

REGULERINGSKOMMISSIE VOOR  
ENERGIE IN HET BRUSSELS  
HOOFDSTEDELIJK GEWEST

**Methodologie 2020-2024**

**Deel 3**

**Motiveringen voor de methodologie –  
gas**

## Inhoudsopgave

<b>1</b>	<b>TOTAAL INKOMEN EN BILLIJKE MARGE</b>	<b>5</b>
1.1	Totaal inkomen	5
1.1.1	Samenstelling van het totaal inkomen	5
1.1.2	Beheersbare kosten	6
1.1.3	Niet-beheersbare kosten	7
1.1.4	Projectbenadering	12
1.2	Billijke marge	18
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</b>	<b>INCENTIVE REGULATION VOOR DE KOSTEN</b>	<b>37</b>
<b>3</b>	<b>INCENTIVE REGULATION OP BASIS VAN DOELSTELLINGEN</b>	<b>42</b>
3.1	Doelstellingen van het incentive regulation-systeem	43
3.2	Opdrachten van de DNB beoogd door het incentive regulation-systeem	44
3.2.1	Beheer van de energiedistributienetten	45
3.2.2	Rol van neutrale marktfacilitator	45
3.3	Beheer van de prestatie-indicatoren (KPI's)	47
3.3.1	Benadering van BRUGEL	47
3.3.2	Basisprincipes van het incentive regulation-systeem	47
3.4	Bepaling van de stimulansenveloppe	48
<b>4</b>	<b>TARIEFONTWERP EN TOEPASSINGSVOORWAARDEN</b>	<b>51</b>
4.1	Algemene tariefstructuur	51

<b>4.2</b>	<b>Niet-periodieke tarieven</b>	<b>51</b>
4.2.1	Algemene principes	51
4.2.2	Opmerkingen over bepaalde niet-periodieke tarieven	52
4.2.3	CNG (gecomprimeerd aardgas)	57
<b>4.3</b>	<b>Periodieke tarieven</b>	<b>61</b>
4.3.1	Algemene tariefstructuur	61
4.3.2	Tarief voor het gebruik en het beheer van het distributienet	63
4.3.3	Tarief voor de meet- en telactiviteit	71
4.3.4	Tarief openbare dienstverplichtingen	71
4.3.5	Transittarief	72
4.3.6	Toeslagen	72
<b>4.4</b>	<b>Toepassingsvoorwaarden</b>	<b>72</b>
<b>5</b>	<b>SALDI, KOSTEN EN ONTVANGSTEN</b>	<b>73</b>
<b>6</b>	<b>PROCEDURE VOOR DE INDIENING EN DE GOEDKEURING VAN DE TARIEVEN</b>	<b>74</b>
<b>6.1</b>	<b>Procedure voor de indiening en de goedkeuring van de tarieven</b>	<b>74</b>
6.1.1	Algemene procedure voor de indiening en specifieke elementen voor de regulatoire periode 2020-2024.	74
6.1.2	<i>Ex-ante</i> -controle	74
6.1.3	Aanpassing van de tarieven	74
6.1.4	Procedure na vernietiging of schorsing van een tariefbeslissing van BRUGEL	74
<b>6.2</b>	<b>De evolutieregels en de controle op de naleving van de evolutieregels van het totaal inkomen en op de tarieven.</b>	<b>75</b>
6.2.1	Evolutieregels van het totaal inkomen	75
6.2.2	Controle van de naleving van de regels voor de evolutie van het totaal inkomen	80
6.2.3	Controle van de tarieven	80
<b>6.3</b>	<b>Procedure betreffende het beheer van de verslagen <i>ex post</i></b>	<b>82</b>
<b>6.4</b>	<b>Bekendmaking van de tarieven</b>	<b>82</b>
<b>7</b>	<b>RAPPORTEN EN GEGEVENS DIE DE DISTRIBUTIENETBEHEERDER AAN BRUGEL MOET BEZORGEN VOOR DE CONTROLE VAN DE TARIEVEN</b>	<b>83</b>

7.1	Rapporteringsmodel	83
7.2	Jaarverslag	83
7.3	Transversaliteit van de beslissingen	84
7.3.1	Investeringsplan	84
7.3.2	Openbare dienstverplichtingen (ODV's)	86
8	BOEKHOUDKUNDIGE VERPLICHTINGEN	88
9	OPMERKINGEN VAN DE ACTOREN VÓÓR DE OPENBARE RAADPLEGING	89
9.1	Opmerkingen betreffende de voorbereiding van het ontwerp van tariefmethodologie	89
9.2	Opmerkingen betreffende de invoering van prestatie-indicatoren	91
10	ANALYSE VAN DE INCENTIVE REGULATION-SCENARIO'S VOOR DE BEHEERSBARE KOSTEN	94

# 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.

Deze methodologie heeft tot doel te kunnen tegemoetkomen aan de vereisten van de huidige markten, maar ook van de toekomstige markten. De energietransitie zal het Europese, Belgische en Brusselse energielandschap immers ingrijpend veranderen. Met dat doel delen we het volgende mee:

- De Brusselse en Waalse Regering hebben op 14 december jongstleden de visie 2050 van het energie- en klimaatpact goedgekeurd. Dit pact stelt dat we in 2050 geen fossiele brandstoffen meer zullen gebruiken om ons te verwarmen. Het voorziet dan ook de stopzetting van de commercialisering van verwarmingsketels op stookolie in 2035.
- Ter info: de verwarmingsketels op stookolie vertegenwoordigen nog 16% van het verwarmingsketelpark in Brussel.

- Aangezien verwarmingsketels op stookolie een levensduur van 20 tot 25 jaar hebben, heeft de Brusselse regering beslist om de uitstap uit verwarmingsketels op stookolie te versnellen in het kader van de voorbereidingen van het toekomstige NEKP 2030 (waarvan de bijdrage van het Gewest op 12 juni jongstleden werd goedgekeurd door de Regering).

Aan de hand van deze elementen kunnen we ervan uitgaan dat het gasdistributienet na 2050 niet meer op dezelfde manier zal worden gebruikt. Dat zou een impact kunnen hebben op de gebruikte afschrijvingspercentages en suggereert om een procedure in te voeren met het oog op een volledige afschrijving van de RAB tegen 2050<sup>1</sup>.

Vervolgens zullen de recente wettelijke bepalingen een invloed hebben op de concurrentie tussen de verwarmingstypes (stookolie, gas, elektriciteit), door op termijn alle fossiele brandstoffen uit te sluiten in het Brusselse Gewest. Een hernieuwde belangstelling voor gas als verwarmingsbrandstof voor de periode tussen 2035 en 2050 is mogelijk.

### 1.1.2 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. Met 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.

---

<sup>1</sup> De methodologie 2020-2023 van de CREG betreffende de tarieven van Fluxys bevat de volgende paragrafen:

“De CREG behoudt grotendeels de afschrijvingstermijnen zoals voorzien in de vorige tariefmethodologie. Deze termijnen zijn gebaseerd op een internationale vergelijking. Om een consistent beleid te blijven voeren in de waardering van activa, verkiest de CREG hier geen veranderingen aan te brengen, behalve voor de leidingen die na 2000 werden geïnvesteerd en die tegen 2050 volledig kunnen worden afgeschreven. [...] De leidingen zullen lineair op 2 % per jaar of aan een hoger percentage worden afgeschreven zodat hun aanschaffingswaarde in 2050 nul zal zijn.”

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. 5 van de “gasordonnantie”, en met name die met betrekking tot:
a. het beheer van de infrastructuur;
b. het beheer van het 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>2</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. 5 van de gasordonnantie, met name:
a. De inkomsten uit de verhuur van het glasvezelnet, voor het gedeelte dat deel uitmaakt van het gereguleerd actief;
b. De inkomsten van 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 controle uitoefent**.

<sup>2</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. Met 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 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 gasordonnantie 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 **andere** lokale, provinciale, gewestelijke of federale **belastingen**, heffingen, toeslagen, vergoedingen, bijdragen en retributies die door de DNB verschuldigd zijn.



- De gasordonnantie 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.*”
- De boetes die aan de DNB worden opgelegd, de betaalde verwijlinteressen en de schadevergoedingen (bijvoorbeeld in het geval van niet-verzekerbare schade) ten laste van de DNB in het geval van incidenten op het net, worden niet beschouwd als deel uitmakend van het totaal inkomen. Die laatste elementen worden in principe geweigerd, teneinde de DNB bewustzijn en verantwoordelijkheid bij te brengen en alle excessen te vermijden. BRUGEL zou dit standpunt tijdens de regulatoire periode kunnen heroverwegen, mocht SIBELGA haar beleid inzake de behandeling van verzoeken om schadevergoeding verbeteren, wat zou kunnen resulteren in een hoger bedrag aan schadevergoedingen, in overleg met BRUGEL.

### 1.1.3.2 RAB-meerwaarde

Het gedeelte van de RAB-meerwaarde dat werd afgeschreven tegen het percentage van de onderliggende activa of buiten gebruik werd gesteld in de loop van het jaar, indien de bedragen die met dit gedeelte overeenkomen op 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 regulators 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.

### 1.1.3.3 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.1.3.4 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.1.3.5 Kosten voor de openbare dienstverplichtingen

- De ordonnantie bepaalt dat de kosten betreffende de uitvoering van de begroting van de openbare dienststopdrachten (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 dienststopdrachten 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.1.3.6 Doorvoerkosten die worden aangerekend door de andere DNB's

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

#### I.1.3.7 Nieuwe opgelegde kosten

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 **gasmarkt**.

- 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 als globaal gezien beheersbaar zou worden beschouwd.

### I.1.3.8 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.

### I.1.3.9 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 beheersbare kosten identiek voor gas en elektriciteit.

## I.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 en **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>3</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 dienstopdrachten (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.

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*

---

<sup>3</sup> Werkgroep van 21 februari 2018, werkgroep van 18 april 2018, vergadering van 17 augustus.

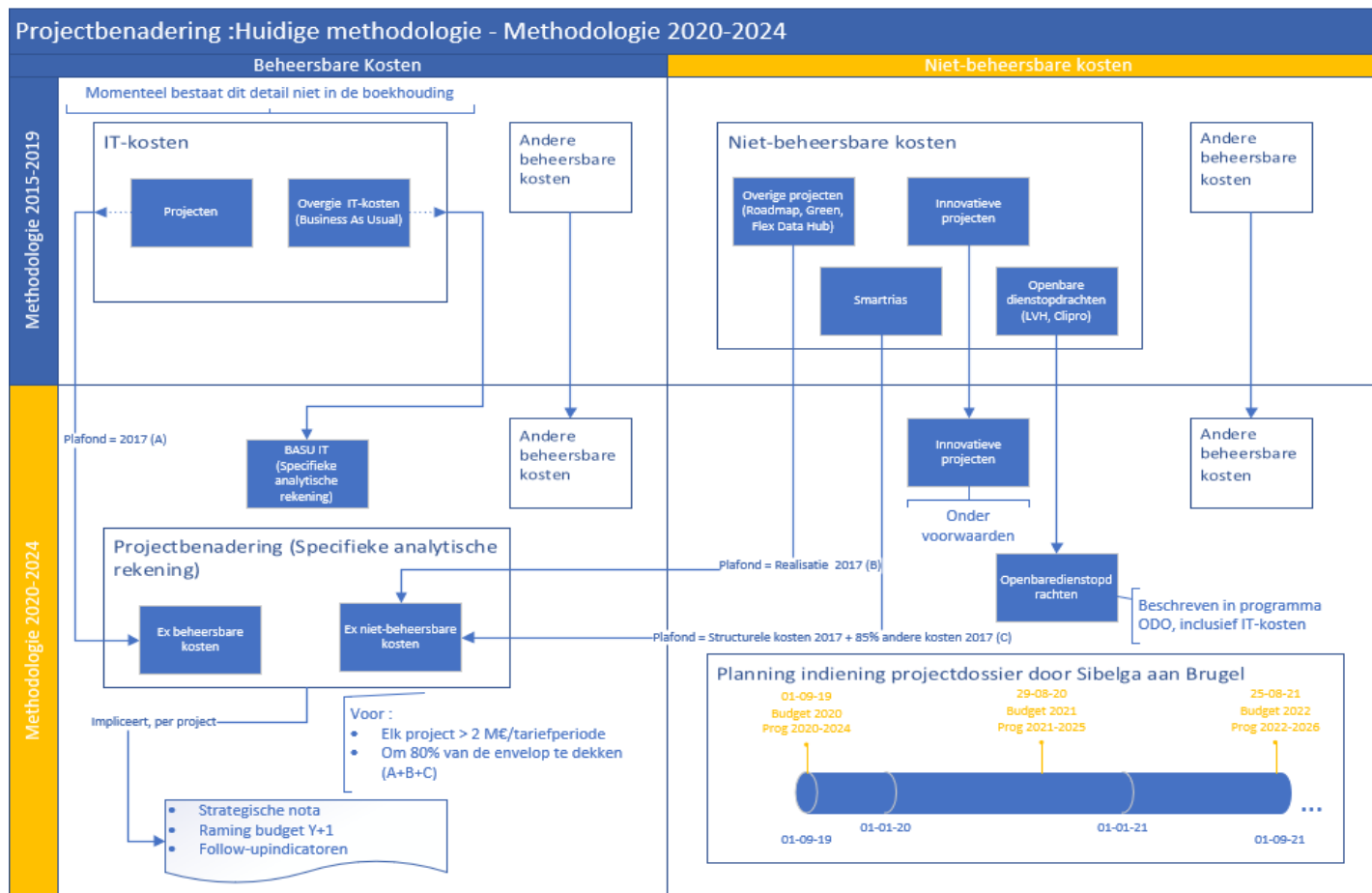
*voor innoverende proefprojecten, met name om oplossingen uit te werken voor de problematiek van de verbinding van gedecentraliseerde producties met de distributienetten. ”*

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 *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 andere 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 is opgenomen in het tariefvoorstel voor wat het projectgedeelte betreft.

De eerste *roadmap* zal worden ingediend bij 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*-activiteiten (BASU-activiteiten) van het informaticadepartement. Elke relevante wijziging van deze perimeter van het ene op het andere jaar zal moeten worden gedocumenteerd in de volgende *roadmap* die de DNB aan BRUGEL bezorgt.

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.

In voorkomend geval kan Brugel een advies 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 dienst opdrachten) 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>4</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 het saldo 'beheersbare kosten' te neutraliseren.

#### 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

---

<sup>4</sup> Negatief bedrag

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>5</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>6</sup> van het gereguleerd actief komt overeen met de waarde van de materiële vaste activa op 31/12/2018, eventueel vermeerderd met bepaalde immateriële vaste activa die verband houden met de activering van bepaalde informaticaprojecten, na goedkeuring door BRUGEL.

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

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.

---

<sup>5</sup> Er geldt een uitzondering voor de structuurkosten van Atrias, die geplafonneerd zullen worden op 100% van het gerealiseerde niveau in 2017.

<sup>6</sup>Vóór de zesde staats hervorming 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 netbeheerder. Op basis van deze methodologie keurde de federale regulator de DNB's goed wanneer zij een herwaarderingsmeerwaarde van het gereguleerd actief noteerden.

### 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 ...). 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>7</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 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.

---

<sup>7</sup> CEER Report on Investment Conditions in European Countries (Ref. C17-IRB-30-03)

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 rendementpercentage

Het toe te passen rendementpercentage 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 rendementpercentage moet worden toegepast op het gereguleerd actief.

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

**Vergelijking 1: op het gereguleerd actief toe te passen  
rendementpercentage**

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

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>8</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>8</sup> Zie Akkoord BRUGEL-SIBELGA:

<https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2017/nl/AKKOORD-OVERLEGPROCEDURE-TARIEFMETHODOLOGIE-E&G-2020-2024-NL.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>9</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 de gewogen gemiddelde kosten van het kapitaal die de kosten van de schulden omvatten.

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.

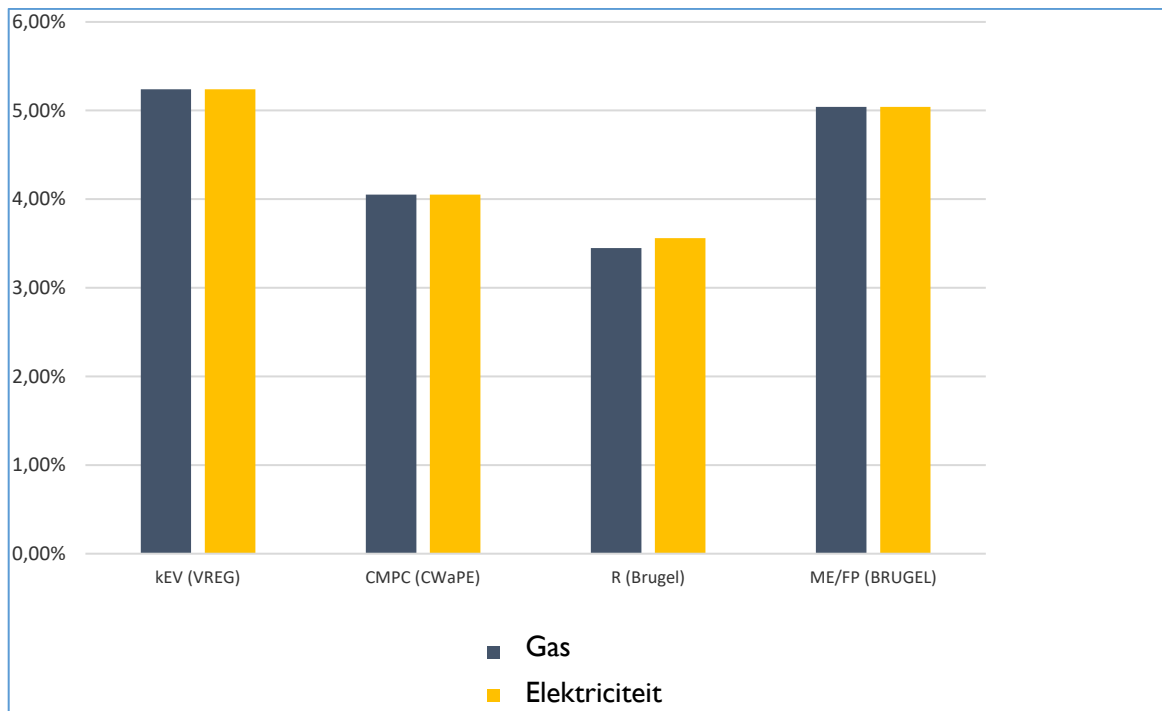
Er werd een vergelijking uitgevoerd van de vergoeding van het eigen vermogen van de Belgische DNB's. Men stelt vast dat de ratio Billijke Marge/Eigen Vermogen (BM/EV) afgestemd is op het kapitaalrendement van de andere Belgische DNB's.

---

<sup>9</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 regulatorische 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.

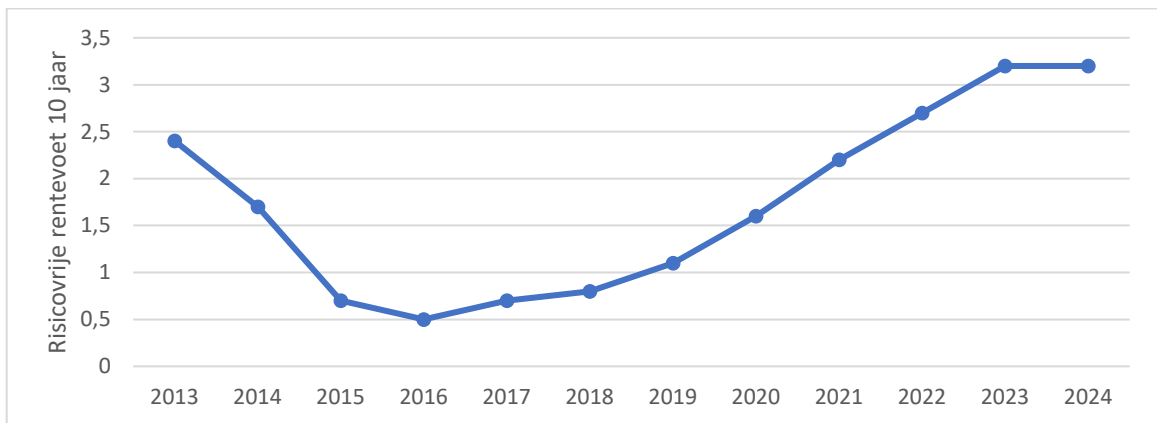
De theorie en de praktijk bepalen allebei dat men de rente op overheidsobligaties over meerdere jaren moet nemen om de risicovrije rente vast te leggen, hoewel die laatste bepaalde risico's inhouden (met name wanbetalingsrisico). De rente op staatsobligaties op 10 jaar met een zeer laag tegenpartijrisico 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 regulatorische 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>10</sup>. Het Federaal Planbureau<sup>11</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.

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

2020	2021	2022	2023	2024
2,2% <sup>12</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 ...).

<sup>10</sup> BRUGEL-DECISION-20161110-40: Beslissing betreffende de aanpassingen aangebracht aan de tariefmethodologie van BRUGEL op 1 september 2014.

<sup>11</sup> Federaal Planbureau, Economische perspectieven 2018-2023, juni 2018, p. 89.

<sup>12</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.



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. Het plafond van 5,2% voor de risicovrije rente wordt behouden.

Met betrekking tot de parameter 'inflatie' raadt BRUGEL aan om de index van de consumptieprijzen als referentie te gebruiken, net als bij de methodologie 2015-2019.

Hoewel er een bevroering van 6 maanden is vastgelegd in de methodologie, voor zover de economische perspectieven<sup>13</sup> voor 2020-2024 beschikbaar zijn vóór 31 maart 2019, en hoewel SIBELGA van mening is dat de operationele impact beperkt is, beveelt BRUGEL het gebruik van deze gegevens aan.

### 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.

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

---

<sup>13</sup> Gepubliceerd door het Federaal Planbureau.

gevarieerde oorsprong. De IESE Business School<sup>14</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. Ze volgt het idee dat bij een hogere rente dan die van de markt, de risicopremie kan worden verlaagd om een gelijkaardig rendementpercentage te behouden.

<sup>14</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>

**Figuur 3: Gevoeligheid van het rendementpercentage voor variaties van de risicovrije rente en de risicopremie <sup>15</sup>**

		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%	
	4,20%	2,17%	2,31%	2,44%	2,58%	2,72%	2,86%	3,00%	3,14%	3,28%	3,42%	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%	
	4,60%	2,28%	2,42%	2,56%	2,70%	2,83%	2,97%	3,11%	3,25%	3,39%	3,53%	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%	
	5,00%	2,39%	2,53%	2,67%	2,81%	2,95%	3,09%	3,22%	3,36%	3,50%	3,64%	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%	
	5,40%	2,50%	2,64%	2,78%	2,92%	3,06%	3,20%	3,34%	3,48%	3,61%	3,75%	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%	
	5,80%	2,61%	2,75%	2,89%	3,03%	3,17%	3,31%	3,45%	3,59%	3,73%	3,87%	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%	

### I.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 werkdocument van de CWaPE<sup>16</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;

<sup>15</sup> Deze gevoeligheid wordt ter illustratie gegeven voor elektriciteit.

<sup>16</sup> Technische nota betreffende het toegestaan inkomen in het kader van de voorbereiding van de methodologie: <https://www.cwape.be/docs/?doc=2520>

- 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  $\beta$ ;
- 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*<sup>17</sup> opgesteld door de Raad van Europese Energieregulators (CEER) in december 2017 en die werden overgenomen door BRUGEL. De onderstaande grafiek toont het niveau van de "equity  $\beta$ 's" die in verschillende Europese landen worden toegepast.

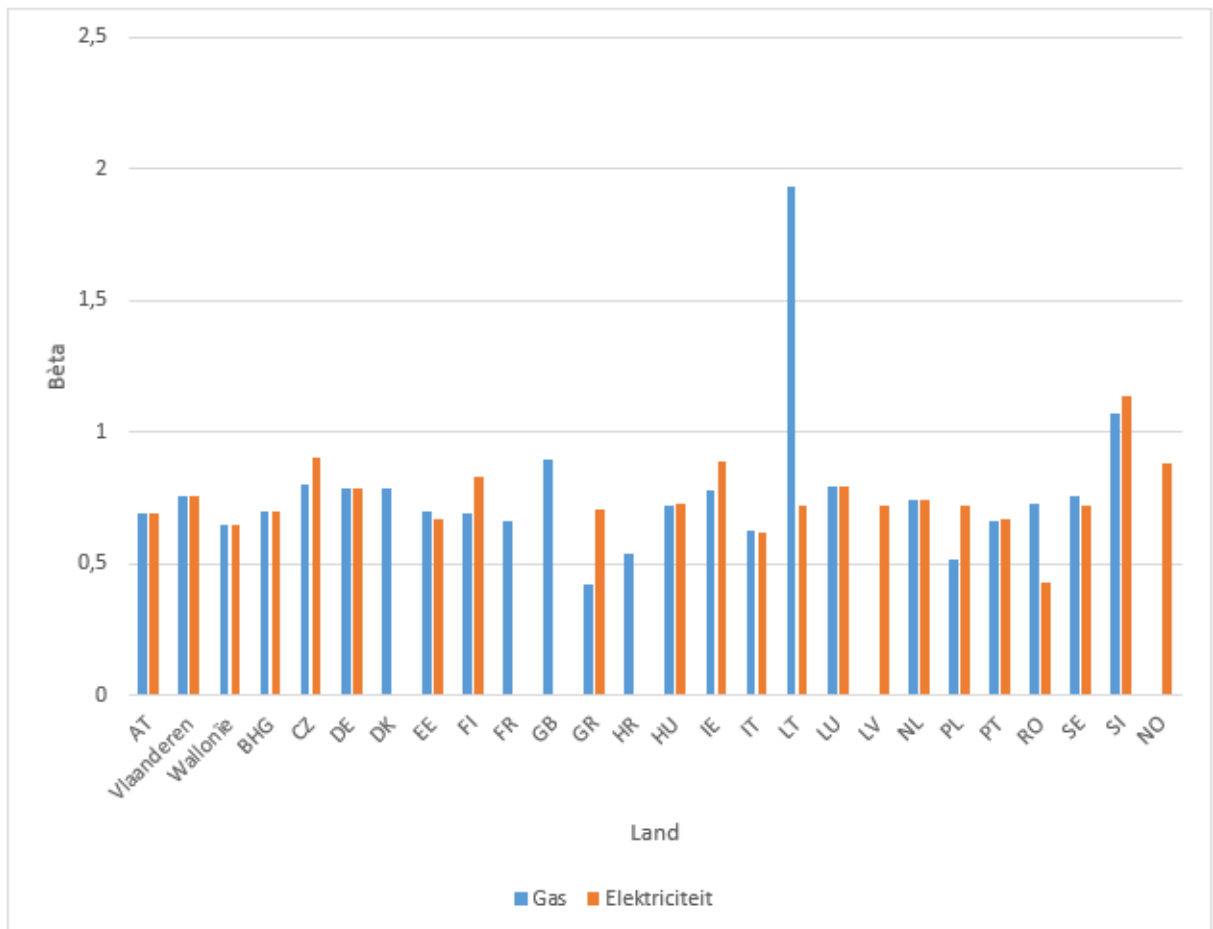
De getrimde<sup>18</sup> gemiddelde Europese "equity  $\beta$ " voor de distributie van elektriciteit bedraagt 0,75 en die voor de distributie van gas bedraagt 0,73.

---

<sup>17</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>18</sup> "Het getrimde gemiddelde is het rekenkundig gemiddelde van een reeks getallen, waarvan een bepaald aantal waarden buiten beschouwing gelaten wordt." (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.

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

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

Land	Equity <i>bèta</i>	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*'s 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 Factor S

De factor S vertegenwoordigt het aandeel van het gereguleerd actief dat wordt gefinancierd met eigen middelen. De toevoeging (1-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 (1-S) te hanteren die varieert binnen een realistische vork van bijvoorbeeld 50 tot 70%<sup>19</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 factor S. Deze waarde ligt veel lager dan die van de Brusselse DNB, die momenteel een groot deel van zijn activa met zijn eigen vermogen financiert.

---

<sup>19</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).

### **I.2.3.5 Basispunten**

Tenzij in geval van een nieuwe obligatielening uitgegeven door de DNB, minstens twee maanden vóór de indiening van het tariefvoorstel, zal een waarde van 100 basispunten worden behouden voor de berekening van de billijke marge.

We merken eveneens op dat de financiële kosten (*embedded costs*) in deze methodologie op dezelfde manier worden beschouwd als in de vorige methodologie (met name 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 gereguleerd actief.

Deze 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 gasdistributie**

Parameters	2020 – 2024
Eigen vermogen (EV) <sup>20</sup>	€ 340 miljoen
RAB	€ 490 miljoen
Gerealiseerde S	70%
Risicovrije rentevoet	2,7% <sup>21</sup>
Risicopremie	4,5%
bèta	0,70
Berekend rendementspercentage	3,09%
Billijke marge (BM)	€ 15,0 miljoen

- Een variatie van één procent van de RAB leidt tot een variatie van 0,25% van de billijke marge, dus ongeveer 42.000 euro<sup>22</sup>;
- Een variatie van één procent van het eigen vermogen leidt tot een variatie van 0,75% van de billijke marge, dus ongeveer 127 000 euro;
- Een variatie van één procent van de factor S leidt tot een variatie van 0,75% van de billijke marge, dus ongeveer 127 000 euro;
- Een variatie van één procent van de risicovrije rente leidt tot een variatie van 0,55% van de billijke marge, dus ongeveer 92 000 euro;
- Een variatie van één procent op de risicopremie leidt tot een variatie van 0,35% van de billijke marge, dus ongeveer 62 000 euro;
- Een variatie van één procent van de bèta leidt tot een variatie van 0,35% van de billijke marge, dus ongeveer 62 000 euro;

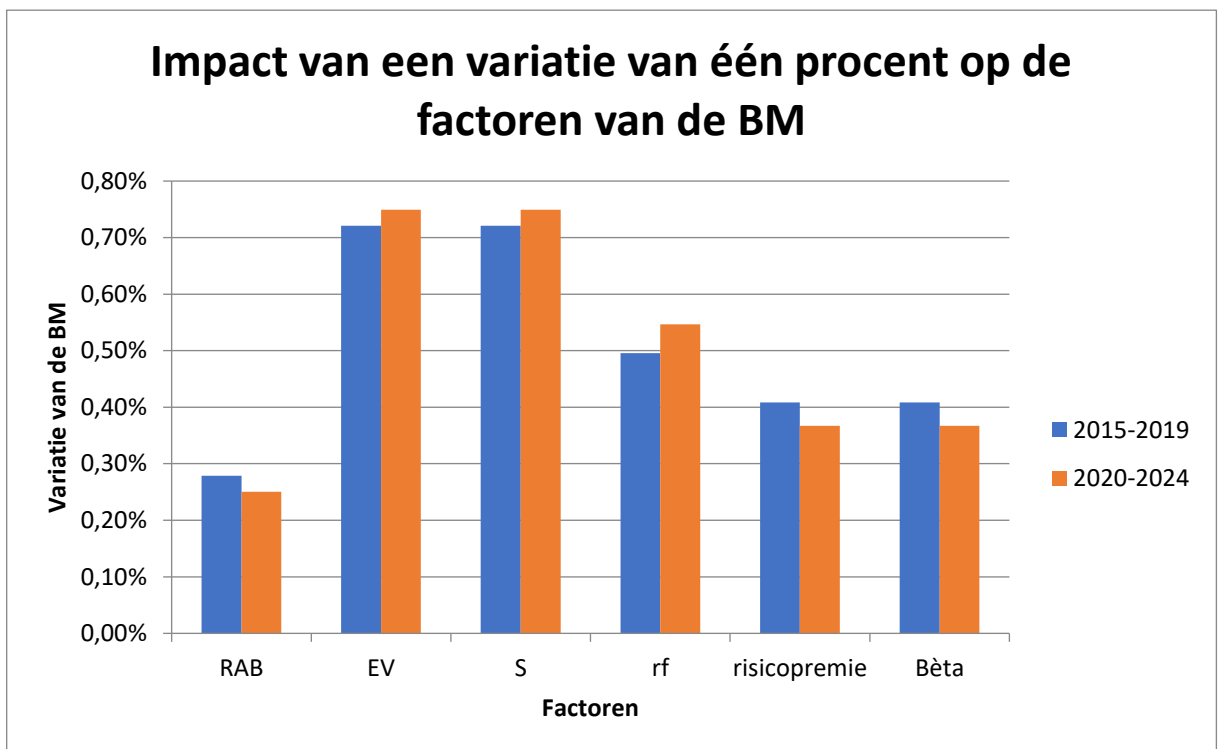
<sup>20</sup> Deze waarden zijn gebaseerd op de waarden die door SIBELGA aan BRUGEL werden meegedeeld tijdens de ex-post controle voor het jaar 2017.

<sup>21</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>22</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.

De onderstaande figuur toont de gevoeligheidsanalyses voor de tariefperiodes 2015-2019 en 2020-2024<sup>23</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 risicovrije rente stijgt met 1%, dus van 2,7% naar 2,727%<sup>24</sup>, zou de billijke marge toenemen met 0,55%.”

**Figuur 5: Gevoeligheid van de billijke marge gas**



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.

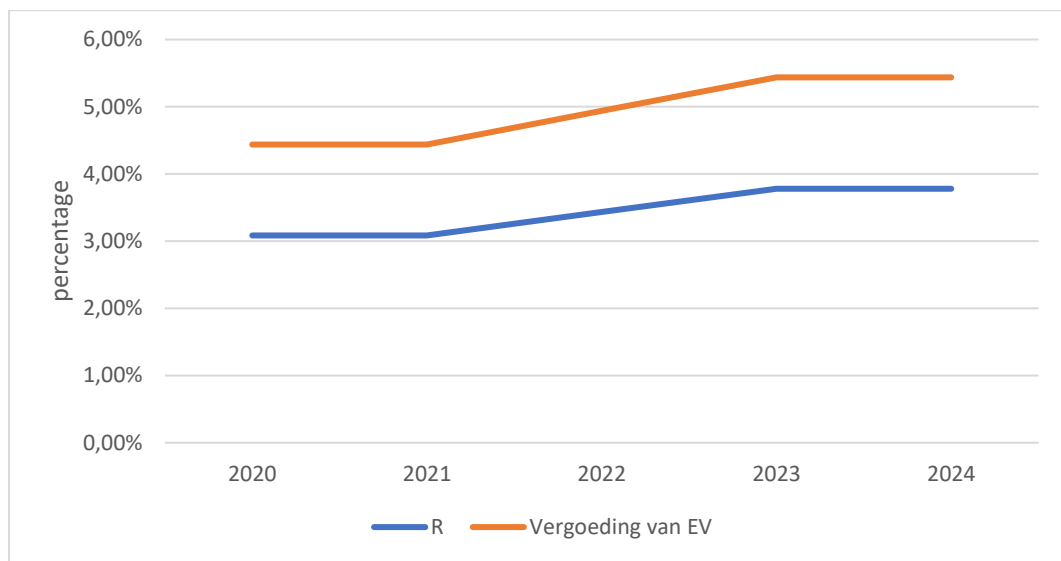
<sup>23</sup> De enige parameter die verandert in de vergelijking is de risicovrije rente, die 2,2% bedraagt voor de periode 2015-2019 en 2,7% voor de periode 2020-2024.

<sup>24</sup>  $2,222\% = 2,2\% + (2,2\% * 1\%)$

Het rendementspercentage voor gas bedraagt 3,08%<sup>25</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.

**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>26</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>27</sup> toont aan dat de werkelijke kosten van het eigen vermogen, voor

<sup>25</sup> De gebruikte percentages in deze paragraaf zijn gebaseerd op de waarden die worden gebruikt in de gevoeligheidsanalyse voor gas en elektriciteit.

<sup>26</sup> Tariefmethodologie CWaPE 2019-2022, pagina 29: <https://www.cwape.be/docs/?doc=3185>

<sup>27</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/b6fe7ba6-e306-d4e3-62ff-2067642c9234>

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 ergens tussen 5 en 7%. Elia, de transmissienetbeheerder voor elektriciteit, wist een *Return on Equity* (ROE) van 6,7% voor te leggen in 2016<sup>28</sup>. Fluxys, de transportnetbeheerder voor gas, wist een *Return on Equity* van 9,8% voor te leggen in 2016<sup>29</sup>.

---

<sup>28</sup> <http://www.elia.be/en/about-elia/investors-relations/Key-figures>, bezocht op 01/06/2018.

<sup>29</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), met toepassing van de formule: “*Net Profits/Equity attributable to the parent company’s shareholders*”, of 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>30</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.

De methodologie 2015-2019 voorziet bovendien de evaluatie van het bedrag van de incentive regulation over de gehele regulatoire periode. Zoals gepreciseerd in 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 sterk beïnvloedt in één boekjaar. 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 ongewijzigd voor de regulatoire periode 2020-2024.

**Tabel 5: gerealiseerde saldi van de beheersbare kosten (2009-2017)**

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

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.

<sup>30</sup> Zie beslissing van BRUGEL 2016111-40 van 1 september 2014 betreffende de aanpassingen aangebracht aan de tariefmethodologie: <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/decisions/2016/fr/decision-40.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.

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>31</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.

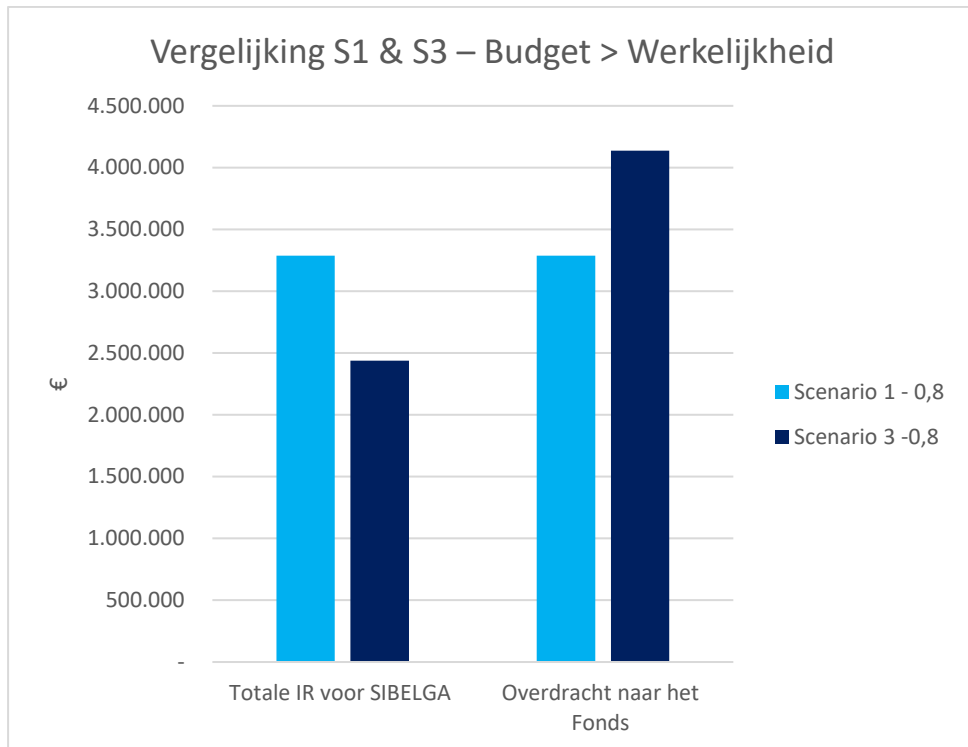
Elk van de scenario's gaat uit van klassieke beheersbare kosten die in werkelijkheid 5 tot 10% lager liggen dan de gebudgetteerde kosten. Er worden subscenario's voorgesteld waarin de beheersbare kosten voor projecten worden over-/onderschat met 10, 15 en 20%. Om te vermijden dat deze tekst minder vlot wordt, zijn de verschillende scenario's opgenomen in punt 10 van dit document.

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 Fonds voor de tariefregulering, is lager.

---

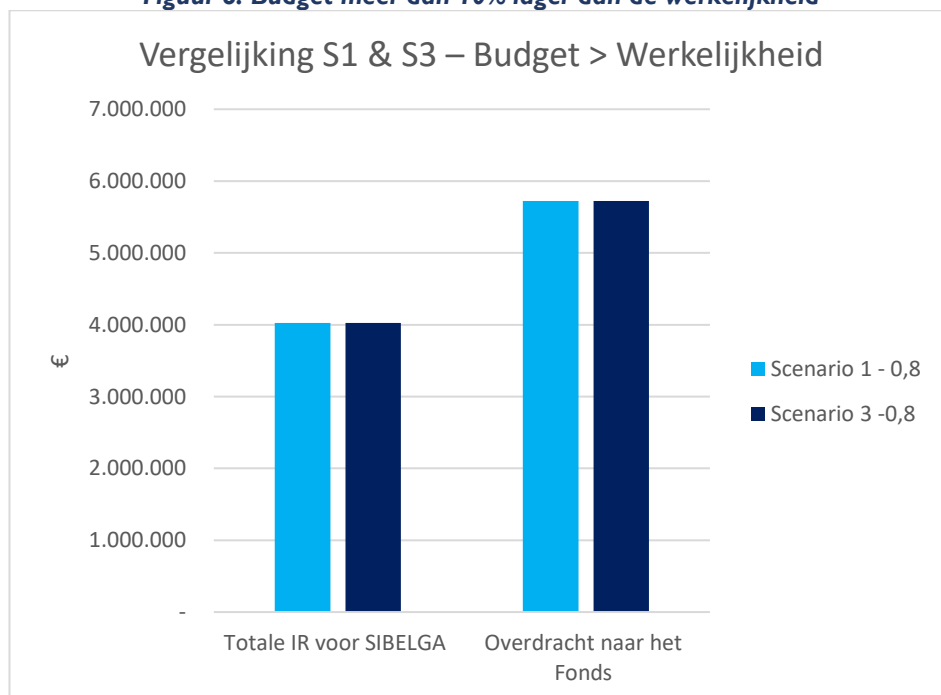
<sup>31</sup> Deze cijfers dienen als voorbeeld. Ze zijn bedoeld om een tendens aan te geven en vormen geen weergave van de realiteit *stricto sensu*.

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



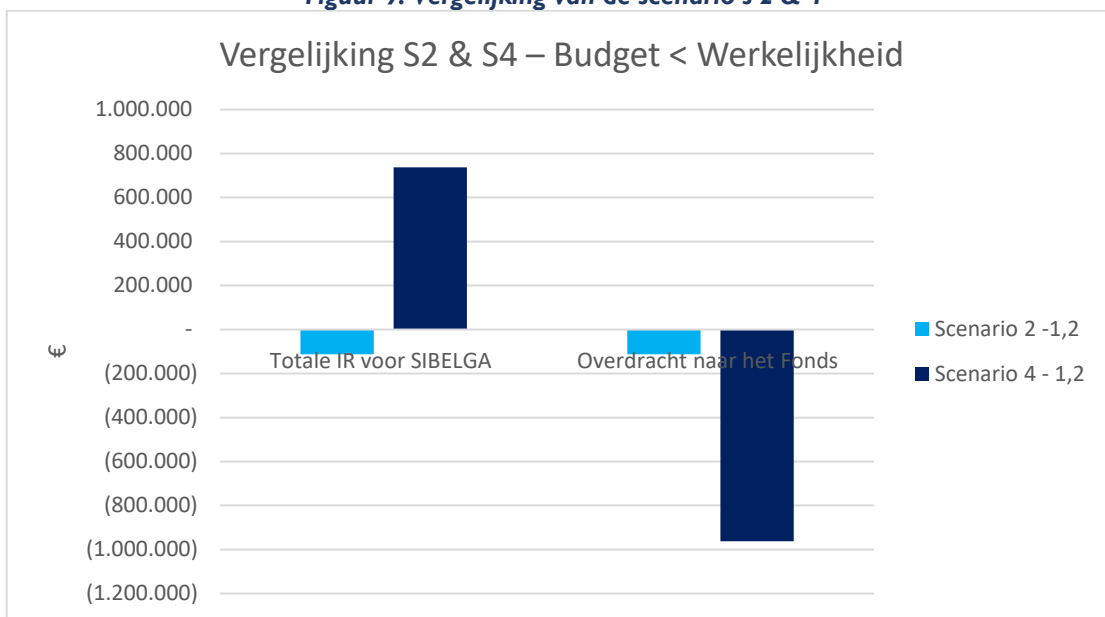
Wanneer de tunnel van 10% wordt overschreden voor de klassieke beheersbare kosten en de beheersbare kosten voor projecten, lijkt het erop dat beide methodes identieke resultaten opleveren (zolang het plafond van de incentive regulation niet werd bereikt).

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



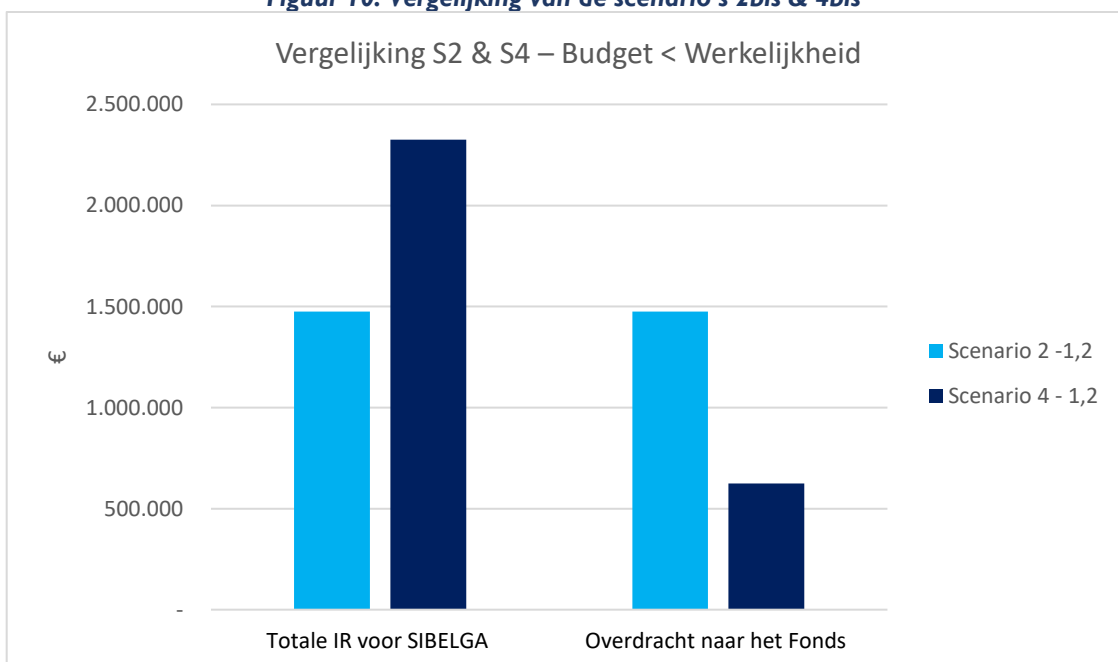
De onderstaande grafiek vergelijkt de scenario's 2 & 4. Daaruit blijkt dat scenario 4 voordelig is voor de DNB. De incentive regulation is immers positief, terwijl ze negatief is in scenario 2. Bovendien vereist scenario 4 een grotere betrokkenheid van het Fonds voor de tariefregulering om het te laag 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>32</sup> lager dan de gebudgetteerde kosten en de gerealiseerde BKP zijn aanzienlijk <sup>33</sup> lager dan de gebudgetteerde kosten.		Het onderscheid tussen KBK en BKP zorgt voor een snellere plafonnering van het bedrag van de incentive regulation.
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>32</sup> Minder dan 10% van het budget.

<sup>33</sup> Meer dan 10% van het budget.

### 3 Incentive regulation op basis van doelstellingen

Met betrekking tot punt 3 van de motiveringen en de methodologie is er geen perfecte overeenstemming tussen de inhoudsopgaven. Punt 3.1 van deel 4 stemt immers overeen met punt 3.3 van deel 3, terwijl punt 3.2 van deel 4 overeenstemt 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. ”*

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's) 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 de DNG's en de marktspelers een kwaliteitsvolle dienstverlening aan te bieden, in een voortdurend evoluerende context.

In mindere mate dan de elektriciteitsmarkt zal de gasmarkt de volgende jaren waarschijnlijk toch 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 betere prestaties van de netten zal de DNB immers zijn reactievermogen moeten vergroten, met name door een optimaal beheer van zijn net, 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>34</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.

---

<sup>34</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>

### **3.2.1 Beheer van de energiedistributienetten**

Het is een hoofdpdracht 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.

### **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 (opening/sluiting van meters ...). Deze aanvragen kunnen afkomstig zijn van de DNG (opening van een meter ...) of door de leverancier (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's)

#### 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 marktspelers 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 Bepaling 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 fluïda 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>35</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 stimulansenvolpoe 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 bevat de billijke marge die werd behaald in 2017:

BILLIJKE MARGE	
Elektriciteit	22.581.000 €
Gas	15.053.000 €
Totaal	37.634.000 €

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.

<sup>35</sup> Voor het bedrijf Enedis

	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 Tariefontwerp en toepassingsvoorwaarden

### 4.1 Algemene tariefstructuur

Wel moet eraan worden herinnerd dat de tariefstructuur geen financiële impact heeft op de DNB, aangezien alles 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 dekingsgraad (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.

Niet-periodieke tarieven worden vastgelegd voor het jaar 2020 en 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**

In de praktijk wordt het bedrag dat wordt gefactureerd in het kader van een EOC, zelden betaald door de huishoudelijke klant. BRUGEL is van mening dat deze kosten gedeeld moeten worden door de Brusselse verbruikers, en niet door de energieleveranciers die actief zijn in België. 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 heeft geoordeeld dat klanten die worden afgesloten na een EOC, moeten worden gelijkgesteld met klanten die worden afgesloten na een beslissing van het vreedegerecht, en dat de kosten die zijn verbonden met dit marktscenario, moeten worden opgenomen als een openbare dienstverplichting en bijgevolg moeten worden gefinancierd door het ODV-tarief dat deze kosten dekt. Ter informatie: in 2017 werd deze EOC-dienst 1671 keer<sup>36</sup> gefactureerd 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**

Met betrekking tot de professionele DNG's behoudt BRUGEL het toepassingsmechanisme tijdens de periode 2015-2019 (namelijk dat 100% van de kosten zal worden gefactureerd via de niet-periodieke tarieven, en dat er geen onderlinge verdeling van de kosten via de periodieke tarieven is).

---

<sup>36</sup> Voor alle klanten samen

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

Zoals door Infor GasElek<sup>37</sup> in herinnering is gebracht, zal in de methodologie voorgesteld worden om duidelijk een tarieffiche te voorzien voor dit soort van verbruik. 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. 9. §2.

De distributienetbeheerder **keurt een of meer tarieven goed voor het in paragraaf I bedoelde gasverbruik**. De distributienetbeheerder **keurt hoe dan ook een tarief goed dat standaard van toepassing is**. Bij afwijking op de toepassing van het standaardtarief en uitsluitend wanneer het gas verbruikt wordt op een inactief toegangspunt, **kan een tarief toegepast worden dat lager is dan het standaardtarief wanneer voldaan is aan één of meer van de volgende voorwaarden:**

- 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.

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.

---

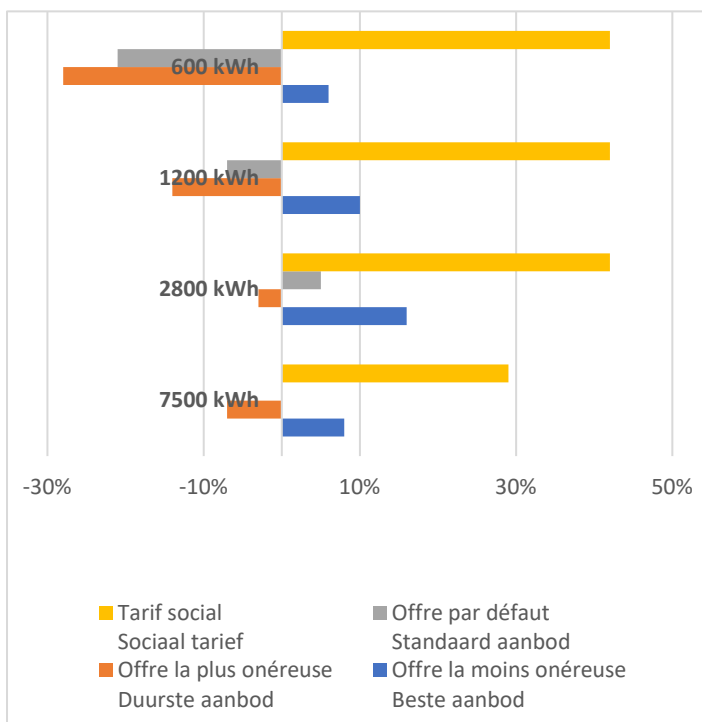
<sup>37</sup> <https://www.BRUGEL.brussels/publication/document/notype/2018/fr/Reaction-InforGazElec-Tarifs-2020-2024.pdf>

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.

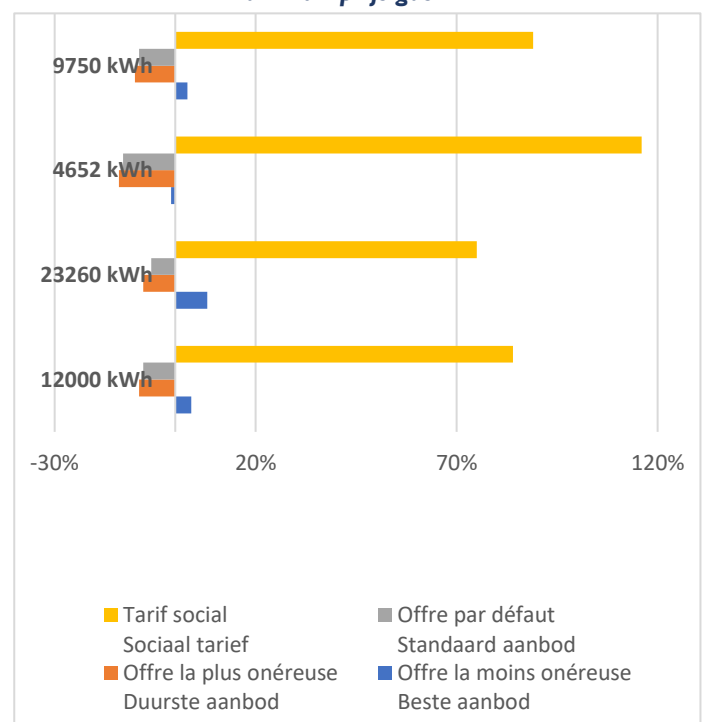
De grafieken hieronder geven de positionering van de maximumprijs aan in vergelijking met andere referenties.

**Figuur 11 – Positionering van de maximumprijs elektriciteit**



(bron: SIBELGA/brusim – juli 2018)

**Figuur 12 – Positionering van de maximumprijs gas**



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' globaal gezien 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: toepasselijke tarieven in geval van verbruik buiten contract, fraude en 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 wijzigingen aangebracht aan art. 10 ter, punt 17<sup>38</sup> dat:

*“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/sluiting van meters” (OSM)

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

<sup>38</sup> Ordonnantie van 23 juli 2018 tot wijziging van de ordonnantie van 1 april 2004 betreffende de organisatie van de gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest

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 zou worden gespreid over 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-sluiting (EOC = *end of contract*) in te voeren dat verschilt van een tarief 'klassieke opening na sluiting'. Op basis van de besprekingen met de DNB blijkt dat de een dergelijke benadering contraproductief lijkt (de naam van de klant blijft de verantwoordelijkheid van de leverancier<sup>39</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 Tarieven 'aansluitingen'

Volgens informatie overgemaakt door de DNB zou het eisen van kostenreflectiviteit voor deze categorie van werken resulteren in een aanzienlijke stijging van de tarieven, gemiddeld met 30 à 40%.

Deze stijging zou veel te hoog zijn voor het tarief "Plaatsing van een gasaansluiting  $Q \leq 40 \text{ m}^3/\text{h}$  met plaatsing van G4/G6-meter", dat 4 keer hoger zou zijn dan de tarieven van 2017. Dit tarief heeft typisch betrekking op de plaatsing van een gasmeter voor een huishoudelijke klant.

Gezien de hiervoor beschreven tariefimpact en het belang voor de gemeenschap om de toegang tot het gasnet te verzekeren voor zoveel mogelijk - a fortiori huishoudelijke - gebruikers, lijkt het niet opportuun om van de DNB te eisen dat een volledige kostenreflectiviteit verzekerd wordt voor dit type van niet-periodiek tarief. BRUGEL beveelt

---

<sup>39</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*.



dus aan om deze tarieven te bepalen in continuïteit met die van de tariefperiode 2015-2019. De DNB moet evenwel voor elk niet-periodiek tarief aangeven welk tarief het beste de kosten van zijn prestatie heeft weerspiegeld. Op die manier kan worden bepaald welk deel van deze tarieven wordt gespreid, en bijgevolg de kosten voor de gemeenschap in naleving van de hierboven vermelde principes.

#### 4.2.2.5 Slimme meters

Eenmaal 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.

Naar het voorbeeld van de huidige tarieven voor de klassieke meters is BRUGEL van mening dat de plaatsings- en versterkingsactiviteiten in verband met de slimme meter het voorwerp kunnen zijn van een gedifferentieerd tarief.

#### 4.2.2.6 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.

### 4.2.3 CNG (gecomprimeerd aardgas)

BRUGEL wil dat de gasdistributie een rol speelt inzake energietransitie. Het spreekt voor zich dat deze transitie nieuwe uitdagingen biedt aan de hele sector, en onder meer aan de DNB's die hun opdrachten zien evolueren. Deze veranderingen omvatten onder andere de ontwikkeling van nieuwe technologieën (slimme meters ...), nieuwe vormen van energiegebruik en steeds betere gedecentraliseerde producties, op basis van hernieuwbare energie.

De geleidelijke elektrificatie van de activiteiten doet veronderstellen dat het gasverbruik zal afnemen. BRUGEL is voorstander van een optimaal gebruik van het aardgas. De dekkingsgraad van aardgas in het Brusselse Gewest is hoog in vergelijking met de andere Gewesten. Zo hoog zelfs dat nagenoeg alle Brusselse gebouwen aangesloten kunnen worden op het

gasdistributienet. De laatste jaren werd bijvoorbeeld slechts één aansluitingsaanvraag geweigerd<sup>40</sup>.

In 2017 heeft BRUGEL een studie gepubliceerd<sup>41</sup> over de ontwikkeling van een infrastructuurnet van voor het publiek toegankelijke CNG-tankpunten binnen het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (studie 20170908). Deze studie was gebaseerd op de volgende context:

- Op Europees niveau is er de Richtlijn 2014/94/EU van het Europees Parlement en de raad van 22 oktober 2014 betreffende de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen, die bepaalt dat er tegen 2025 een voldoende aantal voor het publiek toegankelijke tankpunten voor CNG op het grondgebied van de lidstaten moet zijn.
- Op Brussels niveau: de problematiek rond de luchtkwaliteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, die een grote uitdaging vormt voor de volksgezondheid. Dit bracht het Parlement van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ertoe om op 25 november 2016 een Resolutie ter bevordering van een “*fuel shift*” en de uitbouw van een netwerk van tankstations voor CNG voor de personenvoertuigen in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest aan te nemen.

De resolutie van het Parlement roept de gewestelijke Regering daarom op om:

- de uitrol van een netwerk van CNG-tankinfrastructuur op het grondgebied van het Gewest te bevorderen, in overleg met BRUGEL;
- het publiek bewust te maken van en te informeren over de ecologische gevolgen van zijn brandstofkeuze;
- andere maatregelen te nemen die een “*fuel shift*” in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest kunnen vergemakkelijken om de luchtkwaliteit te verbeteren.

In zijn studie wees BRUGEL op de gunstige impact van CNG-voertuigen op de luchtkwaliteit, in vergelijking met diesel- of benzinevoertuigen. Bovendien wijst de CREG in zijn studie<sup>42</sup> op een aanzienlijke vermindering van fijn stof en stikstofoxiden voor CNG-motoren in vergelijking met de diesel- of benzine-uitvoeringen.

---

<sup>40</sup> Het gaat om een aanvraag voor een aansluiting op de grens tussen het Brusselse Gewest en het Vlaamse Gewest.

<sup>41</sup>

[https://www.brugel.brussels/publication/document/studies/2017/nl/Studie\\_eigen\\_initiatief\\_23\\_CNG.pdf](https://www.brugel.brussels/publication/document/studies/2017/nl/Studie_eigen_initiatief_23_CNG.pdf)

<sup>42</sup> Studie (F) 1736: <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1736FR.pdf>

BRUGEL wil dat deze methodologie kadert in deze algemene context die de uitrol van laadinfrastructuren voor CNG-voertuigen zal bevorderen.

Op kwantitatief vlak heeft de studie van BRUGEL aangetoond dat de stijging van het aantal voertuigen tegen 2020 relatief laag zal zijn, omwille van de beperkte laadinfrastructuur in het Gewest. Vervolgens zou de groei van 2020 tot 2030 kunnen toenemen dankzij eventuele beleidsmaatregelen die tot doel hebben de achterstand op het vlak van de uitrol van de CNG-technologie in te halen. Men verwacht dat het Brusselse Gewest iets meer dan 1.000 CNG-voertuigen zal tellen in 2025, en 2.000 in 2030.

Bovendien zouden zowel op het transmissienet als op het distributienet geen aanzienlijke investeringen vereist zijn tijdens de volgende regulatoire periode.

Van alle maatregelen die werden voorgesteld in de studie, werden twee specifieke maatregelen geanalyseerd:

### **I. Niet-facturatie van de aansluitings- en meetkosten**

De studie heeft aangetoond dat de impact op de inkomsten van de DNB door de vrijstelling van de kosten voor de aansluiting op het middendruknet voor installatieprojecten van CNG-stations relatief klein zou zijn (onder bepaalde voorwaarden, ± € 7.000 op € 380.000 gemiddelde investering – hetzij ongeveer 2%). Deze niet-facturatie heeft zowel betrekking op de 'snelle' als op de 'trage' tankstations.<sup>43</sup>

Uitgaande van maximaal 15 nieuwe stations tijdens de periode 2020-2024 bedraagt het totaalbedrag dat gecollectiviseerd moet worden over alle verbruikers maximaal €105.000 over 5 jaar voor de aansluitingskosten. Dit bedrag is beperkt en zal slechts een uiterst marginale impact hebben op het tarief voor het gebruik van het net.

In voorkomend geval zou BRUGEL toestaan om een deel van de regulatoire gassaldi toe te wijzen aan dit project.

---

<sup>43</sup> De voornaamste onderscheidende factor voor CNG-tankstations is de aan- of afwezigheid van een opslagsysteem. Stations zonder opslag zijn snelle of trage tankstations, uitgerust met een of meerdere compressoren met hoog debiet (vultijd 5 tot 10 minuten) of met middelhoog debiet, verdeeld over de tankpunten (vultijd 6 tot 8 uur). Stations met opslag bieden snelle tankmogelijkheden - tussen 3 en 4 minuten - en zijn al dan niet uitgerust met een compressor waarmee de voorraad tussen twee tankbeurten in kan worden bijgevuld. CNG-stations kunnen aan een station met klassieke brandstof worden gekoppeld of onafhankelijk worden opgezet. Ze kunnen privé of publiek zijn en klein (gemiddeld 30 voertuigen per dag) of middelgroot zijn (gemiddeld 80 voertuigen per dag). Snelle stations zijn aangesloten op het middendruknet en trage stations zijn aangesloten op het lage- of middendruknet.

## 2. Korting op het gasdistributietarief voor het gas dat aan CNG-tankstations wordt geleverd

In het kader van de studie die BRUGEL publiceerde, werd een prognosemodel uitgewerkt voor het Brussels Hoofdstedelijk Gewest, op basis van de evoluties vastgesteld in andere Europese landen (details in Sectie IV van het rapport). Dankzij dit model konden we de evolutie van het aantal CNG-voertuigen en -stations tegen 2030 ramen. Als we ons beperken tot de projectie tot het einde van de regulatoire periode 2020-2024, zijn de resultaten als volgt:

Toekomstgericht beeld	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Aantal CNG-voertuigen (totaal)	280	320	360	405	577	749	921	1093
Aantal trage CNG-stations (totaal)	0	0	0	0	1	1	1	1
Aantal snelle CNG-stations (totaal)	2	3	3	3	5	8	11	14
Vraag naar gas met betrekking tot CNG (MWh/jaar)	3 237	3 773	4 330	4 968	8 104	10 731	13 459	16 291

Het maximumverbruik van een snel station hangt af van zijn omvang:

- Middelgroot station: 502.890 kg/jaar, dat wil zeggen 6.890 MWh/jaar of 6.890.000 kWh/jaar;

	T4 (tarief 2018 - excl. btw)		T3 (tarief 2018 - excl. btw)	
	Vast (€/jaar)	Proportioneel	Vast (€/jaar)	Proportioneel
Verbruik [MWh]	2 638,68	0,001894	877,08	0,003554
6 890	15 688		25 364	
2 590	7 544		10 082	
800	4 154		3 720	

- Klein station: 189.006 kg/jaar, dat wil zeggen 2.590 MWh/jaar of 2.590.000 kWh/jaar.

Op basis van dit verbruik zou het toepasselijke tarief voor deze stations tarief T4 zijn (meer dan 1000 MWh), dat duidelijk interessanter is dan tarief T3 dat van toepassing zou zijn voor een station dat 800 MWh per jaar verbruikt.

De bestaande verbruiksschijven maken een correcte facturatie van de verschillende stations mogelijk. Er zal geen periodiek specifiek gedifferentieerd tarief worden toegepast op het CNG-station.

## 4.3 Periodieke tarieven

### 4.3.1 Algemene tariefstructuur

Gezien de hoge kosten voor de DNB en de DNG's in geval van een wijziging van de tariefstructuur, lijkt het niet opportuun om de tariefstructuur voor de gasdistributie fundamenteel te veranderen.

#### 4.3.1.1 Bepalende factor voor de tariefstructuur

In tegenstelling tot elektriciteit waar de tarieven toegepast worden naargelang van het infrastructuurniveau waarop de DNG is aangesloten, is bij gas vooral het jaarlijkse verbruik bepalend voor het tarief dat van toepassing is op de klant (methodologie 2015-2019). Rekening houdend met het akkoord dat werd gesloten tussen SIBELGA en BRUGEL en met het gezamenlijke verlangen om de tariefstructuur niet ingrijpend te veranderen, beveelt BRUGEL aan om de tariefcategorieën globaal onveranderd te laten ten opzichte van de methodologie 2015-2019 en een tarifiering per schijf te blijven toepassen.

Toch zal tijdens de regulatoire periode 2020-2024, in overleg met de DNB, een benchmarking van de tariefstructuren geëvalueerd kunnen worden en nagedacht kunnen worden over een tarifiering gebaseerd op het onderzochte infrastructuurniveau. Dat zou immers een betere kostenreflectiviteit mogelijk maken:

De DNG's aangesloten op het middendruknet zouden worden getarifeerd volgens de kosten veroorzaakt door het gebruik van dit net;

De DNG's aangesloten op het lagedruknet zouden worden getarifeerd volgens de kosten veroorzaakt door het gebruik van dit net.

Dit voorstel van facturering volgens het infrastructuurniveau zou geobjectiveerd kunnen worden op basis van de vaststelling dat het aantal huishoudelijke DNG's aangesloten op het middendruknet gering is ( $\pm 2.000$ ) en dat een identiek tarief voor de andere huishoudelijke DNG's kan gelden voor deze klanten.

#### 4.3.1.2 Tariefstructuur volgens schijven

De gebruikte schijven voor de tariefperiode 2015-2019 zijn de volgende:

- T1: DNG's met een afname tussen 0 en 5000 kWh/jaar;
- T2: DNG's met een afname tussen 5001 en 150 000 kWh/jaar;
- T3: DNG's met een afname tussen 150 001 en 1 000 000 kWh/jaar;
- T4: DNG's met een afname van meer dan 1 000 000 kWh/jaar;
- T5: DNG's met een meter met telelezing<sup>44</sup>.

Vanwege de impact van het verbruikte volume op het tarief gehanteerd door de DNB, steunt BRUGEL ook het principe dat de tarieven integraal (voor alle schijven) aaneensluitend moeten zijn<sup>45</sup>, ondanks de moeilijkheid om de kosten te identificeren die worden gedragen door de DNB voor de diensten die specifiek worden verleend aan elke categorie van klanten.

Gezien de hiervoor vermelde verplichte stabiliteit van de tarieven, beschouwt BRUGEL de verbruiksschijven zoals gedefinieerd in de methodologie 2015-2019 (die overgenomen zijn uit het verleden en van toepassing zijn in de andere gewesten van het land) als coherent, maar wil BRUGEL zich ook vergewissen van de relevantie ervan in de huidige context.

Er zal dan ook gevraagd worden aan de DNB om duidelijk te detailleren hoe de tarieven en de verdeelsleutels tussen schijven idealiter uitgewerkt zouden kunnen worden. De tariefverschillen tussen schijven, evenals de omvang (de verschillen tussen de volumes die de grenzen tussen schijven bepalen) van de 'ideale' schijven zullen gemotiveerd worden bij de indiening van het tariefvoorstel, onder meer aan de hand van distributies van de verbruikte volumes en het aantal verbruikers. Als aangetoond wordt dat de huidige schijven niet meer overeenstemmen met de doelstellingen van deze methodologie in de Brusselse context, zal BRUGEL overwegen om de tariefschijven zoals die vandaag gedefinieerd zijn, te wijzigen.

#### 4.3.1.3 Interactie van de vaste termen

Om een betere kostenreflectiviteit mogelijk te maken, maar ook om de continuïteit van de tarieven te verzekeren, om meer bepaald geen te grote impact te hebben op de DNG's, beveelt BRUGEL aan om de vaste term van het tarief voor het gebruik van het net enerzijds en de vaste term van het tarief voor de meet- en telactiviteit anderzijds, niet samen te voegen.

---

<sup>44</sup> In theorie hebben alle verbruikers met een jaarlijks verbruik van meer dan 10 GWh een meter met telelezing (AMR)

<sup>45</sup> Met 'aaneensluitende' tarieven hebben de verbruikers waarvan de volumes iets hoger of iets lager zijn dan de grens tussen twee schijven, facturen die weinig verschillen.

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

De door BRUGEL bestelde studie betreffende de invoer van een capaciteitstarief voor de distributie van elektriciteit in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest bevat de volgende passage over de tariefstructuur voor de distributie van gas:

*“Men zou voor het aardgas een denkoefening kunnen uitvoeren zoals voor de elektriciteitsdistributie. Men moet evenwel een fundamenteel verschil tussen deze twee energievectoren noteren. De productie en het verbruik van elektriciteit moeten doorlopend met elkaar in evenwicht zijn, voor aardgas is dat niet het geval. Het aardgasnet speelt immers zelf de rol van een omvangrijk opslagvolume dat een gedeeltelijke desynchronisatie tussen de productie van aardgas (of beter, de injectie ervan in het net) en het verbruik mogelijk maakt.*

*In het geval van Brussel moet men bovendien noteren dat het net ruim gedimensioneerd is<sup>46</sup> en dat het verbruik in de volgende jaren dankzij de verbetering van de energieprestaties van de gebouwen zou moeten dalen. Bovendien zullen de verbeteringen van de energie-efficiëntie van het gebruik van aardgas niet worden gecompenseerd door een groot aantal nieuwe toepassingen, wat men voor de elektriciteit wel kan verwachten. Tot slot zal de in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest geprogrammeerde overgang van arm naar rijk gas het Brusselse aardgasnet een bijkomende reservecapaciteit van ongeveer 10% opleveren. Het aardgasnet zou dus in de volgende jaren niet te maken krijgen met dezelfde technische eisen voor de dimensionering of de versterking van de capaciteit als het elektriciteitsnet.*

*Aangezien het Brusselse aardgasnet ruim gedimensioneerd is, zal het niet nodig zijn de DNG's aan te sporen tot een verplaatsing van hun verbruik naar minder belaste uurperiodes. Vandaar, en omdat het aardgasnet niet onderworpen zal zijn aan eisen voor de verplaatsing van de belasting, is in dit geval een capaciteitstarief aanvaardbaar dat de kostenstructuur van het net dichter benadert.*

*Toch zijn sommige nieuwe toepassingen van gas mogelijk en wenselijk, ook al zullen ze niet van dien aard zijn om een versterking van het net noodzakelijk te maken. Wij denken aan auto's die op aardgas onder druk (CNG) rijden en aan het koken op gas voor mensen die elektrisch koken maar ook een gasaansluiting hebben. CNG-auto's vervuilen minder dan diesel- of benzineauto's en koken op gas maakt een beduidende vermindering van het elektriciteitsverbruik mogelijk, vooral op ogenblikken van de dag met verbruikspieken op het LS-net. Deze twee toepassingen van gas komen dus overeen met een rationeel energiegebruik, ten*

---

<sup>46</sup> Afgezien van een verzadigingssituatie in extreme winteromstandigheden

*minste tijdens een overgangperiode, en verbeteren de rentabiliteit van het net. Tot slot zal men dankzij de geleidelijke toevoer van synthetisch gas uit hernieuwbare bronnen (meer bepaald uit waterstof of methaan, als oplossing voor het probleem van de inter-seizoensopslag van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen) aardgas ten minste gedeeltelijk als een brandstof uit hernieuwbare bronnen kunnen beschouwen. De tarifiering van het gas mag deze nieuwe toepassingen dus niet ontmoedigen.*

*Anderzijds moet men zich bewust zijn van het feit dat een tariefstructuur van het capaciteitstype (zoals voor de elektriciteit) de DNG's niet zal aansporen tot de energiebesparing die nodig blijft om de uitstoot van broeikasgassen te beperken.*

*Daarom wordt een hybride tariefstructuur met 3 componenten aanbevolen. Een evenredige term zal het mogelijk maken energieverspilling te beperken. Een capaciteitsterm zal het mogelijk maken de notie van de doorrekenbaarheid van de netkosten beter toe te passen. Tot slot zal een vaste term (abonnement) het mogelijk maken de marginale aardgasprijs voor een hoog verbruik te beperken en op die manier de opkomst van nieuwe toepassingen van aardgas in de hand werken.*

*Anders dan voor de elektriciteit is een vaste term (abonnement) niet van dien aard om de prikkel die aanzet om 'op het juiste moment te verbruiken' te verzwakken." Het is immers niet nodig de DNG's aan te sporen om op specifieke ogenblikken van de dag aardgas te verbruiken. Bijgevolg bestaat er geen behoefte aan evenredige termen met sterk verschillende kosten (in absolute waarde) om de verbruikers aan te sporen om op het juiste ogenblik te verbruiken.<sup>47</sup>*

*De huidige tariefstructuur komt al overeen met deze hybride situatie. Deze situatie is het gevolg van het streven van de DNB's van aardgas om competitief te blijven ten opzichte van hun belangrijkste concurrent voor de residentiële verwarming, namelijk stookolie. De DNB kan langzame evoluties tegenover deze referentie voorstellen. [...]"*

Deze vaststellingen lijken erop te wijzen dat een ingrijpende wijziging van de tariefstructuur voor het gas niet essentieel is.

---

<sup>47</sup> In analogie met de denkoefening voor de elektriciteit lijkt de facturering van een term op basis van het nominale doorstroomvermogen van de meters niet economisch opportuun.



### 4.3.2.1 Geplande wijzigingen

#### 4.3.2.1.1 Onafhankelijkheid van de meetinfrastructuur bij de bepaling van het gebruikstarief

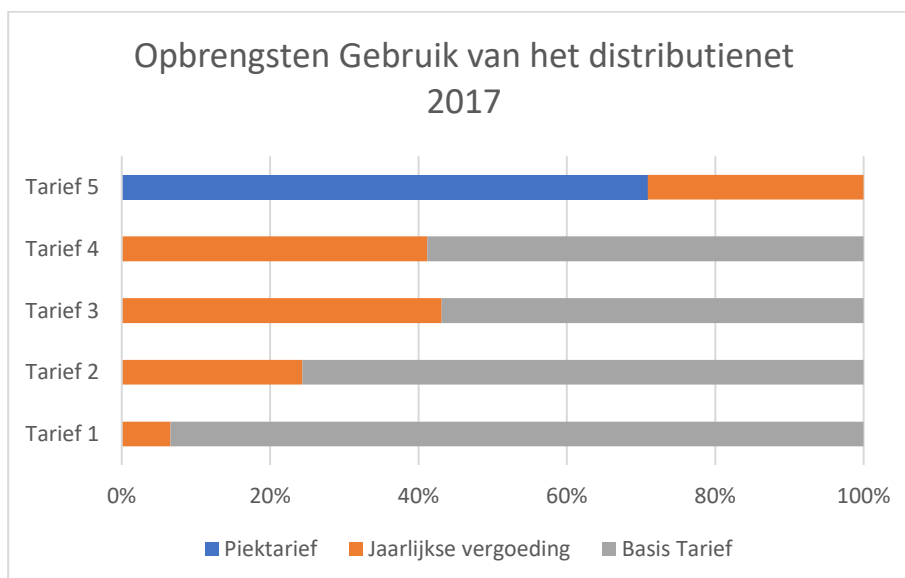
Met het oog op de algemene coherentie van de gastarieven steunt BRUGEL het verzoek van de DNB om te overwegen de invloed van het type opname (jaarlijks, maandelijks of doorlopend) op de tariefschijf af te schaffen. Hier gaat het meer expliciet over het feit dat een DNG met een AMR-meter automatisch in de schijf T5 valt, zelfs als het verbruikte volume onder de theoretische grens (10 GWh per jaar<sup>48</sup>) ligt. BRUGEL meent dat de combinatie van deze criteria aanleiding kan geven tot wijzigingen van het gedrag van de DNG, met potentieel ongewenste gevolgen (aanvraag voor plaatsing van een AMR-meter met een ongeschikt volume om de bijdrage aan de werkkosten van het net te verminderen). Bovendien meent BRUGEL op het vlak van de doorrekenbaarheid van de kosten dat het verschil tussen een meter met telemeting en een ander type meter vooral in de post 'meting en telling' tot uiting moet komen.

BRUGEL wenst in de periode 2020-2024 over te gaan naar tarieven voor 'Gebruik van het net' die losstaan van de meetinfrastructuur en waarin alle schijven op elkaar aansluiten.

#### 4.3.2.1.2 Afschaffing van het capaciteitstarief voor afnemers met telemeting

Bij de afnemers met telemeting vertegenwoordigt de capaciteitsterm 65% van de ontvangen en bestaat het saldo uit de jaarlijkse bijdrage.

**Figuur 14: samenstelling van de ontvangsten 'Gebruik van het net' 2017**



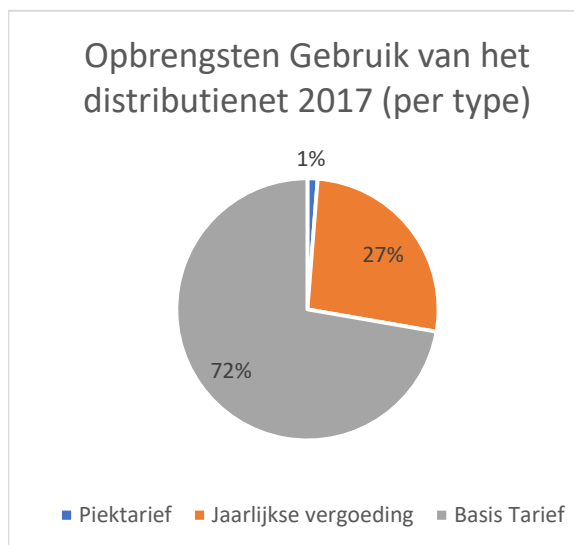
<sup>48</sup> In 2017 verbruikten slechts 27 van de 59 gefactureerde leveringspunten meer dan 10 GWh.

Het capaciteitsstarief (dat alleen van toepassing is op klanten met telemeting) vertegenwoordigt slechts een procent van de ontvangsten van de DNB. De bijdrage van de in T5 gefactureerde klanten, die uit het capaciteitsstarief en de jaarlijkse bijdrage bestaat, vertegenwoordigt slechts 2% van de ontvangsten in 2017.

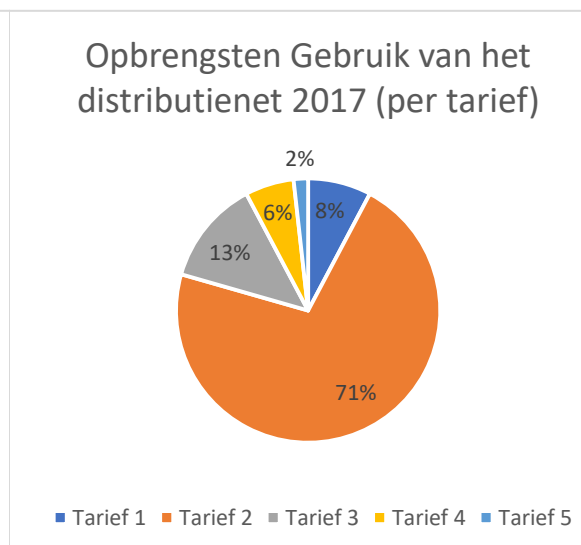
Gelet op de marginale impact op de ontvangsten van de DNB<sup>49</sup> van vooral het capaciteitsstarief en de ontvangsten van tarief T5 in zijn geheel, moet BRUGEL dus twee doelstellingen nastreven die moeilijk te verzoenen zijn: aan de ene kant de reflectiviteit van de kosten, aan de andere de continuïteit van de tarieven.

Gelet op dit dilemma begrijpt BRUGEL dat deze lage bedragen geen fundamentele aanpassing van de structuur van de tariefpost 'Gebruik van het net' voor T5 rechtvaardigen.

**Figuur 15 – Verdeling van de ontvangsten 'Gebruik van het net' per element (2017)**



**Figuur 16 – Verdeling van de ontvangsten 'Gebruik van het net' per tarief (2017)**



Toch zijn de dimensionering en de bevoorrading van het Brusselse net geen bron van bezorgdheid. Bovendien zal de in de gasleidingen aanwezige energiereserve in het kader van de conversie naar gas met hoog calorisch vermogen<sup>50</sup> met 10 tot 15% toenemen. De bevoorradingszekerheid van het aardgas in het Brussels gewest zal dus verbeteren, zodat een piektarief niet langer gerechtvaardigd is.

<sup>49</sup> En van de eraan verbonden kosten

<sup>50</sup> Waarvan het einde in 2023 voorzien is (<https://gasverandert.brussels/>)

Algemeen beschouwd zal een tarief voor het gas (net als voor de elektriciteit) dat gebaseerd is op een component die niet aan variaties in verbruikte volumes onderworpen is de kostenstructuur van de DNB beter weerspiegelen, maar niet aanzetten tot meer energie-efficiëntie.

Uit de door de DNB geleverde gegevens over het verbruik in T5 in 2017 blijkt dat 76 EAN in dit geval verkeerden. De Brusselse situatie is echter bijzonder, want van de ongeveer 25 EAN die meer dan 10 GWh afnemen (het aantal schommelt lichtjes volgens de weersomstandigheden) hebben de meeste een verwarmingsgebruik dat een relatief regelmatige en vooral voorspelbare afname impliceert.

Uiterlijk op 1 april 2019 zal de DNB BRUGEL een impactanalyse bezorgen (met de identificatie van de begunstigen en de netto bijdragers) van de vervanging van het capaciteitstarief door een evenredige term. BRUGEL zal op deze basis de afschaffing of het behoud van het capaciteitstarief aanbevelen.

De vervanging van een capaciteitstarief door een aan het verbruik evenredige term zou ook gerechtvaardigd kunnen worden door een vereenvoudiging van het tariefrooster en een gemakkelijkere toepassing van de tarieven door de markt.

#### 4.3.2.1.3 *Degressiviteitsfactor voor T5*

In de methodologie 2015-2019 heeft de degressiviteitsfactor alleen betrekking op de capaciteitsterm, die slechts bestaat voor het tarief voor het gebruik van het net van T5, dus de consumenten met een meter met telemeting.<sup>5152</sup>

Het huidige tariefrooster<sup>53</sup> bevat, wat het tarief voor het gebruik van het net betreft, de formule voor de berekening van de degressiviteitsfactor  $GI = 0,50 + [ 4000 / (1750 + kW) ]$ . Volgens de door de DNB verstrekte gegevens werd deze coëfficiënt gedefinieerd met inachtneming van twee eisen:

- Geen te groot verschil geven met T4 voor de gewone afnemer en;
- Voordelig zijn voor de afnemer met een verbruik boven het gemiddelde.

---

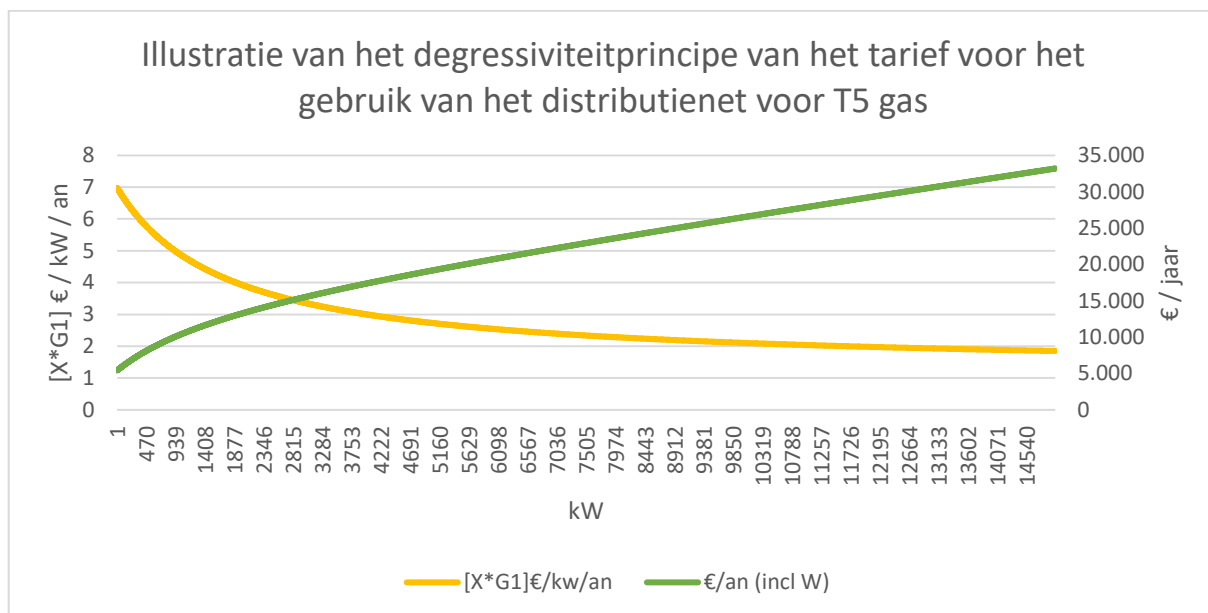
<sup>51</sup> In theorie met een jaarlijks volume van meer dan 10 GWh

<sup>52</sup> Zie het bovenstaande wijzigingsvoorstel

<sup>53</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2014/nl/Tarieven-Gas-2014-distributie.pdf>

Het tarief voor het gebruik van het net wordt in het geval van T5 dus uitsluitend bepaald door de piek, uitgedrukt in kW, en helemaal niet door de afgenomen energie, uitgedrukt in kWh. De degressiviteitsfactor zorgt ervoor dat, wanneer het aantal kW toeneemt, de prijs per kW evenredig minder stijgt. De volgende figuur illustreert dit principe.

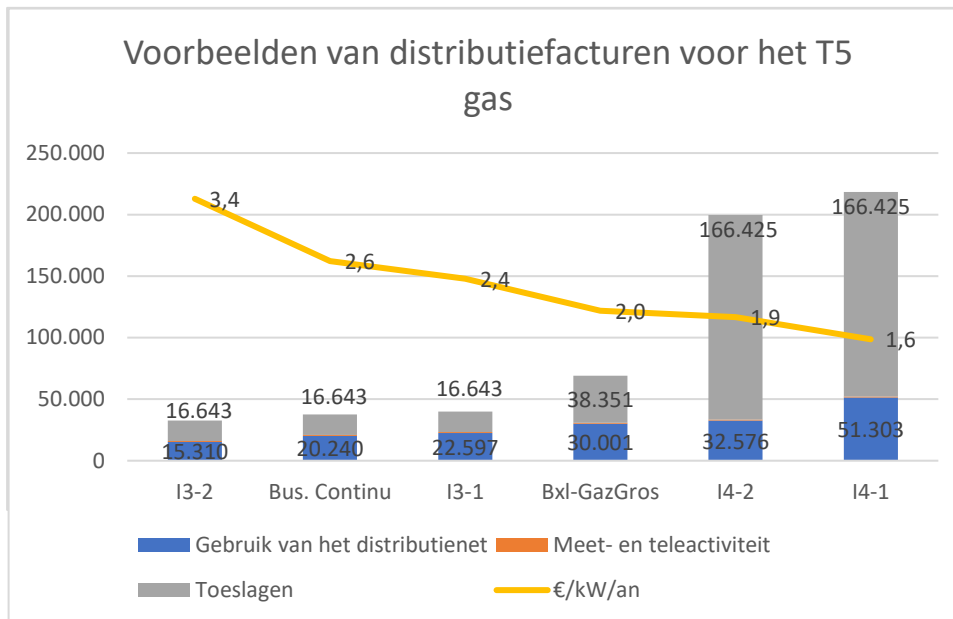
**Figuur 17: Illustratie van het degressiviteitsprincipe voor T5 gas**



De prijs per kW is dus degressief; wanneer we de hierna beschreven referentieprofielen en de tarieven 2018 gebruiken, daalt het tarief per kW dus van € 3,4/kW voor een piek van 2.908 kW (profiel I3-2), naar € 1,6/kW voor een piek van 29.075 kW (profiel I4-2<sup>54</sup>). Uit de vergelijking van deze profielen blijkt dat het tarief per piek-kW meer dan de helft lager ligt.

<sup>54</sup> In 2017 zijn er in Brussel geen klanten van type I4. Het hoogste verbruik bedraagt ongeveer 66 GWh per jaar (met een piek van 12,5 MW) en de maximale piek is ongeveer 44,7 MW (met een verbruik van 6 GWh).

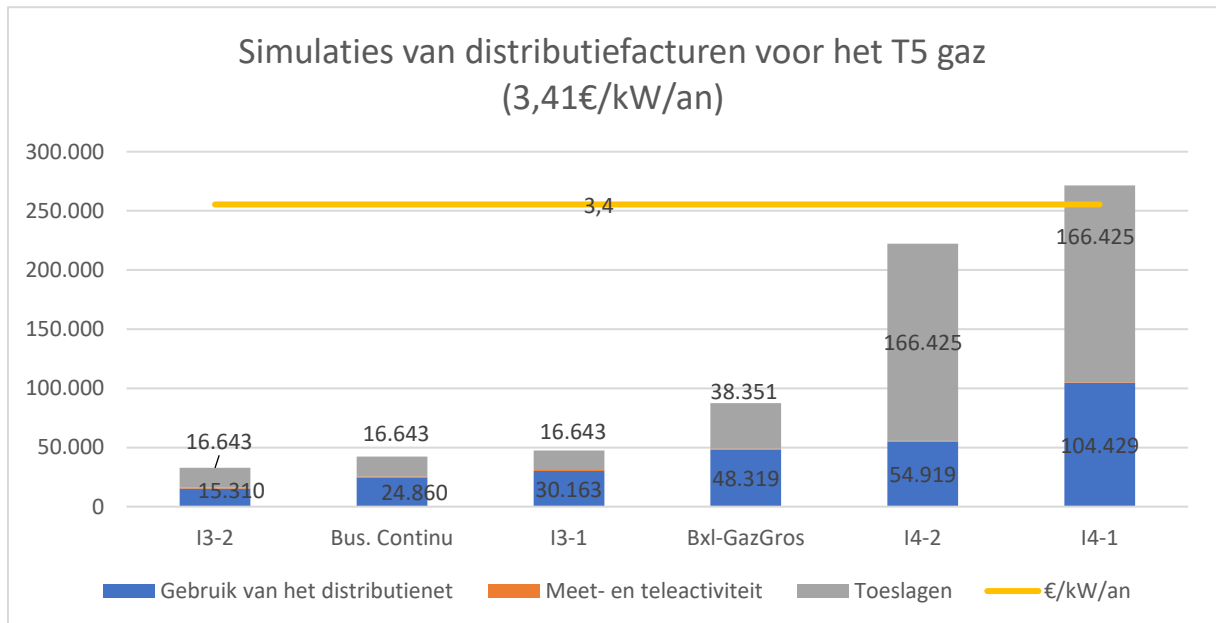
**Figuur 18: voorbeelden van distributiefacturen voor T5**



Profiel	MWh	kW
I3-2	11 630	2 908
Bus. Continu	11 630	5 712
I3-1	11 630	7 269
Bxl-GazGros	26 800	12 600
I4-2	116 300	14 538
I4-1	116 300	29 075

Laten we uitgaan van een tarief “Gebruik van het net” dat evenredig is aan het verbruik, met het hoogste bedrag van de beschouwde profielen, dus € 3,4/kW/jaar. Dit geeft de onderstaande situatie, waarin de bijdragen stijgen.

**Figuur 19: simulaties van distributiefacturen voor T5**



Profiel	Gebruik van het net (2018)	Gebruik van het net (gesimuleerd)	Variatie (€)	Variatie (%)
I3-2	15 310	15 310	0	0%
Bus. Continu	20 240	24 860	4 620	23%
I3-1	22 597	30 163	7 566	33%
Bxl-GazGros	30 001	48 319	18 318	61%
I4-2	32 576	54 919	22 344	69%
I4-1	51 303	104 429	53 127	104%

Deze vergelijking illustreert de potentiële impact van een afschaffing van de degressiviteitsfactor voor de grote volumes. In de voor deze simulaties gebruikte hypothesen ziet men dat de factuur voor de gebruikskosten van het net voor de grootste gebruikers tot tweemaal zo hoog kan zijn. Dit is een schok die BRUGEL wil vermijden.

BRUGEL stelt daarom voor om in de periode 2020-2024 een degressiviteitscoëfficiënt te behouden. In het licht van het vorige punt spreekt het vanzelf dat deze degressiviteitsfactor slechts mag gelden voor één van de in het tarief “Gebruik van het net” toegelaten elementen. De in het vorige punt gevraagde analyse moet ook het scenario zonder degressiviteitsfactor onderzoeken. In voorkomend geval en indien het capaciteitstarief voor de tariefperiode 2020-2024 niet wordt afgeschaft, zou men een geleidelijke afschaffing van het capaciteitstarief over verscheidene tariefperiodes kunnen overwegen.

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

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

Het tarief omvat een vaste term die afhangt van het type meter en/of opname, namelijk de AMR-meters met doorlopende opname, de MMR-meters, die maandelijks worden opgenomen, en de YMR-meters, die jaarlijks worden opgenomen.

Gelet op het voorgaande is het normaal dat dit tarief sterk verschilt voor de AMR-meters, die voor de DNB veel hogere kosten vertegenwoordigen. Men zou de details van de gemaakte kosten per type meter kunnen vragen.

Hoe dan ook wordt de structuur van deze tariefpost niet gewijzigd tegenover de tariefmethodologie 2015-2019.

De keuze van een identiek of gedifferentieerd tarief voor de MMR- of CAR-meting zal in het kader van het tariefvoorstel moeten worden gemotiveerd.

### **4.3.4 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.

De tarieven voor openbare dienstverplichtingen zijn voornamelijk ten laste van de categorieën klanten die genieten van de diensten die aan deze verplichtingen gekoppeld zijn.

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 en de tarieven (vastgelegd voor 5 jaar). In het algemeen liggen de kosten verbonden met de ODV lager dan de gebudgetteerde kosten, met name omdat het aantal beschermde klanten voortdurend afneemt de afgelopen jaren.

#### **4.3.5 Transittarief**

In voorkomend geval kunnen transittarieven worden toegepast voor gasvolumes die door een ontvangstation van de DNB worden doorgevoerd naar een andere DNB. Dit transittarief bevat alleen een proportionele termijn en kan afhankelijk zijn van de exploitatiedruk.

#### **4.3.6 Toeslagen**

Zodra de DNB kennis heeft van een nieuwe toeslag of de aanpassing van een bestaande toeslag gaat hij, overeenkomstig artikel 10 ter 11° van de elektriciteitsordonnantie, over tot de aanpassing van de toeslagen en informeert hij BRUGEL per brief, per koerier 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.

### **4.4 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 dat in het geval van een verschil tussen het goedgekeurde en het reële budgettarief, 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 indiening 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>55</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>55</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 distributienetbeheerder 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 De 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.

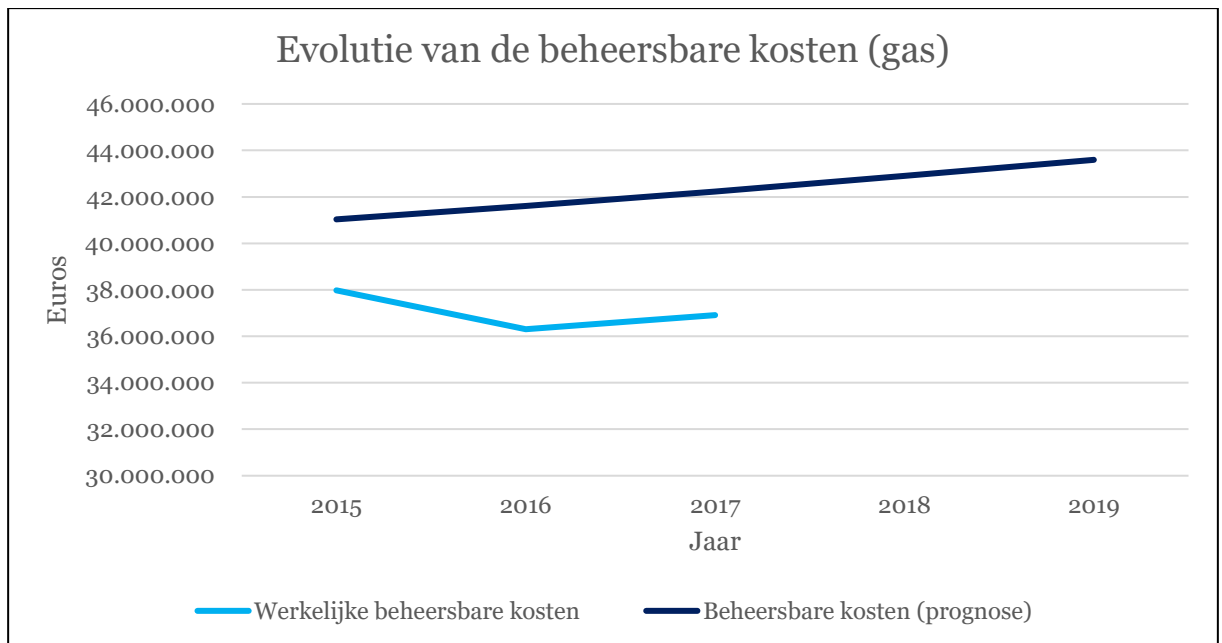
#### **6.2.1.2 Evolutieregels van de beheersbare kosten**

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 de beheersbare kosten voor “gas” over de tariefperiode 2015-2019. Het budget blijkt altijd hoger dan de realiteit. In het eerste jaar bedraagt het verschil 3 miljoen euro of 9,5% van het gebudgetteerde bedrag.

Figuur 18: evolutie van de gebudgetteerde en gemaakte 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:

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

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 (€ 2.136.584);
- $T$  overeenkomt met de correctie van de lasten tussen elektriciteit en gas na een wijziging van de verdeelsleutel voor de gemengde lasten<sup>56</sup>  $T_{gaz} + T_{électricité} = 0$  ;
- $C_{new}$  overeenkomt met het geheel van de nieuwe beheersbare kosten of met een wijziging van de scope van de huidige beheersbare kosten ;

---

<sup>56</sup> De parameter T zal positief zijn voor het fluïdum waarvan het relatieve gewicht in de verdeelsleutel groter wordt en negatief voor het fluïdum waarvan het relatieve gewicht kleiner wordt.

- $PM_{2017}$  overeenkomt met de projectenveloppe<sup>57</sup>zoals gedefinieerd in punt 1.1.4;
- $Ib_{2020}$  is de waarde die het Federaal Planbureau voorziet voor de gecumuleerde evolutie van de inflatie tussen 2017 en 2020<sup>58</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 van de 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>59</sup>. Ze illustreren de impact en de trend van de wijzigingen die aan de vergelijkingen van de tariefmethodologie 2015-2019 werden aangebracht.

---

<sup>57</sup> Om een dubbele telling te vermijden, moeten de beheersbare IT-kosten worden afgetrokken van de beheersbare kosten 2017.

<sup>58</sup> Deze cumul bestaat uit de werkelijk gemeten inflatie voor 2018 en de geraamde inflaties voor 2019 en 2020.

<sup>59</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
$C_1^B$	46.290.084 €	$\{C_{2017}^{Bind} - IR_{2017} + T + C_{new} + PM_{2017} - \text{Beheersbare IT-projecten}\}^{(1+Ib)^3}$
$CG_{2017}^B$	39.237.859 €	Gebudgetteerde beheersbare kosten 2017 waarvan de beheersbare kosten IT-projecten en de incentive regulation zijn afgetrokken.
$IR_{2017}$	-2.136.584 €	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.
$PM_{2017}$	6.906.064 €	= $PM(\text{SMARTRIAS}) + \text{Beheersbare IT-projecten} + \text{Niet-beheersbare PM exclusief SMARTRIAS}$
$PM_{\text{SMARTRIAS}}$	3.412.247 €	De kosten met betrekking tot SMARTRIAS bedragen € 15.707.000 in 2017. Als we een verdeelsleutel voor elektriciteit/gas toepassen van 75%/25%, verkrijgen we € 11.781.000. Als we een plafond van 85% toepassen, verkrijgen we € 10.236.000.
Beheersbare IT-projecten	3.477.670 €	Als we een verdeelsleutel van 62%/38% toepassen voor elektriciteit en gas op de beheersbare IT-projecten. De totale kosten van de beheersbare projecten worden op € 9.151.763 geraamd.
Niet-beheersbare PM exclusief SMARTRIAS	0 €	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:

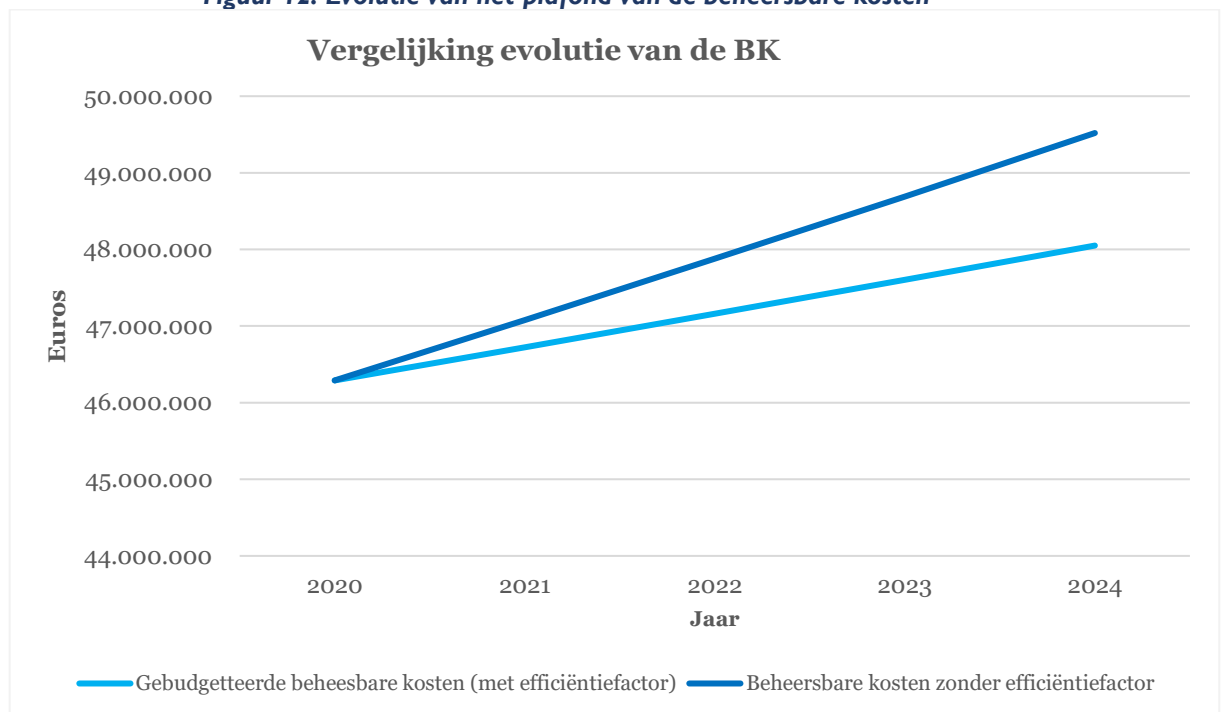
	2020	2021	2022	2023	2024
Gebudgetteerde beheersbare kosten (met efficiëntiefactor)	46.290.084 €	46.723.938 €	47.161.858 €	47.603.882 €	48.050.050 €

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 van de naleving van de regels voor de evolutie van het totaal inkomen**

De *ex-post* rapporten worden door de DNB opgesteld en aan BRUGEL bezorgd. Die rapporten stellen BRUGEL in staat de voorgestelde regulatorie 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 marktspelers 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 gereguleerde niet toe om de oorspronkelijk voorgeschreven termijn systematisch na te leven.

### **6.4 Bekendmaking 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**

Art. 10 ter 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 bijkomende informatie die wordt gevraagd in het kader van deze methodologie, en de eventuele aanpassingen (incentive regulation op basis van doelstellingen, projectbenadering ...), zullen de rapporteringsmodellen bovendien globaal gezien 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 halfjaarlijks 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 gasordonnantie 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 verzekeren, 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:

- Elke 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 het de betrokken 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 voor zover mogelijk de voorafgaande 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 van de DNB waaruit blijkt dat het materieel gezien niet mogelijk is om de wijzigingen van het op 31 mei bezorgde investeringsplan op te nemen, zou Brugel erin kunnen toestemmen om de inaanmerkingneming van de in het investeringsplan gevraagde wijzigingen in het geactualiseerde tariefvoorstel niet op te leggen.

Op basis van de huidige ordonnantie<sup>60</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).

---

<sup>60</sup> In het kader van haar advies betreffende de wijziging 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.

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's)

Art. 10 ter 10° van de ordonnantie bepaalt dat de kosten betreffende de uitvoering van de begroting van de openbare dienstverplichtingen bedoeld in artikel 19, § 1 op transparante wijze in de tarieven worden opgenomen.

Het geheel van de openbare dienststopdrachten wordt beschreven in art. 18, 18bis en 18ter van de gasordonnantie, 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. De kosten in verband met de openbare dienstverplichtingen kunnen immers 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 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 Fonds voor de tariefregulering 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's 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 het voor de controle van de tarieven nodig heeft.

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

Bovendien bepaalt art. 18 § 1 4° van de gasordonnantie *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 netbeheerder 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's, 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 fluïda (in welk geval de EOC eventueel parallel kan worden aangevraagd) en een DNG die per energievorm een andere leverancier heeft.

### **Informatiecentrum Infor GasElek**

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 de 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 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. 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. Pour y arriver, des règles avec des impacts budgétaires (malus ou réduction de l'enveloppe financière dédiée) importants ont été prévues. 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. *Het 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 en de 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 het rapporteringsmodel, de publicatie van de resultaten en de definitie van de drempels.

## I0 Analyse van de incentive regulation-scenario's voor de beheersbare kosten

In het **eerste scenario** zijn de gerealiseerde klassieke beheersbare kosten (KBK's) iets lager dan de gebudgetteerde kosten (-5%). De gerealiseerde beheersbare kosten voor de projecten (BKP's) 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's</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Gerealiseerde KBK's</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde. De gerealiseerde BKP's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde. De gerealiseerde BKP's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde. De gerealiseerde BKP's 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's</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Gerealiseerde KBK's</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde De gerealiseerde BKP's 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's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde. De gerealiseerde BKP's 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's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde. De gerealiseerde BKP's 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's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>KBK</i>	<i>Vershil BKP's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>KBK</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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 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's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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 1 bis.

<i>Scenario 3 bis</i> <i>In euro</i>	<i>Gerealiseerde BKP's</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Gerealiseerde KBK's</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 5% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Gerealiseerde KBK's</i>	<i>Vershil BKP's budget &amp; gerealiseerd</i>	<i>Incentive regulation DNB</i>	<i>Overdracht naar het fonds</i>
De gerealiseerde KBK's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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's zijn 10% lager dan de gebudgetteerde en de gerealiseerde BKP's 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