 Toepassingsvoorwaarden

Zoals voor de methodologie 2015-2019 wordt aan de DNB gevraagd de regels en principes te bepalen die een objectieve en transparante toepassing van de tarieven op alle Brusselse DNG's mogelijk maken.

## 5 Saldi, kosten en ontvangsten

In overeenstemming met het akkoord dat de DNB en BRUGEL hebben gesloten, wordt de definitie van de saldi en de toewijzingsmechanismen niet gewijzigd ten opzichte van de methodologie 2015-2019.

De invoering van de projectbenadering in deze methodologie voorziet niettemin een aantal specifieke mechanismen om de saldi te bepalen. Zo kan de berekening van de beheersbare saldi bijvoorbeeld worden geneutraliseerd wanneer een IT-project wordt stopgezet.

De methodologie voorziet, in het geval van verschillen tussen het goedgekeurde en het reële budgettarief, dat de DNB vanaf het derde jaar van de regulatoire periode een geactualiseerd tarief kan voorstellen. Men moet benadrukken dat dergelijke geactualiseerde voorstellen dienen te passen in het streven naar stabiele tarieven.

## 6 Procedure voor de indiening en de goedkeuring van de tarieven

### 6.1 Procedure voor de invoering en de goedkeuring van de tarieven

#### 6.1.1 Algemene procedure voor de indiening en specifieke elementen voor de regulatoire periode 2020-2024

Het akkoord<sup>56</sup> dat BRUGEL en SIBELGA hebben gesloten, bepaalt dat de procedure voor de indiening en de goedkeuring van de tariefvoorstellen voor de regulatoire periode 2020-2024 zal worden geïntegreerd in de ter consultatie voorgelegde ontwerpen van methodologie.

De procedure die in deze methodologie is opgenomen, verschilt weinig van die van de vorige methodologie.

Met het oog op de efficiëntie en de toewijzing van resources wil BRUGEL voorafgaand aan het tariefvoorstel bepaalde gegevens valideren. Het zou gaan om de volgende gegevens: de niet-periodieke tarieven, de projectie van de totale hoeveelheden gedistribueerde energie en per klantencategorie, de raming van de IT-projecten, enz.

#### 6.1.2 Ex-ante-controle

Dit punt is niet gewijzigd ten opzichte van de methodologie 2015-2019.

#### 6.1.3 Aanpassing van de tarieven

Dit punt is niet gewijzigd ten opzichte van de methodologie 2015-2019.

#### 6.1.4 Procedure na vernietiging of schorsing van een tariefbeslissing van BRUGEL

Dit punt legt een standaardprocedure vast indien de methodologie:

- door de bevoegde rechter vernietigd wordt, zonder verduidelijking van de verdere modaliteiten van rechtsherstel, of;
- na schorsing door de bevoegde rechter, door BRUGEL ingetrokken wordt.

---

<sup>56</sup> <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2017/nl/Akkoord-overlegprocedure-tariefmethodologie%C3%ABn-elektriciteit-gas-voor-regulatoire-p%C3%A9riode-2020-2024.pdf>

De wijzigingen die aan de ordonnantie werden aangebracht in 2018 bepalen overigens dat BRUGEL, bij wijze van uitzondering op de regel van de stabiliteit van de tariefmethodologie, na gestructureerd, gedocumenteerd en transparant overleg met de DNG kan beslissen dat deze wijzigingen onmiddellijk van toepassing zijn. In dat geval motiveert BRUGEL zijn beslissing in het licht van de uitzonderlijke omstandigheden die deze afwijking van de regel van tarifaire stabiliteit rechtvaardigen.

## 6.2 Evolutieregels en de controle op de naleving van de evolutieregels van het totaal inkomen en op de tarieven

### 6.2.1 Evolutieregels van het totaal inkomen

#### 6.2.1.1 Evolutieregels van de niet-beheersbare kosten

Er werden geen wijzigingen aangebracht aan de evolutieregels van de niet-beheersbare kosten ten opzichte van de methodologie 2015-2019.

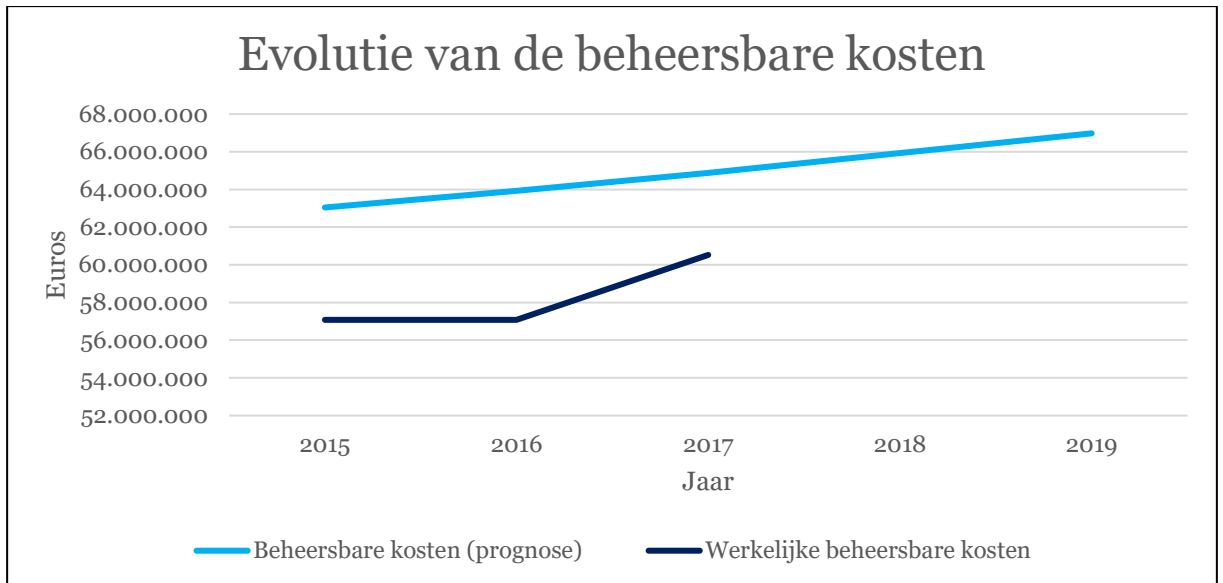
#### 6.2.1.2 Evolutieregels van de beheersbare kosten

Ter herinnering, in de methodologie 2015-2019 werd de volgende formule gebruikt om het plafond van de beheersbare kosten te bepalen:

$$C_t^B = C_1^B * (Ib_t^B / Ib_1^B)$$

De onderstaande grafiek toont de evolutie van de gebudgetteerde beheersbare kosten en van de beheersbare kosten “elektriciteit” voor de tariefperiode 2015-2019. Het budget blijkt altijd hoger dan de realiteit. In het eerste jaar bedraagt het verschil 5,9 miljoen euro of 9,5% van het gebudgetteerde bedrag.

**Figuur 18: Evolutie van de gebudgetteerde en gerealiseerde beheersbare kosten**



In de tariefmethodologie 2020-2024 werden de vergelijkingen voor de evaluatie van het plafond van de beheersbare kosten van het eerste jaar en hun evolutie gewijzigd.

Het belangrijkste probleem met het tariefvoorstel is het bedrag van de beheersbare kosten van het eerste jaar te ramen. Die raming is primordiaal omdat ze over de gehele tariefperiode zal worden geïndexeerd. Om dat probleem op te lossen zijn BRUGEL en de DNB, na overleg, een vergelijking overeengekomen om de waarde van de beheersbare kosten in jaar I te bepalen.

Tijdens het overleg werden drie formules voor het bepalen van het plafond van het eerste jaar geanalyseerd:

1. Het plafond voor jaar I is het geïndexeerde gerealiseerde bedrag 2017:

$$C_1^B = (CG_{2017}^{\text{réalisé}} + T + C_{\text{new}} + PM_{2017}) * Ib_{2020}$$

2. Het plafond voor jaar I is het geïndexeerde budget 2017 waarvan de *Incentive regulation* wordt afgetrokken:

$$C_1^B = (CG_{2017} - IR_{2017} + T + C_{\text{new}} + PM_{2017}) * Ib_{2020}$$

3. Het plafond voor jaar I is het gemiddelde tussen het geïndexeerde budget 2017 en het gerealiseerde bedrag 2017:

$$C_1^B = \left( \left( \frac{CG_{2017}^{\text{réalisé}} + CG_{2017}^{\text{budget}}}{2} \right) + T + C_{\text{new}} + PM_{2017} \right) * Ib_{2020}$$

Merk op dat de formules 2 en 3 identiek zijn als het plafond van de *Incentive Regulation* niet is bereikt.

Diverse scenario's met variaties van de bovenvermelde formules zijn gebaseerd op de volgende parameters:

- Referentie: gerealiseerd of budget, link met de incentive regulation;
- Referentiejaar;
- Plafond op SMARTRIAS en de andere niet beheersbare projecten;
- Efficiëntiefactor.

Tot slot zijn BRUGEL en de DNB de volgende vergelijking overeengekomen (tweede mogelijkheid):

$$C_1^B = (CG_{2017} - IR_{2017} + T + C_{new} + PM_{2017}) * Ib_{2020}$$

Waarbij:

- $C_1^B$  overeenkomt met het geheel van de beheersbare kosten voor het eerste jaar van de tariefperiode;
- $CG_{2017}$  overeenkomt met het aan de index aangepaste budget van de beheersbare kosten 2017;
- $IR_{2017}$  overeenkomt met de incentive regulation ontvangen door de DNB in 2017 (2.564.225€);
- $T$  overeenkomt met de correctie van de lasten tussen elektriciteit en gas na een wijziging van de verdeelsleutel voor de gemengde lasten<sup>57</sup>  $T_{gaz} + T_{\text{electricité}} = 0$  ;
- $C_{new}$  overeenkomt met het geheel van de nieuwe beheersbare kosten of met een wijziging van de scope van de huidige beheersbare kosten ;
- $PM_{2017}$  overeenkomt met de projectenveloppe<sup>58</sup> zoals gedefinieerd in punt 1.1.4;

<sup>57</sup> De parameter T zal positief zijn voor het flüidum waarvan het relatieve gewicht in de verdeelsleutel groter wordt en negatief voor het flüidum waarvan het relatieve gewicht kleiner wordt.

<sup>58</sup> Om een dubbele telling te vermijden, moeten de beheersbare IT-kosten worden afgetrokken van de beheersbare kosten 2017.

- $Ib_{2020}$  is de waarde die het Federaal Planbureau voorziet voor de gecumuleerde evolutie van de inflatie tussen 2017 en 2020<sup>59</sup>.

Het akkoord betreffende de overlegprocedure voor de tariefmethodologieën elektriciteit en gas voor de regulatoire periode 2020-2024 voorzag een denkoefening over de invoering van een efficiëntiefactor voor de beheersbare kosten in hun geheel.

Op basis hiervan zal de maximale waarde van de beheersbare kosten voor de jaren na 2020 worden berekend op basis van de vergelijking die een hieronder vermelde efficiëntiefactor zal invoeren:

$$C_t^B = C_1^B * Ib_t * (1 - E)^{t-1}$$

Waarbij:

- $t$  de waarden 2, 3, 4 en 5 kan aannemen die overeenstemmen met respectievelijk het tweede, derde, vierde en vijfde jaar vaneen regulatoire periode ;
- $C_t^B$  overeenstemt met het geheel van de beheersbare kosten gebudgetteerd voor het jaar  $t$  van de regulatoire periode;
- $Ib_t$  de waarde is die het Federaal Planbureau voorziet voor de gecumuleerde evolutie van de inflatie tussen het eerste jaar van de regulatoire periode en het jaar  $t$ ;
- $E$  de efficiëntiefactor is, die voor het geheel van de tariefperiode op 0,75% wordt vastgelegd.

Het onderstaande deel heeft tot doel de hierboven gedefinieerde vergelijkingen te illustreren. De verkregen resultaten zijn een benadering van het bedrag van de beheersbare kosten<sup>60</sup>. Ze illustreren de impact en de trend van de wijzigingen die aan de vergelijkingen van de tariefmethodologie 2015-2019 werden aangebracht.

<sup>59</sup> Deze cumul bestaat uit de werkelijk gemeten inflatie voor 2018 en de geraamde inflaties voor 2019 en 2020.

<sup>60</sup> Deze analyse bepaalt niet *stricto sensu* de waarde van het plafond van de beheersbare kosten en de evolutie ervan. Ze moet door de DNB worden verfijnd en aangepast aan de waarden van het jaar voorafgaand aan de inwerkingtreding van de tariefmethodologie 2020-2024.



Variabelen	Waarden	Opmerkingen
$C_1^B$	79.012.754 €	$\{C_{2017}^{Bind} - IR_{2017} + T + C_{new} + PM_{2017} - \text{Beheersbare IT-projecten}\}^{(1+Ib)^3}$
$CG_{2017}^B$	59.977.817 €	Gebudgetteerde beheersbare kosten 2017 waarvan de beheersbare kosten voor IT-projecten en de incentive regulation zijn afgetrokken.
$IR_{2017}$	-2.564.225 €	Incentive Regulation ontvangen door de DNB in 2017 voor elektriciteit
$T$	-	Niet relevant in de simulatie omdat het totaal ervan altijd 0 zal zijn
$C_{new}$	-	Om de zaken te vereenvoudigen, gaan we ervan uit dat de nieuwe beheersbare kosten onbetekenend zijn ten opzichte van de totale beheersbare kosten.
$PM_{2017}$	17.702.735 €	= $PM(\text{SMARTRIAS}) + \text{Beheersbare IT-projecten} + \text{Niet-beheersbare PM exclusief SMARTRIAS}$
$PM_{\text{SMARTRIAS}}$	10.236.741 €	De kosten met betrekking tot SMARTRIAS bedragen 15.707.000 € in 2017. Als we een verdeelsleutel toepassen voor elektriciteit en gas van 75%/25% verkrijgen we 11.781.000 €. Als we een plafond van 85% toepassen, verkrijgen we € 10.236.000.
Beheersbare IT-projecten	5.674.093 €	Door een verdeelsleutel van 62%/38% voor elektriciteit en gas op de beheersbare It-projecten toe te passen. De totale kosten van de beheersbare projecten worden geraamd op 9.151.763 €.
Niet-beheersbare PM exclusief SMARTRIAS	1.791.901 €	De niet-beheersbare IT-projecten voor 2017 zijn uitsluitend elektrisch en vertegenwoordigen 1.791.000 €.
$Ib_{2020}$	1,7%	Veronderstelling gemiddelde jaarlijkse inflatie (op basis van de informatie van het FPB)
Efficiëntiefactor (E)	0,75%	Vooraf bepaalde coëfficiënt

De toepassing van de formule voor de evolutie van het plafond van de beheersbare kosten op de hierboven berekende waarden geeft de volgende waarde voor elektriciteit:

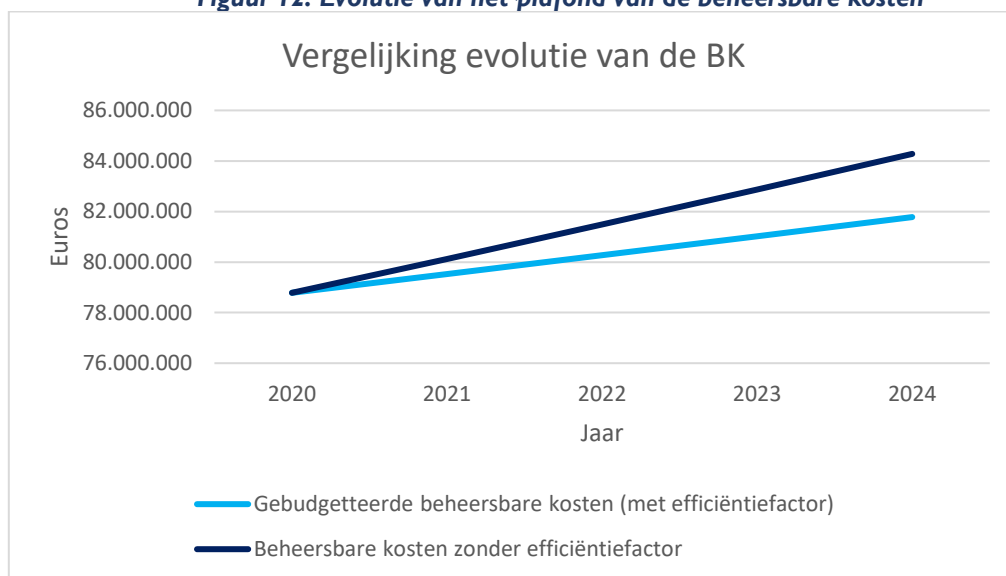
	2020	2021	2022	2023	2024
Gebudgetteerde beheersbare kosten (met efficiëntiefactor;)	79.012.754 €	79.552.412 €	80.095.754 €	80.642.808 €	81.193.599 €

De invoering van een efficiëntiefactor in de vergelijking voor de evolutie van de beheersbare kosten heeft tot doel een efficiënt beheer van de hulpbronnen te garanderen. Naast de incentive

regulation, die de DNB er tijdens de tariefperiode toe aanzet zijn budget te respecteren, wil BRUGEL ook dat hij nadenkt over een efficiënt gebruik van zijn hulpbronnen bij het opstellen van het tariefvoorstel. Die wens past in de huidige milieu- en maatschappelijke trends die een hogere productie met een lager verbruik van hulpbronnen ondersteunen. In de mate waarin de invoering van een efficiëntiefactor wordt gecombineerd met een incentivemechanisme waarbij slechts een deel van de efficiëntiewinst aan de DNB wordt uitgekeerd, lijkt een efficiëntiefactor van 0,75% bijgevolg redelijk en coherent.

De onderstaande grafiek toont de evolutie van het plafond van de beheersbare kosten zoals het in deze tariefmethodologie zal worden gedefinieerd.

**Figuur 12: Evolutie van het plafond van de beheersbare kosten**



## **6.2.2 Controle op de naleving van de evolutieregels van het totaal inkomen**

De ex-postrapporten worden door de DNB opgesteld en aan BRUGEL bezorgd. Die rapporten stellen BRUGEL in staat de voorgestelde regulatoire saldi te valideren en de aan de DNB toe te kennen financiële incentives goed te keuren.

De principes werden niet gewijzigd ten opzichte van de methodologie 2015-2019.

### **6.2.3 Controle van de tarieven**

De methodologie bepaalt 4 types controles die BRUGEL kan uitvoeren om de tarieven en de toepassing ervan door de DNB en de andere markspelers te controleren.

### **6.3 Procedure betreffende het beheer van de verslagen ex post**

De methodologie bevat een standaardprocedure voor de uitwisseling tussen de DNB en BRUGEL tijdens de valideringsperiode van de saldi.

De termijnen die in deze procedure worden vastgelegd, kunnen door de DNB en BRUGEL in onderling overleg worden bepaald. Enerzijds vindt BRUGEL namelijk dat een kwaliteitscontrole essentieel is en dat sommige analyses niet binnen een vaste termijn kunnen worden uitgevoerd. Anderzijds laat het aantal beschikbare medewerkers bij de regulator en de gereuleerde niet toe om de oorspronkelijk voorgeschreven termijn systematisch na te leven.

### **6.4 Publicatie van de tarieven**

Dit laat toe om te voldoen aan de verplichtingen van BRUGEL of de verplichtingen die BRUGEL de DNB oplegt inzake transparantie en publicatie van de tarieven.

## 7 Rapporten en gegevens die de distributienetbeheerder aan BRUGEL moet bezorgen voor de controle van de tarieven

### 7.1 Rapporteringsmodel

Artikel 9 quinquies 1° van de ordonnantie bepaalt dat de tariefmethodologie rapporteringsmodellen definieert die moeten worden gebruikt door de DNB.

BRUGEL is van mening dat de rapporteringsmodellen evolutief moeten zijn en niet moeten vastliggen voor de gehele tariefperiode. Uit de ervaringen blijkt namelijk dat de rapporteringsmodellen moeten evolueren om rekening te houden met de aanbevelingen of de bijkomende aanvragen die in de verschillende ex-postcontroles worden geformuleerd.

De Brusselse situatie laat enige flexibiliteit toe in de rapporteringsmodellen, zodat de rapporten kunnen worden aangepast aan de boekhoudkundige of financiële structuur die de DNB gebruikt. De interface met de gegevens van de DNB vergemakkelijkt een jaarlijkse update en beperkt de manuele gegevensinvoer zoveel mogelijk. Die flexibiliteit geldt ook voor de modellen van tariefvoorstel.

Uit alle motiveringen in dit document blijkt dat BRUGEL veel belang hecht aan het transparantieprincipe, het verminderen van de informatieasymmetrie en het goede bestuur van de DNB. De paragraaf die BRUGEL aan het begin van hoofdstuk 5 heeft toegevoegd, heeft tot doel de communicatie te verbeteren en een goede relatie te garanderen tussen de verschillende partijen die bij de tariefmethodologie betrokken zijn, namelijk: BRUGEL, de DNB en de klant.

Met uitzondering van de gevraagde bijkomende informatie in het kader van de huidige methodologie en van de eventuele aanpassingen (incentive regulation op basis van doelstellingen, projectbenadering, enz.) zullen de rapporteringsmodellen over het geheel genomen overigens identiek zijn aan de modellen die zowel *ex ante* als *ex post* worden gebruikt, tijdens de periode 2015-2019.

### 7.2 Jaarverslag

In dit punt wordt bepaald wat het rapporteringsmodel minimaal moet omvatten.

De methodologie 2015-2019 bepaalde dat er een evaluatie moet worden gemaakt van het behoud of de afschaffing van een deel van de informatie die voor de tussentijdse halfjaarlijkse rapporten wordt doorgegeven.

In feite zijn het detailniveau en de controle die BRUGEL jaarlijks uitvoert bij de ex-postcontrole voor de drie eerste boekjaren van de periode 2015-2019 al aanzienlijk. Louter vanuit tariefhoogpunt biedt een halfjaarlijkse evaluatie van de rapporteringsmodellen geen belangrijke toegevoegde waarde en mobiliseert ze personeel bij de DNB. BRUGEL heeft beslist een halfjaarlijkse rapport systematisch af te schaffen. Mogelijk moet de DNB niettemin in de loop van het jaar geactualiseerde financiële gegevens bezorgen op uitdrukkelijk en gemotiveerd verzoek van BRUGEL.

BRUGEL sluit zich overigens aan bij het Open Data-beleid van het Brussels Gewest.

In de loop van de periode zal BRUGEL bepalen welke tariefinformatie in dit platform kan worden opgenomen. BRUGEL heeft gekozen voor een IT-oplossing waarmee een geheel van gegevens die afkomstig zijn van verschillende bronnen (DNB, leveranciers, ...) kan worden verwerkt, geanalyseerd en visueel voorgesteld. Om deze tool maximaal te benutten zal BRUGEL, in overleg met de DNB, bepalen welke gegevens van het rapporteringsmodel nuttig zijn en eventueel een ruw bestand identificeren dat gemakkelijker kan worden geïmporteerd. Op verzoek van BRUGEL zal de DNB dit bestand in de loop van de regulatoire periode moeten bezorgen.

## 7.3 Transversaliteit van de beslissingen

### 7.3.1 Investeringsplan

De elektriciteitsordonnantie bepaalt dat de DNB een investeringsplan opstelt om de veiligheid, de betrouwbaarheid, de regelmaat en de kwaliteit van de bevoorrading op het net, waarvan zij het beheer verzekert, te garanderen met inachtneming van het leefmilieu en de energie-efficiëntie.

In het kader van dit plan vermeldt de ordonnantie ook dat BRUGEL met name het model voor de voorgestelde investeringsplannen nader kan bepalen. Na aanpassing van de modellen voor de investeringsplannen moeten de rapporteringsmodellen voor de tarieven worden geharmoniseerd om coherentie te garanderen.

De wijzigingen die aan de ordonnantie werden aangebracht in 2018 leggen meer bepaald de volgende procedure vast:

- De DNB bezorgt aan BRUGEL zijn voorstel van investeringsplan voor 31 mei van het jaar dat voorafgaat aan het eerste jaar waarop het plan betrekking heeft;
- BRUGEL deelt de DNB ten laatste op 15 juli van hetzelfde jaar zijn voorafgaande opmerkingen over het ontwerpplan mee;
- De DNB werkt zijn definitief ontwerp van investeringsplan uit op basis van de voorafgaande opmerkingen van BRUGEL en bezorgt dit aan BRUGEL voor 15 september van het jaar dat voorafgaat aan het eerste jaar waarop het plan betrekking heeft;
- BRUGEL gaat over tot de raadpleging van de betrokken administraties, de daadwerkelijke of potentiële gebruikers van het net en van de Raad betreffende bepaalde aspecten van het ontwerpplan. In dat geval brengt zij de DNB hiervan op de hoogte.

De initiële tariefvoorstellen worden opgesteld op basis van een investeringsplan dat aan BRUGEL wordt bezorgd voor 31 mei en bevatten, in de mate van het mogelijke, de belangrijke opmerkingen die BRUGEL tegen 15 juli heeft geformuleerd.

Als er belangrijke verschillen zijn tussen het definitief ontwerp van de investeringsplannen en het ontwerp dat als basis diende voor het initiële tariefvoorstel en als die verschillen een impact hebben op de tarieven moeten de wijzigingen worden opgenomen in het geactualiseerde tariefvoorstel dat in de methodologie is voorzien.

Op basis van een uitdrukkelijke motivatie door de DNB, die aantoont dat het materieel niet mogelijk is om de wijzigingen van het investeringsplan van 31 mei te integreren, zou Brugel kunnen accepteren om de invoering van de gevraagde wijzigingen in het investeringsplan niet op te leggen in het geactualiseerd tariefvoorstel.

Op basis van de huidige ordonnantie<sup>61</sup> beperken de investeringsplannen zich overigens tot de materiële en fysieke investeringen maar omvatten ze niet het geheel van informaticaprojecten die in de roadmap zijn opgenomen (zie hoger).

Met het oog op de overgang naar een ander reguleringsmechanisme tegen 2025 wenst BRUGEL over informatie te beschikken die een onderscheid maakt tussen de investeringen op verzoek van de afnemer, na incidenten of defecten, en investeringen op zuiver initiatief van de DNB.

### **7.3.2 Openbare dienstverplichtingen (ODV)**

Artikel 9 quinquies 10° van de ordonnantie bepaalt dat de kosten betreffende de uitvoering van de begroting van de openbare dienstverplichtingen bedoeld in art. 25, § 1 op transparante wijze in de tarieven worden opgenomen.

De openbare dienstverplichtingen worden beschreven in de artikelen 24bis en 25 van de elektriciteitsordonnantie, evenals de volledige lijst van de opdrachten die door de distributietarieven of door andere middelen (Klimaatfonds) worden gedekt.

De openbare dienstverplichtingen worden als niet-beheersbaar beschouwd. Inderdaad, de kosten in verband met de openbare dienstverplichtingen kunnen niet worden onderworpen aan een incentive regulation zoals voorzien in de ordonnantie en kunnen dus niet in de beheersbare kosten worden opgenomen.

BRUGEL heeft vastgesteld dat er historisch een vrijwel systematisch verschil is tussen de realiteit en de ambities die de DNB voorstelt in het programma van de openbare dienstverplichtingen dat ter goedkeuring aan de Brusselse regering werd voorgelegd. De aanpassingen die in 2016 aan de tariefmethodologieën werden aangebracht tijdens de regulatoire periode hadden onder meer tot doel de mogelijkheid erin op te nemen de ODV-tarieven aan te passen als er een aanzienlijk (positief of negatief) verschil zou zijn tussen de tarieven, het ODV-programma en de reële kosten. Deze aanpassingen zullen in voorkomend geval worden uitgevoerd in overleg met de DNB.

De DNB moet overigens alle ODV-projecten systematisch opnemen in het programma voor de openbare dienstverplichtingen, zelfs indien ze met de tariefsaldi worden gefinancierd. BRUGEL beveelt deze benadering aan om een trouwer en transparanter beeld te geven van de

---

<sup>61</sup> In het kader van haar advies betreffende de wijzigingen van de ordonnantie (Advies 243) wilde BRUGEL de term investeringsplan vervangen door plan voor de ontwikkeling van het net, in het licht van de recente evoluties in het Europese energierecht.



kosten van de ODV en de benutting van de tariefsaldi om bepaalde eraan gerelateerde kosten te dekken.

Als de ontvangsten gegenereerd door de ODV-tarieven niet alle werkelijk vastgestelde kosten dekken, kan de DNB BRUGEL vragen een gedeelte van het tariefreguleringsfonds toe te wijzen aan het aanzuiveren van het vastgestelde verschil.

We stellen voor het mechanisme voor de jaarlijkse vastlegging en aanpassing van de tarieven in verband met de ODV ongewijzigd te laten voor de regulatoire periode 2020-2024 om met name rekening te houden met de laatst gekende realiteit. Ter herinnering, de jaarlijkse actualisering van deze tariefpost maakt het mogelijk over een tarief te beschikken dat de laatst gekende realiteit zo goed mogelijk weerspiegelt en daarnaast ook het ontstaan van tariefsaldi te beperken.

De ODV-tarieven 2020 zullen dus worden vastgelegd op basis van de realiteit 2018, in voorkomend geval vermeerderd met de begroting die is opgenomen in het uitvoeringsprogramma van de openbare dienstverplichtingen voor de opdrachten die in 2018 nog niet bestaan, en op basis van de prognose van de hoeveelheden gedistribueerde energie voor het jaar 2020.

BRUGEL kan met name, in het kader van het advies betreffende het programma of betreffende het verslag over de uitvoering van dit programma, bepalen welke informatie ze voor de controle van de tarieven nodig heeft.

We herinneren er ook aan dat geen enkele investering in verband met de ODV is opgenomen in de basis van het gereguleerd actief.

Bovendien bepaalt artikel 24 bis van de elektriciteitsordonnantie dat de DNB BRUGEL elk jaar een verslag moet bezorgen over de lijst van verplichtingen waarmee de DNB garandeert dat elke vorm van discriminerende praktijken wordt uitgesloten. Er zal aan de DNB worden gevraagd de coherentie tussen de informatie in dit verslag en de tariefverslagen te rechtvaardigen. In voorkomend geval kan BRUGEL vragen het bereik van dit verslag betreffende de niet-discriminerende praktijken uit te breiden (bv.: verkoop van groenestroomcertificaten, ...).

## 8 Boekhoudkundige verplichtingen

Aan dit deel werden geen wijzigingen aangebracht ten opzichte van de methodologie 2015-2019.

## 9 Opmerkingen van de actoren vóór de openbare raadpleging

Met het oog op het opstellen van de methodologie 2020-2024 en vanwege de transparantie heeft BRUGEL voorafgaand aan de raadpleging van de Raad van Gebruikers en de openbare raadpleging over de gehele methodologie de marktspelers over de verschillende belangrijke thema's geïnformeerd. BRUGEL dankt de verschillende actoren voor hun opmerkingen of aandachtspunten die BRUGEL in staat hebben gesteld bepaalde standpunten te objectiveren.

In dit deel overlopen we systematisch de belangrijkste ontvangen opmerkingen en de manier waarop ze in de methodologie werden verwerkt.

### 9.1 Opmerkingen betreffende de voorbereiding van het ontwerp van tariefmethodologie

In januari 2018 heeft BRUGEL FEBEG, Infor Gaselek en de federatie van Brusselse OCMW's ontmoet om een aantal belangrijke thema's voor te stellen waarover grondig moet worden nagedacht. De presentatie aan de actoren en de ontvangen opmerkingen zijn op de website van BRUGEL gepubliceerd.

#### **FEBEG**

FEBEG begrijpt de evolutie van de tariefstructuur op basis van de capaciteit omdat ze de kostenstructuur van het net beter weerspiegelt en een eerlijkere bijdrage van alle netgebruikers mogelijk maakt. FEBEG formuleert een aantal opmerkingen met betrekking tot de invoering van een capaciteitscomponent. Deze elementen droegen enerzijds bij tot de studie over de invoering van een capaciteitstarief en maakten het anderzijds mogelijk de visie van BRUGEL op bepaalde thema's te versterken. Zo zal er bijvoorbeeld nog een injectietarief nul van toepassing zijn voor de periode 2020-2024.

Er kon niet met alle opmerkingen rekening worden gehouden omdat enerzijds de maatregelen van de Brusselse wetgever betreffende de modaliteiten voor de uitrol van de slimme meters beperkt zijn en anderzijds bepaalde functionaliteiten de implementatie van de MIG 6 of een ander gelijkaardig handboek vereisen.

Inzake de kwaliteit van de gegevens betreffende de capaciteit voorziet de methodologie dat men zich baseert op de gegevens voor de facturatie van het energierecht (art.26). Aangezien de capaciteitsterm 20% van de enveloppe voor de laagspanning zal dekken en de budgettaire neutraliteit behouden moet blijven voor de DNB, zal de impact op de factuur van de

eindgebruikers miniem zijn. Volgens BRUGEL zou de invoering van een capaciteitscomponent in de tariefstructuur zoals voorzien in de methodologie geen hoge kosten voor de implementatie in de systemen van de leveranciers tot gevolg hebben.

De kosten in verband met het tarief voor het gebruik van het laagspanningsdistributienet bedroegen in 2017 ongeveer 91,5 miljoen euro. Als we ons baseren op het feit dat 20% van deze enveloppe (18,3 miljoen euro) moet worden gedekt door een capaciteitsterm, vertegenwoordigt dit bedrag slechts 12% van de totale enveloppe laagspanning (die de ODV, de telactiviteit, de toeslagen, ... omvat). De resulterende tariefimpact is eerder beperkt en zou geen invloed mogen hebben op de beslissing om in een productie-installatie te investeren.

### **Federatie van Brusselse OCMW's.**

De belangrijkste opmerkingen hebben betrekking op de uitrol van slimme meters. De opmerkingen gaan voornamelijk over de uitrol of de functionaliteiten van de slimme meters waarvoor het Parlement of de Regering bevoegd is. BRUGEL zal zijn methodologie uitwerken in overeenstemming met het voorgeschreven wetgevend kader. De in het advies geformuleerde opmerkingen zullen in de studie van BRUGEL over de *smart metering* worden opgenomen.

Om aan de vraag van de Federatie te voldoen, zal in het kader van het tariefvoorstel aan de DNB worden gevraagd om, in overleg met BRUGEL, de mogelijkheid van een tarief 'opening na afsluiting EOC', verschillend van een tarief 'klassieke opening na afsluiting' te onderzoeken.

BRUGEL herinnert eraan dat er geen onderscheid mag bestaan tussen een DNG die één leverancier heeft voor beide fluidums (in welk geval de EOC eventueel parallel kan worden aangevraagd) en een DNG die per energievorm een andere leverancier heeft.

### **Informatiecentrum Infor GazElec**

De opmerkingen betreffende het capaciteitstarief werden in de studie over de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Gewest opgenomen.

De punten 2.1.1 hebben geen betrekking op de methodologie. Deze punten moeten worden besproken en onderzocht in het kader van de herziening van de technische distributiereglementen.

Punt 2.1.2 betreffende zegelbreuk en punt 2.1.3 betreffende de veronderstelde verbruiksperiode hebben geen betrekking op de methodologie maar zijn eerder een materie die door het burgerlijk wetboek wordt behandeld.

Wat punt 2.1.4 betreft, zal BRUGEL een indicator ontwikkelen voor het effectieve opnamepercentage.

Punt 2.1.5 verwijst naar het SOLR-tarief (Supplier Of Last Resort – noodleverancier). BRUGEL veronderstelt dat het hier gaat om de maximumprijs die door de federale regulator wordt bepaald. Het technisch reglement voorziet een verhoogd tarief in geval van energieverbruik op een toegangspunt, voor de verbruikte hoeveelheid energie, wanneer de integriteit van de meetapparatuur werd aangetast (EUR/kWh). De methodologie verwijst naar deze maximumprijs die niet ontradend werkt als hij niet wordt verhoogd.

Wat punt 2.1.6 betreft, is het niet aan de methodologie om een standpunt in te nemen over het begrip 'kwade trouw', waarvan de definitie aan de DNB wordt overgelaten.

In verband met de informatie betreffende de toepassing van de in punt 2.1.7 vermelde verhoogde tarieven, is BRUGEL het eens met het standpunt van Infor Gaselek. Er zal aan DNB worden gevraagd een duidelijke tarieffiche op te stellen voor deze verbruikstypes. Alle tarieffiches zullen apart op de websites van BRUGEL en de DNB worden gepubliceerd.

De punten 2.1.8 en 2.1.9 hebben geen betrekking op de methodologie.

## **9.2 Opmerkingen betreffende de studie over de invoering van een capaciteitstarief in het Brussels Gewest**

BRUGEL heeft haar studie over de invoering van een capaciteitscomponent voor laagspanningsklanten ter raadpleging voorgelegd. Die consultatie vond plaats van 28 januari 2018 tot 27 augustus 2018. BRUGEL heeft 4 adviezen ontvangen. Deze adviezen worden op de website van BRUGEL gepubliceerd.

### **Informatiecentrum Infor GazElec**

Infor Gaselek betreurt dat in deze studie geen rekening werd gehouden met de doelstelling om te waken over de belangen van de verbruikers en meer bepaald de kwetsbare verbruikers. Zowel bij de presentatie van de studie aan de actoren als bij de implementatie van de aanbevelingen van deze studie heeft BRUGEL gewaakt over het belang van alle huishoudelijke en professionele, al dan niet kwetsbare, verbruikers. BRUGEL wijst er overigens op dat in de evaluatiecriteria die als basis dienden voor de evaluatie van de tariefstructuur, het recht op toegang tot elektriciteit (en meer bepaald de impact op de kwetsbare gezinnen) een 'onontbeerlijk' criterium is.

BRUGEL vindt het ook belangrijk op te merken dat de klanten die het federaal sociaal tarief genieten, hetzij meer dan 12% van de Brusselse klanten, niet aan het capaciteitstarief zullen onderworpen worden. Het sociaal tarief is een recht dat verbonden is met een statuut en kan niet aan andere regels worden onderworpen. Bovendien zullen ook de Brusselse beschermde afnemers van deze tarifiering worden vrijgesteld. De belangrijkste categorieën begunstigden van het sociaal tarief zijn:

- Categorie 1: een of meer personen gedomicilieerd op hetzelfde adres trekken een uitkering van het OCMW (leefloon); sociale bijstand gelijkwaardig aan het leefloon; sociale bijstand die geheel of gedeeltelijk door de Staat wordt betaald; een voorschot op de IGO of op het gewaarborgd inkomen voor bejaarden (GIB), op een tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden of op een tegemoetkoming voor gehandicapten.
- Categorie 2: een of meer personen gedomicilieerd op hetzelfde adres ontvangen een uitkering van de FOD Sociale zekerheid (tegemoetkoming als persoon met een handicap); inkomensvervangende tegemoetkoming; integratietegemoetkoming; tegemoetkoming voor hulp van derden; bijkomende kinderbijslag voor kinderen die getroffen zijn door een lichamelijke of geestelijke ongeschiktheid (van minstens 66%)
- Categorie 3: een of meer personen gedomicilieerd op hetzelfde adres ontvangen een uitkering van de Rijksdienst voor pensioenen (IGO); gewaarborgd inkomen voor bejaarden (GIB); tegemoetkoming voor hulp aan bejaarden; tegemoetkoming als persoon met een handicap op basis van een blijvende arbeidsongeschiktheid van minstens 65%; tegemoetkoming voor hulp van derden.
- Categorie 4: de sociale huurder in een appartementsgebouw: dit gebouw moet met een sociaal doel worden verhuurd door een sociale woningmaatschappij en de verwarming op aardgas moet worden verzekerd door een collectieve installatie.

Uit de beschrijving van deze categorieën blijkt dus duidelijk dat dit capaciteitstarief niet zal gelden voor de personen met het laagste inkomen, het meest kwetsbare statuut en huurders van sociale woningen.

Wat de opmerkingen van Infor Gaselek betreffende de invoering van een capaciteitsterm betreft, is BRUGEL het ermee eens dat de invoering van een capaciteitsterm de degressiviteit inderdaad versterkt. Die degressiviteit is echter relatief in de door de aanbevelingen van de studie beoogde dekkingsverhoudingen (20% enveloppe laagspanning). Deze degressiviteit is perfect gerechtvaardigd in een logica van kostenreflectiviteit. Specifieke maatregelen voor

bepaalde verbruikerscategorieën zouden overigens als discriminerend kunnen worden beschouwd. BRUGEL herinnert eraan dat de parameter die de degressiviteit het meest beïnvloedt, de vaste term is die verbonden is met het 'commodity'-gedeelte. BRUGEL merkt overigens op dat de invoering van een capaciteitsterm in twee schijven is gepland met een drempel op 13 kVA. Die drempel vertegenwoordigt meer dan 80% van het huishoudelijk cliënteel. BRUGEL herinnert eraan dat we nog niet over flexibele capaciteitsmodaliteiten beschikken en dat het dus verstandig zou zijn de potentiële aanvragen voor de verlaging van de capaciteit te beperken tot ongeveer 20% van de leveringspunten.

Hoewel dit model de visie is die BRUGEL in de komende jaren zal verdedigen, laat de huidige operationele context niet toe een tarifiering op basis van 4 uurperiodes in te voeren.

BRUGEL is overigens niet van plan opnieuw een conventie te lanceren om de studie te actualiseren op basis van een nieuw scenario '*Capaciteiten om de kosten te verminderen met gewaarborgde neutraliteit voor de sociale gevolgen*' maar zal erop toezien dat het principe van de gelijkheid tussen kleine en grote verbruikers wordt nageleefd.

### **FEBEG**

FEBEG zegt in haar advies dat ze "het eens is met de centrale doelstelling van het ontwerp van studie, namelijk de mogelijkheden en opportuniteiten evalueren om de tariefstructuur te laten evolueren in de context van de energietransitie". FEBEG vindt de basisprincipes van scenario 3 '*capacity to reduce cost*' bijzonder relevant.

FEBEG heeft meerdere opmerkingen of aandachtspunten geformuleerd, samengevat:

- de informatie en begrijpelijkheid voor de klanten;
- de uitrol van slimme meters;
- rekening houden met de operationele en financiële impact van een dergelijke implementatie;
- rekening houden met de lancering van de MIG 6;
- het weer in evenwicht brengen van de rollen van de marktspelers;

BRUGEL deelt het standpunt van FEBEG dat een duidelijke en nuttige communicatie voor de Brusselse verbruikers noodzakelijk is. BRUGEL zal hierover, te gelegener tijd, een denkoefening starten met de DNB.

Wat de uitrol van de slimme meters betreft, dient de methodologie van BRUGEL overeen te stemmen met het wettelijk kader. De standpunten van de Brusselse regering betreffende de uitrolmodaliteiten en de functionaliteiten laten niet toe deze methodologie te integreren in een tariefstructuur die is aangepast aan de slimme meters. BRUGEL zal erop toezien dat de opmerkingen van de verschillende actoren over dit thema worden geïntegreerd in de studie over de slimme meters die binnenkort wordt uitgevoerd.

Inzake het weer in evenwicht brengen van de rollen van de marktspelers wijzigt BRUGEL haar standpunt niet. In het huidige marktmodel dragen de leveranciers alle kosten en lasten ingevolge de facturatie van de verschillende componenten van de energieprijs, met inbegrip van de distributietarieven. Dit marktmodel werd door de wetgever ingevoerd (gevalideerd door het Hof van Beroep van Brussel) en de tariefmethodologieën moeten passen in dit model.

Ook al kunnen de in de studie aanbevolen uurperiodes in de huidige context niet worden ingevoerd, BRUGEL deelt het standpunt van FEBEG dat de leveranciers niet verplicht kunnen worden om die uurperiodes toe te passen. De formulering in de studie lijkt inderdaad te restrictief.

De invoering van een flexibele capaciteit werd niet weerhouden in het kader van de methodologie. Als een dergelijke capaciteit in de toekomst zou moeten worden ingevoerd, zal BRUGEL de conformiteit ervan vanuit juridisch oogpunt verder in detail onderzoeken.

### **Easycogen**

Easycogen zegt dat de studie zeer interessant is en zeer nauwgezet werd uitgevoerd.

BRUGEL deelt de mening van Easycogen dat de fotovoltaïsche en de warmtekrachtkoppelingsinstallaties nu al essentiële technologieën zijn in het kader van de energietransitie. De studie over het capaciteitstarief moest prospectief zijn met een raming van de impact tegen 2030 en meet de impact op korte termijn van de fotovoltaïsche of de warmtekrachtkoppelingsinstallaties niet volledig. Volgens BRUGEL zal de invoering van een capaciteitscomponent om een deel van de kosten van het netgebruik te dekken (en niet de totaliteit van de distributietarieven) maar een zeer beperkte impact hebben op de investeringsbeslissingen voor dit type technologie.

BRUGEL bevestigt overigens dat, net als in de periode 2015-2019, de tariefmethodologie 2020-2024 geen injectietarief voorziet.



### **Opmerking van een burger**

Deze persoon heeft de studie van Icedd gedetailleerd geanalyseerd en ze vergeleken met de studie die in Vlaanderen werd uitgevoerd over de invoering van een capaciteitstarief. De nota die we hebben ontvangen, bevat een aantal opmerkingen, reflecties, vragen en suggesties in verband met zowel technische als meer ideologische aspecten. BRUGEL dankt deze burger voor zijn bijdrage aan deze thematiek. Met deze bijdrage beschikt BRUGEL over een relevante analyse die kan worden gebruikt in de bespreking over de evolutie van de tariefstructuur.

## **9.3 Opmerkingen betreffende de invoering van prestatie-indicatoren**

Het voorgestelde mechanisme voor de stimulerende tarifiering werd aan een beperkte consultatie van de belangrijkste markspelers onderworpen (meer bepaald de regulatoren, de leveranciers, de Brusselse DNB, de milieuadministratie, de sociale actoren, ...) tussen 20 en 31 augustus 2018. De ontvangen opmerkingen kunnen worden onderverdeeld in de drie onderstaande categorieën. BRUGEL geeft voor elke categorie antwoord, zonder de auteurs van de ontvangen opmerkingen te vermelden.

### ***1. De plaats van het mechanisme in de marktregulering***

Meerdere opmerkingen hebben betrekking op de plaats van het voorgestelde mechanisme en de relevantie ervan ten opzichte van het wettelijk kader dat de verplichtingen van de leveranciers en de DNB bepaalt, de investeringsplannen van de DNB inzake de slimme meters en netten en de werkzaamheden die binnen ATRIAS en in de back-endsystemen van de DNB's en de leveranciers worden uitgevoerd. BRUGEL herinnert eraan dat dit mechanisme niet tot doel heeft om, in voorkomend geval, de door bepaalde actoren aangehaalde onevenwichten tussen de verplichtingen van de leveranciers en die van de DNB op te lossen, of de ontwikkeling van de MIG 6 en zijn monitoringmechanisme voor de marktprocessen naar het tweede plan te verschuiven. BRUGEL beschikt inderdaad over diverse andere middelen, met name via adviezen aan de overheden, om de noodzakelijke hervormingen voor te stellen. Dit mechanisme van stimulerende tarifiering past in het geldende wettelijk kader en heeft niet tot doel het te vervolledigen of aan te passen. Wat de werkzaamheden binnen ATRIAS betreft, moet dit mechanisme complementair en compatibel zijn met de MIG 4 of de MIG 6, want het heeft enkel tot doel de prestaties van de DNB bij de uitvoering van bepaalde werken of het doorsturen van de meetgegevens te monitoren. BRUGEL zal toezicht houden op de werkzaamheden binnen ATRIAS en bij de DNB, los van het voorgestelde mechanisme. Dit

geldt ook voor de investeringen in de slimme meters en netten, die specifiek zullen worden opgevolgd in het kader van de analyse van de investeringsprojecten die de DNB ter advies voorlegt. In voorkomend geval en afhankelijk van het belang van de projecten zal BRUGEL op het gepaste moment raadplegingen organiseren.

## **2. *Flexibiliteit van het mechanisme van de stimulerende tarifiering***

Zoals vermeld in de governanceregels voor het voorgestelde mechanisme wil BRUGEL de DNB ertoe aanzetten alles in het werk te stellen om de inwerkingtreding van alle indicatoren te verzekeren. Om dat te realiseren werden regels met een aanzienlijke budgettaire impact (malus of vermindering van de specifieke financiële enveloppe) voorzien. BRUGEL meent inderdaad dat een mechanisme op vrijwillige basis betere resultaten zal geven dan een mechanisme dat wordt opgelegd zonder rekening te houden met het feit dat de DNB achter de doelstellingen ervan moet staan. Om te garanderen dat het beoogde doel wordt bereikt, heeft BRUGEL echter een algemene bepaling aan het mechanisme toegevoegd die bepaalt dat de DNB verplicht is alle in het mechanisme gedefinieerde indicatoren (KPI, sub-KPI en opvolgingsindicatoren) te implementeren, ook als hij beslist geen aanvragen voor inwerkingtreding in te dienen tijdens de tariefperiode.

## **3. *Vervolg van de procedure voor de implementatie van het mechanisme van stimulerende tarifiering***

De ontvangen informatieaanvragen hebben voornamelijk betrekking op de organisatie van een openbare raadpleging over dit mechanisme, de keuze van de drempels ende prestatietrajecten, en op de publicatie van de resultaten van de indicatoren. Enerzijds voorziet het stappenplan voor de toepassing van de nieuwe methodologie een openbare raadpleging, om de mening van alle actoren op een formele manier te verzamelen. Anderzijds voorzien de in het mechanisme opgenomen governanceregels alle procedures voor de bepaling van de rapporteringstemplate, de publicatie van de resultaten en de definitie van de drempels.

## 10 Analyse van de incentive regulation-scenario's voor de beheersbare kosten

In het **eerste scenario** zijn de gerealiseerde klassieke beheersbare kosten (KBK) iets lager dan de gebudgetteerde kosten (-5%). De gerealiseerde beheersbare kosten voor de projecten (BKP) zijn lager dan het budget. De *incentive regulation* wordt gemeten op basis van de globale enveloppe van de beheersbare kosten.

We stellen het volgende vast:

- De *incentive* bereikt nooit het plafond, namelijk 4.025.000 €;
- De DNB krijgt een grotere *incentive* als hij de kosten van de projecten overschat. Inderdaad, een verschil van 20% tussen het budget en de realiteit is in het voordeel van de DNB.

<i>Scenario 1</i>	<i>In euro</i>	<i>Gerealiseerde BKP</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Gerealiseerde KBK</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde De gerealiseerde BKP zijn 10% lager dan de gebudgetteerde.		15.300.000	1.700.000	60.325.000	3.175.000	<b>2.437.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = 850.000	<b>2.437.500</b>
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde De gerealiseerde BKP zijn 15% lager dan de gebudgetteerde.		14.450.000	2.550.000	60.325.000	3.175.000	<b>2.862.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = 1.275.000	<b>2.862.500</b>
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde De gerealiseerde BKP zijn 20% lager dan de gebudgetteerde.		13.600.000	3.400.000	60.325.000	3.175.000	<b>3.287.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = 1.700.000	<b>3.287.500</b>

Als de gerealiseerde beheersbare kosten 10% lager zijn dan de gebudgetteerde, wordt de onderbudgettering van de beheersbare kosten voor de projecten geneutraliseerd wanneer het plafond is bereikt.

<i>Scenario 1 bis</i>	<i>In euro</i>	<i>Gerealiseerde BKP</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Gerealiseerde KBK</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde De gerealiseerde BKP zijn 10% lager dan de gebudgetteerde.		15.300.000	1.700.000	57.150.000	6.350.000	<b>4.025.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = 850.000	<b>4.025.000</b>
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde De gerealiseerde BKP zijn 15% lager dan de gebudgetteerde.		14.450.000	2.550.000	57.150.000	6.350.000	<b>4.025.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = 1.275.000	<b>4.875.000</b>
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde De gerealiseerde BKP zijn 20% lager dan de gebudgetteerde.		13.600.000	3.400.000	57.150.000	6.350.000	<b>4.025.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = 1.700.000	<b>5.725.000</b>

In het **tweede scenario** zijn de gerealiseerde klassieke beheersbare kosten iets lager dan de gebudgetteerde kosten (-5%). De beheersbare kosten voor de projecten zijn hoger dan het budget. De incentive regulation wordt gemeten op basis van de globale enveloppe van de beheersbare kosten. We stellen het volgende vast:

- De *incentive* kan negatief zijn als het budget voor de projecten zwaar werd onderschat.

<i>Scenario 2</i>	<i>In euro</i>	<i>BKP</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>KBK</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 20% hoger dan de gebudgetteerde.		20.400.000	-3.400.000	60.325.000	3.175.000	<b>-112.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = -1.700.000	-112.500
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 15% hoger dan de gebudgetteerde.		19.550.000	-2.550.000	60.325.000	3.175.000	<b>312.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = -1.275.000	312.500
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 10% hoger dan de gebudgetteerde.		18.700.000	-1.700.000	60.325.000	3.175.000	<b>737.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = -850.000	737.500

Als de gerealiseerde klassieke beheersbare kosten 10% lager zijn dan de gebudgetteerde, kan de DNB een positieve incentive krijgen.

<i>Scenario 2bis</i>	<i>In euro</i>	<i>BKP</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>KBK</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 20% hoger dan de gebudgetteerde.		20.400.000	-3.400.000	57.150.000	6.350.000	<b>1.475.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = -1.700.000	1.475.000
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 15% hoger dan de gebudgetteerde.		19.550.000	-2.550.000	57.150.000	6.350.000	<b>1.900.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = -1.275.000	1.900.000
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 10% hoger dan de gebudgetteerde.		18.700.000	-1.700.000	57.150.000	6.350.000	<b>2.325.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = - 850.000	2.325.000

In het **derde scenario** zijn de gerealiseerde klassieke beheersbare kosten iets lager dan de gebudgetteerde kosten (-5%). De beheersbare kosten voor de projecten zijn lager dan het budget. De *incentive regulation* wordt gemeten op de budgetten KBK en BKP apart en op de globale enveloppe.

Er zijn drie regels van toepassing:

- 1°. Het gedeelte van de totale beheersbare kosten dat hoger ligt dan 10% van de gebudgetteerde kosten gecorrigeerd met de inflatie wordt aan het Fonds (voor de tariefregulering) toegewezen. Het gedeelte dat lager ligt dan 10% van het budget wordt gelijk verdeeld tussen de DNB en het Fonds.
- 2°. Het gedeelte van de *incentive regulation* voor de klassieke beheersbare kosten mag niet hoger liggen dan 10% van het budget voor de klassieke beheersbare kosten gecorrigeerd met de inflatie.
- 3°. Het gedeelte van de *incentive regulation* voor de beheersbare kosten projecten mag niet hoger liggen dan 10% van het budget voor de beheersbare kosten projecten gecorrigeerd met de inflatie.

Wanneer er specifieke plafonds worden toegepast op de twee categorieën beheersbare kosten en een globaal plafond, is de *incentive regulation* lager en is het naar het Fonds overgedragen gedeelte hoger dan wanneer er enkel een globaal plafond wordt toegepast.

<i>Scenario 3</i>	<i>In euro</i>	<i>BKP</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>KBK</i>	<i>Vershil KBK budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 10% lager dan de gebudgetteerde.		15.300.000	1.700.000	60.325.000	3.175.000	<b>2.437.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = 850.000	2.437.500
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 15% lager dan de gebudgetteerde.		14.450.000	2.550.000	60.325.000	3.175.000	<b>2.437.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = 850.000	3.287.500
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 20% lager dan de gebudgetteerde.		13.600.000	3.400.000	60.325.000	3.175.000	<b>2.437.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = 850.000	4.137.500

Als de gerealiseerde klassieke beheersbare kosten 10% lager zijn dan de gebudgetteerde, zijn de resultaten identiek aan die van scenario I bis.

<i>Scenario 3 bis</i>	<i>In euro</i>	<i>Gerealiseerde BKP</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Gerealiseerde KBK</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 10% lager dan de gebudgetteerde.		15.300.000	1.700.000	57.150.000	6.350.000	<b>4.025.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = 850.000	<b>4.025.000</b>
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 15% lager dan de gebudgetteerde.		14.450.000	2.550.000	57.150.000	6.350.000	<b>4.025.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = 850.000	<b>4.875.000</b>
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 20% lager dan de gebudgetteerde.		13.600.000	3.400.000	57.150.000	6.350.000	<b>4.025.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = 850.000	<b>5.725.000</b>

In het **vierde scenario** zijn de gerealiseerde klassieke beheersbare kosten iets lager dan de gebudgetteerde kosten (-5%). De beheersbare kosten voor de projecten zijn hoger dan het budget. De *incentive regulation* wordt gemeten op de budgetten KBK en BKP apart en op de globale enveloppe, volgens dezelfde regels als hierboven uiteengezet.

<i>Scenario 4</i>	<i>In euro</i>	<i>BKP</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>KBK</i>	<i>Vershil KBK budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 20% hoger dan de gebudgetteerde.		20.400.000	-3.400.000	60.325.000	3.175.000	<b>737.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = -850.000	-962.500
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 15% hoger dan de gebudgetteerde.		19.550.000	-2.550.000	60.325.000	3.175.000	<b>737.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = -850.000	-112.500
De gerealiseerde KBK zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 10% hoger dan de gebudgetteerde.		18.700.000	-1.650.000	60.325.000	3.175.000	<b>737.500</b> KBK = 1.587.500 BKP = -850.000	737.500

Wanneer op elk van de categorieën beheersbare kosten specifieke plafonds worden toegepast, krijgt de DNB een gelijkaardige incentive, ongeacht of hij in staat is correct te budgetteren. De overdrachten naar het Fonds worden daarentegen negatief beïnvloed.

Als de gerealiseerde klassieke beheersbare kosten 10% lager liggen dan de gebudgetteerde, is dit scenario positief voor de DNB, ondanks een groot verschil tussen het budget en de realiteit. Deze situatie is contraproductief in vergelijking met de doelstellingen van de *incentive regulation*, namelijk de beheersbare kosten tot het minimum beperken.

<i>Scenario 4 bis</i>	<i>In euro</i>	<i>Gerealiseerde BKP</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Gerealiseerde KBK</i>	<i>Vershil BKP budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 10% lager dan de gebudgetteerde.		20.400.000	-3.400.000	57.150.000	6.350.000	<b>2.325.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = -850.000	625.000
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 15% lager dan de gebudgetteerde.		19.550.000	-2.550.000	57.150.000	6.350.000	<b>2.325.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = -850.000	1.475.000
De gerealiseerde KBK zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP zijn 20% lager dan de gebudgetteerde.		18.700.000	-1.700.000	57.150.000	6.350.000	<b>2.325.000</b> KBK = 3.175.000 BKP = -850.000	2.325.000