

# Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024

8/10/2021

# Inhoudsopgave

<b>1</b>	<b>Begrippenlijst .....</b>	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Inleiding .....</b>	<b>13</b>
<b>3</b>	<b>Toepassingsgebied.....</b>	<b>14</b>
<b>4</b>	<b>Economische regulering van Vlaamse distributienetbeheerders .....</b>	<b>15</b>
4.1	Inkomstenregulering met incentives.....	15
4.2	Lengte van de reguleringsperiode.....	16
<b>5</b>	<b>Het toegelaten inkomen uit distributienettarieven .....</b>	<b>17</b>
5.1	Inkomstenregulering .....	17
5.2	Bijkomende stimulansen voor productiviteitsverbetering .....	19
5.3	Samenstelling endogene kosten .....	20
5.3.1	Overzicht .....	20
5.3.2	Afschrijvingen .....	21
5.3.3	Operationele nettokosten .....	22
5.3.4	Kosten van het geïnvesteerde kapitaal.....	25
5.3.5	Criteria ter verwerping van endogene kosten .....	26
5.3.5.1	<i>Motivering criteria verwerping van kosten.....</i>	<i>26</i>
5.3.5.2	<i>Toepassing van de criteria in de tariefmethodologie.....</i>	<i>27</i>
5.3.5.3	<i>Criteria voor de beoordeling van het redelijk karakter van de kosten .....</i>	<i>28</i>
5.3.5.3.1	Nodig zijn voor de uitvoering van een geldende wettelijke, decretale of reglementaire verplichting die rust op de distributienetbeheerder .....	28
5.3.5.3.2	De berekeningsregels respecteren opgelegd door de wetgeving, de reglementering of de VREG .....	29
5.3.5.3.3	Het algemeen belang respecteren. ....	29
5.3.5.3.4	Niet door de distributienetbeheerder, zijn werkmaatschappij of zijn dochteronderneming vermeden kunnen worden. ....	29
5.4	Samenstelling exogene kosten .....	30
5.5	Bepaling van het toegelaten inkomen .....	33
5.5.1	Budget exogene kosten .....	33
5.5.2	Budget endogene kosten: overzicht .....	34
5.5.3	Budget endogene kosten: basisgedeelte.....	36
5.5.3.1	<i>Algemeen.....</i>	<i>36</i>
5.5.3.2	<i>Werkwijze: toegelaten inkomsten weerspiegelen efficiënte kosten .....</i>	<i>36</i>
5.5.3.3	<i>Correcties op historische kostentrend.....</i>	<i>41</i>
5.5.3.3.1	Verworpen kosten .....	41
5.5.3.3.2	Inefficiënte kosten n.a.v. fusie werkmaatschappijen in 2018 .....	42
5.5.3.4	<i>Correcties op toekomstige inkomstentrend.....</i>	<i>42</i>
5.5.3.4.1	Besparingen in 2021-2024 mogelijk door de fusie van de twee voormalige werkmaatschappijen tot FSO (x' factor) .....	43
5.5.3.4.2	Frontier shift (x'' factor).....	44
5.5.3.4.3	Kwaliteitsprikkels volgens prestaties 2017-2019 (qi factor).....	45

5.5.3.5	<i>Formules</i> .....	45
5.5.3.5.1	Inflatie .....	45
5.5.3.5.2	Ex-ante basisgedeelte 2021 .....	47
5.5.3.5.3	Ex-ante basisgedeelte 2022, 2023 en 2024 .....	50
5.5.3.5.4	X-waarde .....	51
5.5.3.5.5	X'-waarde .....	51
5.5.3.5.6	X'' waarde .....	52
5.5.3.5.7	Ex-post basisgedeelte 2021 .....	52
5.5.3.5.8	Ex-post basisgedeelte 2022, 2023 en 2024 .....	52
5.5.4	Budget endogene kosten: aanvullende endogene termen .....	53
5.5.4.1	<i>Correctie voor vennootschapsbelasting</i> .....	53
5.5.4.2	<i>Kosten van herwaarderingsmeerwaarden</i> .....	53
5.5.4.2.1	Kosten van afschrijvingen en afboekingen .....	54
5.5.4.2.2	Kosten van kapitaal .....	54
5.5.4.2.3	Formules .....	54
5.5.4.3	<i>Specifieke financiële stimuli</i> .....	55
5.5.4.3.1	Werkwijze .....	55
5.5.4.3.2	Formules .....	57
5.5.4.4	<i>Voorschotten en terugnames van voorschotten</i> .....	57
5.5.4.4.1	Voorwaarden .....	57
5.5.4.4.2	Formule .....	59
5.6	<b>Regulatoire saldi</b> .....	60
5.6.1	Regulatoir saldo m.b.t. exogene kosten .....	61
5.6.2	Regulatoir saldo m.b.t. volumerisico endogeen budget .....	61
5.6.3	Regulatoir saldo m.b.t. herindexering basisgedeelte endogeen budget .....	62
5.6.3.1	<i>Formule regulatoir saldo herindexering basisgedeelte budget endogene kosten 2021</i> .....	63
5.6.3.2	<i>Formule regulatoir saldo herindexering basisgedeelte budget endogene kosten 2022, 2023 en 2024</i> .....	64
5.6.4	Regulatoir saldo m.b.t. de vennootschapsbelasting .....	65
5.6.5	Regulatoir saldo m.b.t. de herwaarderingsmeerwaarden .....	66
5.6.6	Regulatoire saldi bij gewijzigde distributienettarieven gedurende het jaar .....	67
5.6.7	Snelheid van afbouw van regulatoire saldi .....	68
5.6.7.1	<i>Algemeen</i> .....	68
5.6.7.2	<i>Afbouw aan 50% per jaar</i> .....	68
5.7	Bijzonder saldo m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen .....	68
5.7.1	Voor de oplaadpunten geïnstalleerd overeenkomstig Art. 6.4.2 van het Energiebesluit .....	69
5.7.2	Voor de oplaadpunten geïnstalleerd overeenkomstig Art. 6.4.3 van het Energiebesluit .....	72
<b>6</b>	<b>Stimulans bij fusie van werkmaatschappijen</b> .....	<b>75</b>
6.1	Situering .....	75
6.2	Werkmaatschappij .....	75
6.3	Fusie van werkmaatschappijen en impact op efficiëntieprikkel .....	75
6.4	Stimulans aan distributienetbeheerders n.a.v. FSO .....	76
<b>7</b>	<b>Kwaliteitsbewaking (q<sub>i</sub>-factor)</b> .....	<b>77</b>
<b>8</b>	<b>Van budget naar tariefvoorstel</b> .....	<b>78</b>
8.1	Bepaling budget periodieke distributienettarieven door distributienetbeheerder .....	78

8.1.1	Budget exogene kosten in tariefvoorstel distributienetbeheerder .....	78
8.1.2	Budget endogene kosten in tariefvoorstel distributienetbeheerder.....	78
8.1.3	Opmaak tariefvoorstel per distributienetbeheerder.....	78
8.2	Wijzing tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit vanaf 1 [...] [juli]	
2022	78	
<b>9</b>	<b>Tariefvoorstel niet-periodieke distributienettarieven .....</b>	<b>80</b>
9.1	Algemene bepalingen.....	80
9.2	Structuur van de niet-periodieke distributienettarieven.....	81
9.3	Mogelijkheid tot herziening gedurende de reguleringsperiode .....	81
9.4	Rendabel deel aardgas [2021-2024] .....	82
<b>10</b>	<b>Tariefvoorstel periodieke distributienettarieven elektriciteit 2021 [en 2022H1] .....</b>	<b>83</b>
10.1	Klantengroepen elektriciteit 2021 [en 2022H1].....	83
10.1.1	Overzicht .....	83
10.1.2	Overgang klant van Trans LS naar ander spanningsniveau.....	84
10.2	Tariefcomponenten en tariefdragers elektriciteit 2021 [en 2022H1].....	84
10.2.1	Tariefstructuur elektriciteit 2021 [en 2022H1].....	84
10.2.2	Prosumenten 2021 [en 2022H1] .....	88
10.2.2.1	<i>Afname prosumenten 2021 [en 2022H1] .....</i>	<i>89</i>
10.2.2.1.1	Aanvullend capaciteitstarief.....	89
10.2.2.1.2	Enmalige verrekening saldo teruggedraaide netto-kWh-afname na plaatsing digitale meter	93
10.2.2.2	<i>Injectie prosumenten met teruggedraaiende teller én digitale meter 2021 [en 2022H1] .....</i>	<i>94</i>
10.2.3	Vraagresponns ingezet voor transmissienetbeheer .....	94
10.3	Verdeelsleutels tariefvoorstel elektriciteit 2021 [en 2022H1].....	95
10.3.1	Algemene en specifieke regels .....	95
10.3.2	Evolutie van de maximumtarieven elektriciteit 2021 [en 2022H1] .....	95
10.3.2.1	<i>Maximumtarief voor de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven 2021 [en 2022H1].....</i>	<i>95</i>
10.3.2.2	<i>Maximumtarief voor de distributienettarieven voor transmissienetkosten 2021 [en 2022H1].....</i>	<i>96</i>
10.4	Rekenvolumes elektriciteit 2021 [en 2022H1].....	97
<b>11</b>	<b>Tariefvoorstel periodieke distributienettarieven elektriciteit [...] [2022H2]-2024 .....</b>	<b>99</b>
11.1	Klantengroepen elektriciteit [...] [2022H2]-2024 .....	99
11.1.1	Overzicht .....	99
11.1.2	Overgang klant van Trans LS naar ander spanningsniveau.....	100
11.2	Tariefstructuur elektriciteit [...] [2022H2]-2024.....	100
11.2.1	Tariefcomponenten.....	100
11.2.2	Tariefstructuur elektriciteit afname [...] [2022H2]-2024 .....	103
11.2.3	Tariefstructuur elektriciteit injectie [...] [2022H2]-2024.....	107
11.2.4	Prosumenten [...] [2022H2]-2024 .....	107
11.2.4.1	<i>Tariefstructuur prosumenten afname [...] [2022H2]-2024 .....</i>	<i>108</i>
11.2.4.2	<i>Tariefstructuur prosumenten injectie [...] [2022H2]-2024 .....</i>	<i>108</i>
11.2.4.3	<i>Enmalige verrekening saldo teruggedraaide netto-kWh-afname na plaatsing digitale meter .....</i>	<i>109</i>

11.2.5	Vraagrespons ingezet voor transmissienetbeheer .....	110
<b>11.3</b>	<b>Maximumtarieven afname .....</b>	<b>110</b>
11.3.1	Hoogte en toepassing .....	111
11.3.2	Termijn .....	112
11.3.3	In tariefvoorstel .....	112
<b>11.4</b>	<b>Maximumtarief injectie .....</b>	<b>112</b>
<b>11.5</b>	<b>Verdeelsleutels elektriciteit [...] [2022H2]-2024 .....</b>	<b>112</b>
11.5.1	Algemene regels .....	112
11.5.2	Specifieke regels .....	113
11.5.2.1	<i>De directe, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' .....</i>	<i>114</i>
11.5.2.1.1	Synchrone piekbelasting .....	114
11.5.2.1.2	Periode van maximale belasting .....	115
11.5.2.1.3	Cascadeprincipe .....	115
11.5.2.2	<i>De indirecte, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' (exclusief budget financiering RAB en nettobedrijfskapitaal) .....</i>	<i>116</i>
11.5.2.3	<i>De indirecte, niet-capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' .....</i>	<i>116</i>
11.5.2.4	<i>Budget financiering RAB en nettobedrijfskapitaal (onderdeel van de indirecte, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik') .....</i>	<i>117</i>
11.5.2.5	<i>De kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' .....</i>	<i>117</i>
11.5.2.6	<i>De kosten voor de sociale energieleveringen binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' ...</i>	<i>118</i>
11.5.2.7	<i>De kosten voor de ODV's inzake REG, WKK, steuncertificaten [...] binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' .....</i>	<i>118</i>
11.5.2.8	<i>De kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' .....</i>	<i>118</i>
11.5.2.9	<i>De kosten binnen de tariefcomponenten 'Toeslagen' .....</i>	<i>118</i>
11.5.2.10	<i>De kosten binnen de tariefcomponent 'Overige transmissie' .....</i>	<i>119</i>
11.5.2.11	<i>De kosten m.b.t. de kapitaalkostvergoedingen voor gegarandeerde activa .....</i>	<i>119</i>
11.5.3	Verdere tarifaire verwerking .....	119
<b>11.6</b>	<b>Rekenvolumes elektriciteit [...] [2022H2]-2024 .....</b>	<b>121</b>
<b>11.7</b>	<b>Regionaal objectiveerbare verschillen .....</b>	<b>122</b>
11.7.1	Criteria voor identificatie van regionaal objectiveerbare verschillen .....	122
11.7.2	Uitgangspunten m.b.t. gebruik ROV's in de tariefregulering .....	125
11.7.3	ROV's in de reguleringsperiode 2021-2024 .....	126
<b>12</b>	<b>Tariefvoorstel periodieke distributienettarieven aardgas in 2021-2024 .....</b>	<b>127</b>
12.1	Klantengroepen aardgas 2021-2024 .....	127
12.2	Tariefcomponenten en tariefdragers .....	127
12.2.1.1	<i>Bijzondere voorwaarde voor wat betreft de periodieke distributienettarieven afname aardgas .....</i>	<i>129</i>
12.3	Rekenvolumes aardgas 2021-2024 .....	130
<b>13</b>	<b>Regulatoire boekhoudkundige voorschriften .....</b>	<b>132</b>
13.1	Juridisch kader .....	132
13.2	Reikwijdte regulatoire boekhoudkundige voorschriften .....	132
13.3	Aanpassing van de regulatoire boekhoudkundige voorschriften .....	132

13.4	Algemene bepalingen.....	132
13.5	Nominale waarden .....	133
13.6	Interne verrekenprijzen.....	133
13.7	Rapport van feitelijke bevindingen door commissaris .....	133
13.8	Gereguleerde vaste activa.....	134
13.9	Kosten en opbrengsten .....	137
13.10	Waarderingsregels .....	138
<b>14</b>	<b>Kostenverificatie en afwezigheid van kruissubsidiëring .....</b>	<b>139</b>
14.1	Gefragmenteerde distributienetactiviteit.....	139
14.2	Regelgevend kader m.b.t. kostenallocatie .....	139
14.3	Methodenota .....	140
14.4	Toezicht door VREG.....	140
<b>15</b>	<b>Rapportering door distributienetbeheerders en commissaris .....</b>	<b>141</b>
15.1	Procedure reguleringsperiode 2021-2024 .....	141
15.2	Correcties o.b.v. rapport van feitelijke bevindingen door commissaris .....	143
15.3	Opleggen en verwerken van voorlopige periodieke distributienettarieven.....	143
<b>16</b>	<b>Aanpak inzake fusies en (partiële) splitsingen .....</b>	<b>146</b>
16.1	Fusie .....	146
16.1.1	Situatie .....	146
16.1.2	Distributienettarieven .....	146
16.1.3	Rapportering en attestering .....	146
16.1.4	Kwaliteitsprikkel .....	147
16.2	Gehele of partiële splitsing van een distributienetbeheerder .....	147
16.2.1	Situatie .....	147
16.2.2	Distributienettarieven .....	148
16.2.3	Rapportering en attestering .....	148
16.2.4	Kwaliteitsprikkel .....	150
<b>17</b>	<b>Bijlagen .....</b>	<b>151</b>
17.1	Bijlage 1: Invul- en auditinstructie rapporteringsmodellen. ....	151
17.2	Bijlage 2: Rapport kapitaalkostenvergoeding reguleringsperiode 2021-2024.....	151
17.3	Bijlage 3: Verdeelsleutels voor de balansen en resultatenrekening van de distributienetbeheerders volgens de opdeling van hun distributieactiviteit tussen Vlaanderen en de overige gewesten .....	151

17.4	Bijlage 3B: Verdeelsleutels voor de balansen en resultatenrekening van de binnen Vlaanderen (partieel) gesplitste distributienetbeheerders .....	151
17.5	Bijlage 4A: Rapporteringsmodel exogene kosten en aanvullende endogene termen 2021 151	
17.6	Bijlage 4B: Rapporteringsmodel exogene kosten en aanvullende endogene termen 2022- 2024 151	
17.7	Bijlage 5: Rapporteringsmodel endogene kosten 2021-2024.....	151
17.8	Bijlage 6: In te dienen toelichting bij rapporteringsmodel endogene kosten.....	151
17.9	Bijlage 7A: Rapporteringsmodel tariefvoorstel 2021 [en 2022H1] .....	151
17.10	Bijlage 7B: Rapporteringsmodel tariefvoorstel [...] [2022H2]-2024.....	152
17.11	Bijlage 8: In te dienen documenten door de distributienetbeheerder bij zijn tariefvoorstel 152	
17.12	Bijlage 9: De kwaliteitsprikkel. ....	152
17.13	Bijlage 9A: Rapporteringsmodel kwaliteit dienstverlening .....	152
17.14	Bijlage 9B: Checklist interne audit.....	152
17.15	Bijlage 9C: Berekeningsmodel q-factoren .....	152
17.16	Bijlage 10: Rekenbladen VREG .....	152
17.17	[Bijlage 11: incentives] .....	152

# 1 Begrippenlijst

De begrippen en definities vermeld in het Energiedecreet, het Energiebesluit, het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit en het Technisch Reglement Distributie Gas zijn onverkort van toepassing op deze tekst, en worden niet meer herhaald in deze begrippenlijst.

**ACM:** de Nederlandse toezichthouder Autoriteit Consument & Markt<sup>1</sup>;

**Auditinstructie:** Richtlijnen die meer duidelijkheid dienen te geven omtrent de opdracht van de commissaris inzake de attestering van de rapporteringsmodellen;

**Bedrijfsrevisor:** Is een erkende en beschermde beroepstitel, enkel gedragen door de personen ingeschreven in het openbaar register van het Instituut van de Bedrijfsrevisoren;

**Budget:** De begroting van de financiële resultaten waarbij verschillende factoren (bv. wetgeving, marktomstandigheden, historische evolutie van de financiële resultaten,...) in rekening worden genomen;

**Commissaris:** De rechtspersoon of natuurlijke persoon aan wie de controle van de jaarrekening werd toevertrouwd in overeenstemming met artikel 3:58 (en volgende) van het Wetboek van vennootschappen en verenigingen;

**CREG:** Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas<sup>2</sup>;

**Directe kosten:** De kosten waarvoor bij de toerekening een direct verband kan gelegd worden met een dienst van de distributienetbeheerder;

**Distributienetgebruiker:** Aardgasdistributienetgebruiker of elektriciteitsdistributienetgebruiker;

**DNB:** Afkorting voor 'distributienetbeheerder'<sup>3</sup>;

**Doorvoer:** Overdracht van een netto hoeveelheid energie over een bepaalde tijdsperiode tussen twee distributienetbeheerders via de koppelpunten tussen hun distributienetten;

**Elektriciteitsverordening:** Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit;

**Elektriciteitswet:** Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt;

---

<sup>1</sup> <https://www.acm.nl/nl>

<sup>2</sup> <https://www.creg.be/nl>

<sup>3</sup> Zoals gedefinieerd in art. 1.1.3, 30° van het Energiedecreet.



**Energiebesluit:** Besluit van de Vlaamse Regering van 19 november 2010 houdende algemene bepalingen over het energiebeleid;

**Energiedecreet:** Decreet van 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid;

**Exogene kosten:** Zoals bepaald in par. 5.3.5;

**Gaswet:** Wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen;

**Gegarandeerde activa:** Het geheel van de voorraden groenestroom- en warmtekrachtcertificaten in bezit van de distributienetbeheerder en zijn bedragen op de regulatoire rekeningen;

**Gereguleerde vaste activa:** De materiële en immateriële vaste activa die eigendom zijn van de distributienetbeheerder en een feitelijk economisch nut hebben voor de distributienetbeheerder bij de uitoefening van zijn gereguleerde activiteiten. Het louter juridisch eigenaar zijn van een vast actief volstaat m.a.w. niet voor opname van het actief in het geheel van de gereguleerde materiële vaste activa;

**Gewestgrensoverschrijdende distributienetbeheerder:** Distributienetbeheerder die actief is in het Vlaamse Gewest en in één of meer andere gewesten;

**Indirecte kosten:** De kosten waarvoor bij de toerekening geen direct verband kan gelegd worden met de dienst van de distributienetbeheerder en die verdeeld worden met een verdeelsleutel op basis van activiteiten en kostenplaatsen;

**Invulinstructie:** Richtlijnen die meer duidelijkheid dienen te geven omtrent de interpretatie van de verschillende tabellen die in de rapporteringsmodellen zijn opgenomen en de wijze waarop ze door de distributienetbeheerders dienen te worden ingevuld;

**Klassieke meter:** Een klassieke elektriciteitsmeter is een elektromagnetische kilowattuurmeter volgens een horizontaal draaiende Ferrarisschijf, een klassieke aardgasmeter is een balgen-, rotor- of turbinemeter met mechanisch telwerk;

**Kostensoort:** Een verzameling van kosten gespecificeerd naar ontstaansbron in het bedrijfsproces;

**MAR:** Minimumindeling van het Algemeen Rekeningenstelsel waarbij de rekeningen geordend zijn op basis van logische principes en de inhoud van de rekeningen nauwkeurig omschreven is. Deze minimumindeling werd vastgelegd door het koninklijk besluit van 21 oktober 2018 tot uitvoering van de artikelen III.82 tot en met III.95 van het wetboek van Economisch recht<sup>4</sup>;

**Endogene kosten:** Zoals bepaald in par. 5.3;

---

<sup>4</sup> [http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi\\_loi/change\\_lg.pl?language=nl&la=N&table\\_name=wet&cn=2018102102](http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&table_name=wet&cn=2018102102)

**Niet-periodieke distributienettarieven:** Distributienettarieven die éénmalig worden aangerekend en dit voor de activiteiten zoals bepaald in par. 9.2;

**Overige kosten:** De categorie van kosten van distributienetbeheerders in hun gereguleerde activiteiten, die in de voorliggende tariefmethodologie door de VREG niet als exogene en ook niet als endogene kosten worden beschouwd en behandeld, bijvoorbeeld de kosten van boetes;

**Overwinst:** Het verschil tussen de werkelijke winst die een gereguleerde onderneming heeft gerealiseerd en wat wordt verondersteld haar billijke winst te zijn;

**Periodieke distributienettarieven:** De nettarieven die krachtens artikel 4.1.18, §2 van het Energiedecreet door de toegangshouders betaald worden aan de distributienetbeheerders omdat hun klanten als toegangsgerechtigden aangesloten zijn op het distributienet (distributienetgebruikers) voor elektriciteit en/of aardgas, om energie tot bij hen thuis of tot bij hun onderneming of organisatie te krijgen. Deze tarieven omvatten ook de door de transmissienetbeheerder aan de distributienetbeheerder aangerekende vergoeding voor het gebruik van het transmissienet, inclusief de door de transmissienetbeheerder doorgerekende toeslagen (transmissiekosten);

**Piekgemeten:** meting waarbij de energie-uitwisseling met het distributienet wordt gemeten met registratie van de piekvermogens;

**Prosumant:** Prosumant zoals gedefinieerd in artikel 1.1.3, 104° van het Energiedecreet, én met aansluiting op het laagspanningsnetwerk (LS of TRLS). Indien voor een dergelijke productie-eenheid het maximaal AC-vermogen in kVA niet gekend is door de distributienetbeheerder dan dient het maximaal AC-vermogen uitgedrukt in kW te worden gehanteerd;

**Rapporteringsmodel:** Het geheel van documenten, tabellen en gegevens zoals beschreven in par. 15 en de bijhorende invulinstructie (par. 17.1);

**Regulatoir actief/passief:** De regulatoire rekeningen onder de vorige tariefmethodologieën, volgens de Tarieven-KB's 2008 en voorheen;

**Regulatoir risico:** het risico dat een wijziging in de wetgeving of de regulering materiële impact heeft op de waarde van een aandeel, een bedrijf, een sector of een markt;

**Regulatoire rekeningen:** Rekeningen op de balans naar waar kosten en opbrengsten van de resultatenrekening van de distributienetbeheerder worden overgeboekt in het kader van het vaststellen van een boekhoudkundig resultaat volgens een tariefmethodologie;

**Regulatoire saldi:** De regulatoire rekeningen onder de tariefmethodologie toegepast door de VREG vanaf 2015. Voor een meer gedetailleerde bespreking verwijzen we naar par. 5.6;

**Reguleringsperiode:** Opeenvolgende kalenderjaren waarvoor de periodieke en niet-periodieke distributienettarieven volgens een tariefmethodologie worden bepaald;

**Rekenvolume:** De afzetvolumes voor de tariefdragers in de tariefstructuur waarmee het budget in het tariefvoorstel wordt omgezet tot periodieke distributietarieven;

**Sector:** De groep van alle distributienetbeheerders binnen eenzelfde geregleerde activiteit (elektriciteits- of aardgasdistributie);

**Sectorinkomsten:** Inkomsten gesommeerd over alle distributienetbeheerders binnen eenzelfde geregleerde activiteit (elektriciteits- of aardgasdistributie);

**Sectorkosten:** Kosten gesommeerd over alle distributienetbeheerders binnen eenzelfde geregleerde activiteit (elektriciteits- of aardgasdistributie);

**Solidarisering:** De jaarlijkse verrekening van de kosten van de groenestroom- en warmtekrachtcertificaten tussen de distributienetbeheerders onderling, zoals beschreven in respectievelijk art 7.1.6. § 2 en art 7.1.7 § 2 van het Energiedecreet;

**Strafrechtelijke geldboete:** Een boete in de zin van het Strafwetboek. De strafrechtelijke geldboete is een patrimoniale straf die bestaat uit de inning van een geldsom ten voordele van de Staat;

**Tariefperiode:** Periode waarin het algemeen netgebruik systematisch betrekkelijk hoog (piekuren) dan wel betrekkelijk laag (daluren) is;

**Tariefvoorstel:** Het voorstel van een distributienetbeheerder aan de VREG omvattende alle distributietarieven voor de volgende tijdspanne (normaal het volgende kalenderjaar) die hij aan de VREG ter goedkeuring dient voor te leggen;

**Tarieven-KB's 2008:** De Tarievenbesluiten Elektriciteit<sup>5</sup> en Aardgas<sup>6</sup> van 2 september 2008;

**Transmissienetbeheerder:** De beheerder van het transmissienet<sup>7</sup>, aangewezen overeenkomstig artikel 10 van de Elektriciteitswet;

---

<sup>5</sup> Koninklijk besluit van 2 september 2008 betreffende de regels met betrekking tot de vaststelling van en de controle op het totaal inkomen en de billijke winstmarge, de algemene tariefstructuur, het saldo tussen kosten en ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van distributienetten voor elektriciteit, opgeheven door art. 18 van de wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen met ingang van 21 januari 2012.

<sup>6</sup> Koninklijk besluit van 2 september 2008 betreffende de regels met betrekking tot de vaststelling van en de controle op het totaal inkomen en de billijke winstmarge, de algemene tariefstructuur, het saldo tussen kosten en ontvangsten en de basisprincipes en procedures inzake het voorstel en de goedkeuring van de tarieven, van de rapportering en kostenbeheersing door de beheerders van de distributienetten voor aardgas, opgeheven door art. van 74 de wet van 8 januari 2012 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen met ingang van 21 januari 2012.

<sup>7</sup> Zoals gedefinieerd in art. 2, 7° van de Elektriciteitswet.

**Uitbreidingsinvesteringen:** De investeringen die betrekking hebben op de aansluiting van nieuwe netgebruikers op het distributienet en versterkingen van het bestaande net om te kunnen voldoen aan een algemene toename van het gelijktijdig uitgewisselde volume aan vervoerde energie;

**VEA:** Vlaams Energieagentschap<sup>8</sup>;

**Verdeelsleutel:** De wijze van verdeling of toewijzing van kosten en opbrengsten aan prestaties, klantengroepen of activiteiten;

**Vervaardigingsprijs:** Dit begrip is van toepassing op intern vervaardigde activa waarbij alle directe kosten mogen geactiveerd worden;

**Vervangingsinvesteringen:** Hebben betrekking op het vervangen van activa aan het einde van hun levensduur, investeringen in apparatuur voor de controle van het net en het verzamelen van informatie, verplaatsing van netten en investeringen ten behoeve van het milieu en maatregelen die worden genomen om leveringskwaliteit te verbeteren;

**Volumerisico:** Het risico dat de inkomsten uit de periodieke distributienettarieven zullen afwijken van de verwachte inkomsten, ten gevolge van verschillen tussen werkelijke en verwachte afzetvolumes voor de tariefdragers;

**Volumeverschil:** Het verschil, na afloop van een periode, tussen de werkelijke en de gebudgetteerde opbrengsten uit de inning van de periodieke distributienettarieven;

**Waarderingsregels:** Elke onderneming bepaalt de regels die gelden voor de waardering van de inventaris en de jaarrekening. De vaststelling van de waarderingsregels moet rekening houden met de eigen kenmerken van de onderneming en is essentieel de verantwoordelijkheid van het bestuursorgaan van de onderneming. Dit bestuursorgaan zal naargelang de rechtsvorm van de onderneming de raad van bestuur zijn, de zaakvoerder, de ondernemer, de overheid, enz. De waarderingsregels moeten bovendien worden samengevat in de toelichting van de jaarrekening op een wijze die voldoende nauwkeurig is om een inzicht te verkrijgen in de toegepaste waarderingsmethoden.

[**2022H1:** De periode vanaf en inclusief 1 januari 2022 tot en met 30 juni 2022.

**2022H2:** De periode vanaf en inclusief 1 juli 2022 tot en met 31 december 2022.]<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> [https://www.energiesparen.be/over\\_vea](https://www.energiesparen.be/over_vea)

<sup>9</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

## 2 Inleiding

Het Energiedecreet<sup>10</sup> bepaalt dat de VREG bevoegd is om distributienettarieven voor elektriciteit en aardgas goed te keuren en hiervoor de berekeningsmethodes vast te stellen, volgens transparante criteria, met inbegrip van het nemen van overgangsmaatregelen hierover, overeenkomstig de bepalingen van het Energiedecreet.

De tariefmethodologie omvat de regels, de rapporteringen en de berekeningen waarmee de tarieven voor de elektriciteits- en aardgasdistributie worden bepaald. De distributienetbeheerders moeten de tariefmethodologie gebruiken voor het opstellen van hun tariefvoorstellen.

De VREG dient conform het Energiedecreet<sup>11</sup> een tariefmethodologie op te stellen om aldus een stabiele en voorzienbare regulering te bevorderen die bijdraagt tot de goede werking van de vrijgemaakte markt en die de distributienetbeheerders in staat stelt de noodzakelijke investeringen in hun distributienetten uit te voeren.

Deze tekst omvat de tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2021-2024.

---

<sup>10</sup> Art. 3.1.4 §2, 12° Energiedecreet.

<sup>11</sup> Art. 4.1.30 §1 Energiedecreet.

### 3 Toepassingsgebied

Deze tariefmethodologie is de berekeningsmethode voor de bepaling van de distributienettarieven voor elektriciteit en aardgas die gelden in het Vlaamse Gewest en die worden toegepast door de door de VREG overeenkomstig artikel 4.1.1 van het Energiedecreet aangewezen elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders die in het Vlaamse Gewest actief zijn.

De distributienetbeheerders zijn niet gemachtigd om hun distributienettarieven toe te passen zonder dat deze vooraf door de VREG werden goedgekeurd.

In de 22 enclaves van de gemeente Baarle-Hertog<sup>12</sup>, die volledig omgeven is door Nederlands grondgebied, treedt momenteel de Nederlandse distributienetbeheerder Enexis BV op als aardgasdistributienetbeheerder. Binnen deze enclaves bevinden zich enclaves van het Nederlandse Baarle-Nassau. Het lokale aardgasdistributienet is sterk verweven met dit van Nederland. Bij beslissing van de VREG van 20 januari 2010 (BESL-2010-26) werd Intergas Energie BV onder bepaalde voorwaarden aangewezen als aardgasdistributienetbeheerder voor de gemeente Baarle-Hertog, met uitzondering van de wijk Zondereigen. Intergas Energie BV werd op 1 januari 2012 overgenomen door Enexis BV. De VREG laat de Autoriteit Consument en Markt in Nederland (ACM) de toezichhoudende rol uitoefenen voor de aardgasdistributienetgebruikers in de enclaves aangesloten bij Enexis BV, inclusief de vaststelling van de tariefstructuren en tarieven. De VREG beschouwt de door ACM toegepaste tariefmethodologie als een volwaardig alternatief met voldoende incentives voor de aardgasdistributienetbeheerder tot kostenefficiënt netbeheer.

De activa, passiva, kosten en opbrengsten m.b.t. de elektriciteits- en/of aardgasdistributie van een gewestgrensoverschrijdende distributienetbeheerder worden ten behoeve van de tariefmethodologie verdeeld tussen de gewesten op basis van welbepaalde objectieve, transparante en niet-discriminatoire criteria (zie par 17.3). De verdeling van deze data over beide gewesten maakt onderdeel uit van het rapport van feitelijke bevindingen dat door de commissaris aan de VREG wordt gerapporteerd (zie par 17.1).

---

<sup>12</sup> Zie in dat verband ook de artikelen 4.1.1 en art. 15.3.2 van het Energiedecreet, en artikel 3.1.24, derde lid van het Energiebesluit.

## 4 Economische regulering van Vlaamse distributienetbeheerders

### 4.1 Inkomstenregulering met incentives

De tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021-2024 bouwt verder op de inkomstenregulering voor endogene kosten die de VREG hanteerde in de methodologieën voor de reguleringsperiodes 2015-2016 en 2017-2020. De plafonnering van de inkomsten uit nettarieven geeft aan de distributienetbeheerder een stimulans tot kostenefficiënt netbeheer, omdat op elk moment iedere euro kostenbesparing een euro winstmarge oplevert.

Een belangrijk en nieuw element is dat alle door de VREG overeenkomstig artikel 4.1.1 van het Energiedecreet aangewezen elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders sinds 1 juli 2018 voor het operationeel netbeheer een beroep doen op dezelfde werkmaatschappij, Fluvius System Operator cv (hierna: FSO), waarvan zij bovendien aandeelhouder zijn. FSO kwam tot stand uit de fusie van de twee vorige werkmaatschappijen (Eandis System Operator cvba en Infracvba), die nog met elkaar in concurrentie konden worden gebracht. In reactie op de fusie heeft de VREG de tariefmethodologie 2017-2020 aangepast om de synergievoordelen van de fusie af te dwingen<sup>13</sup>. Die besparingen bereiken pas hun volledige sterkte einde 2024. De besparingsprikkel wordt dan ook hernoemen in deze tariefmethodologie.

De tariefmethodologieën voor de reguleringsperiodes 2015-2016 en 2017-2020 gebruikten een transparant mechanisme om de toegelaten inkomsten voor endogene kosten te bepalen uit de werkelijke kosten van de voorgaande jaren. Dit berekeningsmodel bevat een competitie-aspect, nl. een stimulans voor de individuele netbeheerder om qua kostenevolutie beter te doen dan de maatstaf, de gemiddelde evolutie over alle netbeheerders samen. Op die manier werden afspraken tussen de netbeheerders over het maken van stijgende of stabiele kostenevoluties, waarbij inefficiënties kunnen worden behouden of gecreëerd en die zouden zorgen voor hogere nettarieven, ontmoedigd. Echter, de distributienetbeheerders kregen door de exploitatie via FSO zicht en controle op de evolutie van de sectorkosten. De competitie wordt zo ondergraven. Bij snel stijgende kosten zouden in de volgende reguleringsperiode stijgende toegelaten inkomsten en tarieven volgen. De stijgende inkomsten kunnen dan ruimte geven voor nieuwe, toenemende kosten, enzovoort. Het comfort van monopolistische stabiliteit gaat in tegen de verwachting bij de netgebruikers dat de netbeheerders productiviteitsverbeteringen realiseren. In vergelijking met de vorige reguleringsperiodes wordt daarom in deze tariefmethodologie een extra waarborg ingebouwd m.b.t. het stimuleren van de kostenefficiëntie bij de netbeheerders, door de introductie van een frontier shift. De frontier shift is de productiviteitsverandering die efficiënte bedrijven (die al op de "frontier" zitten en daarmee tot de best presterende bedrijven behoren) kunnen realiseren. De evolutie van de kosten in het netbeheer wordt daarbij vergeleken met deze van werkelijk competitieve, representatieve sectoren.

---

<sup>13</sup> Beslissing van de VREG van 20 september 2018 (BESL-2018-73) tot wijziging van de beslissing van de VREG van 24 augustus 2016 met betrekking tot het vaststellen van de tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2017-2020 (BESL-2016-09), zoals gewijzigd bij beslissing van 6 juli 2018 (BESL-2018-23); zie: <https://www.vreg.be/nl/tariefmethodologie-2017-2020>.

Wanneer de VREG in de tariefmethodologie alleen zou focussen op de kostenbeheersing, dan zou deze aanpak op termijn nadelige gevolgen kunnen hebben voor de aandacht van de netbeheerder voor de kwaliteit van zijn dienstverlening. Hij kan dan in de verleiding komen om te besparen op de voor het netbeheer minder kritische diensten, om de winstmarge veilig te stellen. Het is daarom noodzakelijk dat de methode vervolledigd wordt met een bijkomende financiële stimulans voor prestaties op het vlak van kwaliteit. De zero-sum kwaliteitsprikkels onder distributienetbeheerders opgenomen in de tariefmethodologie 2017-2020 wordt zo goed als mogelijk behouden en het eerste effect ervan wordt ook concreet gevoeld door de netbeheerders, op basis van hun cijfers m.b.t. de kwaliteitsprestaties in 2017 t.e.m. 2019. De specifieke prikkel werd verzwakt door de fusie van de werkmaatschappijen, omdat competitie in kwaliteitsprestaties tussen meerdere werkmaatschappijen van de distributienetbeheerders (bv. in aantal klachten) niet meer mogelijk is.

Naast de stimulansen voor kostenefficiëntie en kwaliteit van dienstverlening, kan het aangewezen zijn om in de reguleringsperiode 2021-2024 specifieke bijkomende prikkels te voorzien. Het Energiedecreet vermeldt<sup>14</sup> bijvoorbeeld de mogelijkheid van stimulansen voor marktintegratie, bevoorradingszekerheid en onderzoek en ontwikkeling. Er kunnen in de (loop van de) reguleringsperiode 2021-2024 bijvoorbeeld specifieke prikkels ingevoerd worden voor dit richtsnoer.

## 4.2 Lengte van de reguleringsperiode

Een reguleringsperiode in een tariefmethode met inkomstenregulering omvat normaliter meerdere opeenvolgende kalenderjaren. Het doel is immers de ondernemingen te stimuleren tot het maken van efficiëntiewinsten. Zij zullen deze pas realiseren indien zij ook werkelijk de vruchten kunnen plukken van hun inspanningen onder een min of meer voorspelbaar inkomstenplafond. Indien efficiëntiewinsten snel zouden worden afgeroomd, met verlaging van de inkomsten in de volgende reguleringsperiode mogelijk gemaakt door de besparingen, dan zal de stimulans beperkt zijn. Anderzijds, wanneer de reguleringsperiode zeer lang zou zijn, zal de financiële prikkel voor de distributienetbeheerder wel groot zijn maar zouden de tarieven te lang op een te hoog niveau kunnen blijven. Daarom wordt, na de vorige reguleringsperiode 2017-2020, opnieuw gekozen voor een middellange reguleringsperiode van vier opeenvolgende jaren, 2021-2024. De herhaalde keuze voor vier jaar laat een zeer stabiele en transparante werking van de gehanteerde methodiek m.b.t. de endogene kosten toe (par. 5.5.3).

---

<sup>14</sup> Art. 4.1.32 §1, 15° Energiedecreet.



## 5 Het toegelaten inkomen uit distributienettarieven

### 5.1 Inkomstenregulering

De tariefmethodologie 2021-2024 gaat uit van een inkomstenregulering met plafonnering van de inkomsten van de distributienetbeheerder uit zijn periodieke distributienettarieven. Het inkomstenplafond wordt in eerste instantie gebaseerd op de transparante werkwijze zoals die werd gehanteerd in de vorige reguleringsperiodes 2015-2016 en 2017-2020. Dit mechanisme is gebaseerd op maatstafregulering, waarbij de kostenevolutie van de individuele distributienetbeheerder wordt vergeleken met deze van de sector in zijn geheel.

#### *Exogene kosten*

De distributienetbeheerders die actief zijn in het Vlaamse Gewest hebben evenwel geen invloed op de hoogte van een aantal kosten die ze moeten maken, waaronder bijvoorbeeld het belangrijk aandeel in de kosten voor de aan minimumsteun op te kopen groenestroom- en warmtekrachtcertificaten en voor de aan elektriciteitsdistributienetgebruikers uit te betalen premies voor rationeel energiegebruik, ontstaan vanuit daarvoor door de overheid opgelegde openbardienstverplichtingen. De niet door de distributienetbeheerder beïnvloedbare kosten in de tariefmethodologie worden *exogene kosten* genoemd. Ze liggen buiten zijn controle, kunnen niet gedrukt worden door efficiëntieverbeteringen en het is niet mogelijk of zinvol om bepaalde budgettaire targets hierover op te nemen in de tariefmethodologie. Deze kosten, die verder in de tekst in par. 5.3.5 specifiek worden vermeld en zo erkend, zijn integraal voor rekening van de distributienetgebruikers aan wie de distributienettarieven worden doorgerekend.

De exogene kosten worden jaarlijks gebudgetteerd inclusief de afbouw van restsaldi uit vorige jaren tussen de werkelijke exogene kosten en de werkelijke opbrengsten uit de periodieke distributienettarieven ter dekking van de exogene kosten. De jaarlijkse update moet vermijden dat een te groot saldo zich over meerdere jaren zou opbouwen.

#### *Endogene kosten*

De *endogene kosten* zijn de voor het netbeheer redelijke en noodzakelijke kosten die de distributienetbeheerder wel kan beïnvloeden en waarmee rekening gehouden wordt ter bepaling van het inkomstenplafond. Het bevat de potentiële winstmarge, teneinde de netbeheerder te stimuleren om kostenefficiënt te werken. Welke kosten de endogene kosten zijn, wordt in par. 5.3 verduidelijkt.

Het totale budget van een distributienetbeheerder uit zijn distributienettarieven bestaat dan uit de som van een budget voor zijn exogene kosten en een door de VREG toegelaten budget voor de endogene kosten.

#### *Toegelaten inkomsten voor een distributienetbeheerder in een boekjaar*

De formule ter berekening van het toegelaten inkomen (EUR) van een distributienetbeheerder  $i$  uit zijn periodieke distributienettarieven in het jaar  $j$  binnen een lopende reguleringsperiode, vervolgens te vertalen door de distributienetbeheerder naar zijn periodieke distributienettarieven voor dat jaar  $j$ , is de volgende (formule 1):

$$TI_{j,i} = TI_{end,j,i} + TI_{ex,j,i}$$

Formule 1.

Met hierin:

- j* Jaar *j*, gelegen in de reguleringsperiode 2021-2024.
- i* Distributienetbeheerder *i*.
- TI* Afkorting voor toegelaten inkomen.
- TI<sub>j,i</sub>* Het door de VREG toegelaten totale inkomen voor distributienetbeheerder *i* uit zijn periodieke distributienettarieven in jaar *j*, vertrekbasis voor opmaak van het tariefvoorstel door die distributienetbeheerder voor jaar *j*. (EUR).
- TI<sub>end,j,i</sub>* Het door de VREG toegelaten inkomen voor distributienetbeheerder *i* uit zijn periodieke distributienettarieven in jaar *j* voor de kosten van de distributienetbeheerder die in de tariefmethodologie als endogeen worden beschouwd. (EUR)
- TI<sub>ex,j,i</sub>* Het door de VREG toegelaten inkomen voor de distributienetbeheerder *i* uit zijn periodieke distributienettarieven in jaar *j* ter dekking van de kosten van de distributienetbeheerder die in de tariefmethodologie als exogeen worden beschouwd. (EUR)

#### Overige kosten

Voor een aantal kosten van de distributienetbeheerder wordt er geen dekking door opbrengsten uit de distributienettarieven voorzien. Ze worden dus buiten beschouwing gelaten. Dit zijn onder meer de kosten van geldboetes<sup>15</sup> die de distributienetbeheerder moet betalen en niet via de distributienettarieven mogen doorgerekend worden. Deze kosten zijn voor rekening van de distributienetbeheerder. Meer technisch, worden ook de boekhoudkundige kosten en opbrengsten in het kader van een winstverwerking door de distributienetbeheerder niet beschouwd voor de berekening van zijn toegelaten inkomen voor exogene en endogene kosten. Ook de kosten van de distributienetbeheerder die door de VREG worden verworpen wegens niet redelijk (par. 5.3.5), kunnen als overige kosten beschouwd worden. Al deze kosten worden in de tariefmethodologie *overige kosten* genoemd. Ze behoren noch tot de exogene noch tot de endogene kosten. Aldus kan een opdeling van de kosten van de distributienetbeheerder gemaakt worden volgens Tabel 1.

---

<sup>15</sup> Hiermee worden zowel strafrechtelijke, administratieve als burgerlijke geldboetes bedoeld.

**Tabel 1 Indeling kosten van de distributienetbeheerder in tariefmethodologie**

Kosten van de distributienetbeheerder		
Gereguleerde activiteit		
Exogene kosten	Endogene kosten	Overige kosten
Integraal verrekening via distributienettarieven	Verrekening naar distributienettarieven via inkomstenplafondregulering	Integraal voor rekening van de distributienetbeheerder

De VREG zal bijgevolg een toegelaten inkomen uit periodieke distributienettarieven bepalen per distributienetbeheerder en per jaar van de reguleringsperiode op basis van het onderscheid tussen de exogene, endogene en overige kosten. De inkomsten voor de exogene kosten zijn op maat van de exogene kosten waarmee de individuele distributienetbeheerder zal worden geconfronteerd. De inkomsten voor de endogene kosten volgen uit de inkomstenregulering toegepast op de groep van distributienetbeheerders binnen eenzelfde activiteit ter stimulering van een efficiënte bedrijfsvoering, zoals verder in de tekst verduidelijkt wordt. De distributienetbeheerder moet zijn toegelaten inkomen vervolgens omzetten tot een uitgewerkt tariefvoorstel voor zijn periodieke distributienettarieven die hij wil toepassen in het jaar waarop het toegelaten inkomen betrekking heeft.

## 5.2 Bijkomende stimulansen voor productiviteitsverbetering

Het mechanisme in de tariefmethodologie ter bepaling van het toegelaten inkomen voor endogene kosten voor elke distributienetbeheerder afzonderlijk, is gebaseerd op een verband tussen de in het recente verleden waargenomen gezamenlijk beschouwde kosten van de distributienetbeheerders, gemaakt binnen een inkomstenplafondregulering, en de in de volgende reguleringsperiode toegelaten inkomsten uit distributienettarieven (par. 5.5.2). De werkelijke kostentrend in de sector van de door de VREG overeenkomstig artikel 4.1.1 van het Energiedecreet aangewezen distributienetbeheerders vormt de maatstaf waarmee iedere distributienetbeheerder wordt vergeleken. De aanpak werkt wanneer meerdere, onafhankelijke distributienetbeheerders met elkaar in een vorm van competitie gebracht worden. Door onderlinge competitie kan de maatstaf werkelijk de evolutie van de efficiënte kosten weerspiegelen. Zodra echter door fusies of verregaande samenwerking het aantal of de onafhankelijkheid van de netbedrijven afneemt, verwerven ze meer invloed op de maatstaf en dus op de hoogte van hun volgende distributienettarieven. Op 1 juli 2018 gaven alle door de VREG erkende aardgas- en elektriciteitsdistributienetbeheerders hun operationeel netbeheer in handen van de werkmaatschappij FSO. Zij voelen nog wel een stimulans voor kostenefficiëntie door de strikte plafonnering van hun toegelaten inkomsten voor endogene kosten, maar het onderlinge competitie-element is controleerbaar geworden. Bestaande inefficiënties kunnen daardoor beter in stand gehouden worden.

Productiviteitsverbeteringen bij distributienetbeheerders kunnen ontstaan uit een combinatie van drie soorten efficiëntiewinsten: schaalvoordelen, catch-up en frontier shift. In deze tariefmethodologie wordt ingezet op een bijkomende stimulans voor efficiëntiewinst o.b.v. schaalvoordelen en frontier shift.

### *Schaalvoordelen*

Er worden in de reguleringsperiode 2021-2024 efficiëntieverbeteringen afgedwongen van de distributienetbeheerders volgens de schaal- en synergievoordelen die mogelijk werden door de fusie op 1 juli 2018 van hun werkmaatschappijen Eandis System Operator cvba en Infrax cvba tot FSO (par. 5.5.3.3.2, 5.5.3.4.1 en 6). De VREG voerde hieromtrent onderzoek tijdens de reguleringsperiode 2017-2020 en past in overeenstemming met die analyse een stimulans voor productiviteitsverbetering in de reguleringsperiode 2021-2024 toe.

### *Frontier shift*

Productiviteitsverbeteringen in de meest efficiënte ondernemingen ontstaan door een combinatie van technologische vooruitgang en lagere inkooprijzen. Er is minstens een toets en eventueel bijsturing van de inkomstentrend nodig in de tariefmethodologie uit een vergelijking van de kostentrend bij de distributienetbeheerders met de wijze waarop de productiviteit in vergelijkbare, competitieve activiteiten of sectoren evolueert (par. 5.5.3.4.2).

### *Catch-up*

Uit een benchmarking tussen ondernemingen kan men afleiden hoe zij zich tot elkaar verhouden op het vlak van kostenefficiëntie. Het geeft voor de bedrijven aan hoe groot hun achterstand (catch-up) is ten opzichte van hun meest efficiënte werking zoals die blijkt uit de vergelijking. Voor het ophalen van de achterstand kan de regulator een bijkomende efficiëntieprikkel (besparing) opleggen. In deze tariefmethodologie is momenteel nog geen catch-up efficiëntieprikkel opgenomen. Een benchmarking tussen de door de VREG erkende distributienetbeheerders, actief in het Vlaamse Gewest, is echter zo goed als zinloos omdat hun operationele taken nu worden uitgevoerd door één enkel bedrijf (de werkmaatschappij FSO). Idealiter wordt de vergelijkingsgroep dan uitgebreid met vergelijkbare entiteiten of activiteiten in België of het buitenland. Er is al een benchmarking gebeurd tussen Europese transmissienetbeheerders<sup>16</sup> maar nog niet voor distributienetbeheerders, waar de aantallen en de onderlinge diversiteit veel groter zijn. Bovendien zijn in landen zoals bijvoorbeeld Duitsland of het Verenigd Koninkrijk meerdere onafhankelijke distributienetbeheerders actief, zodat de regulator ze intern kan benchmarken, zonder behoefte aan een Europese vergelijking. De VREG is van oordeel dat een benchmarking voor de distributienetbeheerders die actief zijn in het Vlaamse Gewest, noodzakelijk is om hun efficiëntie beter te kunnen beoordelen en streeft ernaar om een catch-up prikkel in te bouwen in de tariefmethodologie, zodra het nieuwe onderzoek gevoerd is.

## **5.3 Samenstelling endogene kosten**

### **5.3.1 Overzicht**

De VREG zal voor de endogene kosten een tariefregulering toepassen die de efficiëntie van de distributienetbeheerders moet bevorderen, die hen aanzet tot een duurzaam en kostenbewust beheer van hun distributienetten.

---

<sup>16</sup> Bijvoorbeeld [https://www.ceer.eu/documents/104400/6742745/TCB18\\_final\\_report\\_elec\\_190717.pdf/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13](https://www.ceer.eu/documents/104400/6742745/TCB18_final_report_elec_190717.pdf/559c7df0-9cf3-2153-07bd-855bdf9a6a13)

Het startbudget in het eerste jaar van een nieuwe reguleringsperiode<sup>17</sup> (kalenderjaar 2021 voor deze reguleringsperiode) zal bepaald worden op basis van de recente historische evolutie van de relevante endogene sectorkosten en het aandeel van de individuele distributienetbeheerder daarin. Dit berekeningsproces wordt verder toegelicht (par. 5.5.2).

Er zijn drie groepen van endogene kosten<sup>18</sup>:

1. de afschrijvingen
2. de operationele kosten
3. de kosten van het geïnvesteerde kapitaal

Alleen de endogene kosten die niet door de VREG werden verworpen (volgens de criteria voor redelijkheid van kosten in par. 5.3.5), worden ter bepaling van de toegelaten inkomens van de distributienetbeheerders in rekening gebracht.

De hierbij in rekening te brengen afschrijvingen en operationele nettokosten zijn de werkelijke kosten die hun oorsprong vinden in het beschouwde historische boekjaar, terwijl de kapitaalkosten een door de VREG vastgestelde normatieve vergoeding voor een efficiënte distributienetbeheerder omvatten. In de boekhouding bevinden zich ook nog de overboekingen van regulatoire saldi tussen resultatenrekening en balans. Hierdoor geeft de resultatenrekening geen weerspiegeling van de werkelijke kosten en opbrengsten die in het desbetreffende boekjaar gemaakt werden. Om die reden dienen de waarden in de resultatenrekening te worden gecorrigeerd met deze respectievelijke overboekingen en terugnames tussen de resultatenrekening en de balans om op die manier de werkelijke kosten en opbrengsten van het boekjaar in rekening te nemen.

De drie soorten van kosten worden hieronder verder toegelicht. Meer specifieke informatie is opgenomen in het bijhorende rapporteringsmodel voor de endogene kosten (par. 17.7).

### 5.3.2 Afschrijvingen

De regulatoire boekhoudkundige voorschriften worden verder in de tekst vermeld in par. 13. De samenstelling en evolutie van de gereguleerde activa worden beschreven in de bijlage 2 van de tariefmethodologie.

De kosten van afschrijvingen van gereguleerde activa omvatten de jaarlijkse (terugneming van) (uitzonderlijke) afschrijvingen en waardeverminderingen van de immateriële- en materiële vaste activa door de distributienetbeheerder (MAR-klasse 6301, 6302, 6308, 6309, 6601, 6602, 7600 en 7601) gebruikt in de uitoefening van zijn distributieactiviteit, volgens de afschrijvingspercentages in de regulatoire boekhoudkundige voorschriften van de VREG.

De (terugneming van) (uitzonderlijke) afschrijvingen en waardeverminderingen van de boekhoudkundige rubrieken 'goodwill' (MAR-klasse 212 en het aandeel in de hiermee samenhangende MAR-klasse 6301, 6308, 6601 en 7600) en 'oprichtingskosten' (MAR-klasse 20 en de hiermee samenhangende MAR-klasse 6300 en 6600) worden niet in beschouwing genomen

---

<sup>17</sup> Zie in dat verband ook art. 4.1.32, §1, 2° Energiedecreet dat stelt dat de tariefmethodologie voor een nieuwe reguleringsperiode moet aanvangen op 1 januari van het jaar dat volgt op het jaar waarin de VREG die nieuwe tariefmethodologie vastgesteld heeft.

<sup>18</sup> Het betreft steeds de nettokosten, d.i. kosten min eventuele opbrengsten.

voor de endogene kosten. Goodwill en oprichtingskosten zijn namelijk geen activa die een feitelijk economisch nut hebben voor de distributienetbeheerder bij de uitoefening van zijn gereuleerde activiteiten.

### 5.3.3 Operationele nettokosten

De operationele nettokosten die de distributienetbeheerder heeft gemaakt in het kader van zijn gereuleerde activiteit, d.w.z. de gemaakte operationele kosten met aftrek van de operationele opbrengsten, worden beschouwd als endogene kosten.

Wat betreft de operationele opbrengsten worden logischerwijze de opbrengsten van een distributienetbeheerder uit de inning van zijn periodieke distributienettarieven, waaronder ook de distributienettarieven voor doorvoer, niet in mindering gebracht van zijn operationele kosten. De toegelaten inkomsten dienen immers ter bepaling van de periodieke distributienettarieven, inclusief deze voor doorvoer.

Voor de berekening van de operationele nettokosten wordt ten eerste gebruik gemaakt van de boekhoudkundige klassen vermeld in Tabel 2.

**Tabel 2 MAR-klassen i.v.m. operationele nettokosten**

<b>MAR-klassen bevattende operationele kosten en opbrengsten</b>			
<b>Kosten</b>		<b>Opbrengsten</b>	
<b>MAR</b>	<b>Beschrijving</b>	<b>MAR</b>	<b>Beschrijving</b>
60	Handelsgoederen, grond- en hulpstoffen	70	Omzet, exclusief de omzet uit de periodieke distributienettarieven (cfr. supra)
61	Diensten en diverse goederen	71	Wijzigingen in de voorraden en in de bestellingen in uitvoering
62	Bezoldigingen, sociale lasten en pensioenen	72	Geproduceerde vaste activa
631/4	Waardeverminderingen op voorraden, bestellingen in uitvoering en handelsvorderingen		
640/8	Andere bedrijfskosten	74	Andere bedrijfsopbrengsten
649	Als herstructureringskosten geactiveerde bedrijfskosten (-)		
		753	kapitaalsubsidies
663/7	Minderwaarden op de realisatie van vaste activa en andere niet-recurrente bedrijfskosten	763/8	Meerwaarden op de realisatie van vaste activa en andere niet-recurrente bedrijfsopbrengsten
6690	Als herstructureringskosten geactiveerde niet-recurrente bedrijfskosten (-)		
		780	Onttrekking aan de uitgestelde belastingen i.h.k.v. kapitaalsubsidies

Vervolgens, indien de hierna opgesomde kosten en opbrengsten in de selectie volgens Tabel 2 zijn opgenomen, dienen ze te worden verwijderd omdat ze niet worden beschouwd als operationele kosten of opbrengsten:

1. De kosten die als exogeen worden beschouwd.
  - Deze kosten worden op een andere wijze verwerkt in de tariefmethodologie (par. 5.3.5);
2. De overige kosten<sup>19</sup>.
  - De VREG wenst geen toegelaten inkomsten te baseren op deze kosten. Deze kosten zijn voor rekening van de onderneming;
3. De enerzijds door de transmissienetbeheerder en andere distributienetbeheerders aan de distributienetbeheerder aangerekende bedragen en anderzijds de door de distributienetbeheerder aan zijn toegangshouders en andere distributienetbeheerders doorgerekende bedragen inzake federale bijdrage elektriciteit, als respectievelijk kosten en opbrengsten m.b.t. federale bijdrage elektriciteit.<sup>20</sup>

De boekhoudkundige aanleg en afbouw van voorzieningen voor risico's en kosten (MAR-klasse 635 t.e.m. 638, 662 en 762) worden niet beschouwd, met uitzondering van de afbouw van de voorziening die door de elektriciteitsdistributienetbeheerders in 2003 werd opgebouwd uit bijdragen van de huishoudelijke laagspanningsklanten en die wordt aangewend voor de kosten inzake het plaatsen van budgetmeters. De VREG wenst geen invloed van de boekhoudkundige bewegingen rond voorzieningen in de tariefmethodologie op de bepaling van de distributienettarieven. Voorzieningen dienen ter dekking van bepaalde verliezen of kosten waarvan het bedrag nog niet vaststaat. De werkelijke kosten zijn onzeker. De VREG wenst de toegelaten inkomsten consequent te bepalen op basis van de werkelijke kosten uitgezonderd de voorzieningen hiervoor. Aldus wordt ook de mogelijkheid uitgesloten tot beïnvloeding van de berekening van het toegelaten inkomen (en bijgevolg van de hoogte van de distributienettarieven) door distributienetbeheerders via aanleg en afbouw van voorzieningen.

De boekhoudkundige toevoeging en terugname van waardeverminderingen op financiële vaste activa (MAR-klasse 661 en 761) worden eveneens niet beschouwd. De financiële vaste activa (MAR-klasse 28) worden niet in rekening genomen voor de bepaling van de kapitaalkosten (noch als onderdeel van de gereguleerde vaste activa, noch als onderdeel van het nettobedrijfskapitaal) en bijgevolg wordt ook haar impact op de resultatenrekening niet in beschouwing genomen ter bepaling van het toegelaten inkomen voor de endogene kosten.

De belastingen op het resultaat en de regularisering van belastingen en terugnemingen van fiscale voorzieningen (MAR-klasse 67 en 77), de boekhoudkundige overboekingen naar en onttrekkingen aan de uitgestelde belastingen en belastingvrije reserves (MAR-klasse 68 en 78) en de kosten en opbrengsten in de boekhouding in het kader van de winstverwerking (MAR-klasse 69 en 79) zijn niet opgenomen in Tabel 2. De bewegingen m.b.t. de belastingen worden elders beschouwd, bij

---

<sup>19</sup> Zoals omschreven in de tariefmethodologie. Dit kunnen onder meer de kosten van geldboetes of verworpen kosten omvatten.

<sup>20</sup> De modaliteiten van de federale bijdrage elektriciteit zijn – in lijn met de federale bevoegdheid in deze materie – op federaal niveau geregeld, zijnde in art. 21bis van de Elektriciteitswet, alsook in het Koninklijk besluit van 24 maart 2003 (gewijzigd bij KB van 31 oktober 2017) tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

de vaststelling van de kapitaalkostenvergoeding (bijlage 2 bij de tariefmethodologie). De bewegingen die betrekking hebben op de dividendpolitiek, zoals na winstverwerking, en zijn ook niet bruikbaar bij de bepaling van de hoogte van het toegelaten inkomen. Een uitzondering is rekening 780 onttrekking aan de uitgestelde belastingen, welke wel wordt beschouwd als endogene opbrengst, in zoverre de rekening het in resultaat nemen weerspiegelt van de door de distributienetbeheerder ontvangen kapitaalsubsidies. Deze moeten vervat zijn in de operationele opbrengsten, opdat ze aldus in mindering kunnen komen van de door de nettarieven te dragen endogene nettokosten.

Voor de financiële nettokosten van de distributienetbeheerder evenals zijn transactiekosten m.b.t. het aantrekken en vastleggen van financiering voorziet de VREG een normatieve hoogte van kapitaalkostenvergoeding in de tariefmethodologie (par. 5.3.4).

Het jaarlijks saldo van de endogene kosten en opbrengsten van een elektriciteitsdistributienetbeheerder m.b.t. zijn oplaadpunten voor elektrische voertuigen, in zijn opdracht geïnstalleerd, wordt gedurende de eerste 10 jaar na de initiële installatie niet in rekening genomen, overeenkomstig de bepalingen in par. 5.7.

Een elektriciteits- of aardgasdistributienetbeheerder kan een exploitatievergoeding betalen voor het gebruik van netactiva dat toebehoort aan zijn werkmaatschappij, aan een autonoom gemeentebedrijf (bv. Etiz AGB) of zelfs aan een andere activiteit binnen dezelfde distributienetbeheerder. Een elektriciteits- of aardgasdistributienetbeheerder kan zo ook opbrengsten hebben voor het ter beschikking stellen van activa aan andere activiteiten binnen de distributienetbeheerder. Deze vergoedingen, mits op een correct niveau, vermijden het ontstaan van verboden kruissubsidiëring (zie in verband hiermee ook par. 5.3.5.3, 13.6 en 14). De vermelde kosten en opbrengsten worden behandeld zoals andere endogene kosten, aangezien ze onderhandelbaar zijn door de distributienetbeheerder. De VREG rekende in de vorige tariefmethodologie met andere kapitaalkosten voor de betrokken activa in de trendberekening voor de toegelaten inkomsten (volgens dezelfde methodiek als beschreven in par. 5.5.3) maar dit bleek uiteindelijk weinig relevant. Daarom werd de rapportering en de administratieve verwerking op dit punt vereenvoudigd.

De VREG zal de gerapporteerde operationele kosten en opbrengsten onderzoeken op en desgevallend corrigeren naar aanleiding van wijzigingen in de waarderingsregels van de distributienetbeheerder voor zijn vorderingen en voorraden. De VREG legt geen regulatoire boekhoudkundige voorschriften op wat betreft de waardering van vorderingen en voorraden aangezien dit weinig zinvol is wegens de variëteit aan waarderingsmethodes. Daarom is het nodig dat een distributienetbeheerder die wijzigingen wenst aan te brengen, deze eerst dient voor te leggen aan de VREG vooraleer ze effectief kunnen worden doorgevoerd (par. 13.10), aangezien een dergelijke wijziging normaal een eenmalige extra kost of opbrengst veroorzaakt voor de distributienetbeheerder. Het is een storend element in de door de VREG gehanteerde methodiek ter vaststelling van het toegelaten inkomen voor de volgende reguleringsperiode, gebaseerd op de kosten uit het verleden. Zo'n eenmalige piek kan leiden tot een te hoog of te laag toegelaten inkomen. De VREG vraagt daarom bij de jaarlijkse rapportering van de endogene kosten (par. 17.7) bijkomende informatie op bij de distributienetbeheerders over de eventuele wijzigingen in hun waarderingsregels (par. 17.8), de hoogte van de eenmalige kost of opbrengst die deze wijzigingen hebben veroorzaakt en de opdeling van deze eenmalige extra kost of opbrengst over de voorgaande boekjaren. Overeenkomstig deze verdeling over de boekjaren zal de VREG de eenmalige kost of opbrengst in het jaar van de wijziging vervangen door de gespreide kosten of opbrengsten over die jaren. Dit komt ten goede aan de in de methode ingebouwde nacalculatie.



Eveneens overeenkomstig past de VREG de historische waarderingen in die jaren aan van de vorderingen en voorraden in de bepaling van de kapitaalkostvergoeding voor het nettobedrijfskapitaal.

De opbrengsten van de distributienetbeheerder uit zelf ontvangen schadevergoedingen, o.a. via verzekeringen en van derden, worden beschouwd als endogene (negatieve) kosten. Tegelijk zal de VREG ook de kosten van schade aan de installaties van de distributienetbeheerder mee in rekening nemen ter bepaling van de toegelaten inkomsten voor endogene kosten in de volgende reguleringsperiode. Deze redenering past binnen de toegepaste bevorderende regulering. Omdat er gewerkt wordt met een toegelaten inkomen voor endogene kosten per distributienetbeheerder per jaar, ontvangt de distributienetbeheerder een ogenblikkelijke prikkel om de risico's op schade te reduceren. In geval van schade zal hij dan ook een ogenblikkelijke incentive voelen voor een maximale recuperatie van deze kosten van schade bij de schuldenaar. De VREG meent trouwens dat het alternatief scenario met bepaling en afzondering van de kosten van schade, veroorzaakt door derden, niet op een eenduidige en niet-discriminatoire wijze uit de boekhouding van de distributienetbeheerder kan afgeleid worden. De VREG is verder van oordeel dat het niet mogelijk is om, in het geval de distributienetbeheerder een schadevergoeding betaalt aan een distributienetgebruiker, hierbij te veronderstellen dat de distributienetbeheerder die kost later niet zal kunnen recupereren bij de verzekering of een eventuele derde partij, waarbij die kost in de tariefmethodologie dan niet als operationele kost kan erkend worden. Dit vereist immers de absolute zekerheid dat er langs de zijde van de operationele opbrengsten later geen recuperatie meer zal zijn, zo niet zullen deze operationele opbrengsten in de tariefmethodologie de operationele kosten drukken wat dan leidt tot een onterecht verlaagd toegelaten inkomen voor de distributienetbeheerder m.b.t. zijn endogene kosten in de volgende reguleringsperiode. Wegens de inhoudelijke complexiteit bij afzonderlijke behandeling worden alle kosten en opbrengsten m.b.t. de schadevergoedingen, betaald en ontvangen, bijgevolg beschouwd binnen de endogene kosten, waarbij de distributienetbeheerder dus een prikkel ontvangt om onnodige en onredelijke kosten te vermijden. Bij de vastlegging van het toegelaten inkomen is het evenwel mogelijk dat de VREG bepaalde onredelijke kosten van de distributienetbeheerder verwerpt (par. 5.3.5.3).

Volgens de distributienetbeheerders wordt een groot deel van hun desinvesteringen in het distributienet afgedwongen door externe factoren zoals wet- en regelgeving en verplaatsing van infrastructuur op vraag van een domeinbeheerder. De VREG kiest ervoor om de kosten van desinvesteringen mee te nemen in de berekening van het toegelaten inkomen (nl. door beschouwing van MAR-klasse 640/8, 663/7, 74 en 763/8) en geen onderscheid te maken tussen de kosten volgens mogelijke oorzaak van de desinvestering. Dit laatste beschouwt de VREG als een administratief te zwaar onderzoek waarvan het resultaat bovendien betwistbaar zou zijn. Op die manier ontvangen de distributienetbeheerders een toegelaten inkomen dat (o.a.) gebaseerd is op de hoogte en de evolutie van hun kosten voor desinvesteringen. Door de inkomstenregulering in deze tariefmethodologie wordt aan de distributienetbeheerder tegelijk een efficiëntieprikkel gegeven om in zijn beslissingen rekening te houden met de mogelijk nadelige financiële impact van zijn desinvesteringen. Teneinde toch een inzicht te behouden in de gebruikte methodiek en daadwerkelijke naleving ervan inzake buitendienst gestelde materiële vaste activa, behoudt de VREG de al in de tariefmethodologie 2017-2020 bestaande periodieke attestering door een bedrijfsrevisor.

#### **5.3.4 Kosten van het geïnvesteerde kapitaal**

Voor de gedetailleerde uitwerking met bepaling van de hoogte van de kapitaalkostenvergoeding wordt verwezen naar het document van de VREG over de kapitaalkostenvergoeding (bijlage 2 bij deze tariefmethodologie).

De vergoeding voor de kapitaalkosten die in de tariefmethodologie wordt meegenomen ter bepaling van de inkomsten, is normatief en wordt dus voor alle distributienetbeheerders op een gelijke, niet-discriminatoire wijze berekend en toegepast. Het is de vergoeding voor een distributienetbeheerder die zich op een efficiënte wijze weet te financieren. Het normatieve karakter vormt voor de distributienetbeheerders een prikkel voor kostenefficiëntie. Er is geen gegarandeerde doorrekening van de werkelijke financiële kosten en opbrengsten van de distributienetbeheerder.

Het is heel belangrijk dat de kapitaalkostenvergoeding daarbij door de VREG op het juiste niveau wordt vastgelegd, in verhouding tot het risico van de investering in de netbeheerder door een kapitaalverschaffer voor de gereguleerde activiteiten. Een te lage vergoeding is voordelig voor de distributienetgebruikers omdat hun distributienettarieven dan lager zijn, maar kan ertoe leiden dat de distributienetbeheerder moeilijkheden ondervindt in het aantrekken van kapitaal. Hij kan aldus gehinderd worden in de realisatie van nieuwe investeringen of, in het extreme geval, zelfs het onderhoud van zijn distributienet. Bij te hoge vergoeding kan de distributienetbeheerder een méér dan marktconforme vergoeding uitbetalen aan zijn kapitaalverschaffers, d.w.z. in vergelijking met het risico dat die laatsten lopen voor hun belegging. Die distributienetbeheerder kan dan aangezet worden tot het maken van overinvesteringen met te hoge distributienettarieven voor de distributienetgebruikers tot gevolg.

De werkelijke kapitaalkosten van de Vlaamse distributienetbeheerders worden ook beïnvloed door de omvang van hun niet-gereguleerde activiteiten<sup>21</sup>. Ze zijn normaliter risicovoller dan het gereguleerde monopolie van de energiedistributie. De werkelijke kapitaalkosten (embedded debt) kunnen aldus hoger liggen dan noodzakelijk voor een investering louter in het elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheer.

De vergoeding voor de kapitaalkosten geldt voor de relevante activa op de balans van de distributienetbeheerder gebruikt ter uitvoering van zijn gereguleerde energiedistributieactiviteiten. De VREG maakt daarbij, net als in de tariefmethodologie 2017-2020, een onderscheid tussen de soorten activa van de distributienetbeheerder (gereguleerde vaste activa, nettobedrijfskapitaal, groenestroom- en warmtekrachtcertificaten en regulatoire saldi) en voorziet voor elke soort zowel een aangepaste kapitaalkostenvergoeding als een aangepaste wijze waarop die vergoeding in de toegelaten inkomsten wordt opgenomen (endogeen of exogeen). In tegenstelling tot de vorige tariefmethodologieën wordt er in de reguleringsperiode 2021-2024 een afzonderlijke kapitaalkost voorzien voor de resterende herwaarderingsmeerwaarden in de RAB. De meerwaarden omvatten immers aan de bron geen enkele inbreng van kapitaal door aandeelhouders. De afschrijvingen en de kapitaalkost van de herwaarderingsmeerwaarden worden ook uit de kostenbenchmarking gehaald van de distributienetbeheerders, omdat de VREG vaststelde dat dit weinig nuttig was i.h.k.v. de vaststelling van het toegelaten inkomen. Ze worden nu a.h.w. exogeen tarifair doorgerekend.

### **5.3.5 Criteria ter verwerping van endogene kosten**

#### *5.3.5.1 Motivering criteria verwerping van kosten*

---

<sup>21</sup> De distributienetbeheerders staan via FSO ook in voor o.a. rioolbeheer, kabel-tv, fiber-to-the-home, warmtenetten.

Het Energiedecreet bepaalt dat de VREG de kosten van de distributienetbeheerders kan controleren en in voorkomend geval verwerpen, in het licht van de toepasselijke wettelijke, decretale en reglementaire bepalingen, en van niet-discriminerende en transparante beoordelingscriteria, zoals opgesteld door de VREG<sup>22</sup>.

Voor de exogene kosten is er door hun eigenschappen en behandeling in de tariefmethodologie geen nood aan criteria voor verwerping van kosten. De als overige kosten beschouwde kosten, worden reeds verworpen.

De endogene kosten worden door de distributienetbeheerder gemaakt onder een inkomstenplafond en reduceren aldus zijn winstmarge. De kosten worden bijgevolg als efficiënt beschouwd, ook omwille van het competitie-element tussen de distributienetbeheerders in het mechanisme ter bepaling van het inkomstenplafond.

Deze in de tariefmethodologie gesimuleerde concurrentie kan ondergraven worden door gesprekken of afspraken tussen de distributienetbeheerders of hun werkmaatschappijen. Het is een reëel risico, wegens het beperkt aantal bepalende actoren in de distributiesector in Vlaanderen. Risico-aversie bij het management kan ertoe leiden dat een wat lagere maar stabiele winstmarge als comfortabeler wordt ervaren dan een individueel, competitief streven naar winstmaximalisatie met realisatie van efficiëntiewinsten. De distributienetbeheerders hebben de exploitatie van hun elektriciteits- en aardgasdistributienetten sinds 2018 ook in handen gegeven van één centrale werkmaatschappij, FSO, die enige monopolist wordt voor de uitvoering van de elektriciteits- en aardgasdistributie. In deze context is het verantwoord en noodzakelijk om aan de tariefmethodologie criteria toe te voegen ter verwerping van onredelijke endogene kosten.

#### *5.3.5.2 Toepassing van de criteria in de tariefmethodologie*

De VREG kan op elk ogenblik een of meer door de distributienetbeheerder gerapporteerde endogene kosten onderwerpen aan een controle op redelijkheid volgens de onderstaande criteria (par. 5.3.5.3). Kosten die aldus als onredelijk worden beschouwd, worden verworpen.

Wanneer endogene kosten door de VREG als onredelijk worden verworpen, betekent dit dat ze niet worden opgenomen in de kosten ter bepaling van de toegelaten inkomsten in de volgende reguleringsperiode (tariefmethodologie par. 5.5.2).

Indien de specifieke verworpen kosten ook al bestonden voorafgaand aan een door de VREG gecontroleerd boekjaar, zullen ze, wegens de werkwijze in de tariefmethodologie, ook voor die voorgaande jaren verworpen worden, voor zover de kosten uiteraard ook toen niet aan de criteria voldoen en die jaren meetellen voor de bepaling van de inkomsten in de volgende reguleringsperiode. Aan de distributienetbeheerder kan immers geen budget aan toegelaten inkomsten uit distributienettarieven gegeven worden voor het maken van onredelijke kosten.

Indien een distributienetbeheerder een door de VREG als onredelijk beoordeelde kost blijft maken en de kost volgens de criteria onredelijk blijft, zal ze opnieuw worden verworpen en niet opgenomen worden in het geheel van de kosten ter bepaling van de toegelaten inkomsten in de volgende reguleringsperiode.

---

<sup>22</sup> Art. 4.1.32, §1, 3° en §2 Energiedecreet.

De werkelijke kapitaalkosten hoeven niet op redelijkheid te worden onderzocht omdat ze in de tariefmethodologie worden vervangen door normatieve kapitaalkostenvergoedingen (bijlage 2 van de tariefmethodologie).

Voor een verworpen kost waarvan de VREG geen of onvoldoende gedetailleerde informatie zou ontvangen hebben vanwege de distributienetbeheerders over de wijze waarop zij die kost verdeeld hebben over hun activiteiten en distributienetbeheerders, voorziet de VREG de opdeling als volgt:

- indien de kost betrekking heeft op elektriciteits- en aardgasdistributie samen, is de opdeling respectievelijk 65% en 35%;
- het gedeelte per activiteit wordt vervolgens toegewezen aan elke distributienetbeheerder pro rata zijn gewicht  $a_i$  in formule 11 op p. 49.

### 5.3.5.3 *Criteria voor de beoordeling van het redelijk karakter van de kosten*

Gelet op de informatieachterstand van de regulator t.o.v. de gereguleerde partij, zal de VREG een endogene kost van een distributienetbeheerder, al dan niet aan de bron gemaakt en aan de distributienetbeheerder aangerekend door zijn werkmaatschappij of een andere marktpartij, verwerpen indien de VREG oordeelt dat de redelijkheid van deze kost, volgens de onderstaande criteria, niet of onvoldoende door de distributienetbeheerder bewezen is.

Kosten zijn redelijk indien zij voldoen aan elk van de volgende vier voorwaarden:

1. nodig zijn voor de uitvoering van een geldende wettelijke, decretale of reglementaire verplichting die rust op de distributienetbeheerder (par. 5.3.5.3.1),
2. de berekeningsregels respecteren opgelegd door de wetgeving, de reglementering of de VREG (par. 5.3.5.3.2),
3. het algemeen belang respecteren (par. 5.3.5.3.3) en
4. niet door de distributienetbeheerder, zijn werkmaatschappij of zijn dochteronderneming vermeden kunnen worden (par. 5.3.5.3.4).

De voornoemde voorwaarden vormen de basiscriteria en worden hieronder nogmaals in het vet weergegeven. Voor elk van de basiscriteria worden enkele verduidelijkingen aangegeven waarbij beide types, zowel de basiscriteria als de verduidelijkingen evenwaardig zijn.

#### 5.3.5.3.1 **Nodig zijn voor de uitvoering van een geldende wettelijke, decretale of reglementaire verplichting die rust op de distributienetbeheerder**

Het Energiedecreet bepaalt dat kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten niet is toegestaan<sup>23</sup>. De distributienetbeheerder moet kunnen aantonen dat hij intern transparante regels en afspraken heeft en toepast voor wat betreft de verdeling van kosten voor mensen en middelen die ingezet worden voor zowel gereguleerde als niet-gereguleerde activiteiten. Kosten die onterecht worden toegekend aan de gereguleerde activiteit van de aardgas- of elektriciteitsdistributie, zullen verworpen worden. Opbrengsten die onterecht worden toegekend aan andere activiteiten dan elektriciteits- en aardgasdistributie maar dienen ter dekking van kosten die behoren tot de aardgas- of elektriciteitsdistributie, zullen als verworpen beschouwd worden, m.a.w. een bedrag aan kosten gelijk aan deze opbrengsten wordt verworpen.

---

<sup>23</sup> Art. 4.1.32, §1, 14<sup>e</sup> Energiedecreet.

De aardgas- of elektriciteitsdistributienetbeheerder moet voor dit criterium aan de VREG kunnen aantonen dat de door de VREG gecontroleerde endogene kost nodig was voor de uitvoering van een aan de distributienetbeheerder opgelegde wettelijke, decretale of reglementaire verplichting en volledig in overeenstemming was met de regelgeving en de goedgekeurde contracten, reglementen, technische en marktvoorschriften en procedures, die moesten nageleefd worden. Die contracten, reglementen, voorschriften en procedures moesten ter goedkeuring aan de VREG voorgelegd geweest zijn, indien dit werd vereist door de Technische Reglementen Distributie Gas of Elektriciteit. Kosten waarvan het voorgaande niet kan aangetoond worden, worden in principe verworpen.

De kosten die het gevolg zijn van het bewust nastreven van hogere dan de opgelegde federale en gewestelijke openbardienstverplichtingen worden in principe verworpen.

#### 5.3.5.3.2 De berekeningsregels respecteren opgelegd door de wetgeving, de reglementering of de VREG

Dit criterium houdt o.m. in dat de kost moet gerapporteerd worden in overeenstemming met de bepalingen in de tariefmethodologie, bv. wat betreft de waarderingsregels. Kosten die niet in overeenstemming zijn met de berekeningsregels, worden in principe verworpen.

#### 5.3.5.3.3 Het algemeen belang respecteren.

In dit criterium onderzoekt de VREG of de financiële middelen die via de distributietarieven ter beschikking worden gesteld van de distributienetbeheerder, door hem zorgvuldig werden aangewend met respect voor het algemeen belang. De distributienetbeheerder moet aantonen dat de kostensoort intern werd gescreend op de mogelijkheid voor kostenbesparing, evenals wat het resultaat daarvan was en hoe hij vervolgens met deze kosten omgaat.

De kosten die het gevolg zijn van de uitvoering van een concreet investeringsproject, vervangingsproject of slooping, waarbij de distributienetbeheerder niet kan aantonen dat de beslissing tot uitvoering kadert in een efficiënt netbeheer, bijvoorbeeld wegens gebrek aan een voorafgaandelijk onderzoek, worden in principe verworpen.

#### 5.3.5.3.4 Niet door de distributienetbeheerder, zijn werkmaatschappij of zijn dochteronderneming vermeden kunnen worden.

Elke kost die samenhangt met een door die partij<sup>24</sup> tegen de VREG ingestelde maar verloren beroepsprocedure, wordt door de VREG als onredelijk beschouwd en verworpen.

Er dient overeenstemming te zijn met de bepalingen omtrent de interne verrekenprijzen (par. 7.7). De kosten als gevolg van het niet toepassen van het zogenaamde 'transfer pricing at arms length'-principe (marktconformiteit – voor zover er een concurrentiële markt bestaat – in het kader van transacties tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten van de distributienetbeheerder, met andere entiteiten van de vennootschap, de intercommunale, de gemeentelijke regie, de filialen, de andere distributienetbeheerders) worden in principe verworpen.

---

<sup>24</sup> Partij moet hier begrepen worden als distributienetbeheerder, werkmaatschappij of dochteronderneming.

De afwijkingen in de kosten die het gevolg zijn van het niet of laattijdig toepassen van de wettelijke voorgeschreven en beschikbare procedures, worden in principe als onredelijk verworpen.

De kosten die het gevolg zijn van een opzettelijk laattijdig ingrijpen van die partij of van een kennelijk opzettelijk laattijdige aanvang van de uitvoering worden in principe als onredelijk verworpen<sup>25</sup>.

De kosten die het gevolg zijn van een kennelijk foutieve uitvoering, of gepaard gingen met een verspilling van middelen worden in principe als onredelijk verworpen.

De kosten van proefprojecten m.b.t. de gereguleerde elektriciteits- en aardgasdistributieactiviteiten waarvoor vooraf niet de goedkeuring werd gevraagd aan en verkregen van de VREG, worden in principe als onredelijk verworpen.

De kosten die werden verworpen en/of voorwerp uitmaken van een verklaring met voorbehoud na afloop van de controle van de jaarrekening door de commissaris van de distributienetbeheerder, worden in principe verworpen.

De aankoopprocedures en -dossiers kunnen aan een onderzoek onderworpen worden. De afwijking als gevolg van het niet toepassen van kosteneffectieve aankoopprocedures wordt in principe als onredelijk verworpen. Behoudens voorafgaande goedkeuring door de VREG, worden kosten die het gevolg zijn van het bewust nastreven van hogere dan de geldende technische normen, voor de zekerheid, efficiëntie en betrouwbaarheid van het distributienet in principe als onnodig beschouwd en verworpen. De meerkosten die het gevolg zijn van het uitrusten van activa met zaken die het functionele overstijgen, worden in principe verworpen.

De kosten voor de vergoeding van de personeelsleden van de distributienetbeheerder, zijn werkmaatschappij of zijn dochterondernemingen, zullen in principe niet worden verworpen wanneer ze marktconform zijn en aantoonbaar gebaseerd op een methode bepaald door deskundigen ter zake, die de redelijkheidstoets ten overstaan van gelijkaardige activiteiten en entiteiten kan doorstaan, aangeleverd door de betrokken onderneming.

## 5.4 Samenstelling exogene kosten

Zoals vermeld worden de distributienetbeheerders geconfronteerd met een aantal exogene kosten waarop zij geen impact hebben. De term exogeen geeft aan dat zij buiten de invloedssfeer van de distributienetbeheerder liggen. Het zijn kosten die hij op geen enkele manier kan beïnvloeden.

De VREG kan op de exogene kosten geen bevorderende regulering toepassen, net omdat de distributienetbeheerder de exogene kosten niet kan beïnvloeden. Het is dan ook gepast dat deze exogene kosten door de distributienetbeheerder worden doorgerekend via de distributienettarieven, zonder winstmarge. Per jaar zal een regulatorisch saldo ontstaan tussen de werkelijke exogene kosten en de werkelijke inkomsten uit nettarieven voor de exogene kosten. De door de VREG aan een distributienetbeheerder toegelaten inkomsten uit periodieke

---

<sup>25</sup> Met uitzondering van de forfaitaire vergoedingen voor laattijdige (her)aansluiting volgens het Energiedecreet, die geen erkenning van fout inhouden.

nettarieven ter dekking van zijn exogene kosten zullen ex-ante gebaseerd zijn op een budget voor exogene kosten.

De exogene kosten zijn de volgende:

1. De door de transmissienetbeheerder aangerekende vergoeding voor het gebruik van het transmissienet, alsook de aan- en doorgerekende transmissiekosten in geval van doorvoer, de door de transmissienetbeheerder doorgerekende toeslagen<sup>26</sup> en de jaarlijkse doorrekening van de aansluitvergoedingen voor activa in eigendom/beheer van de transmissienetbeheerder die gebruikt worden door de distributienetbeheerder. Deze benadering is dezelfde als in het verleden. De VREG beschouwt de globaliteit van de transmissiekost als een kost die reeds gereguleerd is, waarvoor de CREG de tarieven heeft vastgesteld uitgaande van kosten en inkomsten voor de transmissienetbeheerder. Immers, een verminderde inkomst vanuit de distributienetbeheerders zou als tekort in de daaropvolgende jaren alsnog door de transmissienetbeheerder aangerekend worden. De tariefcomponent in de transmissienettarieven voor de kosten van de transmissienetbeheerder voor het beheer en de ontwikkeling van de netinfrastructuur is<sup>27</sup> gebaseerd op de maand- en jaarpieken op de koppelpunten, evenals op het aldaar door de distributienetbeheerder genomineerd<sup>28</sup> transformatorvermogen. De distributienetbeheerder zou operationeel en voor zover economisch zinvol kunnen ingrijpen om de vermogenspieken te beïnvloeden door bijvoorbeeld de aankoop van flexibiliteit. Aldus is toch een vorm van beïnvloeding van de ogenblikkelijke transmissiekost mogelijk, voor zover de aanpak globaal maatschappelijk een voordeel biedt.  
Ter compensatie van het mogelijk gebrek aan stimulans voor kostenbeheersing, zullen de distributienetbeheerders op vraag van en binnen de termijn gesteld door de VREG het rapport uit de tariefmethodologie 2017-2020 updaten over de koppeling van hun distributienetten met de netten op de hogere spanningsniveaus, waarin zij de kostenefficiëntie van de koppelingen op gedetailleerde wijze beoordelen en de daaruit volgende lopende en geplande investerings- en vervangingsprojecten, evenals eventuele operationele, contractuele en andere maatregelen, ter verbetering van deze efficiëntie, voorstellen.
2. De belastingen, met uitzondering van een eventuele vennootschapsbelasting<sup>29</sup>, of andere bedragen die geheven worden door publieke overheden en die door de betrokken distributienetbeheerder verschuldigd zijn maar waarvan een derde de financiële last draagt. Zijn aldus enkel toegelaten tijdens de reguleringsperiode: retributies aan steden en gemeenten en de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand.
3. De lasten voor het niet-gekapitaliseerd aanvullend pensioen of het pensioen van de publieke sector, die worden betaald aan personeelsleden die een gereguleerde aardgas- en/of elektriciteitsdistributieactiviteit hebben verricht, die verschuldigd zijn krachtens statuten, collectieve arbeidsovereenkomsten of andere voldoende geformaliseerde overeenkomsten, die werden goedgekeurd vóór 30 april 1999, of die worden betaald aan hun rechthebbenden of vergoed aan hun werkgever door een distributienetbeheerder<sup>30</sup>.

---

<sup>26</sup> De federale bijdrage elektriciteit wordt hierbij niet inbegrepen.

<sup>27</sup> Volgens besluit van de CREG tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteits-transmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2020-2023, bijlage 2, par. 2.

<sup>28</sup> Tot en met 2019 telde het opgesteld transformatorvermogen i.p.v. het genomineerd vermogen.

<sup>29</sup> Zie par. 7 in bijlage 2.

<sup>30</sup> Zie art. 4.1.32 §1, 11° Energiedecreet.

4. De nettokosten van de distributienetbeheerders van de financiële openbaredienstverplichtingen m.b.t. het stimuleren van rationeel energiegebruik (REG) opgelegd in het Energiebesluit<sup>31</sup>, gebaseerd op de daadwerkelijke uitbetaling n.a.v. aanvragen door afnemers of andere rechthebbenden voor de in de betreffende artikelen in het Energiebesluit vermelde actieverplichtingen en premies, en met aftrek van de eventueel hiervoor door de Vlaamse overheid toegekende vergoeding aan de distributienetbeheerder, vanuit de algemene uitgavenbegroting van de Vlaamse Gemeenschap en het Energiefonds.
5. De kosten bij de decretaal<sup>32</sup> verplichte aankoop, aan minimumsteun, van de aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder aangeboden groenestroom- en warmtekrachtcertificaten (samen 'steuncertificaten' genoemd) afkomstig van op zijn distributienet aangesloten productie-installaties, de opbrengst bij hun verkoop en de wijziging in waardering van hun voorraad in de boekhouding. De kosten en opbrengsten uit de decretaal<sup>33</sup> opgelegde verrekening van de kost van de aankoopverplichting onder de distributienetbeheerders (solidarisering) worden eveneens als exogeen beschouwd. In overeenstemming hiermee dienen ook de netto-inkomsten uit vorderingen door de elektriciteitsdistributienetbeheerders van de Vlaamse Overheid naar aanleiding van de verkoop van groenestroom- en warmtekrachtcertificaten, overeenkomstig de bepalingen hierover in het Energiebesluit<sup>34</sup>, als exogeen te worden beschouwd.
6. De periodieke distributienettarieven ter dekking van de exogene kosten worden ook gebruikt voor de afbouw van de regulatoire saldi (par. 5.6). De distributienetbeheerder heeft recht op deze inkomsten (of omgekeerd hebben de betalers van de distributienettarieven dan recht op een korting) en het is niet zinvol om op de afbouw van de regulatoire rekeningen een bevorderende regulering toe te passen.
7. De distributienetbeheerder zal via het toegelaten inkomen voor exogene kosten de toegelaten kapitaalkostenvergoeding doorrekenen m.b.t. de gegarandeerde activa, nl. de voorraad groenestroom- en warmtekrachtcertificaten en de bedragen op de regulatoire saldi<sup>35</sup>. De recuperatie van de kapitalen van deze activa (of passiva) wordt door de VREG gegarandeerd en de bijhorende kapitaalkosten bijgevolg eveneens, m.a.w. door opname in het budget voor exogene kosten. De distributienetbeheerder heeft aldus de garantie dat hij ook die kapitaalkostenvergoeding integraal zal vorderen via zijn distributienettarieven.
8. De eventuele opbrengsten van de distributienetbeheerder uit niet-recurrente recuperatie van exogene kosten uit bijvoorbeeld fraudezaken, worden hierbij in elk van de respectievelijke rubrieken in mindering gebracht. Ook de kosten van terugvorderingen door de Vlaamse Overheid bij de distributienetbeheerder van onterechte financiering van openbaredienstverplichtingen<sup>36</sup>, worden in rekening gebracht. Bijkomend worden de kosten van waardeverminderingen op schuldvorderingen ten gevolge van fraudedossiers inzake onterecht uitgekeerde premies in rekening gebracht.

---

<sup>31</sup> Energiebesluit, Titel VI, Hoofdstuk IV, Afdeling I Openbaredienstverplichtingen voor de distributienetbeheerders of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit ter stimulering van het rationeel energiegebruik.

<sup>32</sup> Minimumsteun zoals vermeld in het Energiedecreet, Titel VII, Hoofdstuk I, Afdeling III 'Minimumwaarde van groenestroomcertificaten en warmtekrachtcertificaten'.

<sup>33</sup> Volgens art. 7.1.6 §2 en 7.1.7 §2 Energiedecreet.

<sup>34</sup> Volgens art. 6.4.14/2 en 6.4.14/3 Energiebesluit.

<sup>35</sup> De hoogte van deze kapitaalkostenvergoeding wordt beschreven in bijlage 2 van de tariefmethodologie.

<sup>36</sup> Bijvoorbeeld de terugvordering van onterecht uitgekeerde vergoedingen door het VEA volgens artikel 11.1.3 Energiebesluit.



[

9. De nettokosten van de aardgasdistributienetbeheerders van de openbardienstverplichting m.b.t. de OCMW-kosten voor de minimale levering aardgas zoals bepaald in het Energiebesluit, gebaseerd op de daadwerkelijke uitbetaling aan de rechthebbende OCMW's met aftrek van de ontvangen vergoeding vanuit de algemene uitgavenbegroting van de Vlaamse Gemeenschap en het Energiefonds.<sup>37]</sup><sup>38</sup>

De VREG beschouwt de overige kosten van de distributienetbeheerders voor de uitvoering van de openbardienstverplichtingen als beïnvloedbaar. Het zijn bijvoorbeeld de kosten voor de technische en administratieve ondersteuning betrokken bij de uitvoering van de openbardienstverplichtingen, de nettokosten of -opbrengsten uit de aankoop en verkoop van energie als sociale leverancier, de kosten voor dubieuze debiteuren en de afschrijving van budgetmeters. Het is volgens de VREG niet aangewezen om ook voor deze groep van kosten te werken onder vorm van gegarandeerde doorrekening van gemaakte kosten in distributienettarieven, omdat hier wel een mogelijkheid is voor het geven van een stimulans voor efficiënte bedrijfsvoering. De aanpak zorgt voor een transparante behandeling van kosten binnen eenzelfde kostengroep (bv. personeelskosten in hun geheel als endogene kosten) en vermijdt dat een onderneming beheersbare kosten zou kunnen toewijzen aan als niet-beheersbaar beschouwde (exogene) activiteiten.

## 5.5 Bepaling van het toegelaten inkomen

De VREG bepaalt het toegelaten inkomen steeds op jaarbasis en per kalenderjaar, ongeacht of en het moment waarop de daarvan afgeleide periodieke distributienettarieven in dat jaar van kracht zullen worden. De distributienetbeheerder zet dit toegelaten inkomen om tot een door de VREG toegelaten budget. Hij werkt het uit tot een tariefvoorstel voor periodieke distributienettarieven met de rekenvolumes die eveneens betrekking hebben op een volledig jaar.

Zoals vermeld (formule 1 in par. 5.1) wordt het totale door de VREG toegelaten inkomen van een distributienetbeheerder uit zijn periodieke distributienettarieven opgebouwd uit een gedeelte toegelaten inkomen voor exogene kosten en een gedeelte toegelaten inkomen voor endogene kosten. In het volgende wordt toegelicht op welke wijze de hoogte van deze inkomens worden bepaald.

### 5.5.1 Budget exogene kosten

Voor wat betreft de exogene nettokosten, opgesomd in par. 5.3.5, dient de distributienetbeheerder ex-ante een voorstel van budget voor het jaar in bij de VREG (volgens timing in par. 15.1) op basis waarvan de VREG voor die distributienetbeheerder beslist over zijn toegelaten inkomsten voor exogene kosten uit de periodieke distributienettarieven van dat jaar. De distributienetbeheerder voegt bij de indiening van zijn budget een verantwoording toe.

---

<sup>37</sup> Energiebesluit, Titel V, Hoofdstuk IV, Afdeling II Minimale levering van aardgas.

<sup>38</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 8 oktober 2021.

Voor meer informatie omtrent de te budgetteren kostensoorten en hun detail wordt verwezen naar de invulinstructie in bijlage 1 en het bij deze tariefmethodologie horend rapporteringsmodel m.b.t. de exogene kosten en aanvullende endogene termen in bijlage 4A en bijlage 4B.

In formulevorm:

$$TI_{ex,j,i} = TI_{ex,j,budget,i}$$

Formule 2.

Met hierin:

*j* Het komende jaar *j*, gelegen in de reguleringsperiode 2021-2024.

*i* Distributienetbeheerder *i*.

$TI_{ex,j,i}$  Het door de VREG voor het jaar *j* voor de distributienetbeheerder *i* toegelaten inkomen uit zijn periodieke distributienettarieven ter dekking van de kosten van de distributienetbeheerder die in de tariefmethodologie als exogeen worden beschouwd (EUR) (zoals vermeld in formule 1).

$TI_{ex,j,budget,i}$  Het door de VREG aanvaarde budget van distributienetbeheerder *i* aan verwachte exogene kosten in het jaar *j*, afbouw van regulatoire saldi inbegrepen. (EUR)

## 5.5.2 Budget endogene kosten: overzicht

De endogene kosten<sup>39</sup> zijn, zoals vermeld, onderhevig aan een bevorderende inkomstenregulering. Omdat de opbrengsten uit de distributienettarieven de kosten van de distributienetbeheerder moeten weerspiegelen<sup>40</sup>, wordt een methodiek toegepast waarbij de hoogte van het toegelaten inkomen voor de endogene kosten en de evolutie ervan in de tijd op een transparante, niet-discriminatoire, stabiele en voorspelbare wijze worden afgeleid van de hoogte en evolutie van de werkelijke kosten. Deze kosten werden gemaakt onder een inkomstenplafond en zouden daarom als efficiënt kunnen beschouwd worden. Door de fusie van de werkmaatschappijen tot FSO kunnen inefficiënties verborgen blijven en moeten daarom nog bijkomende stimulansen voorzien worden.

Het toegelaten inkomen voor endogene kosten is opgebouwd uit een basisgedeelte en een aantal aanvullende endogene termen die bij het basisgedeelte worden opgeteld.:

---

<sup>39</sup> Met de hier vermelde kosten wordt uiteraard bedoeld de nettokosten, dus de endogene kosten met aftrek van de endogene opbrengsten.

<sup>40</sup> Art. 4.1.32, §1, 5° Energiedecreet: de tarieven zijn een afspiegeling van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit of activiteit.

**Tabel 3 Samenstelling toegelaten inkomen voor endogene kosten**

Toegelaten inkomen voor endogene kosten van een distributienetbeheerder		
Onderdeel	Beschrijving	Paragraaf
Basisgedeelte	Bepaalt de hoogte van het inkomstenplafond; wordt jaarlijks geïndexeerd.	5.5.3 p. 36
Aanvullende endogene termen		
1) Correctie voor vennootschapsbelasting (ex-ante/ex-post)	Correctie op de vennootschapsbelasting in het basisgedeelte.	5.5.4.1 p. 53
2) Kosten van herwaarderingsmeerwaarden (ex-ante/ex-post)	Aanvullende kosten m.b.t. herwaarderingsmeerwaarden.	5.5.4.2 p. 53
3) Incentives (ex-ante/ex-post)	Eventuele impact van specifieke financiële prikkels.	5.5.4.3 p. 55
4) Voorschotten (-/-)	Eventuele tijdelijke, op termijn neutrale bijsturing van het basisgedeelte.	5.5.4.4 p. 57

In formulevorm wordt het ex-ante toegelaten inkomen voor endogene kosten van een distributienetbeheerder voor het komende jaar als volgt neergeschreven.:

$$TI_{end,j,i} = TI_{basis,j} + VNB_{j,i} + HWMW_{j,i} + BM_{j,i} + (V_{j,i} - TV_{j,i})$$

Formule 3.

Met hierin:

*j* Het jaar *j*, gelegen in de reguleringsperiode 2021-2024.

*i* Distributienetbeheerder *i*.

$TI_{end,j,i}$  Het toegelaten inkomen voor distributienetbeheerder *i* uit zijn periodieke distributienettarieven in jaar *j* voor de kosten van de distributienetbeheerder die als endogeen worden beschouwd. Dit vormt samen met het budget voor exogene kosten de vertrekbasis voor de opmaak van het tariefvoorstel door de distributienetbeheerder voor jaar *j*. (EUR)

$TI_{basis,j,i}$  Het basisgedeelte van het door de VREG voor distributienetbeheerder *i* m.b.t. het jaar *j* op basis van de ex-ante inflatieverwachtingen toegelaten inkomen (EUR) uit zijn periodieke distributienettarieven voor de kosten van de distributienetbeheerder die als endogeen worden beschouwd. (par. 5.5.3) (EUR)

$VNB_{j,i}$  De ex-ante correctie voor de vennootschapsbelasting van distributienetbeheerder *i* in jaar *j*, zoals beschreven in bijlage 2 van de tariefmethodologie. Positief of negatief getal. (par. 5.5.4.1) (EUR)

$HWMW_{j,i}$  De ex-ante aanvullende endogene term voor de kosten m.b.t. de herwaarderingsmeerwaarden van distributienetbeheerder  $i$  in het jaar  $j$ . (par. 5.5.4.2) (EUR)

$BM_{j,i}$  De voorlopige of definitieve impact van eventueel door de VREG aan de distributienetbeheerder  $i$  gegeven financiële incentives (par. 5.5.4.3 p. 55). (EUR)

$V_{j,i}$  Eventueel voorschot toegekend door de VREG aan distributienetbeheerder  $i$  voor zijn inkomsten uit distributienettarieven in jaar  $j$  (par. 5.5.4.4). (EUR)

$TV_{j,i}$  Eventuele, geheel of gedeeltelijke, terugname van een eerder toegekend voorschot door de VREG van distributienetbeheerder  $i$  voor zijn inkomsten uit distributienettarieven in jaar  $j$  (par. 5.5.4.4). Positieve waarde indien afhouding van het inkomen voor het jaar en negatieve waarde indien toevoeging aan het inkomen voor het jaar. (EUR)

De verschillende onderdelen worden hieronder verder toegelicht.

### 5.5.3 Budget endogene kosten: basisgedeelte

#### 5.5.3.1 Algemeen

De historische sectorkosten worden door actualisering naar huidige waarde van de historische inflatie-effecten gezuiverd. Het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten, dat wordt afgeleid van de evolutie van die recente kosten, evolueert dan jaarlijks volgens o.a. de nieuwe inflatie. Omdat die vooraf niet gekend is, moet voor het basisgedeelte van het volgende jaar gewerkt worden met een inschatting van de inflatie. Ex-post wordt het basisgedeelte dan bepaald volgens de correcte, werkelijke inflatie. Elk nieuw ex-post basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten vormt de berekeningsbasis voor het ex-ante en finaal ook het ex-post basisgedeelte van het daaropvolgende jaar. Per jaar en per distributienetbeheerder leidt het verschil tussen de ex-ante en ex-post waarde van het basisgedeelte volgens de verwachte en werkelijke inflatie tot een regulatorisch saldo voor herindexering (par. 5.6.3). Dit proces wordt weergegeven in Tabel 4.

**Tabel 4 Schematische voorstelling wijze en timing van vaststelling toegelaten inkomen voor endogene kosten**

Actie VREG in het jaar	Door de VREG toegelaten inkomen voor endogene kosten voor het jaar volgens prognose (ex-ante) of werkelijke (ex-post) inflatie			
	2021	2022	2023	2024
2020	ex-ante			
2021	ex-post	→ ex-ante		
2022		→ ex-post	→ ex-ante	
2023			→ ex-post	→ ex-ante
2024				→ ex-post
Verschil budget endogene kosten distributienetbeheerder per jaar (ex-post)-(ex-ante) inflatie => regulatorisch saldo herindexering				

#### 5.5.3.2 Werkwijze: toegelaten inkomsten weerspiegelen efficiënte kosten

*Inkomsten uit werkelijke kosten*

Ter bepaling van de hoogte van het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten binnen een reguleringsperiode, neemt de VREG de evolutie van de endogene sectorkosten in beschouwing in de jaren voorafgaand aan de reguleringsperiode. De recente evolutie van de endogene sectorkosten, m.a.w. de optelsom over alle distributienetbeheerders heen, weerspiegelt hoe de verschillende recente externe en interne, elkaar tegenwerkende of versterkende factoren in hun geheel invloed hebben op de evolutie van de endogene kosten voor het distributienetbeheer. Ze vormt op die manier een objectieve en transparante basis voor de evolutie van die kosten in de komende reguleringsperiode.

In zijn zuivere vorm kan deze werkwijze beschouwd worden als een vorm van nacalculatie en anticipatie op sectorniveau, waarbij het niveau van de volgende toegelaten inkomsten voor dit type kosten wordt bepaald op basis van de evolutie en hoogte van de recente endogene kosten. Dit kan verantwoord zijn aangezien die kosten in 2015 t.e.m. 2019 per distributienetbeheerder gemaakt werden binnen de inkomstenregulering die de distributienetbeheerders aanzette tot kostenefficiëntie. Evenwel worden in deze tariefmethodologie op die nacalculatie twee correcties uitgevoerd. Er worden besparingen opgelegd die mogelijk werden door de fusie van de twee werkmaatschappijen tot één werkmaatschappij, zijnde FSO, en er wordt ook onderzocht of de kostenevolutie overeenstemt met de minimale productiviteitsverbeteringen volgens de frontiershift.

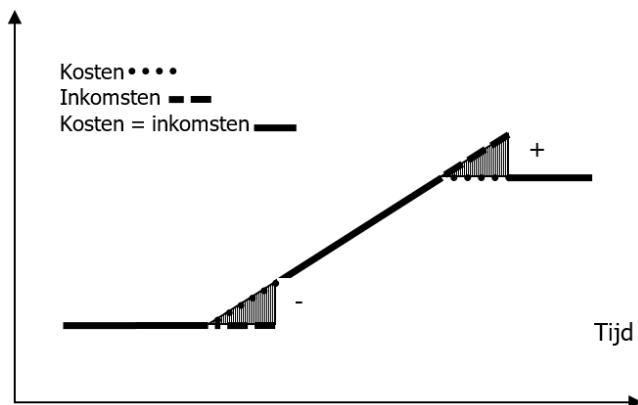
*Historische referentieperiode: 2015-2019*

Analoog aan de werkwijze in de reguleringsperiode 2017-2020, baseert de VREG zich voor de reguleringsperiode 2021-2024 op de gegevens uit de vijf laatst beschikbare boekjaren 2015 tot en met 2019. Het is immers wenselijk om de lengte van de beschouwde periode uit het verleden te bepalen in verhouding tot de lengte van de reguleringsperiode. Idealiter is het laatste jaar van de historische referentieperiode telkens het beginjaar voor de beschouwde periode van de daaropvolgende reguleringsperiode. Dit ontmoedigt sturend gedrag bij de gereguleerde ondernemingen. Kosten en inkomsten kunnen dan aansluitend doorwerken en dit geeft een bijkomende stabiliteit en continuïteit in de tariefmethodologie. Een terugblik over vijf jaar is daarom zeer geschikt voor een reguleringsperiode van vier jaar. Dit wordt weergegeven op de volgende Figuur 1.

J	J+1	J+2	J+3	J+4	J+5	J+6	J+7	J+8	J+9	J+10	J+11	J+12	J+13	J+14
					→									
									→					
													→	

**Figuur 1 Stabiele afstemming van lengte van referentieperiode op lengte reguleringsperiode met gemeenschappelijk eind- en beginjaar voor de trendbepaling.**

Figuur 2 geeft een schematische weergave van de werking van het mechanisme van nacalculatie waarbij de toekomstige inkomsten steeds bepaald worden door de evolutie van de historische kosten. Een plots stijgende sectorkostenevolutie kan tot gevolg hebben dat een distributienetbeheerder in deze periode tijdelijk over onvoldoende inkomsten beschikt, maar de kostenevolutie wordt dan weer in rekening genomen voor de bepaling van de inkomsten in de daaropvolgende reguleringsperiode, waar dan een compenserende overwinst kan ontstaan op het moment dat de kosten opnieuw minder snel stijgen.



**Figuur 2 Schematische weergave van het mechanisme van nacalculatie, sectorinkomsten volgen op sectorkosten, geactualiseerde waarden (voorbeeld van stijging in kosten)**

Het proces van nacalculatie met bijkomende correcties voor efficiëntie kan aldus periodiek toegepast worden, telkens ter voorbereiding van een nieuwe reguleringsperiode. Het is transparant en voorzienbaar en weerhoudt de distributienetbeheerder er aldus niet van om bepaalde noodzakelijke investeringen uit te voeren.

#### *Vergelijking met de maatstaf*

De toegelaten sectorinkomsten in de komende reguleringsperiode worden op een transparante en objectieve wijze verdeeld onder de distributienetbeheerders overeenkomstig het aandeel van elke distributienetbeheerder in de beschouwde historische endogene sectorkosten die aan de basis liggen van de sectorinkomsten.

Een gevolg van de wijze van verdeling van de sectorinkomsten over de distributienetbeheerders is dat de kostenontwikkeling van een distributienetbeheerder over de laatste jaren wordt vergeleken met de globale kostenontwikkeling in zijn sector. Hoe groter het verschil met deze maatstaf, des te minder zullen de nieuwe inkomsten van de distributienetbeheerder aansluiten bij zijn laatst gekende kostenniveau (deze van het laatste jaar). Indien bijvoorbeeld zijn kosten sneller zijn gestegen in de afgelopen jaren dan de evolutie van de sectorkosten, dan zal zijn nieuw inkomen in de volgende reguleringsperiode minder goed aansluiten bij zijn eigen laatste en hoogste kostenniveau. Omgekeerd werkt het mechanisme op dezelfde wijze, wanneer dus zijn kosten relatief sterker daalden in de afgelopen jaren dan de sectorkosten, zullen de nieuwe inkomsten niet even laag liggen als zijn kosten in het laatste jaar. Het mechanisme introduceert door de vergelijking met de maatstaf een vorm van competitie tussen de distributienetbeheerders die elk in hun werkingsgebied optreden als monopolist. Deze competitie kan evenwel ondergraven worden door hun onderlinge samenwerking via hun werkmaatschappij FSO.

Het resultaat van deze werkwijze, de vastgestelde inkomsten per distributienetbeheerder voor de volgende reguleringsperiode, wordt dus door de prestaties van de distributienetbeheerders zelf bepaald. Het mechanisme is transparant en voorspelbaar en geeft een distributienetbeheerder de mogelijkheid het effect van zijn individuele kostenontwikkeling op zijn toekomstige inkomsten te begrijpen. De tariefmethodologie stimuleert duurzame kostenbesparingen bij een distributienetbeheerder. Het is immers door de wijze van de berekening van het inkomen en het repetitieve karakter ervan (per nieuwe reguleringsperiode op basis van endogene kosten uit de daaraan voorafgaande historische periode) niet financieel interessant voor een

distributienetbeheerder om te besparen, door kosten, waarvan hij weet dat ze onvermijdelijk zijn, gewoon uit te stellen zonder te trachten ze werkelijk, structureel te verlagen.

De vorm van nacalculatie houdt voor een distributienetbeheerder dus in dat er een vertraging kan zijn tussen het moment dat een kost wordt gemaakt en zijn recuperatie via een opbrengst uit de distributienettarieven. Aldus zit er ook een vertraging tussen het moment dat een overwinst wordt gecreëerd door structurele besparingen en de afroaming ervan via de volgende verlaagde distributienettarieven. De vertraging wordt des te belangrijker naarmate de kostentrend tijdens een reguleringsperiode sterker afwijkt t.o.v. deze in de historische referentieperiode, ten gevolge van bijvoorbeeld een belangrijke nieuwe investeringsgolf (stijgend) of het wegvallen van een bepaalde kostelijke activiteit (dalend). Het is de verantwoordelijkheid van de distributienetbeheerder om zich hiervan bewust te zijn en hiermee rekening te houden in de financiële planning. Indien de trendbreuk te groot zou zijn, voorziet de tariefmethodologie in de mogelijkheid voor de VREG tot het geven van financiële ondersteuning onder de vorm van voorschotten (par. 5.5.4.4).

Een gevolg van de werkwijze is dat de lengte van de historische referentieperiode bepaalt in welke mate de inkomsten van de distributienetbeheerder worden beïnvloed door zijn individueel aandeel in de historische sectorkosten. Zoals vermeld zal een distributienetbeheerder die in vergelijking met de sectorkosten een veel sterkere opwaartse of neerwaartse evolutie had in zijn kosten, zijn eigen kostenevolutie met een zekere vertraging vertaald zien in zijn inkomsten uit distributienettarieven. Zijn aandeel in de sectorkosten in het eerste jaar van de historische periode kan immers sterk verschillen met zijn aandeel in het laatste jaar. De toegelaten sectorinkomsten in de volgende reguleringsperiode worden per distributienetbeheerder toegewezen op basis van zijn aandeel in de sectorkosten over de beschouwde historische periode. Hoe korter de beschouwde periode voor de kosten uit het verleden, des te meer kans er is dat het aandeel van een distributienetbeheerder over de historische sectorkosten aansluit bij zijn aandeel in de sectorkosten in het laatste jaar. Het nadeel is echter dat een korte historische periode minder robuustheid geeft aangezien de trend van de inkomsten dan telkens, per reguleringsperiode, zou worden gebaseerd op een kostentrend uit een beperkte tijd in het verleden. De distributienettarieven zouden onnodig sterk kunnen schommelen tussen opeenvolgende reguleringsperiodes, door tijdelijke kostenpieken of -dalen die maar weinig afgezwakt worden door de beperkte historische terugblik. Het zou leiden tot te grote schommelingen in de hoogte van de inkomsten en bijhorende distributienettarieven. Indien de voor de kosten beschouwde periode in het verleden langer wordt, zouden de inkomsten met een grotere vertraging volgen op de kosten. Dit geeft in het kapitaalsintensieve distributienetbeheer vermoedelijk meer tarifaire en financiële stabiliteit maar kan bij trendbreuken (bv. nieuwe investeringscyclus) zowel voor de betalers van de distributienettarieven als voor de distributienetbeheerder nadelig uitvallen. Een distributienetbeheerder die geconfronteerd wordt met sterker stijgende kosten, zal zijn verhoogd kostenniveau pas later verwerkt zien in zijn distributienettarieven. Anderzijds, wanneer de distributienetbeheerders hun kosten door besparingsprogramma's hebben doen afnemen, moet men langer wachten op de vertaling van de huidige lagere kosten naar lagere distributienettarieven. Al deze aspecten in beschouwing genomen, is een historische periode van 5 jaar (2015-2019) gepast voor een reguleringsperiode van 4 jaar (2021-2024).

*Sectorinkomsten '21-'24 uit lineaire extrapolatie via regressie van sectorkosten '15-'19*

Zoals hierboven weergegeven in Figuur 2, is een vorm van nacalculatie mogelijk m.b.v. een lineaire trendlijn, d.w.z. dat de toekomstige tarifaire inkomsten worden afgeleid uit de evolutie

van de historische, geactualiseerde endogene sectorkosten via een lineaire regressietechniek (volgens kosten per jaar). Deze benadering is objectief en transparant, waarbij de volgende inkomsten aansluiten bij de hoogte en de evolutie van de kosten in het recente verleden.

Er zal rekening gehouden worden met de werkelijke operationele kosten en afschrijvingen. Voor de endogene kapitaalkosten wordt rekening gehouden met de evolutie van de gereguleerde vaste activa (resterende aanschaffingswaarde) en het nettobedrijfskapitaal, waarop vervolgens en a.h.w. retroactief de normatieve kapitaalkost voor de volgende reguleringsperiode 2021-2024 wordt toegepast. Het geheel van deze kosten geeft de beste objectieve inschatting van de kosten voor de volgende reguleringsperiode.

Een alternatief voor de lineaire benadering zou een extrapolatie kunnen zijn volgens gemiddelde jaarlijkse procentuele kostenevolutie. De kosten in het eerste en in het laatste jaar van de beschouwde historische periode hebben dan wel meer invloed op de hoogte van de volgende inkomsten. Een lineaire regressie houdt meer rekening met wat tussen deze jaren gebeurde en lijkt beter aan te sluiten bij de kostenontwikkelingen in de kapitaalsintensieve sector van het netbeheer met veel afschrijvingen op lange termijn.

#### *Historische kosten volgens netgebied*

De beschouwde kosten, opbrengsten, activa en passiva uit de periode 2015-2019 moeten uiteraard deze zijn voor het werkingsgebied van de distributienetbeheerder in 2021-2024 waartoe het toegelaten inkomen voor de distributienettarieven zullen dienen. Die netgebieden kunnen echter in de tijd wijzigen door fusies en splitsingen. De VREG stelt vast dat distributienetbeheerders die actief zijn op het grondgebied van het Vlaamse Gewest op dit vlak relatief actief zijn. Dergelijke operaties vereisen dan telkens een aanpassing van de berekeningswijze, rekening houdende met de bepalingen hieromtrent in deze tariefmethodologie (par. 16, 17.3 en 17.4). De volgende fusies en splitsingen vonden alvast plaats gedurende 2015-2020:

**Tabel 5 Fusies en splitsingen van elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders in 2015-2020**

Datum	Gebeurtenis
1 januari 2016	Opname van gemeente Voeren van ORES in Inter-Energa elektriciteit <sup>41</sup> .
1 januari 2018	Partiële splitsing van Infrac Limburg waarbij de activa van Infrac Limburg in distributienetbeheerder Inter-Energa activiteit elektriciteitsdistributie werden geboekt; Opname van de aardgasdistributienetten in Kampenhout en Steenokkerzeel door aardgasdistributienetbeheerder Iveg.
1 april 2019	Toetreding van gemeente Vorselaar van Iveg tot Iveka elektriciteit. <sup>42</sup>
	Uittreding van 15 gemeenten uit Iveka naar Iveg elektriciteit. <sup>43</sup>
	Uittreding van 13 gemeenten uit Iveka naar Iveg aardgas. <sup>44</sup>

<sup>41</sup> Beslissing van de VREG van 7 november 2016 (BESL-2016-31) met betrekking tot de definitieve aanwijzing van Inter-energa als beheerder van het elektriciteitsdistributienet voor de gemeente Voeren; zie: <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/besl-2016-31.pdf>.

<sup>42</sup> Beslissing van de VREG van 25 april 2019 (BESL-2019-08) tot wijziging van de beslissing van de VREG van 3 februari 2015 tot hernieuwing van de termijn van aanwijzing van Iveka als elektriciteitsdistributienetbeheerder (BESL-2015-08); zie: <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/besl-2019-08.pdf>.

<sup>43</sup> Ibidem.

<sup>44</sup> Beslissing van de VREG van 25 april 2019 (BESL-2019-09) tot wijziging van de beslissing van de VREG van 29 september 2015 tot hernieuwing van de termijn van aanwijzing van Iveka als aardgasdistributienetbeheerder (BESL-2015-43); zie: <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/besl-2019-09.pdf>.



	Fusie van Iveg en Imea met naamswijziging tot Fluvius Antwerpen. <sup>45</sup>
	Inter-Energa wijzigt naam in Fluvius Limburg. <sup>46</sup>
1 januari 2020	Overstap van de gemeenten Malle, Ranst, Wommelgem en Zoersel vanuit Iveka richting Fluvius Antwerpen. <sup>47</sup>
	Infrac West wijzigt naam in Fluvius West. <sup>48</sup>
1 januari 2021	Overstap van deelgemeenten met postcode 9800 van de stad Deinze vanuit Gaselwest naar Imewo. <sup>49</sup>

Teneinde ervoor te zorgen dat de tarieven een afspiegeling blijven van de werkelijk gemaakte kosten, kan de VREG beslissen om de berekeningswijze bij te stellen wanneer distributienetbeheerders onderling financiële transacties uitvoeren als correctie voor historische kosten<sup>50</sup>.

#### *Van sectorinkomsten naar inkomsten per distributienetbeheerder*

Zoals vermeld, vormt de lineaire trend uit de geactualiseerde relevante endogene sectorkosten in de beschouwde periode van het verleden (2015-2019) de bruto basis voor de toegelaten sectorinkomsten voor de volgende jaren (2021-2024). De trend wordt in de reguleringsperiode toegepast met werkelijke inflatie. Het geactualiseerd toegelaten sectorinkomen voor het eerste jaar (2021) en het laatste jaar (2024) van de reguleringsperiode volgen uit de lineaire extrapolatie. Hiertussen wordt de x-waarde, de trend voor de sectorinkomsten die de trend van de sectorkosten weerspiegelt, berekend. Deze x-waarde vormt de correctie op de jaarlijkse inflatie.

#### *5.5.3.3 Correcties op historische kostentrend*

De volgende correcties op de kosten uit 2015-2019 worden toegepast, teneinde het correcte toegelaten inkomen te kunnen berekenen:

- de kosten die verworpen worden volgens de criteria in par. 5.3.5 (zie hieronder par. 5.5.3.3.1);
- de recurrente kosten die aan het begin van de reguleringsperiode inefficiënt zijn geworden door de fusie van de werkmaatschappijen tot FSO en waarvoor de besparingen afgedwongen werden via de tariefmethodologie 2017-2020 (zie hieronder par. 5.5.3.3.2).

##### *5.5.3.3.1 Verworpen kosten*

Er wordt geen rekening gehouden met de voor 2015-2019 door de distributienetbeheerder gerapporteerde kosten die na onderzoek door de VREG niet blijken te voldoen aan de criteria voor redelijkheid in par. 5.3.5. Kosten die aldus na toetsing aan de voormelde criteria als onredelijk worden beschouwd, worden verworpen. Het betreft voor 2015-2019 minstens de kosten gemaakt door de distributienetbeheerders voor de in 2019 verloren rechtszaken tegen de VREG over de saldi 2010-2014 en de x'-factor.

<sup>45</sup> VREG beslissingen BESL-2019-12 en BESL-2019-13.

<sup>46</sup> VREG beslissingen BESL-2019-16 en BESL-2019-17.

<sup>47</sup> VREG beslissingen BESL-2020-02 en BESL-2020-03.

<sup>48</sup> VREG beslissing BESL-2019-131.

<sup>49</sup> N.a.v. de fusie van Deinze en Nevele tot Deinze. Overstap is voorzien o.a. volgens de beslissingen van de raden van bestuur van Imewo en Gaselwest in maart 2020 om een partiële splitsing door overname te voeren waarbij Imewo op 1 januari 2021 een deel van de activiteiten overneemt van Gaselwest, nl. voor ex-Deinze postcode 9800.

<sup>50</sup> Bijvoorbeeld correcties m.b.t. resttermen van eindreconciliaties, BESL-2018-88.

### 5.5.3.3.2 Inefficiënte kosten n.a.v. fusie werkmaatschappijen in 2018

In de tariefmethodologie 2017-2020 werden aan de distributienetbeheerders besparingen opgelegd in 2019 en 2020 die mogelijk werden door de fusie van hun werkmaatschappijen tot FSO in 2018<sup>51</sup>. De VREG veronderstelt dat deze besparingen gerealiseerd zullen zijn tegen het begin van de reguleringsperiode 2021-2024. Hierdoor zullen de kosten lager liggen vanaf 2021. De hoogte en trend van de oude kosten uit 2015-2019 is dan geen goede indicatie meer voor de toekomstige kosten, in 2021-2024. De kosten gemaakt in 2015-2019 die door de besparingen n.a.v. FSO in 2019 en 2020 zullen zijn weggevallen tegen 1 januari 2021, moeten uit de trend verwijderd worden omdat de tarieven een afspiegeling moeten zijn van de efficiënte kosten.

De noodzaak van deze aanpassing kan ook vanuit een meer technisch standpunt begrepen worden, nl. vanuit het na-ijlen van inkomsten op kosten in de hier gehanteerde berekeningsmethodiek. De eerste besparingen m.b.t. FSO werden gemaakt in 2019, tegelijk het laatste jaar van de historische referentieperiode 2015-2019. Een lagere kostentrend in 2015-2019 zorgt in de volgende reguleringsperiode voor lagere inkomsten, die mogelijk dan ook voor lagere nieuwe kosten zorgen, enzovoort. Die na-ijlende besparingen kunnen echter niet verder verantwoord worden. De aard van de besparingen n.a.v. de fusie tot FSO zijn niet recurrent en worden door de VREG gespreid opgelegd aan de distributienetbeheerders tussen 2019 en 2024. Een onterecht na-ijlend effect van deze besparingen naar nog lagere latere inkomsten moet vermeden worden.

In Tabel 6 wordt de correctie van de kosten 2015-2019 concreet weergegeven. De besparing van 17 en 8,5 miljoen euro voor resp. elektriciteit en aardgas is gelijk aan de jaarlijkse besparing die vanaf 2020 moest behaald worden n.a.v. de fusie van de twee werkmaatschappijen tot FSO volgens de tariefmethodologie 2017-2020. In 2019 werd maar een deel van die besparing opgelegd (door de eerste toepassing van de x'-factor). Het resterende deel, tot de volledige besparing in 2020, is voor 2019 gelijk aan de ondertussen inefficiënt geworden kosten.

**Tabel 6 Correctie op historische kosten 2015-2019 n.a.v. opgelegde kostenbesparingen in 2019 en 2020**

Correctie voor op 1/1/2021 inefficiënt geworden kosten in 2015-2019 door de besparingen in 2019 en 2020 n.a.v. fusie van de werkmaatschappijen tot FSO.		
Jaar van de kosten	Elektriciteit	Aardgas
2015	-17.000.000,00 EUR	-8.500.000,00 EUR
2016	-17.000.000,00 EUR	-8.500.000,00 EUR
2017	-17.000.000,00 EUR	-8.500.000,00 EUR
2018	-17.000.000,00 EUR	-8.500.000,00 EUR
2019	-8.463.046,65 EUR	-4.231.681,75 EUR

Deze bedragen worden niet verder opgedeeld per distributienetbeheerder maar toegepast op het totaalbedrag van de sectorkosten.

### 5.5.3.4 Correcties op toekomstige inkomstentrend

---

<sup>51</sup> Tariefmethodologie 2017-2020, bijlage 12.

#### 5.5.3.4.1 Besparingen in 2021-2024 mogelijk door de fusie van de twee voormalige werkmaatschappijen tot FSO ( $x'$ factor)

De VREG houdt bij de bepaling van de toegelaten inkomsten voor endogene kosten in 2021-2024 rekening met de kostenbesparingen die de distributienetbeheerders in die periode kunnen uitvoeren n.a.v. de fusie van hun werkmaatschappijen in 2018 tot FSO. De redenering achter en hoogte van de besparingen worden verder in de tariefmethodologie in par. 6 toegelicht. De VREG zet de werkwijze verder zoals die werd gehanteerd in de tariefmethodologie 2017-2020, o.a. de bijlage 12. Er was al vastgesteld dat tegen 2024 door de fusie op jaarbasis een totale netto kostenbesparing van EUR 109 miljoen kan behaald worden, waarvan EUR 73 miljoen in elektriciteitsdistributie en EUR 36 miljoen in gasdistributie. Daarvan heeft de VREG respectievelijk al EUR 17,0 miljoen en EUR 8,5 miljoen als besparing opgelegd aan de distributienetbeheerders via de vorige tariefmethodologie 2017-2020. De resterende besparingen van resp. EUR 56,0 miljoen en EUR 27,5 miljoen moeten nu nog opgelegd worden om de totale mogelijke besparing op jaarbasis te bereiken in 2024.

In de tariefmethodologie 2017-2020 werden de besparingen in 2019 en 2020 opgelegd via een  $x'$ -factor die toegevoegd werd in de indexeringsberekeningen vanuit het ex-post inkomen van 2018.

Analoog wordt voor de besparingen in de reguleringsperiode 2021-2024 ook met een  $x'$ -factor gewerkt. Die  $x'$ -waarde grijpt dan ook in op de jaarlijkse indexeringen maar die beginnen nu pas vanaf 2021 naar 2022 en verder tot 2024. Het inkomen van het beginjaar (2021) volgt normaal niet uit een jaarlijkse indexeringsberekening. Dat inkomen wordt louter afgeleid uit de verdeling tussen distributienetbeheerders van de sectorinkomsten 2021 uit de historische kostentrend. Het ex-post inkomen van 2021, op basis van werkelijke inflatie van 2020 naar 2021 is daarbij pas gekend midden 2021. Om de onzekerheid tot midden 2021 over de definitieve waarde van nieuwe  $x'$ -factor weg te nemen, legt de VREG hem vast voor de start van de reguleringsperiode. Hij doet dit vertrekkende van het ex-ante inkomen van 2021, volgens verwachte inflatie van 2020 naar 2021.

De  $x'$ -waarde zorgt dan voor besparingen die volgen na 2021, alsof er in het jaar 2021 geen besparingen zouden worden opgelegd. De bij benadering lineaire evolutie van de toegelaten sectorinkomsten voor endogene kosten per jaar indachtig, wordt, eveneens lineair in de tijd,  $\frac{1}{4}$ -de van de over 2021-2024 te behalen besparingen tegen 2024 opgelegd in het eerste jaar 2021, dus resp. EUR 14,0 miljoen voor elektriciteitsdistributie en EUR 6,875 miljoen voor aardgasdistributie. Dat bedrag wordt objectief verdeeld onder de distributienetbeheerders volgens de verdeling van de endogene sectorinkomsten, dus gelijk aan ieders gewicht  $a_i$  in de endogene kosten van 2015-2019 (in formule 11 op p. 49). Het resterende deel, de inspanningen in 2022, 2023 en 2024, is dan nog gelijk aan 42,0 miljoen EUR voor elektriciteitsdistributie en 20,625 miljoen EUR voor aardgasdistributie. De  $x'$ -waarde wordt dan berekend uit de hoogte van die te behalen besparing op jaarbasis, het toegelaten begininkomen voor 2021 (basisgedeelte, met verwachte inflatie van 2020 naar 2021) en de 3 jaren waarover de besparingen moeten gerealiseerd worden (van 2022 t.e.m. 2024). De concrete berekening in formulevorm van de  $x'$ -factor wordt verder toegelicht in par. 5.5.3.5.5 op p. 51. Een overzicht van de spreiding van de besparingen bevindt zich in Tabel 7.

**Tabel 7 Kostenbesparingen opgelegd aan de distributienetbeheerders n.a.v. fusie twee werkmaatschappijen tot FSO**

Besparing op endogene kosten op jaarbasis	Elektriciteit	Aardgas
In de tariefmethodologie 2017-2020		

Tegen 2020 (2019-2020)	17.000.000 EUR	8.500.000 EUR
In de tariefmethodologie 2021-2024		
Bijkomend tegen 2024 (2021-2024)	56.000.000 EUR	27.500.000 EUR
Waarvan:		
<i>¼ in 2021</i>	<i>14.000.000 EUR</i>	<i>6.875.000 EUR</i>
<i>¾ over 2022-2024</i>	<i>42.000.000 EUR</i>	<i>20.625.000 EUR</i>
Totaal door de VREG geïdentificeerde potentiële netto kostenbesparingen <sup>52</sup>	73.000.000 EUR	36.000.000 EUR

#### 5.5.3.4.2 Frontier shift (x" factor)

In par. 4.1 werd toegelicht waarom een frontier shift-efficiëntieprikkel wordt ingevoerd. De netto frontier shift weerspiegelt de productiviteitsverbetering die de meest efficiënte ondernemingen realiseren door toepassing van beste praktijken (technologische vooruitgang). Elke onderneming zou minstens deze minimale efficiëntiewinst moeten kunnen realiseren.

De VREG gaf aan Oxera Consulting LLP, een expert op het gebied van efficiëntiebeoordeling van gereguleerde ondernemingen, de opdracht om de toepassing van een frontier shift stimulans in de tariefmethodologie te onderzoeken<sup>53</sup>. De consultant voerde een uitgebreid en gemotiveerd onderzoek naar de ruimte voor de productiviteitsverbeteringen bij de Vlaamse aardgas- en elektriciteitsdistributienetbeheerders in de reguleringsperiode 2021-2024. Tegelijk toetste hij de resultaten af met de mate waarin de tariefmethodologie door rekening te houden met de historische kostentrend al met frontier shift rekening houdt, teneinde een mogelijke dubbeltelling van frontier shift te vermijden.

Het haalbare tempo van de frontier shift werd beoordeeld door het observeren van de productiviteitsgroei over volledige conjunctuurcycli in sectoren van de Belgische economie waar er concurrentie is en die soortgelijke activiteiten uitvoeren als de distributienetbeheerders. De consultant hield rekening met selecties van alternatieve combinaties van sectoren en conjunctuurcycli als sensitiviteitsanalyse. Vervolgens zuiverde hij de waarden van de waargenomen productiviteitsverbeteringen van de veranderingen in de inputprijzen in de sectoren, om te komen tot een netto frontier shift-waarde. Oxera concludeerde dat de distributienetbeheerders in de volgende reguleringsperiode in staat zouden moeten zijn om een minimale netto frontier shift productiviteitsverbetering van 0,4% per jaar te realiseren (t.o.v. de CPI).

Uit zijn beoordeling van de productiviteit bij de elektriciteitsdistributienetbeheerders, waaruit bleek dat de meest efficiënte ondernemingen sinds 2015 nog in efficiëntie verbeterden, leidde hij af dat de in de tariefmethodologie gehanteerde kostentrend (x) reeds voldoende frontier shift bevat. Hij kon dezelfde productiviteitsverbeteringen echter niet waarnemen bij de aardgasdistributienetbeheerders, zodat de consultant aanraadt om voor deze ondernemingen wel de volledige waarde van de net frontier shift toe te passen. Aldus is:

- Netto frontier shift voor elektriciteitsdistributie: 0,0%/jaar.
- Netto frontier shift voor aardgasdistributie: 0,4%/jaar.

<sup>52</sup> Tariefmethodologie reguleringsperiode 2017-2020: Bijlage 12 bijkomende stimulans bij fusie van Eandis System Operator cvba en Infracvba tot Fluvius System Operator cv, par. 6.

<sup>53</sup> The necessity and magnitude of frontier shift for the Flemish electricity and gas distribution operators over 2021–24, Oxera, jan. 2020 (vertaalde versie hier).

Met de netto frontier shift wordt onder de vorm van een  $x''$  rekening gehouden bij de eerste CPI-indexering, volgens  $1+CPI-x''$  van het toegelaten inkomen voor 2021, nl. van huidige waarde in 2020 naar huidige waarde in 2021. Vervolgens wordt ze voor de jaren nadien bijgevoegd in de  $1+CPI-x-x'-x''$  indexeringsformule van de toegelaten inkomsten (formule 12 op p. 50). De VREG erkent dat vanuit een mathematisch standpunt nog andere formules zouden kunnen gebruikt worden met samenvoegingen van  $x$ -waarden maar dat dit ten koste zou gaan van de stabiliteit en de transparantie in de tariefmethodologie.

#### 5.5.3.4.3 Kwaliteitsprikkel volgens prestaties 2017-2019 ( $q_i$ factor)

De tariefmethodologie 2017-2020 bevatte een kwaliteitsprikkel voor de distributienetbeheerders. Dit betekent dat ze financieel werden gestimuleerd tot het aanbieden van een kwalitatieve dienstverlening aan de distributienetgebruikers. Eigen aan dergelijke stimulans is dat de beloning of bestraffing van de distributienetbeheerder pas kan plaatsvinden op basis van geleverde prestaties. De kwaliteitsprikkel is bovendien pas transparant voor een distributienetbeheerder wanneer hij reeds vooraf weet welke prestaties zullen beoordeeld worden en op welke wijze ze een financiële impact kunnen hebben. De tariefmethodologie 2017-2020 gaf aldus duidelijk aan welke kwaliteitsprestaties in die reguleringsperiode gingen opgevolgd worden en hoe zij een invloed gingen hebben op de toegelaten inkomsten in de daaropvolgende reguleringsperiode.

De distributienetbeheerders rapporteerden inmiddels aan de VREG over hun kwaliteitsprestaties in de periode 2017-2019. Dit maakt het voor de VREG mogelijk om op basis daarvan en volgens de bepalingen in de tariefmethodologie 2017-2020 het financiële effect van de kwaliteit van dienstverlening te bepalen op de toegelaten inkomsten voor endogene kosten (basisgedeelte). Dit gebeurt door middel van een  $q_i$ -factor zoals die in de tariefmethodologie 2017-2020 werd geïntroduceerd, als een factor die de inkomsten van de distributienetbeheerders onderling op zero-sum-wijze herschikt.

De  $q_i$ -factoren per distributienetbeheerder en per activiteit volgens hun prestaties in 2017-2019 en volgens het berekeningsmodel in de tariefmethodologie 2017-2020 (de bijlage 9C), zullen worden vermeld in de tariefbeslissingen van de VREG over hun toegelaten inkomens voor het jaar 2021.

#### 5.5.3.5 Formules

##### 5.5.3.5.1 Inflatie

Zoals vermeld, kunnen door de ontwaarding van de munteenheid in de tijd (inflatie<sup>54</sup>) de historische endogene kosten niet nominaal in de tijd geëxtrapoleerd worden als inschatting van de toekomstige kosten. Hetzelfde principe geldt voor kosten op basis van activawaarden, zoals bijvoorbeeld de kapitaalkosten op basis de RAB. Kenmerkend voor de infrastructuur van distributienetten is de lange levensduur (bv. kabels en leidingen worden afgeschreven over 50 jaar). Bij vervangingsinvesteringen zijn de aanschafwaarden van de nieuwe installaties normaliter hoger dan deze van de activa die uit dienst werden genomen. De nieuwe activa veroorzaken dan telkens meer afschrijvingskosten.<sup>55</sup> Ook bij een bepaald ritme aan uitbreidingsinvesteringen moet

---

<sup>54</sup> In deze tekst wordt voor de leesbaarheid inflatie vermeld maar deflatie is eveneens mogelijk.

<sup>55</sup> We verwachten hogere prijzen in de toekomst. Het monetaire beleid van de Europese Centrale Bank wordt gekenmerkt door de doelstelling om de inflatie op de middellange termijn onder, maar dicht bij 2% te houden.

men rekening houden prijsstijgingen door inflatie. Omwille van die redenen worden de kosten m.b.t. de activawaarden eveneens beschouwd op reële basis, m.a.w. geactualiseerd naar eenzelfde moment in de tijd. De bepaling van het toegelaten inkomen is een inschatting van de kosten die nodig zullen zijn. Door onvoorziene inflatieschommelingen kunnen er verschillen optreden tussen verwachtingen en realiteit maar op lange termijn heffen deze variaties elkaar op. De actualisatie van alle endogene kosten geeft tegelijk een hoge mate van uniformiteit en transparantie aan de tariefmethodiek.

De VREG wenst een actualisatie van het basisgedeelte van het inkomen voor endogene kosten volgens inflatie steeds zo dicht als mogelijk uit te voeren bij het begin van het volgende jaar. De redenering is immers dat de inflatieprognoses op kortere termijn nauwkeuriger zijn. Anderzijds moet er voldoende tijd zijn om de distributienetbeheerder toe te laten het nieuwe toegelaten inkomen om te zetten naar een tariefvoorstel voor nieuwe distributietarieven. Er wordt daarom steeds gerekend met de inflatie in de maand juli.

#### *Ex-post inflatie*

Als maat voor de inflatie wordt gewerkt met de consumptieprijsindex die wordt gepubliceerd door de Federale Overheidsdienst Economie.<sup>56</sup> De indicator ligt buiten de invloedssfeer van de distributienetbeheerders en de regulator en wordt ook vaak door andere regulatoren gebruikt bij inkomsten- en prijsregulering. De distributienetgebruikers zijn als consumenten vertrouwd met deze index en de maandelijkse update ervan laat de distributienetbeheerders toe om de impact van de inflatie op hun inkomsten volgens de formules in de tariefmethodologie goed op te volgen of in te schatten.

#### *Ex-ante inflatie*

Wanneer de inflatie nog niet gekend is, hanteert de VREG de prognose voor het nationaal indexcijfer der consumptieprijzen zoals gepubliceerd op de website van het Federaal Planbureau.

#### *Formules voor inflatie*

Voor werkelijke inflatie:

$$CPI_j = \frac{I_j}{I_{j-1}} - 1$$

*Formule 4.*

Met hierin:

$CPI_j$	<i>De werkelijke inflatie jaar op jaar (-), door de evolutie van de nationale consumptieprijsindex van de maand juli in het jaar j-1 naar de maand juli in het jaar j.</i>
$I_j$	<i>De werkelijke waarde van het nationaal indexcijfer der consumptieprijzen van de maand juli van het jaar j zoals gepubliceerd door de Belgische Federale Overheidsdiensten. (-)</i>

<sup>56</sup> <http://statbel.fgov.be/nl/statistieken/cijfers/economie/consumptieprijzen/>

Voor verwachte inflatie:

$$CPI_{j,v} = \frac{I_{j,v}}{I_{j-1}} - 1$$

Formule 5.

Met hierin:

$CPI_{j,v}$	<i>De verwachte inflatie jaar op jaar (-), door de verwachte evolutie van de nationale consumptieprijsindex van de maand juli in het jaar j-1 naar de maand juli in het jaar j.</i>
$I_{j,v}$	<i>De prognose door het Federaal Planbureau voor de waarde van het nationaal indexcijfer der consumptieprijzen van de maand juli van het jaar j, op zijn website gepubliceerd. (-)</i>

#### 5.5.3.5.2 Ex-ante basisgedeelte 2021

In formulevorm worden de onderdelen van de endogene kosten die gehanteerd worden voor de trendberekening weergegeven volgens formule 6 voor een bepaalde distributienetbeheerder  $i$  voor een bepaald jaar  $j$  uit het recente verleden (2015-2019):

$$TK_{j,i} = AF_{j,i} + OK_{j,i} + KK_{j,i}$$

Formule 6.

Met hierin:

$TK_{j,i}$	<i>De endogene kosten van distributienetbeheerder <math>i</math> voor het <u>afgelopen</u> jaar <math>j</math> (uit 2015-2019) die zullen meegenomen worden in de berekening door de VREG ter bepaling van het toegelaten inkomen per distributienetbeheerder uit zijn periodieke distributienettarieven voor endogene kosten in de <u>volgende</u> reguleringsperiode (2021). (EUR)</i>
$AF_{j,i}$	<i>De afschrijvingen van distributienetbeheerder <math>i</math> op de historische aanschaffingswaarde van zijn gereguleerde activa in het jaar <math>j</math>. (EUR)</i>
$OK_{j,i}$	<i>De operationele nettokosten van distributienetbeheerder <math>i</math> voor zijn gereguleerde activiteiten in het jaar <math>j</math>. (EUR)</i>
$KK_{j,i}$	<i>De voor de trendberekening door de VREG vastgestelde kapitaalkostenvergoeding voor distributienetbeheerder <math>i</math> gerelateerd aan activa (gereguleerd actief aan resterende historische aanschaffingswaarde en het nettobedrijfskapitaal) in het jaar <math>j</math> volgens bijlage 2. (EUR)</i>

Het door de VREG toegelaten basisgedeelte van het inkomen aan een distributienetbeheerder  $i$  uit zijn periodieke distributienettarieven voor de endogene kosten in het jaar 2021 wordt berekend volgens formule 7. Het vormt samen met de aanvullende endogene termen (par. 5.5.4) het globale toegelaten inkomen voor endogene kosten waarmee de distributienetbeheerder zijn

tariefvoorstel voor 2021 kan opmaken.

$$TI_{basis,2021,i} = [TK_{trend,2021} \times a_i \times (1 + CPI_{2021,v} - x'') \times (1 + q_i)] - (a_i \times FI_{21})$$

Formule 7.

Met hierin:

$TI_{basis,2021,i}$  Het basisgedeelte van het door de VREG voor distributienetbeheerder  $i$  in het jaar 2021 toegelaten inkomen uit zijn periodieke distributienettarieven voor de kosten van de distributienetbeheerder die als endogeen worden beschouwd. (EUR)

$TK_{trend,2021}$  De extrapolatie naar 2021 door lineaire regressie van de, voor inflatie naar 2020 geactualiseerde, relevante endogene sectorkosten in de jaren 2015-2019. De sectorinkomsten worden hier a.h.w. gekoppeld aan de sectorkosten. De berekening wordt verduidelijkt in volgende formule 8. (EUR)

$$TK_{trend,j} = TREND(SK_{2015} \dots SK_{2019}; 2015 \dots 2019; j)$$

Formule 8.

Met hierin:

$TREND(y\text{-waarden}; x\text{-waarden}; \text{nieuwe } x\text{-waarde})$ :  
De functie die voor de 'nieuwe  $x$ -waarde' de overeenstemmende  $y$ -waarde oplevert volgens de lineaire trend berekend met de kleinste-kwadratenmethode toegepast op de gegeven set 'y-waarden' en 'x-waarden'.

$j$  Een jaar uit de reguleringsperiode 2021-2024. In het geval van  $TK_{trend,2021}$  is  $j$  gelijk aan 2021.

$SK_n$  De relevante historische endogene sectorkosten van het afgelopen jaar  $n$ , gelegen in de historische referentieperiode 2015-2019, bepaald volgens de volgende berekening (EUR).

$$SK_n = \left( \sum_{\forall dnb\ i} (TK_{act,n,i}) \right) - FI_n$$

Formule 9.

Met hierin:

$TK_{act,n,i}$  De niet-verworpen endogene kosten van distributienetbeheerder  $i$  in het afgelopen jaar  $n$ , onderdeel van de historische referentieperiode 2015-2019, geactualiseerd volgens waargenomen inflatie naar waarde in het jaar 2020. (EUR):

$$TK_{act,n,i} = TK_{n,i} \times \frac{I_{2020}}{I_n}$$



Met hierin:

$TK_{n,i}$  De niet-verworpen endogene kosten van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $n$  (uit 2015-2019) samengesteld volgens formule 6. (EUR)

$I_{2020}$  Het werkelijk indexcijfer der consumptieprijzen van juli in het jaar 2020. (-)

$I_n$  Het werkelijk indexcijfer der consumptieprijzen van juli in het jaar  $n$  (uit 2015-2019). (-)

$Fl_n$  De correctie voor de op 1 januari 2021 inefficiënt geworden kosten uit 2015-2019, door de besparingsstimulans in de tariefmethodologie 2017-2020 in de jaren 2019 en 2020, mogelijk gemaakt door de fusie van de werkmaatschappijen tot FSO, volgens de bepalingen in par. 5.5.3.3.2 op p. 42.

$a_i$  Het aandeel van distributienetbeheerder  $i$  in de toegelaten sectorinkomsten voor endogene kosten, gelijk aan zijn aandeel in de relevante geactualiseerde endogene sectorkosten in de historische referentieperiode 2015 t.e.m. 2019. (-):

$$a_i = \frac{\sum_{n=2015}^{2019} (TK_{act,n,i})}{\sum_{\forall dnb i} \left( \sum_{n=2015}^{2019} (TK_{act,n,i}) \right)}$$

Formule 11.

Met hierin  $TK_{act,n,i}$  zoals hierboven in formule 10. (EUR)

$CPI_{2021,v}$  De verwachte inflatie jaar op jaar (-), door de verwachte evolutie van de nationale consumptieprijsindex van de maand juli in het jaar 2020 naar de maand juli in het jaar 2021 (formule 5). (-)

$x''$  De  $x''$ -waarde die ervoor zorgt dat de toegelaten inkomsten evolueren volgens de productiviteitsverbeteringen die verwacht kunnen worden bij de distributienetbeheerder indien zij maximaal efficiënt werken, nl. volgens de netto frontier shift (zie verder onder par. 5.5.3.5.6). (-)

$q_i$  Het financieel effect van de kwaliteitsprikkel op het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder  $i$ , op basis van de kwaliteitsprestaties van de distributienetbeheerder in de periode 2017-2019 en volgens de zero-sum prikkel gegeven in de tariefmethodologie 2017-2020. (-)

$Fl_{21}$  De kostenbesparing opgelegd aan de distributienetbeheerders in 2021, mogelijk gemaakt door de fusie van de werkmaatschappijen tot FSO in 2018,

gelijk aan 14,0 miljoen EUR voor elektriciteitsdistributie en 6,875 miljoen EUR voor aardgasdistributie (par. 5.5.3.4.1).

### 5.5.3.5.3 Ex-ante basisgedeelte 2022, 2023 en 2024.

De formule voor het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten van een distributienetbeheerder voor de jaren 2022, 2023 en 2024, onderdeel van het globale toegelaten inkomen dat zal dienen als basis voor de distributienetbeheerder voor de opmaak van zijn tariefvoorstel, is als volgt:

$$TI_{basis,j,i} = TI_{basis,j-1,i,ex-post} \times (1 + CPI_{j,v} - x - x' - x'' + q_i)$$

Formule 12.

Hierin is:

- $j$  Een jaar gelijk aan 2022, 2023 of 2024.
- $TI_{basis,j,i}$  Het ex-ante basisgedeelte van het door de VREG voor distributienetbeheerder  $i$  m.b.t. het jaar  $j$  toegelaten inkomen (EUR) uit zijn periodieke distributienettarieven voor de kosten van de distributienetbeheerder die als endogeen worden beschouwd. Ex-ante omwille van het gebruik van een verwachte inflatie. (EUR)
- $TI_{basis,j-1,i,ex-post}$  Het ex-post basisgedeelte van het door de VREG voor distributienetbeheerder  $i$  m.b.t. het jaar  $j$  toegelaten inkomen (EUR) uit zijn periodieke distributienettarieven voor de kosten van de distributienetbeheerder die als endogeen worden beschouwd. De formules voor de berekeningen van deze term voor de jaren 2021-2024 bevinden zich in par. 5.5.3.5.7 en 5.5.3.5.8. (EUR)
- $CPI_{j,v}$  De verwachte inflatie jaar op jaar (-), door de verwachte evolutie van de nationale consumptieprijsindex van de maand juli in het jaar  $j-1$  naar de maand juli in het jaar  $j$ . (-)
- $x$  De  $x$ -waarde die de historische kostentrend weergeeft, door de VREG vastgesteld per reguleringsperiode, positieve of negatieve waarde, van toepassing op alle distributienetbeheerders (zie verder onder par. 5.5.3.5.4). (-)
- $x'$  De  $x'$ -waarde m.b.t. de besparingen bij de distributienetbeheerders mogelijk n.a.v. de fusie van hun werkmaatschappijen in 2018 tot FSO, door de VREG vastgesteld voor de reguleringsperiode, positieve waarde, van toepassing op alle distributienetbeheerders (zie verder onder par. 5.5.3.5.5). (-)
- $x''$  De  $x''$ -waarde die ervoor zorgt dat de toegelaten inkomsten evolueren volgens de productiviteitsverbeteringen die verwacht kunnen worden bij de distributienetbeheerder indien zij maximaal efficiënt werken, nl. volgens de netto frontier shift (zie verder onder par. 5.5.3.5.6). (-)
- $q_i$  De  $q$ -waarde door de VREG vastgesteld voor distributienetbeheerder  $i$  op basis van zijn prestaties in de periode 2017-2019, volgens de zero-sum prikkel voor de distributienetbeheerders voor het leveren van een kwaliteitsvolle dienstverlening in de tariefmethodologie 2017-2020. (-)

#### 5.5.3.5.4 X-waarde

Bondig samengevat geeft de x-waarde per netactiviteit de waargenomen jaarlijkse evolutie weer van de reële relevante endogene kosten van de distributienetbeheerders in de historische referentieperiode 2015-2019. De jaarlijkse kosten zijn reëel in die zin dat ze gezuiverd werden van de invloed van inflatie.

Deze waargenomen x-waarde vormt aldus ook een jaarlijkse correctie op de jaarlijkse indexatie volgens inflatie van het basisgedeelte endogene inkomsten. De evolutie van deze inkomsten weerspiegelt aldus deze van de kosten. Zoals evenwel reeds gemeld, biedt de plafonnering van de inkomsten m.b.v. alleen de x-factor in de huidige context onvoldoende garantie voor kostenefficiëntie bij de distributienetbeheerders.

De extrapolatie door lineaire regressie van de sectorkosten naar sectorinkomsten wordt omgezet in een constante jaarlijkse procentuele evolutie van inkomsten tussen 2021 en 2024 met de factor  $(1-x)$ . Voor de reguleringsperiode 2021-2024 wordt de x-waarde dan als volgt berekend:

$$x = 1 - \sqrt[3]{\frac{TK_{trend,2024}}{TK_{trend,2021}}}$$

Formule 13.

Met hierin:

$x$  De x-waarde van toepassing in formule 12. Cijfer af te ronden tot op 4 cijfers na de komma.

$TK_{trend,j}$  Met j gelijk aan 2021 of 2024, volgens de berekening in formule 8.

#### 5.5.3.5.5 X'-waarde

De x'-waarde benadert de lineaire spreiding<sup>57</sup> in de tijd van de besparingen die de distributienetbeheerders moeten behalen na 2021, in de drie jaren 2022, 2023 en 2024, n.a.v. de fusie van hun werkmaatschappijen tot FSO. Zoals hoger vermeld (par. 5.5.3.4.1), wordt de berekeningswijze van de x'-factor gebaseerd op deze die eerder werd gehanteerd in de tariefmethodologie 2017-2020<sup>58</sup>.

$$TI_{basis,2021} - B = TI_{basis,2021} \times (1 - x')^3$$

Formule 14.

of

$$x' = 1 - \sqrt[3]{\frac{TI_{basis,2021} - B}{TI_{basis,2021}}}$$

Formule 15.

<sup>57</sup> ¼ de van de besparing over 2021-2024 wordt opgelegd via het toegelaten inkomen van 2021, de overige ¾ de van de besparing wordt via de x'-factor quasi lineair in de tijd verdeeld over de jaren 2022-2024.

<sup>58</sup> Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2017-2020, par. 5.8.3.

Met hierin:

$x'$  De  $x'$ -waarde van toepassing in formule 12. Cijfer af te ronden tot op 4 cijfers na de komma.

$TI_{basis,2021}$  De som van de ex-ante basisgedeelten van de toegelaten inkomsten van de distributienetbeheerders voor endogene kosten in 2021, volgens de volgende berekening:

$$TI_{basis,2021} = \sum_{\forall \text{dnb } i} TI_{basis,2021,i}$$

Formule 16.

Met hierin  $TI_{basis,2021,i}$  zoals bepaald in formule 7. (EUR)

**B** De besparing op jaarlijkse endogene kosten die de distributienetbeheerders moeten behalen tegen 2024 door inspanningen in 2022, 2023 en 2024, gelijk aan 42,0 miljoen EUR voor elektriciteitsdistributie en 20,625 miljoen EUR voor aardgasdistributie (par. 5.5.3.4.1, Tabel 7 op p.43 ).

#### 5.5.3.5.6 $X''$ waarde

Volgens par. 5.5.3.4.2 is de waarde van de netto frontier shift stimulans in de reguleringsperiode 2021-2024:

Voor elektriciteitsdistributie:  $x''=0,000$ .

Voor aardgasdistributie:  $x''=0,004$ .

#### 5.5.3.5.7 Ex-post basisgedeelte 2021

Voor 2021 is de ex-post-waarde van het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten de actualisatie van de ex-ante-waarde aan werkelijke inflatie.

$$TI_{basis,2021,i,ex-post} = [TK_{trend,2021} \times a_i \times (1 + CPI_{2021} - x'') \times (1 + q_i)] - (a_i \times Fl_{21})$$

Formule 17.

Het verschil met formule 7 op p. 48 voor  $TI_{basis,2021,i}$  is dus dat de ex-post waarde  $TI_{basis,2021,i, ex-post}$  wordt berekend met de werkelijke i.p.v. de verwachte inflatie.:

$CPI_{2021}$  De werkelijke inflatie jaar op jaar (-), door de evolutie van de nationale consumptieprijnsindex van de maand juli in het jaar 2020 naar de maand juli in het jaar 2021. (-)

#### 5.5.3.5.8 Ex-post basisgedeelte 2022, 2023 en 2024

Voor 2022, 2023 en 2024 wordt het ex-post toegelaten basisgedeelte van het inkomen voor endogene kosten telkens en opeenvolgend, net zoals voor de ex-ante waarde in formule 12 op p.

50, afgeleid uit het ex-post basisgedeelte van het inkomen voor endogene kosten van het vorige jaar, resp. 2021, 2022 en 2023, maar nu met de werkelijke inflatie (zie ook Tabel 4 p. 36). De eerste ex-post waarde voor 2021  $TI_{basis,2021,i,ex-post}$  is daarbij volgens formule 17.

$$TI_{basis,j,i,ex-p} = TI_{basis,j-1,i,ex-p} \times (1 + CPI_j - x - x' - x'' + q_i)$$

Formule 18.

Met hierin:

$CPI_j$	De werkelijke inflatie jaar op jaar zoals beschreven in formule 4 in par. 5.5.3.5.1 (p. 45). (-)
$x$	De $x$ -waarde volgens formule 13 in par. 5.5.3.5.4 op p. 51, zonder afronding op decimalen. (-)
$x'$	De $x'$ -waarde volgens formule 15 in par. 5.5.3.5.5 op p. 51, zonder afronding op decimalen. (-)
$x''$	De $x''$ -waarde volgens par. 5.5.3.5.6 op p. 52. (-)
$q_i$	Het financieel effect van de kwaliteitsprikkel op het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder $i$ (par. 5.5.3.4.3 p. 45). (-)

## 5.5.4 Budget endogene kosten: aanvullende endogene termen

### 5.5.4.1 Correctie voor vennootschapsbelasting

Het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten bevat een vergoeding voor de kapitaalkosten van de distributienetbeheerder, ontstaan uit zijn zoektocht naar financiering voor de gereguleerde activa (samenstelling endogene kosten par. 5.3.4). De wijze waarop die normatieve kapitaalkostenvergoeding wordt bepaald, wordt in detail beschreven in van de bijlage 2 van deze tariefmethodologie. Een gewogen gemiddelde kapitaalkost voorziet in een potentiële winstmarge voor de distributienetbeheerder. Hieruit kan hij na aftrek van vennootschapsbelasting een dividend uitkeren aan zijn aandeelhouders.

Aanvullend is nog een correctie nodig voor distributienetbeheerder-specifieke boekhoudkundige elementen die een invloed hebben op de hoogte van de vennootschapsbelasting. Deze correctie wordt vooraf gebudgetteerd en nadien via een regulatorisch saldo gecorrigeerd. De berekening ervan wordt toegelicht in de bijlage 2 van de tariefmethodologie. De ex-ante correctie,  $VNB_{j,i}$  hierboven in formule 3 op p. 35, maakt daarom onderdeel uit van het geheel van het toegelaten inkomen voor endogene kosten.

### 5.5.4.2 Kosten van herwaarderingsmeerwaarden

Een belangrijk deel van de gereguleerde vaste activa van de distributienetbeheerders die actief zijn in het Vlaamse Gewest wordt in de boekhouding gewaardeerd inclusief een herwaarderingsmeerwaarde. De creatie van herwaarderingsmeerwaarden werden vroeger

toegelaten of opgelegd onder de tarifaire regelgeving.<sup>59</sup> Aan de herwaarderingsmeerwaarden kunnen twee soorten kosten voor de distributienetbeheerder gekoppeld worden: de afschrijvingen en de kapitaalkosten.

#### 5.5.4.2.1 Kosten van afschrijvingen en afboekingen

De afschrijvingen zijn in het algemeen over de tijd heen beschouwd vrij stabiele kosten. De tariefmethodologie bepaalt het algemene ritme van deze afschrijvingen (par. 13.8 op p. 134). Deze kosten hoeven niet meegenomen te worden in de maatstaf van evolutie van endogene sectorkosten, omdat ze niet beïnvloed kunnen worden. Bovendien, op een bepaald moment in de tijd, aan het huidig afschrijvingsritme over ca. 30 jaar, zal de meerwaarde volledig afgeboekt zijn en zullen de afschrijvingskosten wegvallen. Het is in dat opzicht niet zinvol om deze afschrijvingskosten op te nemen in de historische endogene kostentrend (nu 2015-2019) ter bepaling van de volgende endogene sectorinkomsten. De distributienetbeheerder zal dan op een bepaald moment die afschrijvingskosten niet meer hebben maar dat is niet het resultaat van een efficiëntiewinst. Daarom moet het inkomstenplafond voor endogene kosten (volgend uit de kostentrend) worden losgekoppeld van dit soort kosten.

Er zijn ook afboekingen van herwaarderingsmeerwaarden wanneer een materieel vast actief, waarvan de nettoboekwaarde nog herwaarderingsmeerwaarden bevat, door de distributienetbeheerder uit dienst wordt genomen naar aanleiding van een verkoop of in het kader van structuurwijzigingen van de distributienetbeheerder. In de tariefmethodologie hoeft hierbij enkel de eventuele meer- of minwaarde op de realisatie in rekening gebracht te worden, dit zal gebeuren via de gewone endogene kosten. De VREG begrijpt dat de distributienetbeheerders bij hun andere, interne slopingen geen afboekingskosten van herwaarderingsmeerwaarden hebben omdat deze al impliciet vervat zitten in de jaarlijkse afschrijvingskosten, die de kosten van de slopingen weerspiegelen. Onder de aanvullende endogene term m.b.t. herwaarderingsmeerwaarden wordt in de tariefmethodologie bijgevolg alleen de jaarlijkse afschrijvingskosten beschouwd. Bij de interne slopingen heeft de kost van de ermee samenvallende afboeking van de nettoboekwaarde van de aanschaffingswaarde van het actief nog wel een effect op het resultaat van de distributienetbeheerder, m.a.w. voor die kosten bij slopingen blijft een efficiëntieprikkel bestaan.

#### 5.5.4.2.2 Kosten van kapitaal

Voor toelichting wat betreft de hoogte van de kapitaalkosten voor herwaarderingsmeerwaarden op geregeerde vaste activa wordt verwezen naar de bijlage 2 van de tariefmethodologie. De kosten worden t.o.v. de tariefmethodologie 2017-2020 uit de sectortrend gehaald die gebruikt wordt ter berekening van het basisgedeelte van het endogene toegelaten inkomen. De redenering hiervoor is gelijklopend met deze voor de kosten van afschrijvingen (par. 5.5.4.2.1).

#### 5.5.4.2.3 Formules

Aldus kan de ex-ante aanvulling voor kosten van herwaarderingsmeerwaarden op het endogene toegelaten inkomen,  $HWMW_{j,i}$  in formule 3, in formulevorm als volgt neergeschreven worden:

$$HWMW_{j,i} = A_{HWMW_{j,i}} + KK_{HWMW_{j,i}}$$

Formule 19.

<sup>59</sup> In de bijlage 2 van de tariefmethodologie wordt het ontstaan van deze meerwaarden (historisch en iRAB) besproken.

Met hierin:

$j$  Een jaar van de reguleringsperiode 2021-2024.

$i$  Distributienetbeheerder  $i$ .

$HWMW_{j,i}$  De ex-ante aanvullende endogene term voor kosten van herwaarderingsmeerwaarden van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$ , onderdeel van het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder voor endogene kosten (formule 3 op p. 35). (EUR)

$A_{HWMW,j,i}$  Het ex-ante budget voor de afschrijvingskosten van de herwaarderingsmeerwaarden (historisch en iRAB) voor distributienetbeheerder  $i$  in het jaar  $j$ . (EUR)

$KK_{HWMW,j,i}$  De ex-ante kapitaalkostvergoeding voor distributienetbeheerder  $i$  voor de herwaarderingsmeerwaarden in de boekwaarde van de gereguleerde vaste activa voor het jaar  $j$  (zie bijlage 2). (EUR)

### 5.5.4.3 Specifieke financiële stimuli

#### 5.5.4.3.1 Werkwijze

O.a. omwille van de uitdagingen die de energietransitie met zich meebrengt en de maatschappelijke noodzaak dat distributienetbeheerders hiervoor op efficiënte en klantvriendelijke wijze technische, economische of organisatorische oplossingen uitwerken, heeft de VREG vanaf deze reguleringsperiode de mogelijkheid om hen op elk ogenblik tijdens de reguleringsperiode bijkomende, specifieke stimulansen op te leggen in lijn met Art. 4.1.32 §1 15° van het Energiedecreet. In deze tariefmethodologie wordt hiervoor het kader gegeven waarbinnen de VREG tot dergelijke prikkels kan besluiten.

Daarbij moet altijd tegelijk voldaan worden aan volgende voorwaarden:

1. De VREG kan, na het ontvangen van informatie en inzichten aangebracht door distributienetbeheerders en/of belanghebbenden via publieke consultatie, gemotiveerd beslissen tot het opleggen van één of meer specifieke, concrete financiële prikkels aan één of meer elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders.
2. Een stimulans duurt minstens 12 maanden. De stimulans start ten vroegste op 1 januari 2021 en ten laatste op 31 december 2024. Een stimulans kan aldus doorlopen tot een bepaalde datum in de reguleringsperiode na 2021-2024.
3. Een stimulans is in lijn met het Energiedecreet en niet-discriminatoir. Hij heeft betrekking op de gereguleerde taken van de distributienetbeheerder en kan o.a.<sup>60</sup> toegekend worden om de efficiëntie te verbeteren, de integratie van de markt en de bevoorradingszekerheid

---

<sup>60</sup> Art. 4.1.32, §1 15° van het Energiedecreet.

te bevorderen, aan onderzoek en ontwikkeling te doen of de kwaliteit van de dienst te verbeteren<sup>61</sup>. Een stimulans kan één of meerdere hogere doelen nastreven<sup>62</sup>:

- a. De marktwerking verbeteren, eventueel door een snellere uitrol van digitale meters.
  - b. Bevordering van de kostenefficiëntie bij de distributienetbeheerder.
  - c. Verbetering van de kwaliteit van de dienstverlening door de distributienetbeheerder.
  - d. Bevordering van innovatie in netbeheer die besparingen of voordelen voor de consument kan opleveren, zonder concurrentie in nieuwe activiteiten te hinderen.
  - e. Waarborging van de voorzieningszekerheid (weerstand van het distributienet, bv. ook cybersecurity).
  - f. Bevordering van de energie- en netefficiëntie.
  - g. Invoering van een holistische visie, d.w.z. met oog voor het hele energiesysteem en dus ook de koppelpunten met de andere netten.
4. Indien een groep van distributienetbeheerders een beroep doet op dezelfde werkmaatschappij, dan wordt een stimulans altijd aan al deze aardgas- of elektriciteitsdistributienetbeheerders samen gegeven. De stimulans wordt op niet-discriminatoire wijze verdeeld over de distributienetbeheerders pro rata ieders historisch gewicht in de voor de reguleringsperiode gehanteerde geactualiseerde endogene kosten (waarde  $a_i$  in formule 11 op p. 49).
5. Een stimulans moet enerzijds voldoende groot zijn om effect te kunnen hebben op de distributienetbeheerder maar wordt anderzijds beperkt, om voor evenwicht te zorgen met het meer belangrijke algemeen streven op lange termijn naar kostenefficiëntie en kwaliteit van dienstverlening binnen een stabiele, transparante en voorzienbare tariefregulering.
- a. De hoogte van een nieuwe stimulans is zodanig dat de maximale potentiële financiële impact in het boekjaar waarin die nieuwe stimulans zal aflopen, van alle dan aflopende stimulansen samen op een elektriciteits- of aardgasdistributienetbeheerder in absolute waarde altijd kleiner is dan 5% van het product van de wacc voor vennootschapsbelasting van de reguleringsperiode 2021-2024 met de RAB van de distributienetbeheerder zoals die door de VREG laatst met zekerheid gekend is op het moment dat hij tot het geven van de nieuwe stimulans beslist<sup>63</sup>.
  - b. Een stimulans kan positief (meer toegelaten inkomen indien gehaald), negatief (minder toegelaten inkomen indien niet gehaald) of symmetrisch zijn. Symmetrisch betekent dat het maximale positieve en minimale negatieve bedrag gelijk zijn<sup>64</sup>.

---

<sup>61</sup> Stimuli voor kwaliteit van dienstverlening zijn dan complementair met deze al opgenomen in de tariefmethodologie (Bijlage 9: De kwaliteitsprikkel.).

<sup>62</sup> O.m. uit Main common goals of DSO regulation, Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation, CEER, 19 February 2018.

<sup>63</sup> Wacc en RAB zoals bepaald in bijlage 2 van de tariefmethodologie.

<sup>64</sup> "In general, an output-based approach, where outputs are priced at their right economic value and incentives are symmetrical (i.e. rewards and penalties), is considered the most effective approach because this ensures that these aims are given the right level of attention by the DSO.", Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation, CEER, 19 February 2018.



- c. De VREG legt bij de beslissing tot geven van een stimulans vast hoe die ex-ante in de toegelaten inkomens voor endogene kosten zal worden verwerkt. Bij een symmetrische stimulans is het ex-ante bedrag nul euro.
  - d. De vooropgestelde bedragen van de stimulansen zijn vaste bedragen die niet jaarlijks worden geïndexeerd.
6. De belasting die eventueel door het bedrag van de stimulansen is verschuldigd, is voor rekening van de distributienetbeheerder.
7. Zodra het operationeel resultaat van een stimulans en de ermee verbonden financiële waardering per distributienetbeheerder bepaald is, verwerkt de VREG de stimulans zo snel als mogelijk in het toegelaten inkomen voor endogene kosten van een volgend kalenderjaar.

#### 5.5.4.3.2 Formules

Binnen de berekening van het toegelaten inkomen voor endogene kosten volgens formule 3 op p. 35 kan de aanvullende endogene term m.b.t. de financiële incentives  $BM_{j,i}$  zowel ex-ante als ex-post waarden bevatten. De ex-ante bedragen worden toegekend in afwachting van het resultaat van de stimulans(en). Ze kunnen toegepast worden om de eenmalige impact van de incentive op de hoogte van de tarieven te beperken. De ex-post waarden zijn de definitieve, zodra een prestatie binnen een bepaald tijdsbestek door de distributienetbeheerder werd geleverd en door de VREG beoordeeld, verminderd met het gedeelte dat al ex-ante tarifair verrekend werd.

$$BM_{j,i} = BM_{ex-ante,j,i} + BM_{ex-post,j,i}$$

Formule 20.

Met hierin:

$BM_{j,i}$  De impact op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van het jaar  $j$  van door de VREG aan distributienetbeheerder  $i$  gegeven specifieke financiële incentives (in formule 3 p.35). (EUR)

$BM_{ex-ante,j,i}$  Het geheel van de ex-ante verrekeningen van lopende financiële incentives door de VREG aan distributienetbeheerder  $i$  gegeven. (EUR)

$BM_{ex-post,j,i}$  Het geheel van de ex-post verrekeningen van afgesloten en door de VREG beoordeelde financiële incentives aan de distributienetbeheerder  $i$ . (EUR)

#### 5.5.4.4 Voorschotten en terugnames van voorschotten

##### 5.5.4.4.1 Voorwaarden

Deze tariefmethodologie geeft aan de VREG de mogelijkheid om op gemotiveerde wijze aan het endogene inkomen van de distributienetbeheerder voorschotten op zijn toekomstige endogene inkomsten toe te voegen. Een voorschot wordt afzonderlijk toegevoegd aan het endogene inkomen. De toegekende voorschotten worden in de erop volgende reguleringsperiode(s) teruggenomen.

Distributienetbeheerders zullen tijdens een reguleringsperiode geconfronteerd worden met meer of minder endogene kosten naargelang er nieuwe of uitdovende operaties en investeringen zijn. In het mechanisme van de tariefmethodologie wordt een stabiele inkomstentrend voorzien gedurende de reguleringsperiode. Op zich is dit wenselijk, teneinde de distributienetbeheerders de nodige operationele en financiële stabiliteit te kunnen geven. De tariefmethodologie bevat bovendien een vorm van nacalculatie over reguleringsperiodes maar in het geval van grote schokken in kosten kan het voor een netbeheerder moeilijk zijn om zo lang te wachten.

De VREG wenst het evenwicht te bewaren tussen enerzijds de distributienetbeheerders de nodige financiële stabiliteit te kunnen bieden evenwel zonder de kostenefficiëntieprikkel te verzwakken en anderzijds de distributienettarieven op termijn zo stabiel mogelijk te laten evolueren. Vanuit deze principes kan een tussentijdse aanpassing van inkomsten overwogen worden gedurende de reguleringsperiode en dit onder strikte voorwaarden. De volgende voorwaarden moeten daarbij voldaan zijn:

1. De noodzaak van de door de distributienetbeheerder gevraagde bijsturing van zijn toegelaten inkomen voor endogene kosten wordt door hem aangetoond door middel van zijn rapportering, conform het rapporteringsmodel endogene kosten in de tariefmethodologie, over zijn endogene kosten over minstens een volledig semester en voorzien van een rapport van feitelijke bevindingen door de commissaris (par. 13.7).

Wijzigingen in exogene en overige kosten, volgens de tariefmethodologie, kunnen geen aanleiding vormen tot bijsturing, evenmin wijzigingen in kapitaalkosten door fluctuerende marktrentes. Dit laatste wordt bijgestuurd door de periodieke herzieningen van de kapitaalkostenvergoedingen.

2. Indien een positieve bijsturing wordt gevraagd in het kader van een nieuwe activiteit of een nieuwe investering, toont de distributienetbeheerder bijkomend aan dat deze noodzakelijk zijn als gevolg van veranderingen in de wet- en regelgeving, dan wel een noodsituatie.
3. Indien een negatieve bijsturing wordt gevraagd, dient de distributienetbeheerder bijkomend aan te tonen dat de gerealiseerde kostenbesparingen duurzaam zijn.
4. De VREG moet vervolgens van oordeel zijn dat de door de distributienetbeheerder gevraagde bijsturing van zijn toegelaten inkomen voor endogene kosten voldoende significant en redelijk is, teneinde zo ook onnodige administratieve overlast te vermijden. Voor de beoordeling zal de VREG zich o.a. baseren op:

- De verhouding van de gevraagde bijsturing t.o.v. het globale inkomen van de distributienetbeheerder.
- De hoogte van de impact op de kostentrend in een volgende reguleringsperiode.
- De impact op de financiering van de distributienetbeheerder.
- Het repetitieve karakter van de kosten m.b.t. de bijsturing.
- De mate van zekerheid dat de inkomsten uit een voorschot daadwerkelijk zullen worden aangewend ter compensatie van kosten.

De VREG kan ook zelf tot deze beoordeling komen en dus op eigen initiatief het globale inkomen van de distributienetbeheerder bijsturen.

5. De VREG stelt de bedragen van de voorschotten en hun tijdstippen vast ( $V_{j,i}$  in formule 3 p. 35).

6. De voorschotten zijn op termijn inkomstenneutraal en wijzigen de efficiëntieprikkel in de tariefmethodologie aan de distributienetbeheerder, d.m.v. de benchmarking van de endogene kosten, niet. De VREG houdt bij welke distributienetbeheerders welke voorschotten hebben ontvangen. Hij stelt tegelijk reeds vast in welke volgende jaren hij hun toegelaten inkomsten zal compenseren met de respectievelijke bedragen, geactualiseerd aan CPI voor de maand juli. De voorschotten worden m.a.w. omgekeerd (negatief) toegevoegd op de resultaten van het mechanisme van nacalculatie in de tariefmethodologie, waarbij aan de basis de toegelaten inkomsten voor endogene kosten gebaseerd blijven op de historische kostentrend. Aan huidige waarde (volgens CPI) is de som van het voorschot en zijn latere compensatie gelijk aan nul. Elk voorschot (positief of negatief bedrag) en de latere terugname(s) ervan worden voor hun compensatie gekoppeld aan de CPI van de maand juli van het jaar voorafgaand aan het jaar waarin het voorschot of de terugname aan het toegelaten inkomen werd toegevoegd. De bedragen van zowel de voorschotten als de terugnames worden immers ex-ante definitief vastgelegd. Ze worden omgerekend naar hun waarde volgens de evolutie van de consumptieprijnsindex in de maand juli van het jaar waarin het voorschot initieel werd toegewezen aan het inkomen van het daaropvolgende jaar.
7. De VREG kan als alternatief voor de werkwijze in pt. 6 ook beslissen dat hij in de berekening van de basisgedeeltes toegelaten inkomen voor endogene kosten voor de volgende reguleringsperiode(s<sup>65</sup>) (par. 5.5.3.2 p. 36) het bedrag van het voorschot voor datzelfde jaar als correctie in mindering zal brengen van de in dat jaar werkelijk gemaakte endogene kosten (formule 6 p. 47) van de distributienetbeheerder die het voorschot ontving.
8. De VREG zal bij vastlegging van een voorschot principieel de voorkeur geven aan de werkwijze volgens pt. 7.

#### 5.5.4.4.2 Formule

Formule 21 geeft het verband tussen:

- een voorschot  $V_{j,i}$  gegeven aan een distributienetbeheerder  $i$  via zijn toegelaten inkomen voor endogene kosten van het jaar  $j$
- en de mogelijk gespreide terugname van dat voorschot over  $n$  latere jaren:

$$V_{j,i} = \sum_{t=j+1}^{j+n} \frac{TV_{t,i}}{\prod_{y=j}^{t-1} (1 + CPI_y)}$$

Formule 21.

Met hierin:

$V_{j,i}$  Het voorschot toegekend door de VREG aan distributienetbeheerder  $i$  voor zijn inkomsten uit distributienettarieven voor endogene kosten in jaar  $j$  zoals gehanteerd in formule 3 (p. 35). Positieve waarde indien toevoeging aan het inkomen en negatieve waarde indien afhouding van het inkomen. (EUR)

<sup>65</sup> Voor de volgende twee reguleringsperiodes indien het jaar, waarvoor aan het toegelaten inkomen een voorschot werd toegevoegd, zich aan het eind en aan het begin van de historisch beschouwde periodes bevindt (bv. jaar J+4 in Figuur 1 p. 37).

- j* Het jaar *j* waarin het voorschot werd opgenomen in het inkomen uit distributienettarieven voor endogene kosten van de distributienetbeheerder *i*.
- j+n* De laatste terugname van het voorschot  $V_{j,i}$  via de distributienettarieven van de distributienetbeheerder *i* gebeurt in het jaar *j+n*.
- $TV_{t,i}$  De terugname van dat voorschot  $V_{j,i}$ , geheel of gedeeltelijk, door distributienetbeheerder *i* via zijn distributienettarieven van het jaar *t*, volgende op het jaar *j*. Positieve waarde indien afhouding van het inkomen voor het jaar *t* en negatieve waarde indien toevoeging aan het inkomen voor het jaar *t*. Gelijk aan nul indien er in het jaar *t* geen terugname is.
- $CPI_y$  De werkelijke inflatie van jaar *y-1* op jaar *y* (-), door de evolutie van de nationale consumptieprijnsindex van de maand juli in het jaar *y-1* naar de maand juli in het jaar *y*, berekend volgens formule 4.

De waarde  $TV_{j,i}$  in formule 3 (p. 35) is dan de som van alle dergelijke terugnames van voorschotten voor distributienetbeheerder *i* via zijn toegelaten inkomen voor endogene kosten van jaar *j*.

## 5.6 Regulatorische saldi

Een regulatorisch saldo is een tarifair tekort (positieve waarde) of overschot (negatieve waarde) voor de distributienetbeheerder, ontstaan door verschillen tussen verwachtingen (ex-ante) en realiteit (ex-post) over bijvoorbeeld kosten, opbrengsten of de evolutie van de inflatie. De saldi worden strikt gedefinieerd in de tariefmethodologie en zijn vanuit hun context altijd ten laste van de betalende van de distributienettarieven. Een tarifair tekort of overschot resulteert in respectievelijk een stijging of daling van het toegelaten inkomen voor exogene kosten. De tarifaire afbouw van een regulatorisch saldo wordt beschouwd als een vooraf bepaalde exogene kost binnen het budget voor exogene kosten (par. 5.4).

Om een onderscheid te maken met de regulatorische rekeningen uit het verleden, door de VREG regulatorisch actief/-passief genoemd, werden de nieuwe regulatorische rekeningen in de tariefmethodologieën van de VREG sinds 2015 regulatorische saldi genoemd (Tabel 8).

**Tabel 8 Regulatorische rekeningen**

Regulatorische rekeningen	
Regulatorisch actief/passief <sup>66</sup>	Regulatorische saldi <sup>67</sup>
Afkomstig van tariefmethodologieën die tot 1/1/2015 van kracht waren (o.a. tarieven-KB's 2008)	Afkomstig van tariefmethodologie VREG vanaf 1/1/2015 van kracht - m.b.t. exogene kosten - m.b.t. volumerisico endogeen budget - m.b.t. herindexering basisgedeelte endogeen budget

<sup>66</sup> Actief/passief: naargelang de distributienetbeheerder een regulatorisch actief (actiefzijde van de balans) of passief (passiefzijde van de balans) heeft.

<sup>67</sup> Positieve saldi zijn tekorten voor de distributienetbeheerder (actiefzijde van de balans), negatieve waarden zijn overschotten (passiefzijde van de balans).

	- m.b.t. de vennootschapsbelasting - m.b.t. de herwaarderingsmeerwaarden
--	---

### 5.6.1 Regulatorisch saldo m.b.t. exogene kosten

De tariefmethodologie garandeert aan de distributienetbeheerder dat hij de exogene kosten volledig zal kunnen doorrekenen via de distributienettarieven (par. 5.1). Een aantal exogene kosten is bij opmaak van het tarifair budget vooraf met zekerheid gekend, zoals de kosten (of opbrengsten) van de afbouw van regulatorische saldi. Voor andere exogene kosten wordt ex-ante een inschatting gemaakt. Het uiteindelijke doel is dat werkelijke exogene kosten en tarifaire opbrengsten ter dekking voor deze kosten, gelijk zijn. Daarom wordt het verschil tussen de werkelijke exogene kosten en het gedeelte van de werkelijke opbrengsten uit periodieke distributienettarieven bestemd voor de dekking van die kosten (af te leiden uit de opbouw van het tariefvoorstel), overgeboekt naar het regulatorisch saldo voor exogene kosten op de balans. Het regulatorisch saldo voor exogene kosten is dus (formule 22):

$$RS_{ex,j,i} = K_{w,ex,j,i} - O_{w,ex,j,i}$$

Formule 22.

Met hierin:

$RS_{ex,j,i}$  Het regulatorisch saldo voor distributienetbeheerder  $i$  voor exogene kosten ontstaan na afloop van jaar  $j$  in de reguleringsperiode 2021-2024. (EUR)

$K_{w,ex,j,i}$  De werkelijke exogene kosten van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$ . (EUR)

$O_{w,ex,j,i}$  De werkelijke opbrengsten van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$  uit de inning van zijn periodieke distributienettarieven, gedeelte bestemd voor dekking van de exogene kosten. (EUR)

### 5.6.2 Regulatorisch saldo m.b.t. volumerisico endoegen budget

Doordat de verwachte afzetvolumes, gehanteerd in de tariefvoorstellen voor de berekening van de distributienettarieven zullen afwijken van de werkelijk geïnde volumes, ontstaan er gedurende het boekjaar financiële tekorten of overschotten voor de distributienetbeheerder t.o.v. zijn door de VREG toegelaten budget. De tekorten zijn nadelig voor de financiële stabiliteit van de distributienetbeheerder. Ze verlagen ook het inkomstenplafond voor de endogene kosten, zodat een distributienetbeheerder niet volledig van zijn efficiëntiewinsten zou kunnen genieten. Overschotten bij de inning zouden anderzijds voor overwinsten bij de distributienetbeheerder kunnen zorgen, zonder dat hij hiervoor enige efficiëntiewinst gerealiseerd heeft.

In de vorige tariefmethodologieën van de VREG was er een dekking van het volumerisico voor alle tariefdragers waarvan de opbrengsten beïnvloed worden door de interactie van de distributienetgebruikers met het distributienet (kWh, kW, kW<sub>max</sub>, kVarh en kVA). De distributienetbeheerder werd alleen nog blootgesteld aan het volumerisico op de tariefdrager 'vaste term (EUR) per jaar', toegepast voor het meet- en teltarief. In de reguleringsperiode 2021-2024 wordt het volumerisico op dit tarief, dat wordt hervormd naar een tarief databeheer, mee gedekt. Door IT-investeringen (o.a. de uitrol van digitale meters, de nieuwe rol van databeheerder voor de distributienetbeheerder) en verwachte wijzigingen bij distributienetgebruikers door de energietransitie (bijvoorbeeld energieopslag, deelname aan energiegemeenschappen) verwacht

de VREG andere of nieuwe opbrengsten uit het tarief databeheer. Door de onzekerheid over de opbrengsten verkiest de VREG om de inkomsten te garanderen gelijk aan het toegelaten budget voor endogene kosten, zonder meer.

Aldus ontstaat per boekjaar een regulatorisch saldo voor volumeverschillen gelijk aan het verschil tussen de werkelijke en de verwachte ontvangsten uit de periodieke distributienettarieven, gedeelte bestemd voor endogene kosten (volgens opdeling endogeen-exogeen in het tariefvoorstel). Het wordt weergegeven in formule 23:

$$RS_{end,j,i} = TI_{end,j,i} - O_{w,end,j,i}$$

Formule 23.

Met hierin:

$RS_{end,j,i}$  Het regulatorisch saldo m.b.t. volumerisico endogeen budget voor distributienetbeheerder  $i$  ontstaan na afloop van jaar  $j$ , in de reguleringsperiode 2021-2024. (EUR)

$TI_{end,j,i}$  Het door de VREG toegelaten budget uit de periodieke distributienettarieven van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$  voor de endogene kosten van jaar  $j$ , volgens formule 3. (EUR)

$O_{w,end,j,i}$  De werkelijke opbrengsten van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$  uit de inning van zijn periodieke distributienettarieven, gedeelte bestemd voor dekking van de endogene kosten. (EUR)

### 5.6.3 Regulatorisch saldo m.b.t. herindexering basisgedeelte endogeen budget

In par. 5.5.3 werd toegelicht dat het basisgedeelte van het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder voor endogene kosten wordt afgeleid van de werkelijke historische kosten. De historische kostenevolutie evenals de toekomstige inkomsten sluiten aan volgens hun geactualiseerde waarde op het moment van de berekening door de VREG midden 2020. Vervolgens moeten de inkomsten verder geïndexeerd worden in de tijd volgens de kostentrend (met  $CPI-x$ ). Zo wordt voor het ex-ante basisgedeelte van 2021 de verwachte inflatie in 2021 gebruikt ( $CPI_{2021,v}$  in formule 7 p. 48). Het inkomen dient voor de distributienetbeheerder correct te zijn volgens werkelijke inflatie. Daarom wordt het basisgedeelte ex-post opnieuw berekend volgens de werkelijke inflatie. Het verschil met het ex-ante basisgedeelte is dan het regulatorisch saldo door herindexering van het basisgedeelte.

Het regulatorisch saldo is op basis van het werkelijke inflatiecijfer van de maand juli. De distributienetbeheerder heeft de mogelijkheid om de evolutie van de consumptieprijsindex op te volgen. Hij kan dus operationeel anticiperen op het verwachte of, vanaf juli, gevormde regulatorisch saldo voor herindexering van het lopende jaar, tekort of overschot. Het regulatorisch saldo zal voor dat jaar ook een bepaalde kapitaalkost<sup>68</sup> bij de distributienetbeheerder veroorzaken, waarvoor in de tariefmethodologie een vergoeding wordt voorzien.

Het regulatorisch saldo voor herindexering is niet automatisch het verschil tussen het ex-post en ex-ante basisgedeelte. De distributienetbeheerder kan immers in zijn tariefvoorstel met zijn budget

---

<sup>68</sup> Een kost bij hogere inflatie dan verwacht, een negatieve of kapitaalopbrengst in het omgekeerde geval.

endogene kosten afwijken van zijn door de VREG maximaal toegelaten inkomen. Dan zal het regulatorisch saldo voor herindexering op zijn budgettering voor endogene kosten bepaald worden. Hiermee wordt rekening gehouden in de formules in volgende paragrafen.

### 5.6.3.1 Formule regulatorisch saldo herindexering basisgedeelte budget endogene kosten 2021

Het regulatorisch saldo voor herindexering naar werkelijke inflatie van het basisgedeelte van het budget voor endogene kosten 2021 wordt bepaald als volgt (afgeleid uit formules 3 en 7):

$$RS_{end,2021,i} = \left( B_{end,2021,i} - \left( VNB_{2021,i} + HWMW_{2021,i} + BM_{2021,i} + (V_{2021,i} - TV_{2021,i}) \right) + (a_i \times FI_{21}) \right) \times \left( \frac{1 + CPI_{2021-x''}}{1 + CPI_{2021,v-x''}} - 1 \right)$$

Formule 24.

Met hierin:

$RS_{end,2021,i}$  Het regulatorisch saldo voor herindexering van het basisgedeelte van het budget voor endogene kosten 2021 van distributienetbeheerder  $i$ . (EUR)

$B_{end,2021,i}$  Het totaal budget aan tarifaire inkomsten voor endogene kosten van distributienetbeheerder  $i$  voor 2021 waarmee hij zijn tariefvoorstel voor de distributienettarieven 2021 heeft opgemaakt en zoals goedgekeurd door de VREG. (EUR)

$VNB_{2021,i}$  De ex-ante correctie voor de vennootschapsbelasting van distributienetbeheerder  $i$  in jaar 2021, zoals beschreven in bijlage 2 van de tariefmethodologie. Positief of negatief getal. (par. 5.5.4.1) (EUR)

$HWMW_{2021,i}$  De ex-ante aanvullende endogene term voor de kosten m.b.t. de herwaarderingsmeerwaarden van distributienetbeheerder  $i$  in het jaar 2021. (par. 5.5.4.2) (EUR)

$BM_{2021,i}$  De impact van door de VREG aan de distributienetbeheerder  $i$  gegeven financiële incentives op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van jaar 2021 (par. 5.5.4.3 p. 55). (EUR)

$V_{2021,i}$  Het voorschot toegekend door de VREG aan distributienetbeheerder  $i$  voor zijn inkomsten uit distributienettarieven in jaar 2021 (par. 5.5.4.4). (EUR)

$TV_{2021,i}$  De terugnames van één of meer eerder toegekende voorschotten door de VREG van distributienetbeheerder  $i$  voor zijn inkomsten uit distributienettarieven in jaar 2021 (par. 5.5.4.4). (EUR)

$a_i$  Het aandeel van distributienetbeheerder  $i$  in de toegelaten sectorinkomsten voor endogene kosten, gelijk aan zijn aandeel in de relevante geactualiseerde endogene sectorkosten in de historische referentieperiode 2015 t.e.m. 2019 volgens formule 11 (par. 5.5.3.5.2). (-)

- $Fl_{21}$  De kostenbesparing opgelegd aan de distributienetbeheerders in 2021, mogelijk gemaakt door de fusie van de werkmaatschappijen tot FSO in 2018, gelijk aan 14,0 miljoen EUR voor elektriciteitsdistributie en 6,875 miljoen EUR voor aardgasdistributie (par. 5.5.3.4.1).
- $CPI_{2021}$  De werkelijke inflatie jaar op jaar (-), door de evolutie van de nationale consumptieprijsindex van de maand juli in het jaar 2020 naar de maand juli in het jaar 2021. (-)
- $CPI_{2021,v}$  De verwachte inflatie jaar op jaar in 2021 (-), door de verwachte evolutie van de nationale consumptieprijsindex van de maand juli in het jaar 2020 naar de maand juli in het jaar 2021. Het betreft de waarde gehanteerd door de VREG in formule 7 bij de (ex-ante) vaststelling van het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten 2021, vertrekbasis voor het tariefvoorstel van de distributienetbeheerder  $i$ . (-)
- $x''$  De netto frontier shift, waarde volgens par. 5.5.3.5.6. (-)

### 5.6.3.2 Formule regulatorisch saldo herindexering basisgedeelte budget endogene kosten 2022, 2023 en 2024

De regulatorische saldi voor herindexering naar werkelijke inflatie van het basisgedeelte van het budget voor endogene kosten 2022, 2023 en 2024 worden telkens als volgt bepaald ( $j = 2022, 2023$  of  $2024$ ) (afgeleid uit formules 3 en 12):

$$RS_{end,j,i} = \left( B_{end,j,i} - \left( VNB_{j,i} + HWMW_{j,i} + BM_{j,i} + (V_{j,i} - TV_{j,i}) \right) \right) \times \left( \frac{1 + CPI_j - x - x' - x'' + q_i}{1 + CPI_{j,v} - x - x' - x'' + q_i} - 1 \right)$$

Formule 25.

Met hierin:

- $RS_{end,j,i}$  Het regulatorisch saldo voor herindexering van het budget voor endogene kosten in jaar  $j$  ( $j=2022, 2023$  of  $2024$ ) van distributienetbeheerder  $i$ . (EUR)
- $B_{end,j,i}$  Het totaal budget aan tarifaire inkomsten voor endogene kosten van distributienetbeheerder  $i$  voor dat jaar  $j$  op basis waarvan hij zijn tariefvoorstel voor de distributienettarieven jaar  $j$  heeft opgemaakt en zoals goedgekeurd door de VREG. (EUR)
- $VNB_{j,i}$  De ex-ante correctie voor de vennootschapsbelasting van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$ , zoals beschreven in bijlage 2 van de tariefmethodologie, zoals door de VREG toegepast in de berekening van het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder  $i$  voor jaar  $j$  via formule 3. (par. 5.5.4.1) (EUR)
- $HWMW_{j,i}$  De ex-ante aanvullende endogene term voor de kosten m.b.t. de herwaarderingsmeerwaarden van distributienetbeheerder  $i$  in het jaar  $j$ , zoals door de VREG toegepast in de berekening van het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder  $i$  voor jaar  $j$  via formule 3. (par. 5.5.4.2) (EUR)



$BM_{j,i}$	<i>De impact van door de VREG aan de distributienetbeheerder <math>i</math> gegeven financiële incentives op het toegelaten inkomen voor endogene kosten van jaar <math>j</math>, zoals door de VREG toegepast in de berekening van het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder <math>i</math> voor jaar <math>j</math> via formule 3 (par. 5.5.4.3 p. 55). (EUR)</i>
$V_{j,i}$	<i>Het voorschot toegekend door de VREG aan distributienetbeheerder <math>i</math> voor zijn inkomsten uit distributienettarieven in jaar <math>j</math>, zoals door de VREG toegepast in de berekening van het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder <math>i</math> voor jaar <math>j</math> via formule 3 (par. 5.5.4.4). (EUR)</i>
$TV_{j,i}$	<i>De terugnames van één of meer eerder toegekende voorschotten door de VREG van distributienetbeheerder <math>i</math> voor zijn inkomsten uit distributienettarieven in jaar <math>j</math>, zoals door de VREG toegepast in de berekening van het toegelaten inkomen voor endogene kosten van distributienetbeheerder <math>i</math> voor jaar <math>j</math> via formule 3 (par. 5.5.4.4). (EUR)</i>
$CPI_j$	<i>De werkelijke inflatie jaar op jaar in juli van het jaar <math>j</math> (par. 5.5.3.5.1). (-).</i>
$CPI_{j,v}$	<i>De vooraf verwachte inflatie jaar op jaar in juli van het jaar <math>j</math> (par. 5.5.3.5.1). Het betreft de waarde gehanteerd door de VREG in formule 12 (par.5.5.3.5.3 ) bij de ex-ante vaststelling van het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten, basis van het tariefvoorstel van de distributienetbeheerder <math>i</math> voor jaar <math>j</math>. (-)</i>
$x$	<i>De waarde volgens formule 13 (par. 5.5.3.5.4). (-)</i>
$x'$	<i>De waarde volgens formule 15 (par. 5.5.3.5.5). (-)</i>
$x''$	<i>De waarde van de netto frontiershift volgens par. 5.5.3.5.6. (-)</i>
$q_i$	<i>Het financieel effect van de kwaliteitsprikkel op het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder <math>i</math> (par. 5.5.3.4.3). (-)</i>

#### **5.6.4 Regulatorisch saldo m.b.t. de vennootschapsbelasting**

De programmawet van 19 december 2014<sup>69</sup> (BS 29 december 2014) schrapt de uitsluiting van de distributienetbeheerders uit het toepassingsgebied van de vennootschapsbelasting, zoals die was opgenomen in het Wetboek van de inkomstenbelastingen. De VREG houdt daarom rekening met de vennootschapsbelasting in de bepaling van de kapitaalkostenvergoeding voor de distributienetbeheerders in deze tariefmethodologie (details in bijlage 2 bij de tariefmethodologie, par. 17.2). Die vergoeding is onderdeel van het door de VREG toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder voor endogene kosten (par. 5.3.4). Hierboven werd reeds gemeld dat aanvullend nog een correctie nodig was op de hoogte van deze vennootschapsbelasting (par. 5.5.4.1). Concreet gaat het over het volgende, op het moment van beslissing over deze tariefmethodologie:

- De afschrijvingen op de herwaarderingsmeerwaarden zijn fiscaal niet aftrekbaar<sup>70</sup> en werken bijgevolg belasting verhogend;
- De kosten inzake de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand

<sup>69</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2014/12/19/2014021137/staatsblad>

<sup>70</sup> WIB 1992, artikel 61.

zijn fiscaal niet aftrekbaar<sup>71</sup> en werken bijgevolg belasting verhogend;  
 - De aftrek voor risicokapitaal of zogenaamde notionele interestaftrek<sup>72</sup> werkt belasting verlagend.

Hun effect op de hoogte van de vennootschapsbelasting van een distributienetbeheerder kan vooraf niet met zekerheid vastgelegd worden. VREG maakt daarom voor beide invloeden per jaar een ex-ante aanname die hij verwerkt in het toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder voor endogene kosten ( $VNB_{j,i}$  in formule 3 op p. 35). Na afloop van het jaar worden de voorlopige waarden a.h.w. vervangen door de werkelijke waarden, door de toepassing van een regulatorisch saldo m.b.t. de vennootschapsbelasting. De wijze van vaststelling van het regulatorisch saldo m.b.t. de vennootschapsbelasting  $RS_{VNB,j,i}$  is opgenomen in par. 7.4 van de bijlage 2.

### 5.6.5 Regulatorisch saldo m.b.t. de herwaarderingsmeerwaarden

Het toegelaten budget voor endogene kosten ( $TI_{end,j,i}$  in formule 3 op p. 35) bevat een term  $HWMW_{j,i}$  die de kosten dekt van de herwaarderingsmeerwaarden, d.i. hun afschrijvingskosten en een normatieve kapitaalkost (par. 5.5.4.2). Omdat de afschrijvingen en de daarvan afgeleide kosten niet met absolute zekerheid vooraf gekend zijn, wordt met een ex-ante budget gewerkt. Na afloop van het boekjaar wordt gecorrigeerd volgens werkelijke hoogte van de afschrijvingskosten en de daarvan afgeleide balanswaarden en kapitaalkosten. Het verschil tussen het ex-post en ex-ante budget vormt een regulatorisch saldo.

$$RS_{HWMW,j,i} = HWMW_{ex-post,j,i} - HWMW_{j,i}$$

Formule 26.

Met hierin:

$RS_{HWMW,j,i}$  Het regulatorisch saldo voor herwaarderingsmeerwaarden voor distributienetbeheerder  $i$  ontstaan na afloop van jaar  $j$ . (EUR)

$HWMW_{j,i}$  De ex-ante correctie voor herwaarderingsmeerwaarden van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$ , volgens formule 19 op p. 54. (EUR)

$HWMW_{ex-post,j,i}$  De ex-post berekening van het budget voor herwaarderingsmeerwaarden van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$  (EUR):

$$HWMW_{ex-post,j,i} = A_{HWMW,ex-post,j,i} + KK_{HWMW,ex-post,j,i}$$

Formule 27.

Met hierin:

$A_{HWMW,ex-post,j,i}$  De werkelijke afschrijvingskosten van de herwaarderingsmeerwaarden (historisch en iRAB) voor distributienetbeheerder  $i$  in het jaar  $j$ . (EUR)

<sup>71</sup> WIB 1992 artikel 198.

<sup>72</sup>[https://financien.belgium.be/nl/ondernemingen/internationaal/buitenlandse\\_investeerders/Notionele\\_interestaftrek/](https://financien.belgium.be/nl/ondernemingen/internationaal/buitenlandse_investeerders/Notionele_interestaftrek/)

$KK_{ex-post, HWMW,j,i}$  De ex-post kapitaalkostvergoeding voor distributienetbeheerder  $i$  voor de herwaarderingsmeerwaarden in de boekwaarde van de gereguleerde vaste activa voor boekjaar  $j$ , zoals beschreven in bijlage 2. (EUR)

### 5.6.6 Regulatorische saldi bij gewijzigde distributienettarieven gedurende het jaar

De inkomsten van elke distributienetbeheerder uit de inning van zijn periodieke distributienettarieven zullen opgedeeld worden in inkomsten voor exogene kosten en inkomsten voor endogene kosten en dit volgens de verhoudingen exogeen/endogeen per tariefcomponent gebruikt in het tariefvoorstel voor die distributienettarieven. Deze methodiek laat toe om de regulatorische saldi op een correcte wijze vast te stellen.

Indien in een netgebied van een distributienetbeheerder binnen een kalenderjaar opeenvolgend periodieke distributienettarieven van meer dan één tariefvoorstel werden toegepast, zal de verdeling van de totale jaarlijkse tarifaire opbrengst in endogeen/exogeen per tariefcomponent gebeuren volgens het tijdsgewogen gemiddelde van de verdelingen voor die tariefcomponent in de tariefvoorstellen [, uitgezonderd in het geval dat binnen een kalenderjaar meer dan één tariefvoorstel werd toegepast naar aanleiding van een wijzigende tariefstructuur. In dit laatste geval wordt de verdeling van de totale jaarlijkse tarifaire opbrengst in endogeen/exogeen per tariefcomponent uit het tariefvoorstel volgens de nieuwe tariefstructuur gehanteerd. ]<sup>73</sup>

Indien er bijvoorbeeld in de loop van het tarifaire jaar één wijziging was van de distributienettarieven in het netgebied:

$$x_{tc,end\%} = \left( x_{tc,end\%}^1 \times \frac{d^1}{d^1+d^2} \right) + \left( x_{tc,end\%}^2 \times \frac{d^2}{d^1+d^2} \right)$$

Formule 28.

Met hierin:

$x_{tc,end\%}$  Het percentage dat stelt hoeveel van de inkomsten uit het jaar die een distributienetbeheerder heeft ontvangen uit periodieke tariefcomponent  $tc$ , waarvoor volgens de tariefmethodologie een dekking van het volumerisico geldt (par. 5.6.2), wordt toegewezen aan inkomsten voor de endogene kosten. Het resterende deel wordt toegewezen aan de exogene kosten. (%)

$x_{tc,end\%}^1$  Het door de VREG aanvaarde percentage voor endogene kosten van tariefcomponent  $tc$  in dat jaar in het eerste door de VREG goedgekeurde tariefvoorstel van de distributienetbeheerder. (%)

$x_{tc,end\%}^2$  Het door de VREG aanvaarde percentage voor endogene kosten van tariefcomponent  $tc$  in dat jaar in het tweede door de VREG goedgekeurde tariefvoorstel van de distributienetbeheerder. (%)

<sup>73</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

- $d^1$  Het aantal kalenderdagen dat de distributienettarieven van het eerste tariefvoorstel in dat jaar van kracht waren. (-)
- $d^2$  Het aantal kalenderdagen dat de distributienettarieven van het tweede tariefvoorstel in dat jaar van kracht waren. (-)

## 5.6.7 Snelheid van afbouw van regulatoire saldi

### 5.6.7.1 Algemeen

Regulatoire saldi worden in principe bepaald en afgebouwd op het niveau tariefcomponent.

Een uitzondering op deze regel is:

- Elektriciteit: het regulatoir saldo op tariefcomponent voor aanrekening van reactieve energie, dat in 2021 wordt afgebouwd via tariefcomponent voor basistarief gebruik van het net en vanaf 2022 via tariefcomponent netgebruik.
- Aardgas en elektriciteit: het regulatoir saldo op tariefcomponent databeheer, dat wordt afgebouwd via tariefcomponent gebruik van het net, bij elektriciteit vanaf 2022 via tariefcomponent netgebruik.

### 5.6.7.2 Afbouw aan 50% per jaar

Elk nieuw regulatoir saldo wordt over twee jaar telkens voor 50% tarifair afgebouwd:

- Elk regulatoir saldo gevormd over jaar  $j$  en gerapporteerd door de distributienetbeheerder aan de VREG in jaar  $j+1$  wordt voor 50% tarifair afgebouwd in jaar  $j+2$  en voor 50% in jaar  $j+3$ .
- Het regulatoir saldo m.b.t. herindexering basisgedeelte endogeen budget zoals door de VREG vastgesteld in jaar  $j$  wordt voor 50% tarifair afgebouwd in jaar  $j+1$  en voor 50% in jaar  $j+2$

Deze aanpak verschilt met die in de tariefmethodologie 2017-2020 maar heeft een gelijkaardig tarifair effect en is qua opvolging en planning eenvoudiger.

Het totaal resterend regulatoir saldo per 31 december 2020 wordt voor 50% afgebouwd in 2021 en voor 50% in 2022.

## 5.7 Bijzonder saldo m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen

Het Energiebesluit<sup>74</sup> legt aan de elektriciteitsdistributienetbeheerders openbaredienstverplichtingen op die verband houden met oplaadpunten voor elektrische voertuigen. Door deze openbaredienstverplichtingen krijgen de elektriciteitsdistributienetbeheerders er een gereguleerde activiteit bij, o.a. het organiseren van openbare aanbestedingen voor de installatie, het onderhoud en de commerciële exploitatie van elektrische laadpunten voor elektrische voertuigen. De kosten mogen daarbij de opbrengsten niet overtreffen. Een bijzonderheid en complexiteit in de regelgeving is dat de taak ook door steden en

---

<sup>74</sup>Titel VI, Hoofdstuk IV, Afdeling 2 van het Energiebesluit (Art. 6.4.2 t.e.m. 6.4.7).

gemeenten kan uitgevoerd worden, indien zij dat wensen. De VREG voorziet daarom een bijzondere aanpak voor wat betreft eventuele kosten en opbrengsten, waarbij de saldi gedurende de eerste tien jaar, de maximale aan te besteden exploitatietermijn van de oplaadpunten, worden afgezonderd alvorens ze aan sectorgemiddelde kost per oplaadpunt plus 50% van het verschil tussen de gemiddelde kost per oplaadpunt van de distributienetbeheerder en deze sectorcost worden verrekend in de distributienettarieven. Daarbij wordt een onderscheid gemaakt tussen de oplaadpunten geplaatst overeenkomstig Art. 6.4.2 en geplaatst overeenkomstig Art. 6.4.3 van het Energiebesluit. De werkwijze omvat aldus een efficiëntieprikkel voor de distributienetbeheerder<sup>75</sup>.

### 5.7.1 Voor de oplaadpunten geïnstalleerd overeenkomstig Art. 6.4.2 van het Energiebesluit

Per jaar in de periode 2016 t.e.m. 2020 waarin oplaadpunten voor elektrische voertuigen in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder volgens art. 6.4.2. van het Energiebesluit initieel werden geïnstalleerd, houdt deze elektriciteitsdistributienetbeheer jaarlijks een saldo bij van al de kosten en opbrengsten m.b.t. de in dat jaar in opdracht van de distributienetbeheerder geïnstalleerde oplaadpunten. De kosten en opbrengsten van eventuele vervangingsinvesteringen worden rechtstreeks toegewezen aan dat initiële jaar van de eerste installatie. De distributienetbeheerder *i* registreert per jaar van initiële installatie voor elk van de tien jaren *y* volgend op het jaar *j* van de initiële installatie het saldo  $s_{i,y/j,6.4.2}$  als volgt:

Volgende kosten, in plus:

- Een door de VREG veronderstelde kapitaalkost volgens de tariefmethodologie voor dat jaar *y* en dit aan de wacc van het jaar vóór vennootschapsbelasting toegepast op de gemiddelde nettoboekwaarde van de activa van de initieel geïnstalleerde oplaadpunten<sup>76</sup>;
- Een door de VREG veronderstelde kapitaalkost volgens de tariefmethodologie voor dat jaar *y* en dit aan de wacc van het jaar vóór vennootschapsbelasting toegepast op de gemiddelde nettoboekwaarde van de activa van de eventuele vervangingsinvestering(en)<sup>77</sup>;
- De (uitzonderlijke) afschrijvingen van de activa van deze oplaadpunten (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en));
- De (uitzonderlijke) waardeverminderingen op deze activa (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en)), zoals bij een vroegtijdige uitdienstname;
- Minderwaarde op de realisatie van de activa (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en));
- De kosten voor de distributienetbeheerder aangerekend door de opdrachtnemer voor de plaatsing en het onderhoud van de oplaadpunten, in het geval er geen gunning kon plaatsvinden voor zowel de plaatsing, het onderhoud en de exploitatie van de oplaadpunten<sup>78</sup> (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en)).

Volgende opbrengsten, in min:

- De ontvangsten van de distributienetbeheerder van de opdrachtnemer voor de exploitatie van de oplaadpunten<sup>79</sup> (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en));
- Meerwaarde op de realisatie van de activa (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en));

---

<sup>75</sup> Voor een meer uitvoerige verantwoording zie VREG, CONS-2016-03.

<sup>76</sup> Berekend als het gemiddelde van de nettoboekwaarde bij het begin van het boekjaar en de nettoboekwaarde op het einde van het boekjaar.

<sup>77</sup> Ibid.

<sup>78</sup> Artikel 6.4.5 van het Energiebesluit.

<sup>79</sup> Exclusief eventuele ontvangsten m.b.t. periodieke distributienettarieven.

- De eventuele ontvangsten uit de recuperatie van herstellingskosten via de verzekering (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en)).

Het saldo van deze kosten en opbrengsten wordt door de distributienetbeheerder afgezonderd buiten de resultatenrekening in een 'saldo m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen' en overgezet naar de overlopende rekeningen op de balans. Dit gebeurt per initieel installatiejaar gedurende elf opeenvolgende jaren, het initieel installatiejaar mee in beschouwing nemende. Voor de oplaadpunten initieel geplaatst in 2016 gebeurt dit aldus voor de jaren 2016 t.e.m. 2026. Voor het laatste installatiejaar 2020 gebeurt dit t.e.m. 2030.

De VREG berekent vervolgens elf jaar na het initiële installatiejaar het over alle oplaadpunten bij de distributienetbeheerders gewogen gemiddelde rendement per oplaadpunt geïnstalleerd in dat jaar en in opdracht van de distributienetbeheerder volgens formule 29.

$$R_{j,6.4.2} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{S_{i,j,6.4.2}}{L_{i,j,6.4.2}} \times \frac{L_{i,j,6.4.2}}{\sum_{i=1}^n L_{i,j,6.4.2}} \right) = \frac{\sum_{i=1}^n S_{i,j,6.4.2}}{\sum_{i=1}^n L_{i,j,6.4.2}}$$

Formule 29.

Met hierin:

- $R_{j,6.4.2}$  Het gewogen gemiddelde rendement per oplaadpunt van de oplaadpunten initieel geïnstalleerd in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerders volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit in het jaar  $j$ . (EUR)
- $j$  Het jaar  $j$  van initiële installatie van oplaadpunten in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit. (-)
- $n$  Het aantal elektriciteitsdistributienetbeheerders. (-)
- $S_{i,j,6.4.2}$  Het globaal saldo van distributienetbeheerder  $i$  m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen in zijn opdracht initieel geïnstalleerd in het jaar  $j$  volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit, opgebouwd vanaf jaar  $j$  tot en met jaar  $j+10$ . Het voor elk jaar gerapporteerde saldo (zie bijlage 6 van de tariefmethodologie) wordt daartoe eerst omgerekend naar huidige waarde volgens de consumptieprijsindex van de maand juli van dat jaar naar de index van de maand juli van het jaar  $j+11$  volgens formule 30. (EUR)

$$S_{i,j,6.4.2} = \sum_{y=j}^{j+10} \left( S_{i,y,6.4.2} \times \prod_{z=y}^{j+10} (1 + CPI_{z \rightarrow z+1}) \right)$$

Formule 30.

Met hierin:

- $S_{i,y/j,6.4.2}$  Saldo van de kosten en opbrengsten van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $y$  m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen in zijn

opdracht initieel geïnstalleerd in jaar  $j$  volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit, zoals hierboven gespecificeerd. (EUR)

$CPI_{z \rightarrow z+1}$  De inflatie volgens de evolutie van de consumptieprijsindex, de maand juli in jaar  $z+1$  t.o.v. de maand juli in jaar  $z$ .

$L_{i,j}$  Het aantal oplaadpunten initieel geïnstalleerd in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$  volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit. (-)

De VREG zal bovenstaande berekening volgens formule 29 voor de oplaadpunten initieel in opdracht van de distributienetbeheerder geïnstalleerd in het jaar  $j$  volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit uitvoeren in jaar  $j+11$  op basis van de jaarlijkse rapporteringen van de distributienetbeheerders aan de VREG (volgens bijlage 6 van de tariefmethodologie). De nettokost (of –opbrengst) van de oplaadpunten aan gewogen gemiddelde rendement is voor rekening van de betalers van de distributienettarieven en wordt integraal toegevoegd aan het door de VREG toegelaten endogene inkomen van de distributienetbeheerder uit zijn periodieke distributienettarieven volgens formule 31. Het verschil tussen het eigen rendement per oplaadpunt van de distributienetbeheerder en het gewogen gemiddelde rendement is voor 50% voor rekening van de distributienetbeheerder. Tegelijk neemt de distributienetbeheerder het eigen saldo ( $S_{i,j,6.4.2} \times L_{i,j,6.4.2}$ ) in resultaat in jaar  $j+12$ .

$$TI_{i,6.4.2,j+12} = \left( R_{j,6.4.2} + \frac{S_{i,j,6.4.2} - R_{j,6.4.2}}{2} \right) \times L_{i,j,6.4.2}$$

Formule 31.

Met hierin:

$TI_{i,6.4.2,j+12}$  Het bijkomend door de VREG toegelaten inkomen van distributienetbeheerder  $i$  voor zijn endogene kosten uit zijn periodieke distributienettarieven in jaar  $j+12$  m.b.t. de openbaredienstverplichtingen voor de uitbouw van de infrastructuur voor het opladen van elektrische voertuigen volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit. Positieve of negatieve waarde. (EUR)

$R_{j,6.4.2}$  Het gewogen gemiddelde rendement per oplaadpunt van de oplaadpunten initieel geïnstalleerd in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerders in het jaar  $j$  volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit. (EUR)

$L_{i,j,6.4.2}$  Het aantal oplaadpunten initieel geïnstalleerd in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$  volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit. (-)

De kosten en opbrengsten ontstaan vanaf 1 januari van het jaar  $j+11$  en verbonden aan de oplaadpunten, in opdracht van een distributienetbeheerder initieel geïnstalleerd in het jaar  $j$  volgens art. 6.4.2 van het Energiebesluit, worden zonder compensatie van hun jaarlijks saldo opgenomen in de rapportering van de endogene kosten (par 17.7).

## 5.7.2 Voor de oplaadpunten geïnstalleerd overeenkomstig Art. 6.4.3 van het Energiebesluit

Per jaar in de periode 2016 t.e.m. 2020 waarin oplaadpunten voor elektrische voertuigen in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder volgens art. 6.4.3. van het Energiebesluit initieel werden geïnstalleerd, houdt deze elektriciteitsdistributienetbeheer jaarlijks een saldo bij van al de kosten en opbrengsten m.b.t. de in dat jaar in opdracht van de distributienetbeheerder geïnstalleerde oplaadpunten. De kosten en opbrengsten van eventuele vervangingsinvesteringen worden rechtstreeks toegewezen aan dat initiële jaar van de eerste installatie. De distributienetbeheerder  $i$  registreert per jaar van initiële installatie voor elk van de tien jaren  $y$  volgend op het jaar  $j$  van de initiële installatie het saldo  $s_{i,y/j,6.4.3}$  als volgt:

Volgende kosten, in plus:

- o Een door de VREG veronderstelde kapitaalkost volgens de tariefmethodologie voor dat jaar  $y$  en dit aan de wacc van het jaar vóór vennootschapsbelasting toegepast op de gemiddelde nettoboekwaarde van de activa van de initieel geïnstalleerde oplaadpunten<sup>80</sup>;
- o Een door de VREG veronderstelde kapitaalkost volgens de tariefmethodologie voor dat jaar  $y$  en dit aan de wacc van het jaar vóór vennootschapsbelasting toegepast op de gemiddelde nettoboekwaarde van de activa van de eventuele vervangingsinvestering(en)<sup>81</sup>;
- o De (uitzonderlijke) afschrijvingen van de activa van deze oplaadpunten (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en));
- o De (uitzonderlijke) waardeverminderingen op deze activa (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en)), zoals bij een vroegtijdige uitdienstname;
- o Minderwaarde op de realisatie van de activa (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en));
- o De kosten voor de distributienetbeheerder aangerekend door de opdrachtnemer voor de plaatsing en het onderhoud van de oplaadpunten, in het geval er geen gunning kon plaatsvinden voor zowel de plaatsing, het onderhoud en de exploitatie van de oplaadpunten<sup>82</sup> (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en)).

Volgende opbrengsten, in min:

- o De ontvangsten van de distributienetbeheerder van de opdrachtnemer voor de exploitatie van de oplaadpunten<sup>83</sup> (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en));
- o Meerwaarde op de realisatie van de activa (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en));
- o De eventuele ontvangsten uit de recuperatie van herstellingskosten via de verzekering (zowel m.b.t. de initiële installatie als vervangingsinvestering(en)).

Het saldo van deze kosten en opbrengsten wordt door de distributienetbeheerder afgezonderd buiten de resultatenrekening in een 'saldo m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen' en overgezet naar de overlopende rekeningen op de balans. Dit gebeurt per initieel installatiejaar gedurende elf opeenvolgende jaren, het initieel installatiejaar mee in beschouwing nemende. Voor de oplaadpunten initieel geplaatst in 2016 gebeurt dit aldus voor de jaren 2016 t.e.m. 2026. Voor het laatste installatiejaar 2020 gebeurt dit t.e.m. 2030.

---

<sup>80</sup> Berekend als het gemiddelde van de nettoboekwaarde bij het begin van het boekjaar en de nettoboekwaarde op het einde van het boekjaar.

<sup>81</sup> Ibid.

<sup>82</sup> Artikel 6.4.5 van het Energiebesluit.

<sup>83</sup> Exclusief eventuele ontvangsten m.b.t. periodieke distributienettarieven.



De VREG berekent vervolgens elf jaar na het initiële installatiejaar het over alle oplaadpunten bij de distributienetbeheerders gewogen gemiddelde rendement per oplaadpunt geïnstalleerd in dat jaar en in opdracht van de distributienetbeheerder volgens formule 32.

$$R_{j,6.4.3} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{S_{i,j,6.4.3}}{L_{i,j,6.4.3}} \times \frac{L_{i,j,6.4.3}}{\sum_{i=1}^n L_{i,j,6.4.3}} \right) = \frac{\sum_{i=1}^n S_{i,j,6.4.3}}{\sum_{i=1}^n L_{i,j,6.4.3}}$$

Formule 32.

Met hierin:

- $R_{j,6.4.3}$  Het gewogen gemiddelde rendement per oplaadpunt van de oplaadpunten initieel geïnstalleerd in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerders volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit in het jaar  $j$ . (EUR)
- $j$  Het jaar  $j$  van initiële installatie van oplaadpunten in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit. (-)
- $n$  Het aantal elektriciteitsdistributienetbeheerders. (-)
- $S_{i,j,6.4.3}$  Het globaal saldo van distributienetbeheerder  $i$  m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen in zijn opdracht initieel geïnstalleerd in het jaar  $j$  volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit, opgebouwd vanaf jaar  $j$  tot en met jaar  $j+10$ . Het voor elk jaar gerapporteerde saldo (zie bijlage 6 van de tariefmethodologie) wordt daartoe eerst omgerekend naar huidige waarde volgens de consumptieprijsindex van de maand juli van dat jaar naar de index van de maand juli van het jaar  $j+11$  volgens formule 33. (EUR)

$$S_{i,j,6.4.3} = \sum_{y=j}^{j+10} \left( S_{i,y/j,6.4.3} \times \prod_{z=y}^{j+10} (1 + CPI_{z \rightarrow z+1}) \right)$$

Formule 33.

Met hierin:

- $S_{i,y/j,6.4.3}$  Saldo van de kosten en opbrengsten van distributienetbeheerder  $i$  in jaar  $y$  m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen in zijn opdracht initieel geïnstalleerd in jaar  $j$  volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit, zoals hierboven gespecificeerd. (EUR)
- $CPI_{z \rightarrow z+1}$  De inflatie volgens de evolutie van de consumptieprijsindex, de maand juli in jaar  $z+1$  t.o.v. de maand juli in jaar  $z$ .
- $L_{i,j,6.4.3}$  Het aantal oplaadpunten initieel geïnstalleerd in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$  volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit. (-)

De VREG zal bovenstaande berekening volgens formule 32 voor de oplaadpunten initieel in opdracht van de distributienetbeheerder geïnstalleerd in het jaar  $j$  volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit uitvoeren in jaar  $j+11$  op basis van de jaarlijkse rapporteringen van de distributienetbeheerders aan de VREG (volgens bijlage 6 van de tariefmethodologie). De nettokost (of –opbrengst) van de oplaadpunten aan gewogen gemiddelde rendement is voor rekening van de betalers van de distributienettarieven en wordt integraal toegevoegd aan het door de VREG toegelaten endogene inkomen van de distributienetbeheerder uit zijn periodieke distributienettarieven. Het verschil tussen het eigen rendement per oplaadpunt van de distributienetbeheerder en het gewogen gemiddelde rendement is voor 50% voor rekening van de distributienetbeheerder. Tegelijk neemt de distributienetbeheerder het eigen saldo ( $S_{i,j,6.4.3} \times L_{i,j,6.4.3}$ ) in resultaat in jaar  $j+12$ .

$$TI_{i,6.4.3,j+12} = \left( R_{j,6.4.3} + \frac{S_{i,j,6.4.3} - R_{j,6.4.3}}{2} \right) \times L_{i,j,6.4.3}$$

Formule 34.

Met hierin:

- $TI_{i,6.4.3,j+12}$  Het bijkomend door de VREG toegelaten inkomen van distributienetbeheerder  $i$  voor zijn endogene kosten uit zijn periodieke distributienettarieven in jaar  $j+12$  m.b.t. de openbardienstverplichtingen voor de uitbouw van de infrastructuur voor het opladen van elektrische voertuigen volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit. Positieve of negatieve waarde. (EUR)
- $R_{j,6.4.3}$  Het gewogen gemiddelde rendement per oplaadpunt van de oplaadpunten initieel geïnstalleerd in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerders in het jaar  $j$  volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit. (EUR)
- $L_{i,j,6.4.3}$  Het aantal oplaadpunten initieel geïnstalleerd in opdracht van de elektriciteitsdistributienetbeheerder  $i$  in jaar  $j$  volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit. (-)

De kosten en opbrengsten ontstaan vanaf 1 januari van het jaar  $j+11$  en verbonden aan de oplaadpunten, in opdracht van een distributienetbeheerder initieel geïnstalleerd in het jaar  $j$  volgens art. 6.4.3 van het Energiebesluit, worden zonder compensatie van hun jaarlijks saldo opgenomen in de rapportering van de endogene kosten.

## 6 Stimulans bij fusie van werkmaatschappijen

### 6.1 Situering

De enige twee werkmaatschappijen van de distributienetbeheerders, Eandis en Infrac, fuseerden in 2018 tot FSO. De VREG heeft in de tariefmethodologie 2017-2020 de mogelijkheid opgenomen tot het geven van een stimulans voor efficiëntieverbeteringen aan de distributienetbeheerders in het geval van fusie van hun werkmaatschappijen. Deze stimulans werd in 2019 en 2020, en wordt ook in deze tariefmethodologie voor de periode 2021-2024, concreet toegepast n.a.v. FSO.

Alhoewel er geen indicaties zijn dat er tijdens de reguleringsperiode 2021-2024 wijzigingen zouden zijn in het aantal werkmaatschappijen, is het op lange termijn raadzaam om de bepalingen m.b.t. de stimulans bij fusie van werkmaatschappijen te behouden.

### 6.2 Werkmaatschappij

Volgens het Energiedecreet<sup>84</sup> kan een distributienetbeheerder een beroep doen op een werkmaatschappij, na goedkeuring door de VREG. De werkmaatschappij is een privaatrechtelijke vennootschap waarin de distributienetbeheerder participeert en die in naam en voor rekening van de distributienetbeheerder belast is met de exploitatie, het onderhoud en de ontwikkeling van het net.

In Vlaanderen doet elke aardgas- en elektriciteitsdistributienetbeheerder een beroep op een werkmaatschappij. Elke werkmaatschappij rekent hiervoor een beheersfactuur aan. Deze kosten worden volgens de tariefmethodologie doorgerekend in de distributienettarieven.

### 6.3 Fusie van werkmaatschappijen en impact op efficiëntieprikkel

In het geval er meerdere werkmaatschappijen zouden zijn en ze met elkaar zouden fuseren, verwerft de fusiewerkmaatschappij inzicht in en controle over de endogene kosten van alle distributienetbeheerders. Die kosten bepalen via het rekenmodel in de tariefmethodologie de toekomstige inkomsten van de distributienetbeheerders (en werkmaatschappij zelf) uit de distributienettarieven. Het competitie-element tussen de distributienetbeheerders in de tariefmethodologie, teneinde hun efficiëntie te bevorderen, wordt op dat moment ondergraven.

Bij een fusie van werkmaatschappijen zijn ontegensprekelijk bepaalde kostenbesparingen mogelijk<sup>85</sup>, die het gevolg zijn van bijvoorbeeld het samenvoegen en afslanken van afdelingen van de fuserende ondernemingen. Anderzijds vervalt door de fusie de vergelijkbaarheid van de werkmaatschappij met andere ondernemingen, zodat potentiële efficiëntiewinsten langs die weg

---

<sup>84</sup> Art. 4.1.5 Energiedecreet.

<sup>85</sup> Bv. persbericht werkmaatschappij Eandis 10 mei 2017 "Integratie Eandis en Infrac in één bedrijf gaat van start": "De volledige integratie van Eandis en Infrac moet zoals eerder aangegeven een besparing van minstens 100 miljoen euro of 15 procent van de werkingskosten opleveren."

niet meer zichtbaar kunnen gemaakt worden voor de regulator<sup>86</sup>. De informatieasymmetrie tussen regulator en gereuleerde neemt toe.

Aangezien er dus geen garantie is dat de mogelijke kostenbesparingen bij een fusie van alle werkmaatschappijen volledig gerealiseerd zullen worden, is er behoefte aan een specifieke stimulans in de tariefmethodologie.

## 6.4 Stimulans aan distributienetbeheerders n.a.v. FSO

Zoals reeds vermeld, fuseerden de werkmaatschappijen van de Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders Eandis System Operator cvba en Infrax cvba op 1 juli 2018 tot FSO. Daarop wijzigde de VREG de tariefmethodologie 2017-2020, nl. hij verantwoordde in de bijlage 12 van deze tariefmethodologie hoe hij de kostenbesparingen t.g.v. de fusie en bijhorende termijnen vaststelde<sup>87</sup>. De termijnen eindigen in 2024, zodat er ook mee moet rekening gehouden worden in deze tariefmethodologie 2021-2024. De besparingen worden opgelegd via een verlaagd toegelaten inkomen voor endogene kosten (zie par. 5.5.3.4.1).

---

<sup>86</sup> Een benchmarking met vergelijkbare activiteiten of entiteiten in andere landen en regio's is een oplossing om verborgen inefficiënties te identificeren maar dit vraagt tijd voor onderzoek en is op het moment van de fusie niet onmiddellijk beschikbaar.

<sup>87</sup> In zijn arrest van 10 april 2019 bevestigde het Hof van Beroep in Brussel de beslissing van de VREG BESL-2018-73 tot wijziging van de beslissing van de VREG van 24 augustus 2016 met betrekking tot het vaststellen van de tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2017-2020 (BESL-2016-09), zoals gewijzigd bij beslissing van 6 juli 2018 (BESL-2018-23).

## 7 Kwaliteitsbewaking ( $q_i$ -factor)

De kwaliteit van de dienstverlening door een distributienetbeheerder kan op een aantal manieren beoordeeld worden. Enerzijds zijn er de objectieve waarnemingen omtrent de onderbrekingen in de energiedistributie en de snelheid waarmee hij ingaat op bepaalde verzoeken van distributienetgebruikers. Anderzijds zijn er de meer subjectieve beoordelingen door de distributienetgebruikers en hun klachten over of vragen aan hun distributienetbeheerder.

De prikkel voor kwaliteit (kwaliteitsterm of  $q$ -factor  $q_i$  in formule 7) is de vertaling van de beoordeling van het niveau van de geleverde kwaliteit door een distributienetbeheerder in een globaal budgetneutrale financiële bonus of malus, onder de vorm van een resp. hoger of lager toegelaten inkomen uit distributienettarieven. De kwaliteitsterm wordt algemeen beschouwd als noodzakelijk in een inkomstenregulering zoals opgenomen in voorliggende tariefmethodologie omdat, mocht deze ontbreken, het voor een onderneming verleidelijk zou kunnen zijn om te besparen op kosten die louter in verband staan met de kwaliteit van de dienstverlening. Die visie wordt ingegeven door de veronderstelling dat het management van een monopolistische onderneming eerder zou toegeven aan de belangen van haar aandeelhouders dan die van haar klanten. Wat betreft de Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders dient dit te worden genuanceerd aangezien zij bijvoorbeeld werken in de context van de decretale verplichtingen waaraan ze moeten voldoen, zoals het beheer en het ontwikkelen van een veilig, betrouwbaar en efficiënt net<sup>88</sup>. Ondanks het gebrek aan financiële prikkels m.b.t. de kwaliteit in tariefmethodologieën tot en met 2016, is het geleverde kwaliteitsniveau toch relatief hoog<sup>89</sup>. Ten slotte mag een financiële prikkel via een  $q$ -factor er niet voor zorgen dat de bedrijven met een goede kwaliteit zich op dat vlak nog méér zouden kunnen verbeteren ten koste van de ondernemingen met een mindere kwaliteit.

De kwaliteitsterm  $q_i$  in de formule voor de berekening van het basisgedeelte van het toegelaten inkomen voor endogene kosten (o.a. formule 7) omvat een concrete beoordeling van de in het verleden geleverde prestaties op het vlak van kwaliteit. De financiële impact daarvan in 2021-2024 omvat een kleine herverdeling van de sectorinkomsten (globaal zero-sum) door toepassing van de kwaliteitsprikkel uit de tariefmethodologie 2017-2020 volgens de kwaliteitsprestaties van de gereguleerde ondernemingen in 2017-2019.

De kwaliteitsprikkel in de tariefmethodologie 2017-2020 wordt verdergezet in deze tariefmethodologie 2021-2024. De competitieve vergelijkingen tussen de werkmaatschappijen Eandis en Infrac is evenwel onmogelijk geworden door hun fusie tot FSO in 2018. De sterkte van de prikkel is evenwel behouden in overeenstemming met de gewichten van de kwaliteitsprestaties die wel nog verder worden opgevolgd (stroomonderbrekingen en laattijdige aansluitingen). De prestaties van de distributienetbeheerders in 2021-2023 zullen dan een zero-sum effect hebben op de inkomsten in de daaropvolgende nieuwe reguleringsperiode (basisgedeelte endogene kosten). De gedetailleerde omschrijving van de prikkel en zijn effect op de inkomsten van de distributienetbeheerders werden opnieuw afgezonderd in een bijlage 9 (par. 17.12). De bijlagen 9A, 9B en 9C behoren eveneens tot deze kwaliteitsprikkel.

---

<sup>88</sup> Art. 4.1.6, §1, 1° Energiedecreet.

<sup>89</sup> Bijvoorbeeld rapport van de VREG met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet in het Vlaamse Gewest in 2018, par. 3.4 (RAPP-2019-12), en met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening van de aardgasdistributienetbeheerders in het Vlaamse Gewest in 2018, par. 3.4 (RAPP-2019-13).

## 8 Van budget naar tariefvoorstel

### 8.1 Bepaling budget periodieke distributienettarieven door distributienetbeheerder

#### 8.1.1 Budget exogene kosten in tariefvoorstel distributienetbeheerder

Het budget van de distributienetbeheerder uit zijn periodieke distributienettarieven voor exogene kosten in zijn tariefvoorstel dient gelijk te zijn aan het door de VREG toegelaten inkomen voor exogene kosten.

#### 8.1.2 Budget endogene kosten in tariefvoorstel distributienetbeheerder

Het budget van de distributienetbeheerder uit zijn periodieke distributienettarieven voor endogene kosten in zijn tariefvoorstel mag het door de VREG toegelaten inkomen voor endogene kosten niet overschrijden.

#### 8.1.3 Opmaak tariefvoorstel per distributienetbeheerder

De distributienetbeheerder vertaalt zijn globaal budget, som van de budgetten voor exogene en endogene kosten, overeenkomstig de tariefmethodologie in een voorstel van periodieke distributienettarieven volgens de toepasselijke tariefstructuur, met daarin de klantengroepen, tariefcomponenten en tariefdragers, en met behulp van de te gebruiken verdeelsleutels en rekenvolumes. De werkwijzen worden verder in detail toegelicht. Hij stelt het tariefvoorstel aan de VREG voor d.m.v. het rapporteringsmodel in deze tariefmethodologie (par. 17.9 en 17.11).

De distributienettarieven zijn in principe uniform binnen het netgebied van de distributienetbeheerder, tenzij de VREG zou oordelen dat een overgangsmaatregel moet toegepast worden, bij fusie, partiële splitsing of splitsing zoals beschreven in par. 16. De duur van deze overgangsmaatregel wordt discretionair bepaald door de VREG.

### 8.2 Wijzing tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit vanaf 1 [...] <sup>90</sup> [juli] <sup>91</sup> 2022

De VREG heeft in de aanloop naar de opmaak van deze tariefmethodologie 2021-2024 onderzoek verricht naar een mogelijke aanpassing van de tariefstructuur voor de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven en hierover overleg gepleegd met alle belanghebbenden<sup>92</sup>. De VREG past met het oog op de evoluties in de energiemarkt de tariefstructuur zodanig aan dat ze voor de distributienetgebruiker de kosten voor het gebruik van het net beter reflecteert en een evenwichtige toewijzing van deze kosten aan de verschillende distributienetgebruikers in functie

---

<sup>90</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>91</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>92</sup> <https://www.vreg.be/nl/overleg-tariefstructuur>

van hun gebruik van het net bevordert. Finaa<sup>93</sup> werden hierover in 2019 de volgende publieke consultaties gehouden:

- De consultatie van 28 januari tot en met 11 maart 2019 met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor piekgemeten klanten met een grootverbruiksmeeinrichting en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een vermogen groter dan 10 kVA (CONS-2019-01<sup>94</sup>), met consultatieverslag RAPP-2020-06<sup>95</sup>.
- De consultatie van 5 september tot en met 16 oktober 2019 met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeeinrichting (CONS-2019-02<sup>96</sup>), met consultatieverslag RAPP-2020-07<sup>97</sup>.

[In het najaar van 2020 vroegen de distributienetbeheerders aan de VREG een uitstel van 6 maanden voor de implementatie van de nieuwe tariefstructuur zoals die toen was voorzien voor 1 januari 2022 zoals beslist door de VREG op 13 augustus 2020. De VREG hield over het voorstel tot uitstel een publieke consultatie (CONS-2021-02), met consultatieverslag RAPP-2021-07.]<sup>98</sup>

De VREG heeft op basis van de uitgevoerde onderzoeken en de reacties op de voormelde consultaties geoordeeld dat het verantwoord is om de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven elektriciteit te wijzigen, en dit vanaf 1 [...] <sup>99</sup> [juli] <sup>100</sup> 2022. Aldus wordt verder in deze tekst een onderscheid gemaakt tussen de tariefvoorstellen elektriciteit voor het jaar 2021 [en voor 2022H1 enerzijds] <sup>101</sup> [...] <sup>102</sup> en deze voor [2022H2 en voor de jaren 2023 en 2024] <sup>103</sup> [...] <sup>104</sup> van de regulatoire periode met een nieuwe tariefstructuur [anderzijds] <sup>105</sup>.

---

<sup>93</sup> De eerste consultatie (CONS-2016-05) liep van 20 juni tot 30 september 2016.

<sup>94</sup> <https://www.vreg.be/nl/document/cons-2019-01>

<sup>95</sup> <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2020-06>

<sup>96</sup> <https://www.vreg.be/nl/document/cons-2019-02>

<sup>97</sup> <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2020-07>

<sup>98</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>99</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>100</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>101</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>102</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>103</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>104</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>105</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

## 9 Tariefvoorstel niet-periodieke distributietarieven

### 9.1 Algemene bepalingen

De opbrengsten van de distributienetbeheerder uit zijn niet-periodieke distributietarieven voor werken aan onder meer aansluitingen, worden in mindering gebracht van de aanschaffingswaarde van de betreffende geactiveerde aansluitingen, als tussenkomsten door distributienetgebruikers. De overige opbrengsten uit de niet-periodieke distributietarieven voor prestaties (diverse diensten en studies) worden door de distributienetbeheerder in resultaat genomen ter compensatie van de verwachte gemiddelde kost van die prestaties.

De niet-periodieke distributietarieven zullen door de VREG worden vastgesteld per kalenderjaar.

De distributienetbeheerder dient aan de VREG te verantwoorden dat alle door hem voorgestelde niet-periodieke distributietarieven redelijk kostenreflectief, niet-discriminatoir en transparant zijn opgebouwd volgens logische, objectieve verdeelsleutels. Wanneer een werkmaatschappij werkt in opdracht van meerdere distributienetbeheerders, dan veronderstelt en verwacht de VREG dat de niet-periodieke distributietarieven voor de door de werkmaatschappij geleverde diensten gelijk zijn bij al deze distributienetbeheerders.

De distributienetbeheerder voorziet desgevallend negatieve niet-periodieke distributietarieven als kortingen opdat een distributienetgebruiker een redelijk kostenreflectief tarief kan aangerekend krijgen.

De standaard werkwijze is dat de niet-periodieke distributietarieven jaarlijks maximaal mogen stijgen volgens de waargenomen inflatie volgens de consumptieprijsindex jaar op jaar voor de maand augustus. De distributienetbeheerder deelt aan de VREG mee welke indexatie(s) hij toepast op de niet-periodieke distributietarieven en motiveert deze keuze. Een uitzondering op de indexatie is de eenmalige overgang naar nieuwe tarieven volgens de werkwijze zoals beschreven in par. 9.3.

De distributienetbeheerder heeft daarnaast de mogelijkheid om nieuwe niet-periodieke distributietarieven aan de VREG voor te stellen. In het geval hij niet-periodieke distributietarieven voorstelt voor een nieuwe dienstverlening op aanvraag, verwacht de VREG dat

- alle distributienetbeheerders die nieuwe dienst zouden kunnen aanbieden,
- dat de distributienetbeheerder motiveert waarom de dienst nieuw is en moet aangerekend worden en
- dat hij d.m.v. een bijgevoegd detailbestek de redelijke kostenreflectieve hoogte van het voorgestelde tarief verantwoordt.

Vanaf het jaar 2021 voorziet de aardgasdistributienetbeheerder niet-periodieke distributietarieven voor de aansluiting van een productie-installatie van gas uit hernieuwbare energiebronnen.



Bij fusie of (partiële) splitsing van een distributienetbeheerder is de behandeling door de VREG analoog met deze voor de periodieke distributienettarieven volgens par. 16.

## 9.2 Structuur van de niet-periodieke distributienettarieven

De distributienetbeheerder voorziet minstens niet-periodieke distributienettarieven voor de uitvoering van dienstverleningen aangevraagd door een distributienetgebruiker of een derde:

- tarieven voor de opmaak van de studies voor een nieuwe aansluiting of voor de aanpassing van de bestaande aansluiting
- tarieven voor de realisatie van nieuwe aansluitingen en voor de aanpassing van bestaande aansluitingen
- tarieven voor de realisatie van aansluitingen in projecten (verkavelingen)
- tarieven voor overige dienstverleningen aan de distributienetgebruikers
- tarieven voor het ter beschikking stellen van meetgegevens aan derden overeenkomstig de bepalingen hieromtrent in de regelgeving

De distributienetbeheerder hanteert voor elk niet-periodiek distributienettarief een objectieve, transparante en relevante tariefdrager op basis waarvan het tarief wordt aangerekend. In het geval van ontwikkeling van netinfrastructuur kan gebruik gemaakt worden van een combinatie van technische parameters.

## 9.3 Mogelijkheid tot herziening gedurende de reguleringsperiode

De indeling en omschrijving van de meeste niet-periodieke elektriciteits- en aardgasdistributienettarieven van 2020 waren ruim tien jaar oud. De distributienetbeheerder mag dan ook voor de reguleringsperiode 2021-2024 aan de VREG voorstellen om niet-periodieke distributienettarieven te updaten, nl. ze administratief eenvoudiger en ook transparanter voor de klant te maken, evenwel nog altijd met redelijke kostenreflectiviteit, waaronder ook wordt begrepen een redelijk beperkte impact op het resultaat van de distributienetbeheerder (par. 9.1 eerste lid). Die financiële impact van een update op het resultaat van het boekjaar, dit zijn de eventuele extra opbrengsten of tekorten ontstaan door de nieuwe manier van aanrekenen, is voor rekening van de distributienetbeheerder.

De distributienetbeheerder moet voor dergelijke wijziging tijdig de toelating van de VREG vragen. Hij moet een volledige en gedetailleerde aanvraag indienen, waarin een vergelijking is opgenomen tussen de bestaande en de nieuw voorgestelde distributienettarieven aan de actuele prijzen op moment van indiening evenals bijhorende historische en verwachte omzetcijfers, die de redelijke kostenreflectiviteit bewijst.

De VREG beoordeelt per aanvraagdossier binnen welke redelijke termijn de door de distributienetbeheerder voorgestelde aanpassing effectief op het tariefblad zou kunnen toegepast worden, in functie van het noodzakelijke financieel en technisch nazicht van het tariefvoorstel.

Zodra de nieuwe tarieven toegepast worden, worden ze nadien jaarlijks geïndexeerd volgens de standaard werkwijze in par. 9.1.

## 9.4 Rendabel deel aardgas [2021-2024]<sup>106</sup>

[...]<sup>107</sup>

[Overeenkomstig de bepalingen in Art. 4.1.16 van het Energiedecreet, moet de VREG beslissen over het rendabel deel van de kosten voor de aanleg van een gasleiding op het openbaar domein tussen het aardgasdistributienet en de wooneenheid, het gebouw of de verkaveling. De VREG hield hierover in 2020 een publieke consultatie<sup>108</sup>.

Het rendabel deel wordt uitgedrukt in een bepaald gedeelte van de aan te leggen toevoerleiding op openbaar domein, uitgedrukt in meter, dat ten laste is van de aardgasdistributienetbeheerder.

De aardgasdistributienetbeheerder neemt bij een aanvraag tot aansluiting van een niet-residentiële klant (> 10 m<sup>3</sup>n/h t.e.m. 100 m<sup>3</sup>n/h en uitzonderlijk<sup>109</sup> meer dan 100 m<sup>3</sup>n/h) 19 meter ten laste van de lengte van de aan te leggen toevoerleiding in het openbaar domein tussen het bestaande residentieel lage- of middendruknet en de plaats van de aansluiting van het gebouw.

De aardgasdistributienetbeheerder kan geen rendabel deel ten laste nemen indien er een netuitbreiding of -versterking nodig is voor de aansluiting van een residentiële klant, ook niet wanneer de wooneenheden gezamenlijk aansluiten onder de vorm van een verkaveling of een appartementsgebouw.]<sup>110</sup>

---

<sup>106</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 11 december 2020.

<sup>107</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 11 december 2020.

<sup>108</sup> Consultatie CONS-2020-04 op <https://www.vreg.be/nl/afgesloten-consultaties>

<sup>109</sup> Indien door een studie gemaakt door de distributienetbeheerder deze aansluiting geen negatieve impact heeft op de leveringsdruk van het verdere netsegment.

<sup>110</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 11 december 2020.

# 10 Tariefvoorstel periodieke distributietarieven elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>111</sup>

## 10.1 Klantengroepen elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>112</sup>

### 10.1.1 Overzicht

De klantengroepen bij de distributie van elektriciteit worden in Tabel 9 vermeld.

Tabel 9 Klantengroepen elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>113</sup>

Klantengroep benaming	Omschrijving
Trans HS	Distributienetgebruikers rechtstreeks aangesloten op transformatoren tussen het hoogspanningsnet en het middenspanningsnet.
>26-36 kV	Distributienetgebruikers aangesloten op het netwerk met een nominale spanning groter dan 26 kV en tot en met 36 kV. <sup>114</sup>
26 – 1 kV	Distributienetgebruikers aangesloten op het netwerk met een nominale spanning tussen 26 en 1 kV.
Trans LS	Distributienetgebruikers rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het middenspanningsnet en het laagspanningsnetwerk.
LS	Distributienetgebruikers aangesloten op het laagspanningsnetwerk (het netwerk met een nominale spanning lager dan 1 kV) en niet behorend tot de klantengroep 'Prosumenten met terugdraaiende teller'.
Prosumenten met terugdraaiende teller	Prosumenten van wie de aansluiting op het elektriciteitsdistributienet nog is uitgerust met een terugdraaiende teller (klassieke Ferrarimeter) <sup>115</sup> [...] <sup>116</sup> .

Bijkomend onderscheiden de distributienetbeheerders in hun rapporteringen ook de doorvoer van energie tussen de distributienetbeheerders onderling, met verdere onderverdeling volgens het spanningsniveau van de koppelpunten tussen de respectievelijke elektriciteitsdistributienetten waarlangs de doorvoer verloopt. De doorvoertarieven bedragen 75% van de tarieven van de klantengroep op het spanningsniveau van het koppelpunt.

Binnen een klantengroep kan een distributienetbeheerder een onderscheid maken naar gelang het type van aansluiting ('type of connection') en het type voeding van de distributienetgebruiker op het distributienet.

<sup>111</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>112</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>113</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>114</sup> Overeenkomstig Beslissing van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt van 5 juli 2013 met betrekking tot wijziging van de beslissing van de VREG van 5 september 2002 (BESL-2002-14) door uitbreiding van de bevoegdheid van Intergem, Gaselwest, Imewo, Iveka, Sibelgas en Iverlek tot het beheer van het elektriciteitsdistributienet met een spanning tot en met 36 kilovolt (beslissing BESL-2013-10).

<sup>115</sup> Art. 3.1.52 §1 Energiebesluit bepaalt dat bij bestaande prosumenten de meters uiterlijk tegen 31 december 2022 worden vervangen door een digitale meter.

<sup>116</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

### 10.1.2 Overgang klant van Trans LS naar ander spanningsniveau

Wanneer een klant in de klantengroep Trans LS bij zijn distributienetbeheerder een uitdrukkelijk verzoek indient dat aanleiding geeft tot een aanpassing van zijn aansluiting of waardoor hij technisch zal worden aangesloten op een ander netvlak, dan moet de distributienetbeheerder deze netgebruiker duidelijk en op voorhand inlichten over de tarifaire gevolgen van die werken. De distributienetbeheerder zal hem immers na de aanpassing indelen bij het spanningsniveau LS of 26-1 kV, naargelang de situatie ter plaatse. De tariefwissel is niet toegelaten indien het gaat over een elektriciteitscabine die a.h.w. specifiek geplaatst geweest werd voor de aanvrager, nl.

- bij een Trans LS-klant die aangesloten is op een cabine waar er geen andere netgebruikers op werden aangesloten, of
- bij een Trans LS-klant die aangesloten is op een cabine die zich bevindt op, naast of vlakbij het privéterrein van de Trans LS-klant en daar historisch gezien op diens vraag (ongeacht klantenwissel) geplaatst geweest is, ongeacht of vandaag nog andere netgebruikers op dezelfde cabine werden aangesloten.

## 10.2 Tariefcomponenten en tariefdragers elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>117</sup>

### 10.2.1 Tariefstructuur elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>118</sup>

De tariefstructuur voor de periodieke distributienettarieven voor elektriciteitsdistributie wordt weergegeven in Tabel 10 op volgende bladzijde.

Het tarief openbaredienstverplichtingen wordt aangerekend per kWh afname. Het belang van het tarief nam toe in 2011, toen de eerste kosten van de elektriciteitsdistributienetbeheerders voor de opkoop van steuncertificaten werden doorgerekend. De distributienetbeheerders gaven vanaf toen voor deze tariefcomponent 50 tot 100%<sup>119</sup> korting voor de kWh afname via exclusief (uitsluitend) nacht. Vanaf 2015, onder toezicht door de VREG<sup>120</sup>, werd de korting bij alle distributienetbeheerders gezet op 75%. De historische korting op het kWh-tarief openbaredienstverplichtingen voor afname exclusief nacht wordt in deze reguleringsperiode afgebouwd. De korting bedraagt [70%]<sup>121</sup> in 2021 [, 60% in 2022]<sup>122</sup> en daalt nadien verder (voor [...] <sup>123</sup> [2023]<sup>124</sup>-2024 zie par. 11.5.3).

Het basistarief voor het gebruik van het distributienet wordt voor de niet-piekgemeten netgebruikers op laagspanning aangerekend per kWh afname. Hierbij werd door de distributienetbeheerder historisch een verhouding tussen het dag-, nacht- en exclusief nachttarief

---

<sup>117</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>118</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>119</sup> 100% bij de gemengde intercommunales (ex-Eandis) en 50% bij de zuivere intercommunales (ex-Infrac).

<sup>120</sup> Opgenomen in de tariefbeslissingen van de VREG van 18 december 2014 met betrekking tot de goedkeuring van de tariefvoorstellen van de distributienetbeheerders voor de distributienettarieven voor elektriciteit voor het exploitatiejaar 2015 in de reguleringsperiode 2015-2016.

<sup>121</sup> Percentage gewijzigd bij beslissing van de VREG van 11 december 2020.

<sup>122</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>123</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>124</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

toegepast. Voor 2021 [en 2022H1]<sup>125</sup> bedragen voor alle distributienetbeheerders het nacht- en exclusief nachttarief 60% van het dagtarief.

---

<sup>125</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

Tabel 10 Tariefstructuur distributie elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>126</sup>

Tariefstructuur activiteit distributie elektriciteit 2021 [en 2022H1] <sup>127</sup>			
	Tariefcomponent periodiek distributienettarief	Toe te wijzen kosten	Tariefdragers <sup>128,129,130</sup>
1	het tarief voor het gebruik van het distributienet		
	het basistarief voor het gebruik van het distributienet (tarief voor onderschreven <sup>131</sup> en bijkomend vermogen)	netstudies, de algemene beheerskosten exclusief de kosten systeembeheer, de afschrijvingen inclusief de afschrijvingen van de meters, de financieringskosten, de onderhoudskosten en de vennootschapsbelasting	Voor de piekgemeten klanten is het tarief samengesteld uit <ul style="list-style-type: none"> <li>- het door de netgebruiker afgenomen actieve vermogen (kW)<sup>132</sup> en</li> <li>- de door de netgebruiker afgenomen actieve energie (kWh) per tariefperiode (normale uren en stille uren).</li> </ul> Voor de niet-piekgemeten klanten is het tarief functie van <ul style="list-style-type: none"> <li>- de door de netgebruiker afgenomen actieve energie (kWh) en</li> <li>- de tariefperiode (normale uren, stille uren en exclusief nacht uren).</li> </ul>
	het tarief voor het systeembeheer	het systeembeheer en de afschrijvingen van de activa voor het beheer van het systeem	Het tarief is functie van de door de netgebruiker geïnjecteerde of afgenomen actieve energie (kWh).

<sup>126</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>127</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>128</sup> Idem voor klantengroep 'doorvoer' tussen netbeheerders, indien van toepassing.

<sup>129</sup> De "afgenomen" en "geïnjecteerde" energie is deze uitgewisseld met het elektriciteitsdistributienet, zoals gemeten op de meetinrichting van de aansluiting.

<sup>130</sup> De digitale meters worden in 2021 nog beschouwd als niet-piekgemeten klanten.

<sup>131</sup> Het onderschreven vermogen wordt bepaald op basis van het maximaal afgenomen actieve vermogen gedurende de voorbije 12 maanden, inbegrepen de maand van facturatie.

<sup>132</sup> De waarde van een afvlakkingscoëfficiënt is 1 voor TRLS en LS.

	Het tarief databeheer	de kosten van de activiteit van het meten, inbegrepen de verzameling, validatie en verzending van de gemeten data, m.u.v. kosten gerelateerd aan het ter beschikking stellen van meetgegevens aan derde partijen.	Het tarief bestaat uit een vast bedrag per jaar en is functie van het spanningsniveau waarop de klant is aangesloten en, voor klanten aangesloten op laagspanning, van het meetregime (per elementaire periode, maandelijks, jaarlijks). Dit globaal tarief wordt aangerekend via afname. Daarnaast is het tarief ook en bijkomend van toepassing voor productiemeters geplaatst door de distributienetbeheerder en wordt dan aangerekend via injectie.
2	het tarief openbaredienstverplichtingen	openbaredienstverplichtingen (sociale leverancier, SOLR <sup>133</sup> , rationeel energiegebruik, openbare verlichting [t.e.m. 2021] <sup>134</sup> , groenestroom- en warmtekrachtcertificaten)	Het tarief is functie van de door de netgebruiker afgenomen actieve energie (kWh).
3	de tarieven voor de ondersteunende diensten		
	het tarief voor de regeling van de spanning en van het reactief vermogen	de dienst van het reactief vermogen	De tarieven staan, wat betreft de overschrijding van de forfaitaire hoeveelheid reactieve energie <sup>135</sup> , in functie van die overschrijding van de reactieve energie (kVarh).
	het tarief voor de compensatie van de netverliezen	de aankoopkosten voor het verlies aan energie tijdens de distributie	Het tarief is functie van de door de netgebruiker geïnjecteerde of afgenomen actieve energie (kWh).
	het tarief voor het niet respecteren van een aanvaard programma	om de capaciteit, beschikbaarheid en stabiliteit van het net te herstellen	Niet van toepassing.

<sup>133</sup> 'Supplier of last resort' voor niet-beschermd gedropte klanten.

<sup>134</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 8 oktober 2021.

<sup>135</sup> Zoals bepaald in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit.

4	<p>de toeslagen</p> <p>Deze toeslagen omvatten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De kosten van niet-gekapitaliseerde pensioenen (zie in par. 5.4 pt. 3).</li> <li>- De belastingen of andere bedragen die geheven worden door publieke overheden en die door de betrokken distributienetbeheerder verschuldigd zijn maar waarvan een derde de financiële last draagt.</li> </ul>	overeenkomstig het tarief	De toeslagen zijn functie van de door de netgebruiker geïnjecteerde of afgenomen actieve energie (kWh).
5	het distributienettarief ter dekking van de kosten van de elektriciteitsdistributienetbeheerder m.b.t. het gebruik van het transmissienet	kosten in verband met het gebruik van het transmissienet	Deze tarieven zijn gebaseerd op het door de netgebruiker afgenomen actieve vermogen (kW) enerzijds (bij piekgemeten <sup>136</sup> ) en de door de netgebruiker afgenomen actieve energie (kWh) anderzijds (bij piek- en niet-piekgemeten).
6	het aanvullend capaciteitstarief voor de klantengroep prosumenten met terugdraaiende teller.	Het resterende <sup>137</sup> en aan deze klantengroep (prosumenten met terugdraaiende teller) toegewezen gedeelte van al de hierboven vermelde kosten die worden verrekend via de tariefdrager kWh.	<p>Het tarief is functie van het door de netgebruiker geïnstalleerd maximaal AC-vermogen (kVA) van de omvormer (bij PV-installaties) of de generator (bij andere installaties). Bij twee of meer omvormers of generatoren in parallel is het tarief functie van de som van hun vermogens.</p> <p>Indien het maximaal AC-vermogen niet gekend is door de distributienetbeheerder in kVA dient het maximaal AC-vermogen uitgedrukt in kW te worden gehanteerd. Op de periodieke tarieflijst wordt dit tarief uitgedrukt in EUR/kW/jaar.</p>

Zodra de distributienetbeheerder kennis krijgt van een nieuwe toeslag over zijn werkingsgebied, informeert hij de VREG hierover. De VREG en de distributienetbeheerder overleggen teneinde de toeslag in de tarieven op te nemen.

## 10.2.2 Prosumenten 2021 [en 2022H1]<sup>138</sup>

<sup>136</sup> De waarde van een gelijktijdigheidscoëfficiënt is 1 voor TRLS en LS.

<sup>137</sup> D.w.z. het door de terugdraaiing van de teller niet via kWh afname tarifair aanrekenbare gedeelte van de kosten van de distributienetbeheerder.

<sup>138</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.



### 10.2.2.1 Afname prosumenten 2021 [en 2022H1]<sup>139</sup>

#### 10.2.2.1.1 Aanvullend capaciteitsstarief

De elektriciteitsdistributienetbeheerder is verantwoordelijk voor de bepaling van de hoeveelheid actieve energie afgenomen per elektriciteitsdistributienetgebruiker op zijn net, overeenkomstig zijn taken o.a. in het Energiedecreet. Hij zal daartoe, voor de hoeveelheid actieve energie afgenomen door een distributienetgebruiker zoals vermeld in Tabel 10, gebruik maken van metingen.

Elektriciteitsdistributienetgebruikers met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen kleiner dan of gelijk aan 10 kVA (prosumenten) konden beschikken over een toegangspunt op het distributienet met een meetinstallatie waarbij de van het distributienet afgenomen en de in het distributienet geïnjecteerde hoeveelheden elektrische energie (kWh) automatisch gecompenseerd worden (de zogenaamde “terugdraaiende tellers”).<sup>140</sup> In de praktijk zijn de prosumenten tegelijkertijd houders van een lokale (vaak fotovoltaïsche) productie-installatie (producenten) en verbruikers van elektriciteit die zij gedeeltelijk van het openbare distributienet afnemen (consumenten). Deze mechanische meters meten de afname van stroom van het net, maar draaien fysiek terug zodra er stroom in omgekeerde zin op het net wordt gezet. Ze geven op het display alleen een nettowaarde aan, d.i. de afgenomen hoeveelheid elektriciteit verminderd met de hoeveelheid die op het net werd gezet. Wanneer periodieke distributienettarieven louter o.b.v. de nettowaarde worden bepaald, zijn zij niet meer evenredig met het werkelijke gebruik van het net en dekken ze de netkosten dus onvoldoende.<sup>141</sup> Die kosten worden dan doorgeschoven naar andere netgebruikers zonder decentrale productie-installatie, die hun periodieke distributienettarieven hierdoor zien stijgen. Prosumenten betalen dan dus niet of nauwelijks voor het gebruik van het net. Het tarifaire gevolg hiervan was dat deze distributienetgebruikers niet meer bijdragen aan de periodieke distributienettarieven met tariefdrager hoeveelheid afgenomen actieve energie (kWh) in verhouding tot hun werkelijke hoeveelheid afgenomen actieve energie van het elektriciteitsdistributienet.<sup>142</sup>

De VREG stelde vast dat het leeuwendeel van de elektriciteitsdistributienetgebruikers met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen kleiner dan of gelijk aan 10 kVA (prosumenten) uitgerust werden met een terugdraaiende teller.<sup>143</sup>

De meeste prosumenten beschikten tot midden 2019 over een traditionele mechanische meter. Hier kan de distributienetbeheerder de teller voor afname fysiek laten terugdraaien om de door de decentrale productie-installatie geproduceerde elektriciteit in het distributienet geïnjecteerd in mindering te brengen. Het periodieke distributienettarief kan niet (alleen) berekend worden in functie van de werkelijke afname van het distributienet door de prosumant. De terugdraaiende

---

<sup>139</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>140</sup> Artikel V.2.4.2 van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit beslist door de VREG op 5 mei 2015. In het huidige Technisch Reglement Distributie Elektriciteit beslist door de VREG op 20 september 2019 is deze bepaling niet meer opgenomen.

<sup>141</sup> Dit kan worden verduidelijkt met enkele cijfervoorbeelden: als zowel de afname als de injectie over een bepaalde tijdspanne 50 kilowattuur bedraagt, is de gemeten afname gelijk aan nul en betaalt de prosumant geen nettatarief. Maar hij heeft wel 100 kilowattuur elektriciteit op het net laten circuleren, 50 kilowattuur in de ene richting en 50 kilowattuur in de andere. Als de afname 75 kilowattuur bedraagt en de injectie 25 kilowattuur, is de gemeten afname gelijk aan 50 kilowattuur. De tarieven worden dan berekend op basis van een volume van 50 kilowattuur, terwijl het werkelijke volume elektriciteit dat op het net circuleert 100 kilowattuur is (75 + 25).

<sup>142</sup> Cass. 13 december 2018, C.15.0405.F/1, MER 2019, 183, noot B. LEYMAN, L. DE DEYNE en D. VAN OVERLOOP

<sup>143</sup> Ferrarimeter zonder teruglooprem.

tellers maken het namelijk onmogelijk om dit volume (bruto-afname) te meten en de tarieven van de werkelijke afname te laten afhangen.<sup>144</sup>

De prosumenten wiens van het net afgenomen en op het net geïnjecteerde elektriciteit gecompenseerd worden door de technische realiteit van een terugdraaiende teller, die de afname van de stroom weliswaar meet, maar terugdraait zodra er stroom in de omgekeerde richting op het net wordt gezet, beschouwt de VREG voor tarifaire doeleinden als een afzonderlijke klantengroep<sup>145</sup>. De klantengroep heeft de naam 'prosumenten met terugdraaiende teller'. De automatische compensatie van afgenomen en geïnjecteerde elektriciteit wordt door het Energiedecreet naar voor geschoven als een van de parameters op basis waarvan een klantengroep zich kan onderscheiden van andere groepen van distributienetgebruikers.<sup>146</sup>

### *Aanvullend capaciteitstarief*

Wanneer periodieke distributienettarieven louter o.b.v. de netto afgenomen hoeveelheden elektriciteit worden bepaald, zijn zij niet meer evenredig met het werkelijke gebruik van het net en dekken ze de netkosten dus onvoldoende. Die kosten worden dan doorgeschoven naar andere netgebruikers zonder dergelijke installatie, die hun periodieke distributienettarieven hierdoor zien stijgen. Prosumenten betalen dan niet of nauwelijks voor de werkelijke kosten die zij veroorzaken aan het net. Die kosten worden wel degelijk gemaakt maar worden dan betaald door andere netgebruikers.<sup>147</sup>

Om ook de prosumenten in de klantengroep 'prosumenten met terugdraaiende teller' op een evenredige wijze te laten bijdragen aan de kosten van het distributienet, wordt door de VREG een aanvullend capaciteitstarief (het 'prosumementarief') bepaald in het geval zij hun periodieke distributienettarieven betalen op basis van hun netto (of gecompenseerde) afgenomen hoeveelheden elektriciteit (kWh). Het voorkomt een discriminatoire toestand waarbij een bepaalde groep van distributienetgebruikers periodieke tarieven betalen enkel op basis van de gecompenseerde afnamehoeveelheid (kWh) terwijl andere groepen van distributienetgebruikers volledig betalen op basis van hun werkelijke afname. De VREG houdt daarbij rekening met de onmogelijkheid om de door de betreffende distributienetgebruikers veroorzaakte kosten van de distributienetbeheerder via hun gecompenseerde, gefactureerde hoeveelheid afname volledig te recupereren, precies omwille van de compensatie van afname met injectie over de meetperiode. Er wordt voor de berekening van het aanvullend capaciteitstarief voor alle elektriciteitsdistributienetbeheerders uitgegaan van eenzelfde raming van de gemiddelde hoeveelheid gecompenseerde (niet-gemeten) van het distributienet afgenomen actieve energie (kWh), waarbij het tarief afhankelijk wordt gemaakt van het maximaal AC-vermogen van de decentrale productie-eenheid (kVA<sup>148</sup>).

---

<sup>144</sup> Advies van de VREG van 25 maart 2019 (ADV-2019-01) met betrekking tot artikel 49/1 van het ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet.

<sup>145</sup> In de generieke betekenis van het woord wordt het begrip 'klantengroep' door de VREG opgevat als zijnde iedere groep van distributienetgebruikers die voor tarifaire doeleinden een specifieke benadering behoeft.

<sup>146</sup> Art. 1.1.3, 74°/1 van het Energiedecreet.

<sup>147</sup> Advies van de VREG van 25 maart 2019 (ADV-2019-01) met betrekking tot artikel 49/1 van het ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet.

<sup>148</sup> Indien het maximaal AC-vermogen niet gekend is door de distributienetbeheerder in kVA dient het maximaal AC-vermogen uitgedrukt in kW te worden gehanteerd.

Door te voorzien in een prosumementarief voor de prosumenten in de klantengroep 'prosumenten met terugdraaiende teller' dewelke op basis van hun gecompenseerde afname worden gefactureerd, wordt ervoor gezorgd dat, via de omzetting van de toegewezen kosten d.m.v. de verdeelsleutels<sup>149</sup> en andere relevante parameters naar periodieke distributienettarieven, dit tarief de kosten voor de distributienetbeheerder m.b.t. de geraamde hoeveelheid gecompenseerde (niet-gemeten) van het distributienet afgenomen actieve energie (kWh) op redelijke wijze reflecteert. Deze prosumenten worden dus getarifeerd op basis van de voor de betreffende periode gemeten gecompenseerde afnamevolumes (kWh) én aan de hand van een capaciteitsterm (maximaal AC-vermogen van de omvormer, uitgedrukt in kVA).<sup>150</sup> Het prosumementarief vult de gewone periodieke distributienettarieven voor afname aldus aan; ze zijn complementair en staan naast elkaar.

De voor de betreffende periode gemeten gecompenseerde afnamevolumes (kWh) zijn het verschil tussen de werkelijke bruto-afname en de in het distributienet geïnjecteerde elektriciteit over de meetperiode en per tariefperiode (dag of nacht) maar waarvan het resultaat nooit lager mag zijn dan 0 kWh.

In zijn arrest van 22 november 2017 bevestigde het Marktenhof het prosumementarief, nadat het was aangevochten door Zonstraal vzw en enkele particulieren<sup>151</sup>.

#### *Detailberekening aanvullend capaciteitstarief*

De elektriciteitsdistributienetbeheerders hanteren voor de reguleringsperiode 2021-2024 de hieronder opgegeven parameters voor de bepaling van de hoogte van het aanvullend capaciteitstarief.

Ter bepaling van de gemiddelde niet-gemeten afgenomen hoeveelheid elektriciteit wordt vertrokken van het gemiddeld geïnstalleerd omvormervermogen per toegangspunt in Vlaanderen van alle per 31 december 2019 door de distributienetbeheerders geregistreerde decentrale productie-eenheden van prosumenten met terugdraaiende teller uitgezonderd deze van beschermde klanten.

Vervolgens wordt op basis van het gemiddeld geïnstalleerd omvormervermogen het gemiddeld piekvermogen bepaald vanuit de aanname dat het geïnstalleerd omvormervermogen zich volgens een factor van 90% tot het piekvermogen verhoudt. De waarde volgt uit analyse van de gegevens in de PV-databank<sup>152</sup> van werkmaatschappij FSO, de valabele simulaties uitgevoerd in de 'simulator digitale meter' op de website van de VREG<sup>153</sup> en de waarde die de Vlaamse Overheid<sup>154</sup> hanteert voor gezinnen.

De gemiddelde hoeveelheid geproduceerde elektriciteit wordt bepaald door op het veronderstelde gemiddeld piekvermogen een aantal vollasturen of benutting van de installatie van 950 uren te veronderstellen. De VREG legt deze waarde vast op basis van gegevens van meerdere bronnen: de gegevens in de PV-databank van werkmaatschappij FSO o.b.v. de gegevens

---

<sup>149</sup> Par. 10.13 van deze tariefmethodologie.

<sup>150</sup> Cass. 13 december 2018, C.15.0405.F/1, MER 2019, 188, noot B. LEYMAN, L. DE DEYNE en D. VAN OVERLOOP

<sup>151</sup> Brussel (Marktenhof) 22 november 2017, 2016/AR/1602 (Zonstraal e.a./ VREG). Zie ook C. DEGREEF, "De regulator als meester van de tarieven", noot onder Brussel 22 november 2017, MER 2018, afl. 1, 19-24.

<sup>152</sup> <https://www.fluvius.be/nl/thema/zonnepanelen>

<sup>153</sup> <https://simulatoreddigitalemeter.vreg.be/>

<sup>154</sup> <https://www.energiesparen.be/groene-energie-en-wkk/groene-energie-opwekken/zonne-energie/zonnelaag>

beschikbaar voor certificaatgerechtigde installaties, de valabele simulaties uitgevoerd in de 'simulator digitale meter' op de website van de VREG met de voorwaarde dat de productie van de installatie door de gebruiker werd opgegeven (en dus niet door de simulator werd geschat) en de waarde die de Vlaamse Overheid hanteert voor gezinnen.

De gemiddelde hoeveelheid door de terugdraaiing van de teller niet-gemeten van het distributienet afgenomen hoeveelheid elektriciteit wordt bepaald door voor de gemiddelde hoeveelheid geproduceerde elektriciteit een globale gelijktijdigheid tussen productie en verbruik van 36% te veronderstellen. De VREG legt deze waarde vast op basis van de meetdata van het pilootproject slimme meters van de distributienetbeheerders in combinatie met de productiegegevens voor de relevante prosumanten.

Als laatste wordt, om de gemiddelde financiële impact te kunnen bepalen, voor de gemiddelde hoeveelheid door de terugdraaiing van de teller niet-gemeten van het distributienet afgenomen elektriciteit rekening gehouden met de toepasselijke tariefperiodes. Volgens FSO wordt van alle prosumanten in Vlaanderen ongeveer 45% afgerekend o.b.v. een tweevoudig (dag/nacht) tarief. De overige prosumanten beschikken over een enkelvoudig tarief. Bijgevolg wordt 45% van de gemiddelde niet-gemeten afgenomen hoeveelheid elektriciteit over een dag/nacht verhouding verdeeld en wordt de overige 55% verondersteld tijdens de daguren te worden afgenomen. De dag/nacht verhouding ligt, volgens informatie van FSO, op 46% dag en 54% nacht.

De door de distributienetbeheerder gemeten (netto) van het net afgenomen elektriciteit bij de prosumanten wordt mee opgenomen bij de kWh voor de bepaling van de periodieke distributienettarieven afname, per kWh actieve energie afgenomen, voor de op hetzelfde spanningsniveau aangesloten netgebruikers wiens reële, bruto-afname wel gemeten wordt. Deze kWh-tarieven zijn vervolgens ook van toepassing op de prosumanten met terugdraaiende teller aangesloten op dat spanningsniveau, voor wat betreft hun netto-afname kWh.

Dit betekent dat de toe te wijzen kosten aan het aanvullend capaciteitstarief voor de klantengroep prosumanten met terugdraaiende teller, alleen betrekking hebben op het resterende en aan deze klantengroep toegewezen gedeelte van de kosten van de distributienetbeheerder die worden aangerekend via de tariefcomponenten met tariefdrager afgenomen actieve energie (kWh) op de gecompenseerde (niet-gemeten) afname van deze klantengroep zoals geraamd op basis van de hierboven aangegeven parameters [...]<sup>155</sup>.

Gezien er een beperkt aantal decentrale productie-installaties (met een maximaal AC-vermogen  $\leq 10$  kVA en terugdraaiende teller) zijn via andere technologieën dan PV wordt hetzelfde aanvullende capaciteitstarief toegepast als voor de PV-installaties (met een maximaal AC-vermogen  $\leq 10$  kVA en terugdraaiende teller), indien de prosumant indertijd nog verzocht zou hebben te beschikken over een toegangspunt op het distributienet met een meetinstallatie waarbij de van het distributienet afgenomen en de in het distributienet geïnjecteerde hoeveelheden elektrische energie (kWh) automatisch gecompenseerd worden.

[...]<sup>156</sup>

---

<sup>155</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>156</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

[Verdeling over het kalenderjaar

Het aldus berekende aanvullend capaciteitstarief wordt vanaf 1 juli 2022 tarifair in de tijd aangerekend volgens de spreiding van de normaal uren zonneshijn per maand te Ukkel zoals vastgesteld door het Koninklijk Meteorologisch Instituut van België<sup>157</sup>. De uren zonneshijn zijn een goede maat voor de energieproductie met fotovoltaïsche zonnepanelen en bijgevolg een goede indicatie voor de injectie, m.a.w. de terugdraaiing van de afnameteller. Volgens deze verdeling bekomen we spreiding volgens Tabel 11. Binnen elke maand blijft de aanrekening pro rata temporis.

**Tabel 11 Verdeling per kalendermaand**

Maand	Tarifaire aanrekening van aanvullend capaciteitstarief
Januari	3,68345 %
Februari	4,54585 %
maart	7,84144 %
April	10,67994 %
Mei	12,36484 %
Juni	12,42595 %
Juli	12,67289 %
Augustus	12,00005 %
September	9,63172 %
Oktober	7,02331 %
November	4,10124 %
December	3,02932 %
	100,00000 %

#### 10.2.2.1.2 Eenmalige verrekening saldo teruggedraaide netto-kWh-afname na plaatsing digitale meter

Bij de plaatsing van een digitale meter bij prosumënten met een terugdraaiende klassieke meter wordt per tariefperiode het verschil in kWh-meterstand voor afname ten opzichte van de laatste afrekeningsfactuur, indien negatief door terugdraaiing van de teller<sup>158</sup>, eenmalig meegenomen naar de afrekeningsfactuur die wordt opgemaakt naar aanleiding van de eerstvolgende meteropname na de plaatsing van die digitale meter en die wordt uitgevoerd in het kader van de opmaak van een afrekeningsfactuur. Het verschil wordt in rekening genomen in de facturatie van de afname voor zover de bruto kWh-afname gemeten op de digitale meter het toelaat<sup>159</sup>.]<sup>160</sup>

<sup>157</sup> <https://www.meteo.be/nl/klimaat/klimaat-van-belgie/klimaatnormalen-te-ukkel/zonnestraling/zonneshijnduur>

<sup>158</sup> M.a.w. er was meer injectie in dan afname van het elektriciteitsdistributienet in de meetperiode tot aan de plaatsing van de digitale meter

<sup>159</sup> M.a.w. als de bruto-kWh-afname op de digitale meter kleiner is dan het overschot aan teruggedraaide netto-kWh-afname op de terugdraaiende teller, is de factuur gebaseerd op nul kWh afname.

<sup>160</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 8 oktober 2021.

### 10.2.2.2 *Injectie prosumenten met terugdraaiende teller én digitale meter 2021 [en 2022H1]*<sup>161</sup>

[...]<sup>162</sup>[Er is]<sup>163</sup> nog geen injectietarief [...] <sup>164</sup>voor prosumenten in 2021 [en 2022H1]<sup>165</sup>.

### 10.2.3 **Vraagrespons ingezet voor transmissienetbeheer**

Het tarifaire richtsnoer van artikel 4.1.32, §1, 19° Energiedecreet stelt dat de tarieven geen prikkels mogen bevatten die de marktdeelname van vraagrespons i.v.m. balancerings- en nevendiensten kunnen belemmeren. Het tarifaire richtsnoer van artikel 4.1.32, §1, 20° Energiedecreet stelt dat de tarieven niet mogen beletten dat systeemdiensten beschikbaar gesteld worden voor vraagresponsmaatregelen.

De transmissienetbeheerder kan activatie- en controletesten uitvoeren op installaties aangesloten op het elektriciteitsdistributienet die ingezet worden als ondersteunende dienst voor het transmissienetbeheer. Hierbij kan de apparatuur op de aan de transmissienetbeheerder aangeboden maximale capaciteit getest worden, waarbij een hoge energie-uitwisseling (kW) optreedt met het distributienet. De tijdelijke afnamepieken kunnen zorgen voor een belangrijke impact op de hoogte van de door de distributienetgebruiker te betalen distributienettarieven, indien ze een tariefdrager kW hebben. Dit vormt een belemmering voor de inzet van vraagresponsmaatregelen en moet worden opgeheven vanaf de reguleringsperiode 2021-2024:

Op toegangspunten waarop vraagresponsmaatregelen worden ingezet als ondersteunende dienst voor het transmissienetbeheer, houdt de distributienetbeheerder in de tarifaire afrekening geen rekening met de geregistreerde kwartiervermogens (kW) uit de kwartieren tijdens dewelke de transmissienetbeheerder, over de volledige duur van het kwartier of een gedeelte ervan, een activatie- of controletest op de betreffende installatie uitvoerde.

---

<sup>161</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>162</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>163</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>164</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>165</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

## 10.3 Verdeelsleutels tariefvoorstel elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>166</sup>

### 10.3.1 Algemene en specifieke regels

De distributienetbeheerder rekent aldus zijn budget toe aan de verschillende tariefcomponenten. De algemene en specifieke regels m.b.t. de daarbij door de distributienetbeheerder te hanteren verdeelsleutels zijn identiek aan deze die in de tariefmethodologie 2017-2020 werden gebruikt voor deze tariefstructuur.<sup>167</sup>

### 10.3.2 Evolutie van de maximumtarieven elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>168</sup>

Bij de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven kan de distributienetbeheerder de maximumtarieven uit 2020 [resp. 2021]<sup>169</sup> blijven toepassen in het jaar 2021 [resp. 2022H1]<sup>170</sup> mits aanpassing zoals hieronder vermeld. Zijn toegelaten:

- Een maximumtarief voor de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven, uitgedrukt in EUR/kWh, toegepast voor piekgemeten afnameklanten, uitgezonderd hulpvoedingen, op hun tarief 'het basistarief voor het gebruik van het distributienet' (Tabel 10).
- Een maximumtarief voor de distributienettarieven voor transmissienetkosten, uitgedrukt in EUR/kWh, wordt toegepast voor alle afnameklanten op het elektriciteitsdistributienet, met uitzondering van de hulpvoedingen en de niet-piekgemeten afnameklanten aangesloten op het laagspanningsnetwerk. Het maximumtarief is voor deze distributienetgebruiker van toepassing op de som van zijn:
  - tarief voor het 'beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur',
  - tarief voor het 'beheer van het elektrisch systeem',
  - tarief voor de 'aanvullende afname van reactieve energie',
  - tarief voor 'vermogensreserve en blackstart',
  - tarief voor 'marktintegratie' en
  - tarief voor de 'openbaredienstverplichting – financiering van de maatregelen ter bevordering van REG'.

De distributienetbeheerder brengt in zijn detailberekeningen m.b.t. de toepassing van de maximumtarieven de rekenvolumes van het tariefvoorstel (par. 10.4) in rekening.

#### 10.3.2.1 Maximumtarief voor de periodieke elektriciteitsdistributienettarieven 2021 [en 2022H1]<sup>171</sup>

---

<sup>166</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>167</sup> Tariefmethodologie voor distributie elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2017-2020, par. 5.10.1.1.2 Verdeelsleutels.

<sup>168</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>169</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>170</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>171</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

De elektriciteitsdistributienetbeheerders moeten binnen hun tariefvoorstel voor het jaar 2021 [resp. 2022H1]<sup>172</sup>, vertrekkende van de waarde van het maximumtarief voor de periodieke distributienettarieven in hun tarieflijst van het jaar 2020 [resp. 2021]<sup>173</sup>, dit maximumtarief aanpassen in dezelfde verhouding als:

- het budget dat de distributienetbeheerder in tariefvoorstel 2021 [resp. 2022H1]<sup>174</sup> aan de tariefcomponent ‘het basistarief voor het gebruik van het distributienet’ (Tabel 10) heeft toegewezen aan de elektriciteitsdistributienetgebruikers voor afname<sup>175</sup>, t.o.v.
- het budget dat de distributienetbeheerder in zijn tariefvoorstel voor 2020 [resp. 2021]<sup>176</sup> aan de tariefcomponent ‘het basistarief voor het gebruik van het distributienet’ had toegewezen aan de elektriciteitsdistributienetgebruikers voor afname.

Een eventueel verschil tussen de procentuele wijziging van het maximumtarief en de procentuele wijziging van het vermelde budget is enkel toegelaten indien t.g.v. afrondingsfouten.

### *10.3.2.2 Maximumtarief voor de distributienettarieven voor transmissienetkosten 2021 [en 2022H1]<sup>177</sup>*

De elektriciteitsdistributienetbeheerders moeten binnen hun tariefvoorstel voor het jaar 2021 [resp. 2022H1]<sup>178</sup>, vertrekkende van de bestaande waarde van het maximumtarief voor de distributienettarieven voor transmissienetkosten in tarieflijst van het jaar 2020 [resp. 2021]<sup>179</sup>, dit maximumtarief aanpassen in dezelfde verhouding als:

het geheel van de volgende in het tariefvoorstel 2021 [resp. 2022H1]<sup>180</sup> opgenomen budgetten:

- het budget voor de tariefcomponent ‘beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur’ omvattende het jaarlijks budget dat door de distributienetbeheerder van de transmissienetbeheerder wordt ontvangen inzake:
  - het ‘beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur’;
  - de ‘aansluitingstarieven’;
  - de ‘aanvullend afname van reactieve energie’;
  - het ‘injectietarief voor vermogensreserve en blackstart’;inclusief de kosten inzake doorvoer m.b.t. deze tariefcomponenten, de afbouw van de regulatoire saldi inzake het gebruik van het transmissienet, de daarbij horende kapitaalkostenvergoeding en
- het budget voor de overige tariefcomponenten waarop het maximumtarief van toepassing is, bepaald m.b.v. hun kWh-rekenvolumes voor tariefvoorstel 2021 [resp. 2022H1]<sup>181</sup> voor de klantengroepen waarop het maximumtarief van toepassing is<sup>182</sup>

---

<sup>172</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>173</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>174</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>175</sup> Dit kan worden afgeleid uit ‘tabel 3’ in bijlage 7A van de tariefmethodologie.

<sup>176</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>177</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>178</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>179</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>180</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>181</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>182</sup> Inclusief de kWh-rekenvolumes inzake doorvoer en de niet-gemeten kWh van de prosumenten met terugdraaiende teller waarop het maximumtarief van toepassing is.



t.o.v.

het geheel van:

- de in het tariefvoorstel 2020 [resp. 2021]<sup>183</sup>opgenomen budget voor
  - het ‘beheer en de ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur’;
  - de ‘aansluitingstarieven’;
  - de ‘aanvullende afname van reactieve energie’;
  - het ‘injectietarief voor vermogensreserve en blackstart’;

inclusief de kosten inzake doorvoer m.b.t. deze tariefcomponenten, de afbouw van de regulatoire saldi inzake het gebruik van het transmissienet, de daarbij horende kapitaalkostvergoeding en

- de opbrengst die volgt uit de toepassing van de tarieven in het tariefvoorstel 2020 [resp. 2021]<sup>184</sup> voor de overige tariefcomponenten waarop het maximumtarief van toepassing is, vermenigvuldigd met hun respectievelijke kWh-rekenvolumes voor het tariefvoorstel 2021 [resp. 2022H1]<sup>185</sup> voor de klantengroepen waarop het maximumtarief van toepassing is<sup>186</sup>. Dit teneinde enige impact t.g.v. het gehanteerde rekenvolume op de hoogte van het maximumtarief uit te sluiten.

Een eventueel verschil tussen de procentuele wijziging van het maximumtarief en de procentuele wijziging van het vermelde budget is enkel toegelaten indien t.g.v. afrondingsfouten.

## 10.4 Rekenvolumes elektriciteit 2021 [en 2022H1]<sup>187</sup>

De tariefmethodologie stelt vast hoe het rekenvolume per tariefdrager wordt bepaald, op niet-discriminatoire, transparante en uniforme wijze. Voor het jaar 2021 [en 2022H1]<sup>188</sup> zijn de rekenvolumes als volgt:

Voor het aantal meetinrichtingen (EAN’s) afname en injectie: het rekenvolume is gelijk aan het aantal actieve toegangspunten afname en injectie op 31/12/2019.

Voor de verbruiksgerelateerde tariefdragers:

- Gereguleerde activiteit elektriciteit - afname:
  - kWh: daadwerkelijk gefactureerde volumes voor de energieafname die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 september 2019 tot en met 31 augustus 2020
  - kW<sub>jaarpijk</sub><sup>189</sup>, kW<sub>maandpijk</sub> en kVA<sub>rh</sub>: daadwerkelijk geregistreerde waarden voor de energieafname die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019

---

<sup>183</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>184</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>185</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>186</sup> Inclusief de kWh-rekenvolumes inzake doorvoer en de niet-gemeten kWh van de prosumenten met terugdraaiende teller waarop het maximumtarief van toepassing is.

<sup>187</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>188</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>189</sup> Hoogste maandpijk van de laatste 12 maanden.

- kVA: het aantal kVA opgesteld per 31/12/2019 m.b.t. alle decentrale productie-eenheden aangesloten via toegangspunten van prosumenten met terugdraaiende teller<sup>190</sup>, niet geregistreerd als beschermde klanten.
- Gereguleerde activiteit elektriciteit – injectie:
  - kWh: daadwerkelijk gefactureerde volumes voor de energie-injectie die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019
- Gereguleerde activiteit elektriciteit – doorvoer:
  - kWh: daadwerkelijk gefactureerde volumes voor de doorvoer van energie tussen de distributienetbeheerders onderling die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019
  - Doorvoer
    - kWh: daadwerkelijk gefactureerde volumes voor de doorvoer van energie tussen de distributienetbeheerders onderling die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019

In het kader van de detailberekening m.b.t. de toepassing van het maximumtarief dient de distributienetbeheerder het voorgeschreven rekenvolume in rekening te nemen.

---

<sup>190</sup> Maximaal AC-vermogen uitgedrukt in kVA of, indien niet beschikbaar voor een productie-eenheid, uitgedrukt in kW.

# 11 Tariefvoorstel periodieke distributienettarieven elektriciteit [...] <sup>191</sup> [2022H2] <sup>192</sup>-2024

## 11.1 Klantengroepen elektriciteit [...] <sup>193</sup> [2022H2] <sup>194</sup>-2024

### 11.1.1 Overzicht

De klantengroepen bij de distributie van elektriciteit worden vermeld in de volgende tabel.

**Tabel 12 Klantengroepen elektriciteit [...] <sup>195</sup> [2022H2] <sup>196</sup>-2024**

Klantengroepen elektriciteit [...] <sup>197</sup> [2022H2] <sup>198</sup> -2024			
Onderscheid o.b.v. het type netwerk (spanningsniveau)	Onderscheid o.b.v. type aansluiting & automatische compensatie van afgenomen en geïnjecteerde elektriciteit	Onderscheid o.b.v. type meetinstallatie	
Trans HS (TRHS)	Distributienetgebruikers rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het hoogspanningsnet en het middenspanningsnet		
>26-36 kV	Distributienetgebruikers aangesloten op het netwerk met een nominale spanning groter dan 26 kV en tot en met 36 kV <sup>199</sup>		
	AV ≥ 5 MVA	Distributienetgebruikers met een aansluitingsvermogen (AV) groter dan of gelijk aan 5 MVA	
	AV < 5 MVA	Distributienetgebruikers met een aansluitingsvermogen kleiner dan 5 MVA	
26-1 kV	Distributienetgebruikers aangesloten op het netwerk met een nominale spanning tussen 26 en 1 kV		
Trans LS (TRLS)	Distributienetgebruikers rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het middenspanningsnet en het laagspanningsnet [...] <sup>200</sup>		
LS (laagspanning)	Distributienetgebruikers aangesloten op het laagspanningsnetwerk (het netwerk met een nominale spanning lager dan 1 kV)		
		piekmetering	Distributienetgebruikers waarvan de aansluiting is uitgerust met een meetinstallatie die een piekmetering toelaat [...] <sup>201</sup>
		klassieke meter	Distributienetgebruikers waarvan de aansluiting is uitgerust met een meetinstallatie die geen piekmetering

<sup>191</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>192</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>193</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>194</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>195</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>196</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>197</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>198</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>199</sup> Overeenkomstig Beslissing van de VREG van 5 juli 2013 met betrekking tot wijziging van de beslissing van de VREG van 5 september 2002 (BESL-2002-14) door uitbreiding van de bevoegdheid van Intergem, Gaselwest, Imewo, Iveka, Sibelgas en Iverlek tot het beheer van het elektriciteitsdistributienet met een spanning tot en met 36 kilovolt (BESL-2013-10).

<sup>200</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>201</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

			toelaat, voor zover zij niet behoren tot de klantengroep prosumënten met terugdraaiende teller
	prosumënten met terugdraaiende teller	Prosumënten waarvan de aansluiting is uitgerust met een terugdraaiende teller (klassieke meter) [...] <sup>202</sup>	

De distributienetbeheerders onderscheiden in hun rapporteringen ook de doorvoer van energie tussen de distributienetbeheerders, met een verdere onderverdeling op basis van het spanningsniveau waarop de koppelpunten tussen de respectievelijke elektriciteitsdistributienetten zich bevinden (26-1 kV dan wel LS).

### 11.1.2 Overgang klant van Trans LS naar ander spanningsniveau

Wanneer een klant in de klantengroep Trans LS bij zijn distributienetbeheerder een uitdrukkelijk verzoek indient dat aanleiding geeft tot een aanpassing van zijn aansluiting of waardoor hij technisch zal worden aangesloten op een ander netvlak, dan moet de distributienetbeheerder deze netgebruiker duidelijk en op voorhand inlichten over de tarifaire gevolgen van die werken. De distributienetbeheerder zal hem immers na de aanpassing indelen in de klantengroep LS of 26-1 kV, al naargelang de situatie ter plaatse. De tariefwissel is niet toegelaten indien het gaat over een elektriciteitscabine die a.h.w. specifiek geplaatst werd voor de aanvrager, nl.

- bij een Trans LS-klant die aangesloten is op een cabine waar er geen andere netgebruikers op werden aangesloten;
- bij een Trans LS-klant die aangesloten is op een cabine die zich bevindt op, naast of vlakbij het privéterrein van de Trans LS-klant en daar historisch gezien op diens vraag (ongeacht klantenwissel) geplaatst geweest is, ongeacht of vandaag nog andere netgebruikers op dezelfde cabine werden aangesloten.

## 11.2 Tariefstructuur elektriciteit [...] <sup>203</sup> [2022H2] <sup>204</sup>-2024

### 11.2.1 Tariefcomponenten

De kosten van de distributienetbeheerder worden toegewezen aan de verschillende tariefcomponenten volgens

<sup>202</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>203</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>204</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

Tabel 13. De kosten worden zowel gemaakt door de distributienetbeheerder zelf (distributie) als aan hem aangerekend door de transmissienetbeheerder (transmissie).

Alle tariefcomponenten worden gehanteerd voor de distributienettarieven afname.

Voor de distributienettarieven injectie is de enige toegepaste tariefcomponent 'Netgebruik (excl. transmissiekosten). De belangrijkste inhoudelijke drijfveren voor de keuze voor toewijzing aan injectie van deze tariefcomponent, met ingang van 1 [...] <sup>205</sup> [juli] <sup>206</sup> 2022, zijn enerzijds 'kostenreflectiviteit', en anderzijds de aan gedistribueerde opwekking verbonden kostenbesparingen.

#### *'Netgebruik excl. transmissiekosten'*

Distributienettarieven moeten een redelijke afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte kosten door de gebruikers van het distributienet, zowel voor hun afname van, als voor hun injectie op het net. De injectie van elektriciteit veroorzaakt namelijk kosten, net zoals dat ook bij afname het geval is. Daarbij moet de regulator er steeds naar streven om bij toewijzing van kosten aan de verschillende klantengroepen op een redelijke wijze aansluiting te vinden bij de achterliggende realiteit van die kostenoorzaken. Ook moeten nettarieven de netgebruikers de nodige stimulansen geven om toekomstige netkosten tot een minimum te beperken. Zo kan het principe van economische efficiëntie bijvoorbeeld gericht zijn op het leveren van signalen aan decentrale producenten, om zich te gedragen op een manier die de maatschappelijke baten (een efficiënter netbeheer draagt finaal bij tot lagere nettarieven) zowel op korte als lange termijn maximaliseert. Injectietarieven dragen aldus bij aan het rationele gebruik van het distributienet, doordat decentrale producenten gestimuleerd worden om het distributienet op een zo efficiënt mogelijke manier te gaan gebruiken.

Injectietarieven moeten niet alleen de kosten maar ook de baten weerspiegelen. Er zijn ook kostenbesparingen verbonden aan gedistribueerde opwekking, zoals de directe afname van energie op het laagspanningsnet (met o.m. een daling van de netverliezen tot gevolg). Ook kan injectie op het distributienet bijdragen tot een efficiëntere werking van het net, al was het maar omdat bepaalde netinvesteringen uitgesteld of zelfs vermeden kunnen worden. Om de voormelde redenen wordt er dan ook voor gekozen om de gecascadeerde transmissiekosten van de distributienetbeheerders niet op te nemen in de injectietariefcomponent 'Netgebruik'.

---

<sup>205</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>206</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

**Tabel 13 Toewijzing kosten elektriciteitsdistributienetbeheerder aan tariefcomponenten [...] <sup>207</sup>  
[2022H2] <sup>208</sup>-2024**

Tariefcomponent	Toe te wijzen kosten van de distributienetbeheerder	Afname / Injectie
Netgebruik	<i>Distributie:</i> kosten m.b.t. het beheer van het elektriciteitsdistributienet <sup>209</sup> , m.u.v. de kosten m.b.t. de dienst van het reactief vermogen	A en I
	<i>Transmissie:</i> kosten m.b.t. het beheer en de ontwikkeling van de transmissienetwerkinfrastructuur, aangerekend door de transmissienetbeheerder aan de distributienetbeheerder	A
Reactieve energie	<i>Distributie:</i> kosten m.b.t. de dienst van het reactief vermogen	A
	<i>Transmissie:</i> kosten m.b.t. de aanvullende afname of injectie van reactieve energie, aangerekend door de transmissienetbeheerder aan de distributienetbeheerder	A
Databeheer	<i>Distributie:</i> kosten m.b.t. het databeheer <sup>210</sup>	A
Openbardienstverplichtingen (afgekort ODV's)	<i>Distributie:</i> kosten m.b.t. de openbardienstverplichtingen <sup>211</sup> opgelegd aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder <sup>212</sup>	A
Toeslagen	<i>Distributie:</i> kosten van niet-gekapitaliseerde pensioenen, van retributies aan steden en gemeenten en de heffing volgens het Decreet houdende het Grootchalig Referentiebestand	A
Overige transmissie	<i>Transmissie:</i> kosten voor het beheer van het elektrisch systeem (m.u.v. de kosten m.b.t. de aanvullende afname of injectie van reactieve energie), de vermogensreserves en de black start en de marktintegratie <sup>213</sup> en de openbardienstverplichtingen opgelegd aan de transmissienetbeheerder en toeslagen, aangerekend door de transmissienetbeheerder aan de distributienetbeheerder	A

<sup>207</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>208</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>209</sup> Zoals omschreven in art. 4.1.6, §1 en 2 van het Energiedecreet.

<sup>210</sup> Zoals omschreven in art. 4.1.8/2 van het Energiedecreet, m.u.v. kosten gerelateerd aan het ter beschikking stellen van meetgegevens aan derde partijen (zie 9.2).

<sup>211</sup> Zoals bepaald in de regelgeving, bv. m.b.t. de sociale levering van energie, rationeel energiegebruik en de aankoop van groenestroom- en warmtekrachtcertificaten.

<sup>212</sup> De doorrekening van kosten van ODV's in de distributienettarieven is slechts in overeenstemming met art. 18(1) Verordening 2019/943 voor zover deze kosten geen "ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen" zijn.

<sup>213</sup> De tariefcomponenten van de transmissietarieven voor de jaren 2020-2023 zijn bepaald in het Besluit van de CREG van 28 juni 2018 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2020-2023, par. 5.2.

## 11.2.2 Tariefstructuur elektriciteit afname [...] <sup>214</sup> [2022H2] <sup>215</sup>-2024

De tariefstructuur voor de periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor afname [...] <sup>216</sup> [2022H2] <sup>217</sup>-2024 wordt weergegeven in Tabel 14. Of deze tariefstructuur op een prosumant van toepassing is, wordt bepaald volgens zijn indeling zoals beschreven in par. 11.2.4.1.

Zodra de distributienetbeheerder kennis krijgt van een nieuwe toeslag over zijn werkingsgebied, informeert hij de VREG hierover. De VREG en de distributienetbeheerder overleggen teneinde de toeslag in de tarieven op te nemen.

---

<sup>214</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>215</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>216</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>217</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

Tabel 14 Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor afname [...] <sup>218</sup> [2022H2] <sup>219</sup>-2024

AFNAME ELEK [...] <sup>220</sup> [2022H2] <sup>221</sup> -2024	TRHS	>26-36kV		26-1 kV	TRLS	LS
		AV ≥ 5 MVA	AV < 5MVA			
	piekmeting					klassieke meter
Netgebruik		kVA <sub>TV</sub> kW <sub>MP</sub> kW <sub>MP-TV</sub>			kW <sub>gem MP</sub> kWh <sub>afn</sub>	vast <sub>net</sub> kWh <sub>afn</sub>
Reactieve energie		kVA <sub>rh</sub>				
<i>forfaitair toegelaten</i> <sup>222</sup>	<i>F1</i>	<i>F2</i>				
Databeheer		vast <sub>data</sub>				
ODV	kWh <sub>afn</sub>					
Toeslagen						
Overige transmissie <sup>223</sup>						
<i>Maximuntarief</i> <sup>224</sup> EUR/kWh <sub>afn</sub>	<i>Max1</i>	<i>Max2</i>	<i>Max3</i>	<i>Max4</i>		

<sup>218</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>219</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>220</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>221</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>222</sup> Indien het meetsysteem niet toelaat om de forfaitaire hoeveelheid reactieve energie te bepalen op de wijze zoals vastgelegd in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit, kan door de distributienetbeheerder geen tarief inzake reactieve energie worden aangerekend.

<sup>223</sup> Eventueel met verdere opdeling in tariefcomponenten afhankelijk van federale regelgeving.

<sup>224</sup> Het maximumtarief is niet van toepassing op doorvoer, kW<sub>MP-TV</sub>, kVA<sub>rh</sub>, vast<sub>data</sub> en op noodvoedingen en is in bedrag op LS minimaal gelijk aan 2,50 kW x kW<sub>gem MP</sub>.



Toelichting bij de in Tabel 14 gebruikte afkortingen:

$F$	Coëfficiënt (kVA <sub>rh</sub> /kWh) te vermenigvuldigen met de afgenomen hoeveelheid actieve energie (kWh), ter bepaling van de forfaitair toegelaten afname van inductieve dan wel capacatieve reactieve energie (kVA <sub>rh</sub> ) voor het betreffende kwartier <sup>225</sup> . De waarden van deze coëfficiënten worden vastgelegd in het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit.
$kVA_{TV}$	Het toegangsvermogen voor afname, uitgedrukt in kVA. Het is het schijnbare vermogen aan afname van het distributienet (op kwartierbasis) waarover de netgebruiker mag beschikken. Het toegangsvermogen voor afname wordt door de netgebruiker gereserveerd bij de distributienetbeheerder en is altijd kleiner of gelijk aan het aansluitingsvermogen.
$kVA_{rh}$	De hoeveelheid reactieve energie (inductief dan wel capacatief), uitgedrukt in kVA <sub>rh</sub> , die bovenop de forfaitair toegelaten hoeveelheid werd afgenomen.
$kWh_{ofn}$	De afgenomen hoeveelheid actieve energie, uitgedrukt in kWh.
$kW_{gem MP}$	De gemiddelde maandpiek afname, uitgedrukt in kW. Dit wordt berekend als het rollend gemiddelde van de 12 laatste maandpieken <sup>226</sup> afname waarbij, in geval een maandpiek kleiner is dan 2,50 kW, voor de betreffende maand een minimumwaarde van 2,50 kW in rekening wordt genomen.  De VREG kiest de waarde van 2,50 kW vanuit de netdimensionering, nl. uit een gelijktijdigheid in de afnames van 0,25 op het laagspanningsnet <sup>227</sup> toegepast op het meest voorkomende vermogen van 10 kVA.  Een uitzondering voor de toepassing van de minimale vermogensbandbreedte van 2,5 kW bij de berekening van de gemiddelde maandpiek wordt enkel toegestaan bij ongemeten punten <sup>228</sup> op basis van de goedkeuring door de VREG van een technisch dossier ingediend door de distributienetbeheerder, waarbij hij aantoont dat het kwartiervermogen van de betreffende installatie permanent lager was en is dan 2,5 kW.
$kW_{MP}$	De maandpiek afname, uitgedrukt in kW. Het is het maximale afgenomen actieve kwartiervermogen in de netfacturatiemaand.
$kW_{MP-TV}$	Het verschil tussen de maandpiek $kW_{MP}$ en het toegangsvermogen $kVA_{TV}$ enkel in geval de maandpiek het toegangsvermogen overschrijdt (m.a.w. ondergrens 0 kW), uitgedrukt in kW. Hierbij wordt voor de omrekening van het toegangsvermogen in kVA naar kW een $\cos \phi = 1$ verondersteld.

---

<sup>225</sup> Indien het meetsysteem geen registratie op kwartierbasis toelaat, kan door de distributienetbeheerder geen tarief inzake reactieve energie worden aangerekend.

<sup>226</sup> Indien er nog geen twaalf maanden verlopen zijn, bijvoorbeeld na de vervanging van een klassieke meter door een digitale meter, is de gemiddelde maandpiek het gemiddelde van de sinds de plaatsing beschikbare maandpieken.

<sup>227</sup> [https://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/infrax\\_12.03.2012.pdf](https://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/infrax_12.03.2012.pdf) slide 5.

<sup>228</sup> Ook voor ongemeten punten is er geen maximumtarief.

Een nieuwe hoogste overschrijding door een distributienetgebruiker in een netfacturatiemaand M wordt hem altijd<sup>229</sup> tarifair in rekening gebracht vanaf die maand M tot en met maand M+11. M.a.w. indien tijdens de voornoemde periode van 12 maanden meerdere overschrijdingen vastgesteld worden, wordt die periode automatisch verlengd, waarbij de hoogste (overschrijdende) piek van de voorgaande 12 (net)facturatiemaanden als referentiewaarde gebruikt wordt.

*Max* Het maximumtarief, uitgedrukt in EUR/kWh<sub>afn</sub>, toegepast als volgt (zie verder par. 11.3):

Voor de individuele klant op TRHS, >26-36kV, 26-1 kV en TRLS mag zijn globaal tarief (EUR) volgens Tabel 14 zonder het overschrijdingstarief ( $kW_{MP-TV}$ , Tabel 14), zonder reactieve energie ( $kVArh$ , Tabel 14) en zonder tarief databeheer ( $vast_{data}$ , Tabel 14) maximaal gelijk zijn aan dit maximumtarief vermenigvuldigd met zijn kWh bruto afname.

Voor de individuele klant op LS mag zijn globaal tarief (EUR) volgens Tabel 14 zonder tarief databeheer ( $vast_{data}$ , Tabel 14) maximaal gelijk zijn aan dit maximumtarief vermenigvuldigd met zijn kWh bruto afname en moet het minstens gelijk zijn aan de minimale bijdrage van  $2,50 \text{ kW} \times kW_{gem \text{ MP}}$ .

*vast<sub>data</sub>* De vaste term voor databeheer (EUR/jaar). Het is een globaal tarief waarmee de klant het volledige databeheer<sup>230</sup> m.b.t. het toegangspunt vergoedt. Het tarief bestaat uit een vast bedrag per jaar en is functie van het spanningsniveau waarop de klant is aangesloten, voor klanten aangesloten op laagspanning, van het meetregime (per elementaire periode, maandelijks, jaarlijks). Dit globaal tarief wordt aangerekend via afname. Daarnaast is het tarief ook en bijkomend van toepassing voor productiemeters geplaatst door de distributienetbeheerder en wordt dan aangerekend via injectie.

*vast<sub>net</sub>* Het vast tarief voor netgebruik (EUR/jaar).

#### Onderzoek door distributienetbeheerders

Er worden geen tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributietarieven toegepast in [...] <sup>231</sup> [2022H2]<sup>232</sup>-2024. De tarieven voor de twee tariefperiodes zoals opgelegd door het Energiebesluit<sup>233</sup>, zijn gelijk. Over de tijdsafhankelijkheid is meer onderzoek nodig. De netbeheerders zullen daarom een studie uitvoeren over de eventuele noodzaak van invoering van tijdsafhankelijke tarieven op distributienetniveau. Met het oog op een tijdige voorbereiding van de tariefmethodologie die van toepassing zal worden vanaf 2025, wordt deze studie opgeleverd aan de VREG ten laatste op 1 december 2023.

---

<sup>229</sup> Ongeacht een eventuele verhoging van het toegangsvermogen op vraag van de distributienetgebruiker tot boven het niveau van de overschrijding.

<sup>230</sup> M.u.v. kosten gerelateerd aan het ter beschikking stellen van meetgegevens aan derde partijen. Deze worden aangerekend via de niet-periodieke tarieven (zie 9.2).

<sup>231</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>232</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>233</sup> Art. 3.1.36 Energiebesluit.

### 11.2.3 Tariefstructuur elektriciteit injectie [...] <sup>234</sup> [2022H2] <sup>235</sup>-2024

De tariefstructuur voor de periodieke elektriciteitsdistributietarieven injectie [...] <sup>236</sup> [2022H2] <sup>237</sup>-2024 wordt weergegeven in Tabel 15.

**Tabel 15 Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor injectie [...] <sup>238</sup> [2022H2] <sup>239</sup>-2024**

<b>INJECTIE ELEK [...] <sup>240</sup> [2022H2] <sup>241</sup>-2024</b>	TRHS, >26-36kV, 26-1 kV, TRLS en LS piekmeting
Netgebruik (excl. transmissiekosten)	kWh <sub>inj</sub>
<i>Maximumtarief EUR/kWh<sub>inj</sub></i>	<i>Max</i>

De in de tabel gebruikte afkortingen hebben volgende betekenis:

*kWh<sub>inj</sub>* De hoeveelheid actieve energie geïnjecteerd in kWh.

*Max* Het maximumtarief, uitgedrukt in EUR per kWh actieve energie geïnjecteerd (par. 11.4).

#### *Onderzoek door distributienetbeheerders*

Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager is principieel geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten die gerelateerd zijn aan de capaciteit van het net. Voor injectie wordt in [...] <sup>242</sup> [2022H2] <sup>243</sup>-2024 evenwel de bestaande tariefdrager kWh<sub>inj</sub> behouden. De VREG wenst immers verder onderzoek naar de manier waarop de netgebruikers die injecteren tot rationeel netgebruik kunnen aangezet worden. De netbeheerders zullen hierover een studie uitvoeren. Met het oog op een tijdige voorbereiding van de tariefmethodologie die van toepassing zal worden vanaf 2025, wordt deze studie opgeleverd aan de VREG ten laatste op 1 december 2023.

### 11.2.4 Prosumenten [...] <sup>244</sup> [2022H2] <sup>245</sup>-2024

[...] <sup>246</sup>

<sup>234</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>235</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>236</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>237</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>238</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>239</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>240</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>241</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>242</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>243</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>244</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>245</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>246</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

### 11.2.4.1 Tariefstructuur prosumenten afname [...] <sup>247</sup> [2022H2] <sup>248</sup>-2024

In

Tabel 16 wordt de tariefstructuur voor de periodieke elektriciteitsdistributietarieven afname voor prosumenten in [...] <sup>249</sup> [2022H2] <sup>250</sup>-2024 weergegeven.

Tabel 16 Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor afname prosumenten op TRLS en LS [...] <sup>251</sup> [2022H2] <sup>252</sup>-2024

[...] <sup>253</sup>

[

Type meter	Indeling prosumant in klantengroep (Tabel 12)	Tariefstructuur afname
LS: Terugdraaiende klassieke meter (Ferrarimeter)	Prosumenten met terugdraaiende teller	Volgens tariefstructuur LS klassieke meter in 'Tabel 14 Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor afname [...] [2022H2]-2024' o.b.v. netto afname (kWh>0) plus prosumententarief met tariefdrager het installatie-vermogen of het maximale AC-vermogen van de omvormer <sup>254</sup> (kW).
TRLS, LS: Piekmeting	TRLS of LS piekmeting	Volgens Tabel 14 Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributietarieven voor afname

] <sup>255</sup> [...] <sup>256</sup>

### 11.2.4.2 Tariefstructuur prosumenten injectie [...] <sup>257</sup> [2022H2] <sup>258</sup>-2024

<sup>247</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>248</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>249</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>250</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>251</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>252</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>253</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>254</sup> Bij twee of meer omvormers of generatoren in parallel is het tarief functie van de som van hun vermogens. Indien het maximaal AC-vermogen niet gekend is door de distributienetbeheerder in kVA dient het maximaal AC-vermogen uitgedrukt in kW te worden gehanteerd.

<sup>255</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>256</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>257</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>258</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

[...] <sup>259</sup>

De inwerkingtreding van het injectietarief wordt voor prosumanten voor onbepaalde tijd uitgesteld. De VREG zal hierover op een later tijdstip opnieuw een beslissing nemen <sup>260,261</sup>.

**Tabel 17 Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributienettarieven voor injectie prosumanten op TRLS en LS [...] <sup>262</sup> [2022H2] <sup>263</sup>-2024**

[...] <sup>264</sup>

[

Type meter	Indeling prosumant in klantengroep (Tabel 12)	Tariefstructuur injectie
LS: Terugdraaiende klassieke meter (Ferrarimeter)	Prosumanten met terugdraaiende teller	n.v.t.
TRLS, LS: Piekmeting	TRLS of LS en piekmeting	Volgens Tabel 15 Tariefstructuur periodieke elektriciteitsdistributienettarieven voor injectie [...] [2022H2]-2024, Inwerkingtreding wordt voor deze categorie van prosumanten voor onbepaalde tijd uitgesteld.

] <sup>265</sup>

[

#### 11.2.4.3 Eenmalige verrekening saldo teruggedraaide netto-kWh-afname na plaatsing digitale meter

Bij de plaatsing van een digitale meter bij prosumanten met een terugdraaiende klassieke meter wordt per tariefperiode het verschil in kWh-meterstand voor afname ten opzichte van de laatste afrekeningsfactuur, indien negatief door terugdraaiing van de teller <sup>266</sup>, eenmalig meegenomen naar de afrekeningsfactuur die wordt opgemaakt naar aanleiding van de eerstvolgende meteropname na de plaatsing van die digitale meter en die wordt uitgevoerd in het kader van de

<sup>259</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>260</sup> De VREG zal opnieuw beslissen [...] na verder onderzoek naar de gepaste hoogte van het injectietarief, en ten slotte rekening houdend met de omzetting naar nationaal recht van art. 15 (2) e) van Richtlijn (EU) 2019/944 (Vierde Elektricitetsrichtlijn) dat stelt dat actieve afnemers onderworpen worden aan transparante en niet-discriminerende nettarieven die de kosten weerspiegelen, waarbij de elektriciteit die in het net wordt ingevoerd en de elektriciteit die uit het net wordt verbruikt, apart worden verrekend.

<sup>261</sup> Voetnoot deels geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>262</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>263</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>264</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>265</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>266</sup> M.a.w. er was meer injectie in dan afname van het elektriciteitsdistributienet in de meetperiode tot aan de plaatsing van de digitale meter

opmaak van een afrekeningsfactuur. Het verschil wordt in rekening genomen in de facturatie van de afname voor zover de bruto kWh-afname gemeten op de digitale meter het toelaat<sup>267</sup>.]<sup>268</sup>

### 11.2.5 Vraagrespons ingezet voor transmissienetbeheer

Het tarifaire richtsnoer van artikel 4.1.32, §1, 19° Energiedecreet stelt dat de tarieven geen prikkels mogen bevatten die de marktdeelname van vraagrespons i.v.m. balancerings- en nevendiensten kunnen belemmeren. Het tarifaire richtsnoer van artikel 4.1.32, §1, 20° Energiedecreet stelt dat de tarieven niet mogen beletten dat systeemdiensten beschikbaar gesteld worden voor vraagresponsmaatregelen.

De transmissienetbeheerder kan activatie- en controletesten uitvoeren op installaties aangesloten op het elektriciteitsdistributienet die ingezet worden als ondersteunende dienst voor het transmissienetbeheer. Hierbij kan de apparatuur op de aan de transmissienetbeheerder aangeboden maximale capaciteit getest worden, waarbij een hoge energie-uitwisseling (kW) optreedt met het distributienet. De tijdelijke afnamepieken kunnen zorgen voor een belangrijke impact op de hoogte van de door de distributienetgebruiker te betalen distributienettarieven, indien ze een tariefdrager kW hebben. Dit vormt een belemmering voor de inzet van vraagresponsmaatregelen en moet worden opgeheven vanaf de reguleringsperiode 2021-2024:

Op toegangspunten waarop vraagresponsmaatregelen worden ingezet als ondersteunende dienst voor het transmissienetbeheer, houdt de distributienetbeheerder in de tarifaire afrekening geen rekening met de geregistreerde kwartiervermogens (kW) uit de kwartieren tijdens dewelke de transmissienetbeheerder, over de volledige duur van het kwartier of een gedeelte ervan, een activatie- of controletest op de betreffende installatie uitvoerde.

## 11.3 Maximumtarieven afname

In de aanwezigheid van een digitale meter enerzijds, die meer functionaliteiten biedt dan een klassieke meter, hetgeen het differentiëren van de periodieke distributienettarieven op basis van dit objectief criterium van onderscheid toestaat, of in andere gevallen, om eventuele grote tariefschokken in het licht van de rechtszekerheid te vermijden bij de overgang naar een meer capaciteitsgericht tarief, wordt bij de tariefstructuur elektriciteit afname [...] <sup>269</sup> [2022H2] <sup>270</sup>-2024 (Tabel 14) per klantengroep met piekmeting voorzien in de toepassing van een maximumtarief uitgedrukt in EUR/kWh (excl. BTW). Hierbij dient genoteerd dat bij LS-klanten met een klassieke meter, gelet op het vrije keuzerecht om al dan niet te opteren voor een digitale meter met de bijhorende specifieke tarifaire behandeling, een onderscheiden tarifaire benadering niet als discriminatoir beschouwd kan worden. Men is immers altijd vrij om te kiezen voor de plaatsing en indienststelling van een digitale meter zo men dat wenst, met de bijhorende tarifaire gevolgen voor de netgebruikers in kwestie. Daarnaast wordt de maatregel voor de andere gevallen gemotiveerd doordat een al te grote tariefschok zoals gezegd vermeden moet worden.

Er wordt om de hiernavolgende redenen geen maximumtarief voorzien voor:

---

<sup>267</sup> M.a.w. als de bruto-kWh-afname op de digitale meter kleiner is dan het overschot aan teruggedraaide netto-kWh-afname op de teruggedraaiende teller, is de factuur gebaseerd op nul kWh afname.

<sup>268</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 8 oktober 2021.

<sup>269</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>270</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

- LS met klassieke meter: De toepassing van een EUR/kWh maximumtarief is niet zinvol wanneer, naar analogie voor LS met piekmetering, het vaste tarief  $fast_{net}$  zou beschouwd worden als een minimale bijdrage in de netkosten. Wat dan nog zou overblijven is de onnodige vergelijking van een normaal tarief met een maximumtarief, allebei in EUR/kWh.
- Prosumënten met terugdraaiende teller [...] <sup>271</sup>: zij worden behandeld conform Tabel 16. Er is geen tarifaire schok mogelijk door de afwezigheid van een overgang naar een met werkelijk verbruik gerelateerd capaciteitstarief.
- Noodvoedingen: Aangezien noodvoedingen maar worden ingezet in geval van een noodsituatie en m.a.w. gekenmerkt worden door weinig kWh-afname, zouden ze bij toepassing van een maximumtarief op basis van kWh disproportioneel weinig bijdragen in de netkosten. De aanpak uit het verleden wordt m.a.w. verdergezet.

### 11.3.1 Hoogte en toepassing

De distributienetbeheerders leggen gezamenlijk een uniforme hoogte voor elk maximumtarief in Tabel 14 vast dat geldt voor [...] <sup>272</sup> [2022H2] <sup>273</sup>, 2023 en 2024.

Ze doen dit op basis van statistisch onderzoek over recente verbruiksgegevens van een representatief staal van hun klanten. Hierop worden de periodieke distributietarieven van 2020, uitgezonderd het meet- en teltarief en het tarief inzake reactieve energie, toegepast. Aldus bekomt men het globaal tarief per klant dat vervolgens wordt omgerekend naar een tarief uitgedrukt in EUR/kWh (afgerond op 7 decimalen). Volgens de hoogte van dit omgerekende EUR/kWh-tarief worden per klantengroep de klanten gerangschikt in oplopende volgorde.

De aanpak voor niet-LS en LS-klantengroepen is vervolgens verschillend:

Het uniform maximumtarief op de niet-LS-klantengroep(en) is gelijk aan het per toegangspunt omgerekende 2020-EUR/kWh<sub>afn</sub>-jaartarief (afgerond op 7 decimalen) dat overeenstemt met de 95-percentielwaarde voor die klantengroep(en), verhoogd met 30%. Voor de individuele klant mag zijn globaal tarief (EUR) volgens Tabel 14 zonder het overschrijdingstarief ( $kW_{MP-TV}$ , Tabel 14), zonder reactieve energie ( $kVArh$ , Tabel 14) en zonder tarief databeheer ( $fast_{data}$ , Tabel 14) maximaal gelijk zijn aan dit maximumtarief vermenigvuldigd met zijn kWh bruto afname.

Het uniform maximumtarief op LS-piekmetering is gelijk aan het per toegangspunt omgerekende 2020-EUR/kWh<sub>afn</sub>-jaartarief (afgerond op 7 decimalen) dat overeenstemt met de 95-percentielwaarde voor de klanten met brutometing op LS, verhoogd met 30%. Voor de individuele klant mag zijn globaal tarief (EUR) volgens Tabel 14 zonder tarief databeheer ( $fast_{data}$ , Tabel 14) maximaal gelijk zijn aan dit maximumtarief vermenigvuldigd met zijn kWh bruto afname en moet het minstens gelijk zijn aan de minimale bijdrage van  $2,50 \text{ kW} \times kW_{gem MP}$  (Tabel 14).

Een maximumtarief mag anderzijds nooit kleiner zijn dan de som van al de EUR/kWh<sub>afn</sub>-tarieven binnen de klantengroep.

*Voor elke methode*

<sup>271</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>272</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>273</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

De distributienetbeheerders voegen een rapport over dit onderzoek ter goedkeuring door de VREG toe aan hun tariefvoorstel voor [...] <sup>274</sup> [2022H2] <sup>275</sup>.

### 11.3.2 Termijn

De nieuwe maximumtarieven worden vanaf [...] <sup>276</sup> [2022H2] <sup>277</sup> in deze reguleringsperiode ingevoerd teneinde de afnemer de tijd te geven zijn gedrag aan te kunnen passen in functie van de gewijzigde tariefstructuur.

### 11.3.3 In tariefvoorstel

Voor de wijze van toepassing van het maximumtarief in de bepaling van de hoogte van het tarief in het tariefvoorstel van de distributienetbeheerder, wordt verwezen naar par. 11.5.3 op p. 119.

## 11.4 Maximumtarief injectie

De tariefstructuur elektriciteit injectie [...] <sup>278</sup> [2022H2] <sup>279</sup>-2024 (Tabel 15) voorziet in de toepassing van een maximumtarief, uitgedrukt in EUR per kWh actieve energie geïnjecteerd.

De distributienetbeheerders leggen gezamenlijk de over alle netgebieden en alle klantengroepen uniforme hoogte van het maximumtarief vast dat zal gelden voor [...] <sup>280</sup> [2022H2] <sup>281</sup>, 2023 en 2024. De hoogte is gelijk aan het, volgens de in 2020 gefactureerde jaarcolumes aan geïnjecteerde actieve energie per distributienetbeheerder, gewogen gemiddelde 2020-EUR/kWh<sub>inj</sub> injectietarief (dus uitgezonderd het vaste meet- en teltarief) verhoogd met 30% en afgerond op 7 decimalen.

## 11.5 Verdeelsleutels elektriciteit [...] <sup>282</sup> [2022H2] <sup>283</sup>-2024

Nadat de distributienetbeheerder het globaal budget voor zijn periodieke distributienettarieven heeft bepaald (par. 8.1) en heeft opgedeeld en toegewezen aan de verschillende tariefcomponenten (par. 11.2.1), rekent hij zijn budget toe aan de verschillende klantengroepen (par. 11.1) volgens onderstaande regels.

### 11.5.1 Algemene regels

In eerste instantie wordt het budget aan de verschillende klantengroepen toegerekend op basis van aantoonbare causaliteit (directe kosten).

---

<sup>274</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>275</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>276</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>277</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>278</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>279</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>280</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>281</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>282</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>283</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.



De kosten waarvoor geen aantoonbaar rechtstreeks verband kan gelegd worden (indirecte kosten), worden door de distributienetbeheerder verdeeld op basis van verdeelsleutels. Deze verdeelsleutels voldoen minstens aan de volgende voorwaarden:

1. Ze moeten objectief zijn.
2. Ze moeten transparant zijn.
3. Ze moeten in redelijke mate kostenreflectief zijn.
4. Ze worden op een consistente wijze toegepast.
5. Ze worden door de distributienetbeheerder op overtuigende wijze verantwoord en gedocumenteerd.

De distributienetbeheerder rekent zijn budget achtereenvolgens toe aan de energierichtingen (afname en injectie), dan aan de verschillende spanningsniveaus (Trans HS, >26-36 kV, 26-1 kV, Trans LS en LS) en vervolgens aan de klantengroepen.

De toerekening op basis van aantoonbare causaliteit primeert echter in alle gevallen, ook als het aantoonbaar rechtstreeks verband enkel betrekking heeft op één of enkele van bovenvermelde stappen.

Omdat de nieuwe netten met een nominale spanning groter dan 26 kV en tot en met 36 kV qua afname weinig uitgebouwd zijn en nog uitermate weinig distributienetgebruikers op deze netten aangesloten zijn, wordt nog geen afzonderlijk budget aan de klantengroepen onder dit spanningsniveau toegewezen maar wordt het budget dat rechtstreeks toewijsbaar is aan het >26-36kV spanningsniveau bijgevoegd bij de kosten die rechtstreeks toewijsbaar zijn aan het 26-1kV spanningsniveau.

### **11.5.2 Specifieke regels**

De distributienetbeheerder volgt de werkwijze zoals hieronder stapsgewijze beschreven. De tariefmethodologie voorziet in uniforme regels m.b.t. de door de distributienetbeheerder te hanteren verdeelsleutels voor de volgende kosten:

- De directe, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' (par.11.5.2.1);
- De indirecte, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' (exclusief budget financiering RAB en nettobedrijfskapitaal) (par. 11.5.2.2);
- De indirecte, niet-capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' (par. 11.5.2.3 ).
- Budget financiering RAB en nettobedrijfskapitaal (onderdeel van de indirecte, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik') (par. 11.5.2.4).
- De kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' (par. 11.5.2.5).
- De kosten voor de sociale energieleveringen binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' (par. 11.5.2.6).
- De kosten voor de ODV's inzake REG, WKK, steuncertificaten [...] binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' (par. 11.5.2.7).
- De kosten binnen de tariefcomponenten 'Toeslagen' (par. 11.5.2.9).
- De kosten binnen de tariefcomponent 'Overige transmissie' (par. 11.5.2.10).

- De kosten m.b.t. de kapitaalkostvergoedingen voor gegarandeerde activa (par. 11.5.2.11).

#### *11.5.2.1 De directe, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik'*

Deze paragraaf heeft betrekking op de gebudgetteerde, endogene kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik', die in hoofdzaak en op aantoonbare wijze in verband staan met de elektrische vermogensuitwisselingen door de distributienetgebruikers met het elektriciteitsdistributienet en bovendien direct toe te wijzen zijn aan een bepaald spanningsniveau.

Hiervan wijst de distributienetbeheerder een gedeelte toe aan de injectieklanten volgens het relatieve aandeel van de aansluitings- en investeringsuitgaven dat rechtstreeks aan deze klanten toegewezen werd in een representatief aantal jaren van het recente verleden.

Het overige gedeelte wijst de distributienetbeheerder toe aan afname.

De distributienetbeheerder voegt bij zijn tariefvoorstel een gemotiveerde nota over de door hem gehanteerde werkwijze en referentieperiode, achterliggend aan elk aandeel.

##### *Toewijzing aan afname volgens synchrone piekbelasting*

In een volgende fase verdeelt de distributienetbeheerder de kosten die volgens bovenstaande werkwijze aan de afnameklanten op spanningsniveaus toegewezen zijn en die ook dienen ten voordele van de gekoppelde netten op een lager spanningsniveau, over het spanningsniveau waaraan de betreffende kosten direct toegewezen zijn en de gekoppelde, lagere spanningsniveaus. Hij maakt deze verdeling overeenkomstig het aandeel van ieder spanningsniveau in de synchrone piekbelasting volgens par. 11.5.2.1.1 tijdens de periode van maximale belasting volgens par. 11.5.2.1.2.

In het geval dat een spanningsnet waarop de gebudgetteerde kosten betrekking hebben niet gekoppeld is met een net op een lager spanningsniveau, kunnen deze kosten niet gecascadeerd worden, m.a.w. ze worden alleen aan de klantengroepen op datzelfde spanningsniveau tarifair toegewezen.

##### *Verdere toewijzing in LS*

De distributienetbeheerder heeft aldus zijn budgetten voor directe, capaciteitsgerelateerde kosten in de tariefcomponent 'Netgebruik' verdeeld over de spanningsniveaus TRHS, 26-1kV, TRLS en LS.

Binnen de spanningsniveau LS zijn er verschillende klantengroepen (Tabel 12). De distributienetbeheerder verdeelt, gezien het voorafgaand gehanteerde principe van cascadering volgens capaciteit, het budget verder over de klantengroepen pro rata hun rekenvolumes voor capaciteit (par. 11.6).

##### *11.5.2.1.1 Synchrone piekbelasting*

Bij de toerekening van de bovenvermelde kosten aan afname wordt de hoogte van de synchrone piekbelasting (kW) per spanningsniveau in eerste instantie gelijkgesteld aan het totaal van de kwartiergemeten waarden van het actieve vermogen (kW) afgenomen door de afnemers op dat

spanningsniveau gesommeerd over de kwartieren in de periode van maximale belasting volgens par. 11.5.2.1.2.

Als voor een relatief beperkt deel van de afnemers op één van de spanningsniveaus geen kwartiergemeten waarden tijdens de periode van maximale belasting beschikbaar zijn, maakt de distributienetbeheerder hiervoor, op basis van de beschikbare meetdata voor deze distributienetgebruikers een inschatting van de synchrone piekbelasting voor deze distributienetgebruikers. Hij legt deze inschatting op het moment van het tariefvoorstel ter goedkeuring voor aan de VREG.

Aangezien in de reguleringsperiode 2021-2024 door de aanwezigheid van klassieke meters nog voor een belangrijk deel van de toegangspunten op het spanningsniveau LS geen kwartiergemeten vermogenswaarden beschikbaar zullen zijn, wordt de synchrone piekbelasting op dat spanningsniveau in eerste instantie gelijkgesteld aan het restant aan belasting volgend uit het verschil tussen de synchrone piekbelasting geregistreerd op de koppelpunten van het elektriciteitsdistributienet met het transmissienet (kW) en de synchrone piekbelasting geregistreerd op de toegangspunten in de andere spanningsniveaus (kW).

Een gevolg van deze aanpak m.b.t. het laagspanningsnet is dat alle niet-gemeten belastingen, zoals netverliezen en openbare verlichting, waarvan het energieverbruik wel geregistreerd wordt op de koppelpunten met het transmissienet, integraal toegewezen wordt aan het spanningsniveau LS. Daarenboven kunnen aansluitingen van nieuwe afname- of injectieklanten, herschakelingen, koppelpunten tussen het transmissienet en meerdere elektriciteitsdistributienetten, ... mogelijks tot een vertekening bij de bepaling van de synchrone piekbelastingen leiden. De distributienetbeheerder past de nodige normalisaties en/of correcties toe om de bovenvermelde vertekeningen te ondervangen.

#### 11.5.2.1.2 Periode van maximale belasting

De periode van maximale belasting omvat een bepaald aantal kwartieren in het voor de rekenvolumes representatieve kalenderjaar waarin de synchrone piekbelasting (kW) op het elektriciteitsdistributienet over alle spanningsniveaus heen de maximale waarde bereikt. Omdat echter tijdens het jaar de kwartiergemeten piekbelastingen op de verschillende spanningsniveaus en netonderdelen niet noodzakelijk samenvallen (in hetzelfde kwartier), wordt door de distributienetbeheerder een voor de piekbelastingen in het elektriciteitsdistributienet van de distributienetbeheerder voldoende representatieve set van kwartieren in het jaar geselecteerd en voorgesteld aan de VREG. In geval een door de distributienetbeheerder nader bepaalde en door de VREG goedgekeurde set van kwartieren ontbreekt, wordt de periode van maximale belasting gelijkgesteld aan de 100 kwartieren met de hoogste belasting gemeten op de koppelpunten.

#### 11.5.2.1.3 Cascadeprincipe

Zoals vermeld, wanneer de distributienetbeheerder de directe, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' toewijst aan een bepaald spanningsniveau waarbij de kosten ook dienen ten voordele van de gekoppelde netten op een lager spanningsniveau, dan worden deze kosten door de distributienetbeheerder over het betreffende spanningsniveau en de lagere spanningsniveaus verdeeld volgens het cascadeprincipe in Tabel 18. Ze worden daarbij logischerwijze capaciteitsgerelateerd verdeeld overeenkomstig het aandeel (%) van ieder spanningsniveau in de synchrone piekbelasting (kW) bepaald volgens de werkwijze in par. 11.5.2.1.1.

**Tabel 18 cascadeprincipe voor verdeling budget voor directe endogene, capaciteitsgerelateerde kosten voor het gebruik van het elektriciteitsdistributienet volgens aandeel in de synchrone piekbelasting**

Hoogte van de synchrone piekbelasting					
<i>Piekbelasting (kW)</i>	<b>Trans HS</b>	<b>26-1 kV</b>	<b>Trans LS</b>	<b>LS</b>	<i>som</i>
	$P_{TRHS}$	$P_{26-1}$	$P_{TRLS}$	$P_{LS}$	$T1$
	-	$P_{26-1}$	$P_{TRLS}$	$P_{LS}$	$T2$
	-	-	$P_{TRLS}$	$P_{LS}$	$T3$
Tarifaire toewijzing van de kosten m.b.t. elk spanningsniveau over de eigen en onderliggende spanningsniveaus					
<i>Aandeel (%)</i>	<b>Trans HS</b>	<b>26-1 kV</b>	<b>Trans LS</b>	<b>LS</b>	<i>som</i>
<b>Trans HS</b>	$P_{TRHS}/T1$	$P_{26-1}/T1$	$P_{TRLS}/T1$	$P_{LS}/T1$	100%
<b>26-1 kV</b>	-	$P_{26-1}/T2$	$P_{TRLS}/T2$	$P_{LS}/T2$	100%
<b>Trans LS</b>	-	-	$P_{TRLS}/T3$	$P_{LS}/T3$	100%
<b>LS</b>	-	-	-	100%	100%

#### 11.5.2.2 De indirecte, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' (exclusief budget financiering RAB en nettobedrijfskapitaal)

Deze paragraaf heeft betrekking op de gebudgetteerde, exogene en endogene kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik', die in hoofdzaak en op aantoonbare wijze in verband staan of stonden met de elektrische vermogensuitwisseling tussen de distributienetgebruikers en het distributienet maar niet direct toe te wijzen zijn aan een bepaald spanningsniveau. Hieronder worden ook de gebudgetteerde, exogene kosten voor het beheer en de ontwikkeling van de transmissieinfrastructuur begrepen.

Aan injectie worden geen van de betreffende gebudgetteerde kosten toegewezen. De distributienetbeheerder wijst de betreffende kosten, met uitzondering van de gebudgetteerde, endogene kosten voor de financiering van de RAB en het nettobedrijfskapitaal, toe aan de verschillende spanningsniveaus overeenkomstig het aandeel van ieder spanningsniveau in de synchrone piekbelasting volgens de werkwijze beschreven in par. 11.5.2.1.1 tijdens de periode van maximale belasting volgens par. 11.5.2.1.2. Het cascadeprincipe wordt niet toegepast.

**Tabel 19 Toewijzing budget voor indirecte, capaciteitsgerelateerde kosten voor het gebruik van het elektriciteitstransmissienet**

Toewijzing budget voor indirecte, capaciteitsgerelateerde kosten binnen tariefcomponent 'Netgebruik' over spanningsniveaus (codes volgens Tabel 18)					
	<b>Trans HS</b>	<b>26-1 kV</b>	<b>Trans LS</b>	<b>LS</b>	<i>som</i>
<i>Aandeel (%)</i>	$P_{TRHS}/T1$	$P_{26-1}/T1$	$P_{TRLS}/T1$	$P_{LS}/T1$	100%

Voor LS verdeelt de distributienetbeheerder het budget verder over de klantengroepen pro rata hun rekvolumes voor capaciteit (par. 11.5).

#### 11.5.2.3 De indirecte, niet-capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik'

Deze paragraaf heeft betrekking op de gebudgetteerde endogene kosten<sup>284</sup> binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' die niet of niet hoofdzakelijk in verband staan met de elektrische vermogensuitwisseling tussen de distributienetgebruikers en het distributienet.

De distributienetbeheerder wijst de betreffende kosten, met uitzondering van de gebudgetteerde, endogene kosten m.b.t. het systeembeheer, toe aan de 'Afname'-klanten pro rata de overeenkomstige rekenvolumes afgenomen actieve energie (kWh). Aan de klantengroep TRHS worden enkel de netkosten inzake openbare verlichting toegewezen pro rata de overeenkomstige rekenvolumes afgenomen actieve energie (kWh).

De distributienetbeheerder wijst de gebudgetteerde, endogene kosten m.b.t. het systeembeheer toe aan de 'Afname'- en de 'Injectie'-klantengroepen pro rata de overeenkomstige (absolute) rekenvolumes afgenomen en geïnjecteerde actieve energie (kWh).

#### *11.5.2.4 Budget financiering RAB en nettobedrijfskapitaal (onderdeel van de indirecte, capaciteitsgerelateerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik')*

De distributienetbeheerder wijst de gebudgetteerde, endogene kosten voor de financiering van de RAB en het nettobedrijfskapitaal toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro rata de voorafgaandelijk aan hen toegewezen afschrijvingskosten (volgens de werkwijzen in par. 11.5.2.1, par. 11.5.2.2 en par. 11.5.2.3).

Aan injectie worden geen van de betreffende kosten toegewezen.

#### *11.5.2.5 De kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Netgebruik'*

Alvorens de gebudgetteerde exogene kosten gelijk aan de tarifaire afbouw van alle regulatoire saldi (par. 5.6) binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' te kunnen toewijzen, moet de distributienetbeheerder de overige gebudgetteerde kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' met uitzondering van de gebudgetteerde, exogene kosten m.b.t. de kapitaalkostvergoedingen (voor gegarandeerde activa), hebben toegewezen aan de verschillende klantengroepen (op directe wijze of volgens de vorige werkwijzen).

Vervolgens wijst de distributienetbeheerder de gebudgetteerde exogene kosten gelijk aan de tarifaire afbouw van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Netgebruik' toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro rata de voorafgaandelijk aan hen toegewezen kosten binnen de tariefcomponent 'Netgebruik'.

De marge die de distributienetbeheerder zich vooropstelt, d.i. het verschil tussen zijn gebudgetteerde kosten en zijn globaal budget voor de periodieke distributienettarieven (par. 8.1), wordt op gelijke wijze aan de 'Afname'-klantengroepen toegewezen.

Aan injectie worden geen van de betreffende kosten toegewezen.

---

<sup>284</sup> Exclusief de gebudgetteerde endogene kosten voor netverliezen, die direct aan een klantengroep kunnen toegewezen worden, volgens par. 11.5.1 Algemene regels.

#### *11.5.2.6 De kosten voor de sociale energieleveringen binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen'*

De distributienetbeheerder rekent de gebudgetteerde, exogene en endogene kosten voor de uitvoering van de openbaredienstverplichtingen inzake energielevering aan beschermde en niet-beschermde, gedropte klanten, exclusief de kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi, uitsluitend toe aan de 'Afname'-klantengroepen aangesloten op het spanningsniveau LS. Hij verdeelt deze kosten over de betreffende klantengroepen pro rata de overeenkomstige rekenvolumes afgenomen actieve energie (kWh).

Aan injectie worden geen van de betreffende kosten toegewezen.

#### *11.5.2.7 De kosten voor de ODV's inzake REG, WKK, steuncertificaten [...] <sup>285</sup> binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen'*

De distributienetbeheerder rekent 75% van de gebudgetteerde, exogene en endogene kosten voor de uitvoering van de openbare dienstverplichtingen inzake REG, warmtekrachtkoppeling, steuncertificaten (par. 5.4, pt. 4 en 5) [...] <sup>286</sup>, exclusief de kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi, toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro-rata de overeenkomstige rekenvolumes actieve toegangspunten voor afname (EAN). Hij wijst de overige 25 % van deze kosten toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro-rata de overeenkomstige rekenvolumes afgenomen actieve energie (kWh).

Aan injectie worden geen van de betreffende kosten toegewezen.

#### *11.5.2.8 De kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen'*

Alvorens de gebudgetteerde exogene kosten gelijk aan de tarifaire afbouw van alle regulatoire saldi (par. 5.6) binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' te kunnen toewijzen, moet de distributienetbeheerder de overige, gebudgetteerde kosten binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' hebben toegewezen aan de verschillende klantengroepen (volgens de werkwijzen in par. 11.5.2.6 en 11.5.2.7).

Vervolgens wijst de distributienetbeheerder de gebudgetteerde exogene kosten gelijk aan de tarifaire afbouw van de regulatoire saldi binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen' toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro rata de voorgaandelijk aan hen toegewezen kosten binnen de tariefcomponent 'Openbare dienstverplichtingen'.

#### *11.5.2.9 De kosten binnen de tariefcomponenten 'Toeslagen'*

De distributienetbeheerder wijst 75% van de gebudgetteerde, exogene kosten binnen de tariefcomponent 'Toeslagen', inclusief de kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi binnen deze tariefcomponent, toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro rata de overeenkomstige rekenvolumes actieve toegangspunten voor afname (EAN). Hij wijst de overige 25% van deze

---

<sup>285</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 8 oktober 2021.

<sup>286</sup> Ibidem.

kosten toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro rata de overeenkomstige rekenvolumes afgenomen actieve energie (kWh).

Aan injectie worden geen van de betreffende kosten toegewezen.

#### *11.5.2.10 De kosten binnen de tariefcomponent 'Overige transmissie'*

De distributienetbeheerder wijst de gebudgetteerde, exogene kosten binnen de tariefcomponent 'Overige transmissie', inclusief de kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi binnen deze tariefcomponent, toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro rata de overeenkomstige rekenvolumes afgenomen actieve energie (kWh).

Aan injectie worden geen van de betreffende kosten toegewezen.

#### *11.5.2.11 De kosten m.b.t. de kapitaalkostvergoedingen voor gegarandeerde activa*

Alvorens de gebudgetteerde exogene kosten m.b.t. de kapitaalkostvergoedingen voor gegarandeerde activa te kunnen toewijzen aan het tarief 'netgebruik', moet de distributienetbeheerder de gebudgetteerde kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi voor alle tariefcomponenten hebben toegewezen aan de verschillende klantengroepen.

Vervolgens wijst de distributienetbeheerder de gebudgetteerde, exogene kosten m.b.t. de kapitaalkostvergoedingen voor gegarandeerde activa toe aan de 'Afname'-klantengroepen pro rata de voorafgaandelijk aan hen toegewezen kosten voor de afbouw van de regulatoire saldi voor alle tariefcomponenten.

Aan injectie worden geen van de betreffende kosten toegewezen.

### **11.5.3 Verdere tarifaire verwerking**

De elektriciteitsdistributienetbeheerder houdt voor wat betreft de hoogte van de distributienettarieven rekening met volgende randvoorwaarden (ptn. 1, 2 en 3 in die volgorde uit te voeren):

1. Het injectietarief op het tariefblad is deze volgens de budgetten volgens voorgaande verdeelsleutels (par. 11.5.1 en 11.5.2) en de rekenvolumes (par. 11.6) (m.a.w. zonder rekening te houden met het maximumtarief). De distributienetbeheerder hanteert daarbij voor alle klantengroepen één gemeenschappelijk kWh-tarief (par. 11.2.3). De distributienetbeheerder bepaalt vervolgens het gedeelte van het budget 'netgebruik' injectie (EUR) dat hij door de toepassing van het maximumtarief injectie (par. 11.4) niet zal kunnen ontvangen van de injectieklanten.
2. Vervolgens berekent de distributienetbeheerder per klantengroep afname het tarief voor elke tariefcomponent (Tabel 14) door toepassing van de respectievelijke budgetten volgens de voormelde verdeelsleutels (par. 11.5.1 en 11.5.2) op de respectievelijke rekenvolumes (par. 12.3) en dit zonder iteratie. Volgens deze tarieven berekent hij voor elke klantengroep het door de toepassing van het maximumtarief afname (par. 11.3) verwachte niet te recupereren budget afname.

3. De distributienetbeheerder verhoogt het in pt. 2 gerecupereerd totaalbudget over alle klantengroepen voor de tariefcomponent 'netgebruik' afname met de globale over alle klantengroepen niet te recupereren budgetten afname en injectie zoals beschreven in pt. 1 en 2. Gelijk aan deze procentuele toename verhoogt hij per klantengroep afname de in pt. 2 gerecupereerde budgetten voor de tariefcomponent 'netgebruik' afname tot het definitief te innen budget. Hij berekent vervolgens de hoogte van de tarieven van de tariefcomponent 'netgebruik' afname iteratief zodanig dat, met toepassing van het maximumtarief afname, dat nieuwe budget zal worden gerecupereerd.
4. De distributienetbeheerder zorgt ervoor dat de budgetten voor de tariefcomponenten 'openbare dienstverplichtingen' en 'toeslagen' toegewezen aan de 'Afname'-klantengroep Trans HS beperkt blijven tot de respectievelijke budgetten aan deze klantengroep in het tariefvoorstel van het jaar 2020 verhoogd met 30%. Een eventueel restant wordt verrekend via de respectievelijke verdeelsleutels over de andere klantengroepen zoals vermeld in par. 11.5.2.7 en 11.5.2.9.
5. De tarieven aangerekend voor toegangspunten op spanningsniveau >26 – 36 kV met een aansluitingsvermogen groter dan of gelijk aan 5 MVA, worden gelijkgesteld aan de dan geldende tarieven voor Trans HS. De tarieven afname en injectie aangerekend voor toegangspunten op >26-36kV met een aansluitingsvermogen kleiner dan 5 MVA, worden gelijkgesteld aan de dan geldende tarieven voor 26-1 kV. Dit is een verderzetting van de voorlopige werkwijze sinds 2015.
6. De elektriciteitsdistributienetbeheerder zorgt ervoor dat in de klantengroepen Trans HS, 26-1 kV en TRLS voor de tariefcomponent 'Netgebruik' het budget voor 50% aangerekend wordt via de tariefdrager kVA ( $kVA_{TV}$  in Tabel 14) en de overige 50% via de tariefdrager kW ( $kW_{MP}$  in Tabel 14), los van het gedeelte dat als gebudgetteerde ontvangsten wordt voorzien vanuit het tarief van toepassing bij een overschrijding van het toegangsvermogen (tariefdrager  $kW_{MP-TV}$  in Tabel 14).
7. De elektriciteitsdistributienetbeheerder zorgt ervoor dat in de LS-klantengroep afname met piekmeting voor de tariefcomponent 'Netgebruik' het globale budget (distributie en transmissie) voor 80% tarifair wordt aangerekend via de tariefdrager kW en de overige 20% via de tariefdrager kWh ( $kW_{gem MP}$  en  $kWh_{afn}$  in Tabel 14). De VREG beoordeelt deze verdeling als redelijk volgens de opdeling tussen capaciteitsgerelateerde en niet-capaciteitsgerelateerde kosten.
8. De elektriciteitsdistributienetbeheerder zorgt ervoor dat in de LS-klantengroep afname met klassieke meter voor de tariefcomponent 'Netgebruik', de waarde voor het vaste tarief (EUR/jaar) (tariefdrager  $vast_{net}$  in Tabel 14) gelijk is aan  $2,50 kW \times \text{tarief EUR/kWh}_{gem MP}$  dat geldt voor klanten aangesloten op hetzelfde spanningsniveau met piekmeting (bepaling in par. 0).
9. De elektriciteitsdistributienetbeheerder zorgt ervoor dat voor alle 'Afname'-klantengroepen op het spanningsniveau 'LS' dezelfde kWh-tarieven gelden wat betreft de tariefcomponenten 'Openbare dienstverplichtingen', 'Toeslagen' en 'Overige transmissie'.
10. De elektriciteitsdistributienetbeheerder zorgt ervoor dat de hoogte van het overschrijdingstarief ( $kW_{MP-TV}$  in Tabel 14) gelijk is aan 1,5 maal de hoogte van het tarief voor het tarief voor het toegangsvermogen ( $kVA_{TV}$  in Tabel 14).



11. De elektriciteitsdistributienetbeheerder hanteert over [...] <sup>287</sup> [2022H2] <sup>288</sup>-2024 voor de tariefcomponent 'Reactieve energie' per klantengroep een vast tarief. De gebudgetteerde opbrengsten volgens dit tarief weerspiegelen de betreffende gebudgetteerde kosten (de dienst van de distributienetbeheerder van het reactief vermogen en van het transmissienet m.b.t. de aanvullende afname of injectie van reactieve energie zoals aan hem aangerekend door de transmissienetbeheerder) evenwel exclusief de afbouw van de regulatoire saldi voor deze tariefcomponent. Voor dit laatste wordt verwezen naar de bepaling in par. 5.6.7.1 op p. 68.
12. [...] <sup>289</sup>  
Op het vlak van het in rekening brengen van de tariefperiodes dag/nacht, vereenvoudigt de berekening van het prosumentarief t.o.v. 2021 [en 2022H1] <sup>290</sup>. [De algemene berekeningswijze van het prosumentarief blijft behouden met gewijzigde maandelijkse verdeling vanaf 1/7/2022 zoals vermeld in par. 10.2.2.1.1.] <sup>291</sup>
13. De historische korting op het kWh-tarief openbare dienstverplichtingen (ODV-kWh<sub>afn</sub> in Tabel 14) voor afname exclusief nacht wordt in deze reguleringsperiode afgebouwd (par. 10.2.1). De korting bedraagt nog [60%] <sup>292</sup> in 2022, [50%] <sup>293</sup> in 2023 en [40%] <sup>294</sup> in 2024.
14. De doorvoertarieven bedragen 75% van de geldende tarieven in de klantengroep op het spanningsniveau waarop het koppelpunt zich bevindt.
15. De distributienetbeheerder zorgt ervoor dat de hoogte van de tarieven voor databeheer (*vast<sub>data</sub>*) per jaar mee evolueren met de recentste jaarlijkse inflatie volgens het nationaal indexcijfer der consumptieprijsen, waarde in de maand juli. De gebudgetteerde opbrengsten volgens dit tarief weerspiegelen de gebudgetteerde endogene kosten voor databeheer, zonder afbouw van regulatoire saldi. Voor dit laatste wordt verwezen naar de bepaling in par. 5.6.7.1 op p. 68.
16. De distributienettarieven in EUR/kWh, EUR/kW, EUR/kVA en EUR/kVA<sub>rh</sub> worden op het tariefblad afgerond tot op 7 cijfers na de komma. Vaste termen in EUR/jaar en het aanvullend capaciteitstarief voor prosumenten met terugdraaiende teller worden op het tariefblad afgerond op 2 cijfers na de komma.

## 11.6 Rekenvolumes elektriciteit [...] <sup>295</sup> [2022H2] <sup>296</sup>-2024

Voor alle klantengroepen en tariefdragers, zowel m.b.t. afname als injectie, voegt de elektriciteitsdistributienetbeheerder een gedocumenteerde en gemotiveerde realistische

<sup>287</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>288</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>289</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 5 februari 2021.

<sup>290</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>291</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 8 oktober 2021.

<sup>292</sup> Percentage gewijzigd bij beslissing van de VREG van 11 december 2020.

<sup>293</sup> Ibidem.

<sup>294</sup> Ibidem.

<sup>295</sup> Geschrapd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>296</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

inschatting van de verwachte rekenvolumes ter goedkeuring door de VREG toe bij zijn tariefvoorstel. Hij houdt daarin o.a. rekening met de evoluties in de vervanging van de klassieke meters door digitale en het bijkomend inzicht daaruit m.b.t. de piekverbruiken. Hij werkt zo goed als mogelijk toe naar de situatie verwacht in 2024, teneinde preventief de tarifaire impact van een jaarlijkse bijstelling van de rekenvolumes te beperken.

## 11.7 Regionaal objectieveerbare verschillen

De nieuwe tariefstructuur voor de digitale meter bevat een capaciteitsgebonden tariefdrager. Het 21<sup>ste</sup> richtsnoer in artikel 4.1.32 §1 van het Energiedecreet m.b.t. de opmaak van de tariefmethodologie stelt dat bij de invoering van een capaciteitstarief de tarieven rekening houden met regionaal objectieveerbare verschillen. Over wat regionaal objectieveerbare verschillen kunnen zijn en hoe ermee kan omgegaan worden binnen een tariefmethodologie, consulteerde de VREG in de loop van het jaar 2018.<sup>297</sup> De VREG herneemt de conclusies uit die publieke bevestigingen hierna, nl. wat de criteria zijn voor de identificatie van de regionaal objectieveerbare verschillen en hoe met deze verschillen omgegaan wordt binnen de tariefmethodologie.

### 11.7.1 Criteria voor identificatie van regionaal objectieveerbare verschillen

De criteria waaraan tegelijk moet voldaan zijn, zijn:

- De verschillen zijn regionaal.  
Dit evidente criterium houdt in dat een regionaal objectieveerbaar verschil (ROV) een verschil tussen twee of meer geografische zones in Vlaanderen omvat.
- De verschillen zijn niet-beïnvloedbaar  
De factor dan wel de omstandigheid die een ROV uitmaakt, kan niet beïnvloed worden door de distributienetbeheerder.
- De verschillen zijn objectieveerbaar.
  - Gebaseerd op betrouwbare data die een afspiegeling zijn van de werkelijkheid. De invloed van een ROV moet kunnen uitgedrukt worden in de kosten<sup>298</sup> uitgedrukt in Euro die het ROV voor een distributienetbeheerder veroorzaakt. De bepaling van de regionale kosten is gebaseerd op recente, betrouwbare en geschikte data die een afspiegeling zijn van de werkelijkheid en die efficiënt te identificeren zijn, waaronder minstens data van distributienetbeheerders geverifieerd door een onafhankelijke auditor<sup>299</sup>.
  - De verschillen zijn blijvend.  
Blijvend wil zeggen dat het ROV voor de getroffen distributienetbeheerder structureel is, m.a.w. naar het inzicht van de VREG normaal gezien duurzaam of houdbaar in de tijd.

---

<sup>297</sup> Consultatie met betrekking tot de criteria ter bepaling van regionaal objectieveerbare verschillen bij elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders (CONS-2018-03) op <https://www.vreg.be/nl/document/cons-2018-03> ) met consultatieverslag RAPP-2018-09 op <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2018-09> .

<sup>298</sup> In de context van ROV's kan 'kosten' in de tekst ook begrepen worden als negatieve kosten of 'kostenverminderingen'.

<sup>299</sup> Globale budgetten uit goedgekeurde tariefvoorstellen moeten niet geattesteerd worden.

Als we voor de identificatie van ROV data uit het verleden gebruiken, beperken we ons onderzoek uit praktische overwegingen tot de beschikbare data van de recentste 4 jaar.

- De verschillen zijn significant.

*Significantie m.b.t. endogene kosten*

De endogene kosten van een distributienetbeheerder m.b.t. een ROV, als onderdeel van zijn toegelaten budget voor endogene kosten, wijken minstens 2% af van het sectorgemiddelde percentage kosten voor dat ROV in Vlaanderen. Deze voorwaarde moet voor minstens één distributienetbeheerder voldaan zijn gedurende vier recente opeenvolgende jaren, teneinde het blijvende karakter van het ROV op het niveau van de distributienetbeheerders te kunnen bevestigen.

In formulevorm uitgedrukt:

$$\left| \frac{kost_{ROV,DNB}}{budget_{ENDO,DNB}} - \frac{\sum_{ALLE DNBS} kost_{ROV,DNB}}{\sum_{ALLE DNBS} budget_{ENDO,DNB}} \right| > 2\%$$

Formule 35.

Met hierin:

$kost_{ROV,DNB}$  de werkelijke endogene kost van de distributienetbeheerder m.b.t. dat ROV in het beschouwde jaar

$budget_{ENDO,DNB}$  het budget van de distributienetbeheerder voor endogene kosten volgens zijn tariefvoorstel voor dat jaar.

Het criterium voor significantie op een lokaal niveau binnen het netgebied van een distributienetbeheerder wanneer een ROV endogene kosten betreft, is als volgt:

- voor een bepaalde distributienetbeheerder is voldaan aan de hierboven vermelde significantievoorwaarde op het niveau van de distributienetbeheerders (formule 35) en
- voor een bepaalde regio binnen zijn netgebied wijken de betreffende endogene ROV-kosten, als onderdeel van het toegelaten budget voor endogene kosten voor die regio, minstens 5% af van het sectorgemiddelde percentage kosten voor dat ROV in Vlaanderen.

De beide voorwaarden moeten voor een bepaalde distributienetbeheerder tegelijk zijn voldaan gedurende minstens vier opeenvolgende recente jaren.

In formulevorm uitgedrukt is de tweede voorwaarde:

$$\left| \frac{kost_{ROV, regio}}{budget_{ENDO, regio}} - \frac{\sum_{ALLE DNBS} kost_{ROV, DNB}}{\sum_{ALLE DNBS} budget_{ENDO, DNB}} \right| > 5\%$$

Formule 36.

Met hierin:

$kost_{ROV, regio}$  de werkelijke endogene kost van de distributienetbeheerder m.b.t. dat ROV in een geografische zone binnen zijn netgebied in het beschouwde jaar

$budget_{ENDO, regio}$  het budget van de distributienetbeheerder voor endogene kosten volgens zijn tariefvoorstel voor dat jaar bedoeld voor die geografische zone<sup>300</sup>

$kost_{ROV, DNB}$  de werkelijke endogene kost van de distributienetbeheerder m.b.t. dat ROV in het beschouwde jaar

$budget_{ENDO, DNB}$  het budget van de distributienetbeheerder voor endogene kosten volgens zijn tariefvoorstel voor dat jaar.

#### Significantie m.b.t. exogene kosten

Wanneer een ROV exogene kosten betreft, is het criterium op het niveau van de distributienetbeheerders als volgt: De exogene kosten van een distributienetbeheerder m.b.t. een ROV, als onderdeel toegevoegd aan zijn toegelaten budget voor endogene kosten, wijken minstens 2% af van het sectorgemiddelde percentage kosten voor dat ROV in Vlaanderen. Deze voorwaarde moet voor een bepaalde distributienetbeheerder voldaan zijn gedurende minstens vier opeenvolgende recente jaren.

In formulevorm uitgedrukt:

$$\left| \frac{kost_{ROV, DNB}}{budget_{ENDO, DNB} + kost_{ROV, DNB}} - \frac{\sum_{ALLE DNBS} kost_{ROV, DNB}}{\sum_{ALLE DNBS} (budget_{ENDO, DNB} + kost_{ROV, DNB})} \right| > 2\%$$

Formule 37.

Met hierin:

$kost_{ROV, DNB}$  de werkelijke exogene kost van de distributienetbeheerder m.b.t. dat ROV in het beschouwde jaar

$budget_{ENDO, DNB}$  het budget van de distributienetbeheerder voor endogene kosten volgens zijn tariefvoorstel voor dat jaar.

<sup>300</sup> Toewijzing aan de zone in overeenstemming met de regels hieromtrent in de tariefmethodologie (bijlage 3B in tariefmethodologie 2017-2020).

Het criterium voor significantie op een lokaal niveau binnen het netgebied van een distributienetbeheerder wanneer een ROV exogene kosten betreft, is als volgt:

- voor een bepaalde distributienetbeheerder is voldaan aan de hierboven vermelde significantievoorwaarde op het niveau van de distributienetbeheerders (formule 37) en
- voor een bepaalde regio binnen zijn netgebied wijken de betreffende exogene ROV-kosten, als onderdeel toegevoegd aan het toegelaten budget voor endogene kosten voor die regio, minstens 5 % af van het sectorgemiddelde percentage kosten voor dat ROV in Vlaanderen.

De beiden voorwaarden moeten voor een bepaalde distributienetbeheerder tegelijk zijn voldaan gedurende minstens vier opeenvolgende recente jaren.

In formulevorm uitgedrukt is de tweede voorwaarde:

$$\left| \frac{kost_{ROV,regio}}{budget_{ENDO,regio} + kost_{ROV,regio}} - \frac{\sum_{ALLE DNBS} kost_{ROV,DNB}}{\sum_{ALLE DNBS} (budget_{ENDO,DNB} + kost_{ROV,DNB})} \right| > 5\%$$

Formule 38.

Met hierin:

$kost_{ROV,regio}$	de werkelijke exogene kost van de distributienetbeheerder m.b.t. dat ROV in een geografische zone binnen zijn netgebied in het beschouwde jaar
$budget_{ENDO,regio}$	het budget van de distributienetbeheerder voor endogene kosten volgens zijn tariefvoorstel voor dat jaar bedoeld voor die geografische zone <sup>301</sup>
$kost_{ROV,DNB}$	de werkelijke exogene kost van de distributienetbeheerder m.b.t. dat ROV in het beschouwde jaar
$budget_{ENDO,DNB}$	het budget van de distributienetbeheerder voor endogene kosten volgens zijn tariefvoorstel voor dat jaar.

### 11.7.2 Uitgangspunten m.b.t. gebruik ROV's in de tariefregulering

- De ROV's worden telkens voor de volgende reguleringsperiode vastgelegd.
- De VREG kan, wanneer hij oordeelt dat er een gegronde aanleiding toe is, onderzoeken of een bestaand ROV nog aan de criteria voldoet.
- De VREG kan, wanneer hij daar een gegronde reden toe ziet, beslissen om te onderzoeken of een door een belanghebbende nieuw voorgestelde factor of omstandigheid voldoet aan de criteria voor ROV, evenals of een reeds onderzocht verschil, dat vroeger geen ROV was, alsnog in aanmerking zou kunnen komen als ROV.

<sup>301</sup> Toewijzing aan de zone in overeenstemming met de regels hieromtrent in de tariefmethodologie.

- Wanneer een nieuw ROV wordt geïdentificeerd of wanneer wordt vastgesteld dat een bestaand ROV niet meer aan de criteria voldoet, kan naar aanleiding hiervan geen retroactieve wijziging worden aangebracht aan de bestaande tariefmethodologieën.

### **11.7.3 ROV's in de reguleringsperiode 2021-2024**

De VREG heeft in 2018-2019 m.b.v. bovenstaande criteria een onderzoek laten uitvoeren door consultant DNV GL<sup>302</sup> over de aanwezigheid van mogelijke ROV's bij de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders in Vlaanderen. Er werden geen ROV's geïdentificeerd op basis van de preliminaire beoordeling aan de hand van de criteria, gebruik makende van de beschikbare gegevens.

---

<sup>302</sup> [https://www.vreg.be/sites/default/files/19-0990\\_dnv\\_gl\\_-\\_vreg\\_-\\_rov\\_-\\_finaal\\_rapport.pdf](https://www.vreg.be/sites/default/files/19-0990_dnv_gl_-_vreg_-_rov_-_finaal_rapport.pdf)

## 12 Tariefvoorstel periodieke distributienettarieven aardgas in 2021-2024

### 12.1 Klantengroepen aardgas 2021-2024

De klantengroepen bij distributie van gas zijn deze volgens Tabel 20. De term ‘telegemeten’ slaat op de aanwezigheid van een AMR of grootverbruiksmeting, overeenkomstig de bepalingen hieromtrent in het Technisch Reglement Distributie Gas.

**Tabel 20 Klantengroepen aardgas 2021-2024**

Afname						Injectie		
Distributienetgebruikers (DNG)						Doorvoer		DNG
Jaarverbruik (kWh)						Lage druk	Midden-druk	
Niet-telegemeten <sup>303</sup>				Telegemeten <sup>304</sup>				
0 – 5.000	5.001-150.000	150.001 – 1.000.000	>1.000.000	<10.000.000	>10.000.000			
Klantengroep benaming								
T1	T2	T3	T4	T5	T6	LD	MD	Injectie

### 12.2 Tariefcomponenten en tariefdragers

De tariefstructuur voor de periodieke distributienettarieven voor aardgasdistributie wordt weergegeven in Tabel 21.

<sup>303</sup> O.a. digitale gasmeter G4 en G6 voor huishoudelijk en kleine ondernemingen.

<sup>304</sup> AMR-meting.

**Tabel 21 Tariefstructuur distributie aardgas 2021-2024**

Tariefstructuur activiteit distributie aardgas			
	Periodiek tarief	Toe te wijzen kosten	Tariefdragers
1	het tarief voor het gebruik van het distributienet (basisdiensten)		
	het basistarief voor overbrenging met het net	de netstudies, de algemene beheerskosten exclusief de kosten systeembeheer, de afschrijvingen inclusief de afschrijvingen van de meters, de financieringskosten, de onderhoudskosten en de vennootschapsbelasting	<p>Het tarief bestaat voor niet-telegemeten toegangspunten uit</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- een vaste term (EUR/jaar) en</li> <li>- een proportionele term in functie van de afgenomen energie (EUR/kWh).</li> </ul> <p>Het tarief bestaat voor telegemeten toegangspunten uit</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- een proportionele term in functie van de afgenomen energie (EUR/kWh) en</li> <li>- een term in functie van de afgenomen uurcapaciteit (EUR/max.cap./jaar).</li> </ul>
	het tarief voor het systeembeheer	De operationele kosten van het systeembeheer m.b.t. injectie <sup>305</sup> .	Het tarief is functie van de energie geïnjecteerd (kWh) door de netgebruiker.

<sup>305</sup> Gaskwaliteit, volumes, odorisering.



	tarief databeheer	de kosten van de activiteit van het meten, inbegrepen de verzameling, validatie en verzending van de gemeten data	Het tarief bestaat uit een vaste term (EUR/jaar) in functie van de meetopstelling bij afname: continu gelezen meters (AMR), maandelijks opgenomen meters (MMR) of jaaropgenomen meters (YMR) <sup>306</sup> .  Het tarief bestaat uit een vaste term (EUR/jaar) voor de continu gelezen meters (AMR) bij injectie.
2	het tarief openbare-dienstverplichtingen	kosten openbare-dienstverplichtingen	Het tarief is functie van de energie afgenomen (kWh) door een netgebruiker.
3	de belastingen, heffingen, toeslagen, bijdragen en retributies  Deze omvatten:  - De kosten van niet-gekapitaliseerde pensioenen (zie in par. 5.3.5).  - De belastingen of andere bedragen die geheven worden door publieke overheden en die door de betrokken distributienetbeheerder verschuldigd zijn maar waarvan een derde de financiële last draagt.	Overeenkomstig het tarief.	De toeslagen zijn functie van de energie afgenomen (kWh) door de netgebruiker.

Zodra de distributienetbeheerder kennis krijgt van een nieuwe toeslag over zijn werkingsgebied, informeert hij de VREG hiervan. De VREG en de distributienetbeheerder overleggen teneinde de toeslag in de tarieven op te nemen.

#### *12.2.1.1 Bijzondere voorwaarde voor wat betreft de periodieke distributienettarieven afname aardgas*

---

<sup>306</sup> O.a. digitale gasmeter G4 en G6 voor huishoudelijk en kleine ondernemingen.

De aardgasdistributienetbeheerder zorgt er bij zijn tariefsetting voor dat voor de tariefcomponent ‘basistarief voor overbrenging met het net’ een klant met een maximaal verbruik in een klantengroep hetzelfde betaalt, op eventuele afrondingsfouten na, als een klant met een minimaal verbruik in de daaropvolgende, hogere klantengroep en dit voor T1 t.e.m. T4 volgens Tabel 20 op p. 127. Er is vervolgens een onderscheid tussen T4 en T5 naargelang het toegangspunt al dan niet telegemeten (d.i. met AMR of grootverbruiksmeting) is. Er is geen maximaal verbruik binnen klantengroep T4, niet-telegemeten, en geen minimaal verbruik binnen klantengroep T5, wel telegemeten. De gelijkheid tussen T4 en T5 wordt daarom gezet op een tussenliggend verbruik met voor T5 een welbepaalde capaciteit. De volgende Tabel 22 vermeldt de gelijke tariefsprongen.

**Tabel 22 Tariefsetting aardgas m.b.t. het basistarief voor overbrenging met het net**

Klantengroep	Verbruik	Capaciteit maxcap
	kWh max/min	
T1max	5 000	
T2min	5 001	
T2max	150 000	
T3min	150 001	
T3max	1 000 000	
T4min	1 000 001	
T4	6 000 000	
T5	6 000 000	2 500

Omdat er voor gezorgd wordt dat de door de distributienetgebruiker te betalen periodieke distributienettarieven logischerwijze aansluiten met zijn afgenomen volume, wordt deze historische werkwijze verdergezet.

### 12.3 Rekenvolumes aardgas 2021-2024

De tariefmethodologie stelt vast hoe het rekenvolume per tariefdrager wordt bepaald, op niet-discriminatoire, transparante en uniforme wijze. Voor alle jaren in de reguleringsperiode 2021-2024 zijn de in de tariefvoorstellen door de aardgasdistributienetbeheerder gehanteerde rekenvolumes als volgt:

Voor het aantal meetinrichtingen (EAN’s): het rekenvolume is gelijk aan het aantal actieve toegangspunten op 31/12/2019.

Voor de verbruiksgerelateerde tariefdragers:

- Voor klanten met een jaarverbruik  $\leq 1.000.000$  kWh
  - kWh: daadwerkelijk gefactureerde volumes voor de energieafname die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019, genormaliseerd op basis van de graaddagen van de laatste 10 jaar
- Voor klanten met een jaarverbruik  $> 1.000.000$  kWh
  - kWh: daadwerkelijk gefactureerde volumes voor de energieafname die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019

- MAXCAP: daadwerkelijk gefactureerde volumes voor de energieafname die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019
- Doorvoer
  - kWh: daadwerkelijk gefactureerde volumes voor de doorvoer van energie tussen de distributienetbeheerders onderling die heeft plaatsgevonden in de periode vanaf 1 januari 2019 tot en met 31 december 2019.

## 13 Regulatorische boekhoudkundige voorschriften

In het kader van de tariefmethode heeft de VREG behoefte aan correctheid en uniformiteit in de financiële verslaggeving door de distributienetbeheerders. Daartoe heeft de regulator een set van voorschriften opgesteld die de distributienetbeheerders dienen toe te passen bij het invullen van de rapporteringsmodellen.

### 13.1 Juridisch kader

Op grond van art. 13.1.2 van het Energiedecreet heeft de VREG de bevoegdheid om gegevens en inlichtingen op te vragen bij de distributienetbeheerders, die nodig zijn voor de uitvoering van zijn taken. Voor de uitvoering van de regulerende taak betreffende de distributienettarieven voor elektriciteit en aardgas (art. 3.1.3, 2° en 3.1.4, §2, 12° van het Energiedecreet) heeft de VREG behoefte aan gegevens en inlichtingen van de distributienetbeheerders.

### 13.2 Reikwijdte regulatorische boekhoudkundige voorschriften

De in deze regulatorische boekhoudkundige voorschriften vastgelegde bepalingen hebben betrekking op alle financiële en overige gegevens die nodig zijn om de wettelijke taken en bevoegdheden die de VREG heeft ten aanzien van de distributienetbeheerders te kunnen uitvoeren.

Bovendien betreffen deze regulatorische boekhoudkundige voorschriften een standaard voor financiële verslaggeving.

Indien bepaalde van deze voorschriften niet eenduidig door de distributienetbeheerder kunnen geïnterpreteerd worden, dient deze de VREG hiervan op de hoogte te brengen. Hieruit kunnen eventuele wijzigingen aan de regulatorische boekhoudkundige voorschriften voortvloeien die dan ook, indien van toepassing, voor de volledige sector zullen toegepast worden.

### 13.3 Aanpassing van de regulatorische boekhoudkundige voorschriften

Voortschrijdend inzicht en evaluatie van de werkbaarheid van de regulatorische boekhoudkundige voorschriften kunnen aanleiding geven tot wijzigingen in deze voorschriften. Verder kunnen ook wetswijzigingen en/of aanpassingen in de tariefmethodologie aanleiding geven tot wijzigingen.

### 13.4 Algemene bepalingen

Deze regulatorische voorschriften m.b.t. de boekhouding zijn van toepassing voor de Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders in het kader van hun rapporteringsplicht aan de VREG ter controle en vaststelling van hun toegelaten inkomen en de hieruit voortvloeiende distributienettarieven. De distributienetbeheerder voert zijn boekhouding uiteraard in overeenstemming met het in België van toepassing zijnde boekhoudkundig referentiestelsel voor de jaarrekeningen van de vennootschappen.

De distributienetbeheerder voert in voorkomend geval een afzonderlijke boekhouding voor zijn gereguleerde distributienetactiviteiten en voor zijn andere activiteiten, zoals hij zou doen indien deze activiteiten door verschillende bedrijven werden uitgevoerd. Deze interne boekhouding bevat per activiteit een balans en een resultatenrekening, die aansluit met de grootboekrekeningen. Hierbij moet er een duidelijke afbakening zijn tussen de gegevens in de gereguleerde activiteit 'elektriciteit', de gegevens in de gereguleerde activiteit 'gas' en de gegevens in de niet-gereguleerde activiteiten. Voorts houdt dit ook in dat er geen activering kan plaatsvinden van soortgelijke uitgaven die in eerdere jaren door de distributienetbeheerder als kosten werden opgenomen in het rapporteringsmodel.

De boekhouding van de distributienetbeheerder dient een oprecht en getrouw beeld van zijn financiële situatie te geven. De distributienetbeheerder volgt daartoe alle noodzakelijke principes in zijn boekhouding voor de gereguleerde activiteiten zoals bepaald in het Koninklijk Besluit van 29 april 2019 tot uitvoering van het Wetboek van vennootschappen en verenigingen.

### 13.5 Nominale waarden

De waarden die door de distributienetbeheerders in de rapporteringsmodellen worden opgenomen, dienen op nominale basis te worden gewaardeerd, m.a.w. zonder correctie voor in- en deflatie. Op die manier kan de VREG het toegelaten inkomen voor elke distributienetbeheerder op uniforme wijze bepalen. Hierbij bepaalt de VREG de geactualiseerde waarde van deze nominale waarden door deze waarden te corrigeren voor in- en deflatie. Deze correcties worden dan ook uitsluitend door de VREG uitgevoerd.

### 13.6 Interne verrekenprijzen

Indien een distributienetbeheerder goederen of diensten van een werkmaatschappij verwerft, dient hun respectievelijke waarde in de rapporteringsmodellen te zijn opgenomen op basis van marktconforme prijzen, tarieven en voorwaarden. De verwerving van een goed of dienst van een groepsmaatschappij wordt geacht marktconform te zijn in het geval:

- De distributienetbeheerder deze heeft verworven tegen dezelfde of vergelijkbare prijzen, tarieven en voorwaarden als deze die gehanteerd zijn voor andere groepsmaatschappijen en
- er een causaal verband kan worden teruggevonden tussen de omvang van de interne verrekeningen door de groepsmaatschappij en de mate waarin de distributienetbeheerder de respectievelijke goederen en diensten van de groepsmaatschappij heeft afgenomen en
- de prijzen en tarieven die hiervoor worden aangerekend gebaseerd zijn op de werkelijk daaraan toe te rekenen kosten, eventueel verhoogd met een marge die in het handelsverkeer gebruikelijk is voor desbetreffende goederen of diensten.

### 13.7 Rapport van feitelijke bevindingen door commissaris

De gegevens en inlichtingen die door de distributienetbeheerder in het rapporteringsmodel voor de exogene kosten (alleen wanneer ex-post), het rapporteringsmodel voor de endogene kosten, het rapporteringsmodel m.b.t. het saldo vennootschapsbelasting (alleen wanneer ex-post) en het rapporteringsmodel voor de endogene kosten bij de aanvraag van een eventueel voorschot worden opgenomen, dienen te worden gecontroleerd door de commissaris van de distributienetbeheerder en dit op basis van de met de betrokken partijen overeengekomen specifieke werkzaamheden. Hierbij dient de commissaris een rapport van feitelijke bevindingen op te leveren omtrent deze rapporteringsmodellen. Voor meer detail verwijzen we naar de auditinstructie in paragraaf 17.1.

### 13.8 Gereguleerde vaste activa

De distributienetbeheerder dient de volgende afschrijvingspercentages zoals vermeld in Tabel 23 te hanteren voor de afschrijving van de historische aanschaffingswaarde van de gereguleerde vaste activa, zonder rekening te houden met enige restwaarde. De afschrijvingen worden “pro rata temporis” berekend voor het jaar waarin een gereguleerd vast actief in gebruik wordt genomen.

**Tabel 23 Afschrijvingspercentages**

<b>AFSCHRIJVINGSPERCENTAGES (%)</b>	
<b><i>Immateriële vaste activa (excl. goodwill)</i></b>	
Kosten onderzoek en ontwikkeling	20% (5 jaar)
Concessies, octrooien, licenties, knowhow, merken en soortgelijke rechten	20% (5 jaar)
Vooruitbetalingen	0%
<b><i>Materiële vaste activa - elektriciteit</i></b>	
Terreinen	0%
Industriële gebouwen	3% (33 jaar)
Administratieve gebouwen	2% (50 jaar)
Kabels	2% (50 jaar)
Lijnen	2% (50 jaar)
Posten en cabines	3% (33 jaar)
Hergebruikte uitrusting cabines	6,67% (15 jaar)
Aansluitingen	3% (33 jaar)
Meetapparatuur	3% (33 jaar)
Teletransmissie en optische vezels	10% (10 jaar)
Gereedschap en meubilair	10% (10 jaar)
Rollend materieel	20% (5 jaar)
CAB, telebediening, uitrusting dispatching	10% (10 jaar)
Labo uitrusting	10% (10 jaar)
Administratieve uitrusting (informatica en kantoor)	33% (3 jaar)
Telegelezen meters	10% (10 jaar)
Digitale meters	6,67% (15 jaar)

Budgetmeters	10% (10 jaar)
WKK installaties	10% (10 jaar)
Unieke operator	10% (10 jaar)
Project slimme netten	20% (5 jaar)
Project clearing house	20% (5 jaar)
Project slimme meters	20% (5 jaar)
Oplaadpunten voor elektrische voertuigen <sup>307</sup>	20% (5 jaar)
Activa in aanbouw	0%
<b>Materiële vaste activa - gas</b>	
Terreinen	0%
Industriële gebouwen	3% (33 jaar)
Administratieve gebouwen	2% (50 jaar)
Leidingen	2% (50 jaar)
Cabines/Stations	3% (33 jaar)
Hergebruikte uitrusting cabines	6,67% (15 jaar)
Aansluitingen	3% (33 jaar)
Meetapparatuur	3% (33 jaar)
Teletransmissie en optische vezels	10% (10 jaar)
Digitale meters	6,67% (15 jaar)
Gereedschap en meubilair	10% (10 jaar)
Rollend materieel	20% (5 jaar)
CAB, telebediening, uitrusting dispatching	10% (10 jaar)
Labo uitrusting	10% (10 jaar)
Administratieve uitrusting (informatica en kantoor)	33% (3 jaar)
Telegelezen meters	10% (10 jaar)
Budgetmeters	10% (10 jaar)
Unieke operator	10% (10 jaar)
Project slimme meters	20% (5 jaar)
Activa in aanbouw	0%

Per 31 december 2001 bedroeg de initiële waarde (iRAB) van het toenmalige gereguleerd actief voor elke elektriciteitsdistributienetbeheerder de in de volgende tabel weergegeven waarde. Ook voor de aardgasdistributienetbeheerders wordt in deze tabel de initiële waarde (iRAB) van het destijds gereguleerd actief weergegeven en dit per 31 december 2002:

<sup>307</sup> De activawaarde bevat alle investeringen, inclusief de aansluiting op het elektriciteitsdistributienet, voor het plaatsen van een operationeel oplaadpunt. Hierbij kan bijvoorbeeld een laadpaal één of meerdere oplaadpunten bevatten waarbij de activawaarde van deze laadpaal over deze oplaadpunten dient te worden gespreid.

**Tabel 24 iRAB waarden per distributienetbeheerder (EUR)**

Distributienetbeheerders zoals ze die dag bestonden	Activiteit	
	Elektriciteit	Aardgas
	iRAB op 31 december 2001	iRAB op 31 december 2002
Gaselwest (Wallonië en Vlaanderen)	755.421.259,89	400.423.451,86
Iverlek	569.286.078,80	394.843.826,85
Iveka	443.088.918,11	306.796.862,10
Imewo	575.679.886,33	405.414.683,98
Imea	274.811.647,55	187.085.698,93
Sibelgas	93.896.904,07	64.995.792,32
Intergem	319.904.974,20	202.069.413,59
InterEnergia	656.885.700,00	211.725.820,00
IVEG	85.073.392,00	63.439.757,00
GHA	28.809.914,75	n.v.t.
AGEM	5.842.408,03	n.v.t.
Infrax West	164.628.777,00	67.881.162,00
PBE (Wallonië en Vlaanderen)	129.015.827,00	n.v.t.
Intermosane (Wallonië en Vlaanderen)	211.260.579,15	n.v.t.

Eind 2010 werd door de CREG een definitief akkoord bereikt met de distributienetbeheerders, die Infrax als exploitatiemaatschappij hadden, omtrent de waarde van het gereguleerd actief. Ook met AGEM en GHA werd in 2011 een akkoord bereikt over die waarde. De netten van AGEM en GHA werden overgenomen door IVEG, respectievelijk op 1 januari 2012 en 1 juli 2011, waardoor beide netbeheerders ophielden te bestaan. In Tabel 25 wordt een overzicht gegeven van deze bijkomende waarden voor de distributienetbeheerders die Infrax als exploitatiemaatschappij hadden:

**Tabel 25 Bijkomende iRAB-waarden voor distributienetbeheerders die Infrax als exploitatiemaatschappij hadden (EUR)**

Distributienetbeheerders zoals ze die dag bestonden	Activiteit	
	Elektriciteit	Aardgas
	31 december 2001	31 december 2002
InterEnergia	-15.262.280	47.003.980
IVEG	4.907.597	9.038.565
GHA	15.214.904	n.v.t.
AGEM	7.089.343	n.v.t.
Infrax West	7.997.418	19.290.197
PBE (Wallonië en Vlaanderen)	17.672.477	n.v.t.

Het toenmalige gereguleerd actief van een distributienetbeheerder bevatte dan zowel de meerwaarde ontstaan door de historische jaarlijkse indexatie<sup>308</sup>, die werd stopgezet in 2003,

<sup>308</sup> In het verleden was er een jaarlijkse indexatie van de waarde van de gereguleerde vaste activa. Deze praktijk werd beëindigd en onder toezicht van de CREG werd nadien een éénmalige herwaarderingsmeerwaarde aan deze activa toegekend.



alsook de meerwaarde voor de opwaardering van de boekwaarde van het gereguleerd actief tot zijn economische reconstructiewaarde (iRAB), overeenkomstig de toenmalige regelgeving.

De beide vernoemde meerwaarden (n.a.v. historische indexatie en iRAB) moesten jaarlijks afgeschreven worden volgens een ritme dat verondersteld wordt een weergave te zijn van de gemiddelde jaarlijkse desinvesteringen. Hierbij werd in de Tarieven-KB's 2008 bepaald dat de meerwaarde werd afgeboekt en in de kosten werd opgenomen à rato van 2% per jaar in de eerste reguleringsperiode (2009-2012). Na afloop van het derde jaar van elke reguleringsperiode moest het voortschrijdend gemiddelde van de buitendienststellingen over de voorbije 4 jaren worden bepaald en dit voortschrijdend gemiddelde zou vervolgens worden toegepast in de eerstvolgende reguleringsperiode. Het was dus de bedoeling om het percentage van 2% steeds te verfijnen op basis van de werkelijk vastgestelde buitendienststellingen bij de distributienetbeheerders. Om die reden was er een uitdrukkelijke attestering van de bedrijfsrevisor met betrekking tot de gebruikte methodiek en daadwerkelijke naleving ervan inzake buitendienstgestelde materiële vaste activa noodzakelijk.

Voortaan, vanaf de reguleringsperiode 2021-2024, worden de resterende herwaarderingsmeerwaarden afgeschreven à rato van 2% van hun aanschaffingswaarde per jaar. Bovendien zal de VREG de voornoemde attestering jaarlijks blijven vragen teneinde toe te laten om voor elke reguleringsperiode het toegepaste afboekingspercentage te verifiëren en de kwaliteit van de methodiek inzake buitendienststellingen te blijven garanderen.

Met de boeking door de distributienetbeheerder van eventuele nieuwe herwaarderingsmeerwaarden op de gereguleerde vaste activa wordt regulatorisch geen rekening gehouden. Door o.a. de jaarlijkse indexatie van het basisgedeelte van het budget endogene kosten is er geen behoefte aan het gebruik van herwaarderingsmeerwaarden voor creatie van autofinanciering.

Ingeval de rechten op de gereguleerde materiële vaste activa wijzigen, ingevolge een transactie, wordt de waarde van het gereguleerd actief, d.i. de in het verleden door de regulatoren goedgekeurde aanschaffingswaarden en meerwaarden op het moment van de transactie die bij de afstand doende distributienetbeheerder onder de gereguleerde activiteiten voorkomt, overgenomen als de waarde van het gereguleerd actief binnen de gereguleerde activiteiten bij de verkrijgende vennootschap.

Activering en afschrijving van oprichtingskosten en goodwill wordt door de VREG uitgesloten bij de bepaling van de regulatorische activawaarde (par. 5.3.2).

Na overleg van de distributienetbeheerders met de VREG en rekening houdend met specifieke projecten kunnen andere activaklassen en afschrijvingspercentages worden goedgekeurd.

## 13.9 Kosten en opbrengsten

De distributienetbeheerder rapporteert de kosten en opbrengsten elk afzonderlijk en bruto, m.a.w. zonder compensatie<sup>309</sup>. Dit laat de VREG toe per rubriek de nettokosten te berekenen.

---

<sup>309</sup> De in rekening te brengen kosten en opbrengsten zijn de werkelijke kosten/opbrengsten die hun oorsprong vinden in het beschouwde kalenderjaar. Omwille van de saldi binnen de tariefmethodologie worden kosten/opbrengsten in de

Inzake de federale bijdrage elektriciteit dient het jaarlijks saldo, voortvloeiende uit het verschil tussen de betreffende kosten en opbrengsten, integraal op een balansrekening worden geboekt en aldus niet in de resultatenrekening. Afhankelijk van het saldo wordt de federale bijdrage elektriciteit op de actiefzijde of de passiefzijde van de balans geboekt in afwachting van een beslissing inzake de saldi m.b.t. federale bijdrage elektriciteit door de CREG.

Het saldo m.b.t. de in opdracht van de distributienetbeheerder geïnstalleerde oplaadpunten voor elektrische voertuigen, zoals gespecificeerd in par. 5.7, dient eveneens worden afgezonderd buiten de resultatenrekening in een 'saldo m.b.t. oplaadpunten voor elektrische voertuigen' en overgezet naar de overlopende rekeningen op de balans. Dit gebeurt per initieel installatiejaar gedurende elf opeenvolgende jaren, het initieel installatiejaar mee in beschouwing nemende. Voor de oplaadpunten initieel geplaatst in 2016 gebeurt dit aldus voor de jaren 2016 t.e.m. 2026. Voor het laatste installatiejaar 2020 gebeurt dit t.e.m. 2030.

In de eerste 10 jaar ( $j+10$ ) na de initiële installatie van de elektrische oplaadpunten in opdracht van de distributienetbeheerder in het jaar  $j$ , dient de distributienetbeheerder jaarlijks de betreffende kosten en opbrengsten te compenseren aan de hand van het jaarlijks saldo inzake oplaadpunten voor elektrische voertuigen en dit per jaar van initiële installatie. Deze correctie wordt voorzien in het jaarlijkse ex-post rapporteringsmodel endogene kosten (par. 17.7). De kosten en opbrengsten ontstaan vanaf 1 januari van het jaar  $j+11$  en verbonden aan de oplaadpunten, in opdracht van een distributienetbeheerder initieel geïnstalleerd in het jaar  $j$ , worden zonder compensatie van hun jaarlijks saldo opgenomen in de rapportering van de endogene kosten.

### 13.10 Waarderingsregels

In het geval een distributienetbeheerder wijzigingen in zijn waarderingsregels wenst aan te brengen, dient hij deze eerst aan de VREG voor te leggen vooraleer ze effectief kunnen worden doorgevoerd.

Een wijziging in de waarderingsregels kan een impact hebben bij de bepaling van de toegestane inkomens en de VREG dient hiervan op de hoogte te zijn (par. 17.8).

---

boekhouding overgeboekt van de resultatenrekening naar de balans en omgekeerd (de regulatoire rekeningen). Hierdoor geeft de resultatenrekening dus geen weerspiegeling van de werkelijke kosten/opbrengsten die in het desbetreffende boekjaar gemaakt werden. Om die reden dienen i.h.k.v. de rapportering aan de VREG de waarden in de boekhouding te worden gecorrigeerd met deze respectievelijke overboekingen en terugnames tussen de resultatenrekening en de balans en op die manier de werkelijke kosten/opbrengsten van het boekjaar te rapporteren.

## 14 Kostenverificatie en afwezigheid van kruissubsidiëring

### 14.1 Gefragmenteerde distributienetactiviteit

Alhoewel de distributienettarieven worden bepaald op basis van de kosten voor de gereguleerde activiteiten elektriciteit en aardgas van de distributienetbeheerders, worden veel van deze kosten niet rechtstreeks door deze ondernemingen gemaakt. Voor de operationele werking, de opmaak en de uitvoering van investeringsprogramma's, doen de Vlaamse distributienetbeheerders een beroep op een werkmaatschappij, die haar kosten doorrekent volgens een beheersovereenkomst. De werkmaatschappij kan taken uitbesteden aan dochterondernemingen<sup>310</sup> en andere gelieerde ondernemingen<sup>311</sup>, waarvan dan ook kosten finaal toegewezen worden aan de Vlaamse distributienetbeheerders.

FSO is de enige werkmaatschappij van de elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders actief in het Vlaams Gewest. Deze onderneming is statutair actief in verschillende domeinen zoals distributie van elektriciteit en aardgas, riolering, openbare verlichting, glasvezelnetten, warmtenetten, beheer van participaties en financieringen en energiediensten. Niet al deze activiteiten staan onder toezicht van een regulator. De gereguleerde distributienetkosten worden dus niet alleen bepaald door de verdeling vanuit de werkmaatschappij over de netbeheerders maar ook door de wijze waarop de kost in het bedrijf is ontstaan. Slechts een deel van de kosten is rechtstreeks toewijsbaar aan de gereguleerde activiteiten elektriciteit en aardgas van de distributienetbeheerder. Een ander deel moet vooraf verdeeld worden over de activiteiten en netgebieden alvorens ze verder kunnen worden toegewezen aan de gereguleerde activiteiten elektriciteit en aardgas van de distributienetbeheerder.

### 14.2 Regelgevend kader m.b.t. kostenallocatie

Het Energiedecreet stelt zonder meer dat kruissubsidiëring tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten niet is toegestaan.<sup>312</sup> Europese regelgeving stelt dat het de taak van de regulerende instanties is om erover te waken dat er geen sprake is van kruissubsidiëring tussen activiteiten met betrekking tot transmissie, distributie en levering of andere al dan niet op elektriciteitsgebied liggende activiteiten<sup>313</sup>. Het verbod op kruissubsidiëring in het Energiedecreet geldt niet alleen tussen gereguleerde en niet-gereguleerde activiteiten maar ook tussen gereguleerde activiteiten onderling zoals elektriciteits- en aardgasdistributie.

Het verbod op kruissubsidiëring is terecht en noodzakelijk. De financiële rapportering over de activiteiten moet immers waarheidsgetrouw blijven. Inkomsten uit gereguleerde activiteiten mogen niet aangewend worden voor andere, risicovollere activiteiten.

De VREG wenst daarom redelijke zekerheid dat kruissubsidiëring niet optreedt bij de ondernemingen betrokken bij het Vlaamse elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheer. De

---

<sup>310</sup> In 2020 Atrias, De Stroomlijn en Synductis.

<sup>311</sup> Bv. Fluvius OV.

<sup>312</sup> Energiedecreet art. 4.1.32 §1 14°.

<sup>313</sup> Artikel 59 1 j) Europese Richtlijn 2019/944 van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU.

gebruikelijke jaarlijkse controles van de commissarissen bieden op dat vlak onvoldoende comfort. De distributienetbeheerder wordt voor de rapportering in het kader van de tariefmethodologie verplicht tot het bijhouden van een gescheiden boekhouding (balans en resultatenrekening). Echter dit geeft onvoldoende waarborgen om het risico op kruissubsidiëring te voorkomen: de distributienetbeheerder dient, voor elke geregistreerde kost of opbrengst, te kunnen verantwoorden dat er geen kruissubsidiëring is. Dit geldt bijvoorbeeld voor indirecte kosten, of voor directe kosten die men verdeelt tussen meerdere activiteiten.

### 14.3 Methodenota

Gezien het belang van een correcte toewijzing van de kosten, van de dochterondernemingen of andere gelieerde ondernemingen van de werkmaatschappij en van de werkmaatschappij, naar de geregleerde activiteiten elektriciteit en aardgas van de Vlaamse distributienetbeheerders, zal de werkmaatschappij in de reguleringsperiode 2021-2024 jaarlijks op 1 juni een methodenota over het voorbije (boek)jaar hierover indienen bij de VREG. Deze methodenota moet minstens voor dat boekjaar volgende elementen bevatten:

1. Een beschrijving van de werkmaatschappij en gelieerde (dochter)ondernemingen, inbegrepen het gedetailleerd overzicht van al hun geregleerde en niet-geregleerde activiteiten.
2. Een beschrijving die getrouw de gebruikte methodiek en daadwerkelijke naleving ervan vanaf het registreren van alle kosten en opbrengsten bij de werkmaatschappij en gelieerde ondernemingen tot en met het finaal toewijzen van deze kosten en opbrengsten aan de activiteiten van de distributienetbeheerders weergeeft, met o.a. een overzicht van alle kostenrubrieken waarop een verdeelsleutel wordt toegepast, hoe de daarbij gehanteerde verdeelsleutels werden bepaald, een verantwoording van de gehanteerde verdeelsleutel en de wijze waarop deze werd berekend.
3. Een beschrijving die getrouw de methodiek weergeeft waarop de jaarlijks toe te passen overhead voor elke activiteit wordt vastgelegd en waarvan de hoogte wordt verantwoord door een gedocumenteerde analyse van de onderliggende indirecte kosten.
4. Een beschrijving die getrouw de interne beheersdoelstellingen en de daarmee verband houdende opzet en werking van de interne controlemaatregelen weergeeft die eventuele kruissubsidiëring tussen de verschillende vernoemde activiteiten moeten voorkomen en remediëren en de scheiding tussen deze activiteiten moeten versterken.

### 14.4 Toezicht door VREG

De VREG kan, na ontvangst van de methodenota, testen uitvoeren teneinde o.m. de opzet, het bestaan en de effectieve werking van de in de methodenota beschreven interne controlemaatregelen na te gaan, bijvoorbeeld d.m.v. het testen van steekproeven of het uitvoeren van interviews.

Indien uit de controle blijkt dat kruissubsidiëring nog mogelijk is of was, of dat onregelmatigheden t.o.v. de methodenota werden vastgesteld, moet de onderneming corrigerende maatregelen voorstellen en uitvoeren.

Bij een vaststelling van kruissubsidiëring zal de VREG onterechte kosten bij de geregleerde activiteiten verwerpen volgens de criteria par. 5.3.5.3.

## 15 Rapportering door distributienetbeheerders en commissaris

### 15.1 Procedure reguleringsperiode 2021-2024

De hieronder in Tabel 26 vermelde rapporteringsmodellen met bijhorende invul- en auditinstructie (par. 17.1) maken integraal deel uit van deze tariefmethodologie. De tabel vermeldt de timing m.b.t. de indiening van de verschillende rapporteringsmodellen door de distributienetbeheerder bij de VREG.

De distributienetbeheerder dient de rapporten minstens in onder digitale vorm via e-mail aan het e-mailadres [tarieven@vreg.be](mailto:tarieven@vreg.be).

De distributienetbeheerder mag in een digitaal rapporteringsbestand geen koppelingen of verwijzingen naar andere bestanden toevoegen, m.a.w. iedere digitaal rapporteringsbestand bevat op zich alle nodige broninformatie.

**Tabel 26 Jaarlijkse rapporteringen m.b.t. de tariefmethodologie**

In te dienen ten laatste op	het rapport	voor elke	met rapport van feitelijke bevindingen door commissaris bijgevoegd
1 juni 2022 <sup>314</sup> 1 juni 2023 1 juni 2024 1 juni 2025	Ex-post rapportering m.b.t. voorgaand boekjaar: Rapporteringsmodel endogene kosten (bijlage 5 en bijlage 6 van de tariefmethodologie)	Distributienetbeheerder	Ja
	Ex-post rapportering m.b.t. voorgaand boekjaar: Rapporteringsmodel exogene kosten en aanvullende endogene termen (realiteit) (bijlage 4A en bijlage 4B van de tariefmethodologie)		
1 juni 2022 1 juni 2023 1 juni 2024 1 juni 2025	Methodenota (par. 14.3)	Distributienetbeheerder	Nee
1 sept. 2020 1 sept. 2021 1 sept. 2022 1 sept. 2023	Ex-ante rapportering m.b.t. volgend boekjaar: Rapporteringsmodel exogene kosten en aanvullende endogene termen (budgetvoorstel) (bijlage 4A en bijlage 4B van de tariefmethodologie)		
1 april 2021 1 april 2022 1 april 2023 1 april 2024	Rapporteringsmodel kwaliteit dienstverlening en jaarlijkse checklist		
1 okt. 2020 1 okt. 2021 1 okt. 2022 1 okt. 2023	niet-periodieke distributienettarieven voor het volgende jaar (par.9).		

<sup>314</sup> Indien de rapportering nog zou wijzigen n.a.v. een beslissing van de Algemene Vergadering na datum van indiening, brengt de distributienetbeheerder de VREG hiervan onverwijld op de hoogte.

In het geval een distributienetbeheerder een bijsturing van zijn toegelaten inkomen voor endogene kosten in het kader van de voorschotregeling vraagt (par. 5.5.4.4), dient door hem een rapportering worden aangeleverd, conform het rapporteringsmodel endogene kosten in de tariefmethodologie (bijlage 5 van de tariefmethodologie), m.b.t. zijn endogene kosten over minstens een volledig semester en voorzien van een rapport van feitelijke bevindingen door de commissaris.

## 15.2 Correcties o.b.v. rapport van feitelijke bevindingen door commissaris

Indien uit een rapport van feitelijke bevindingen van de commissaris blijkt dat de door de distributienetbeheerder gerapporteerde waarden niet geheel correct waren, zal de VREG volgende procedure hanteren.

De VREG zal na overleg met de commissaris en de distributienetbeheerder de hoogte van de correcties aan de oorspronkelijk door de distributienetbeheerder gerapporteerde data m.b.t. de gerapporteerde kosten, opbrengsten en balanswaarden vaststellen.

Indien noodzakelijke correcties worden vastgesteld nadat de VREG het toegelaten inkomen al heeft gecommuniceerd, zal de VREG de berekening van het toegelaten inkomen uit periodieke distributienettarieven per getroffen distributienetbeheerder opnieuw uitvoeren volgens de nu gecorrigeerde waarden. Daaruit volgt:

1. Het zuivere toegelaten inkomen voor het daaropvolgende jaar volgens deze tariefmethodologie, d.w.z. zonder de correcties voor de fouten uit voorgaande jaren (pt. 2).
2. De fouten in de toegelaten inkomens in de daaraan voorafgaande jaren, welke werden veroorzaakt door de incorrect gerapporteerde waarden. Deze bedragen worden als correctie toegevoegd aan het inkomen voor het volgende jaar (pt. 1), evenwel geactualiseerd volgens de kapitaalkostenvergoedingspercentages in die voorafgaande jaren van toepassing voor regulatoire saldi volgens bijlage 2 van de tariefmethodologie.

## 15.3 Opleggen en verwerken van voorlopige periodieke distributienettarieven

In principe zullen voorlopige distributienettarieven, waarvan sprake in het Energiedecreet art. 4.1.33 §3 6° steeds gelijk zijn aan de actuele distributienettarieven volgens het dan laatst door de VREG goedgekeurde tariefvoorstel.

Als compenserende maatregel worden de hoogtes van de regulatoire saldi ex-post bepaald m.b.v. het definitief toegelaten inkomen en niet op basis van het inkomen dat aan de basis van die voorlopige tarieven. De inkomsten uit die voorlopige tarieven worden opgedeeld in exogeen-endogeen volgens de opdeling in hun tariefvoorstel.

Indien door omstandigheden, bijvoorbeeld bij een wijziging in tariefstructuur, de bestaande tarieven niet kunnen verlengd worden, dan zal de VREG voor de waarden van de voorlopige tarieven een kopie nemen van de distributienettarieven van een andere distributienetbeheerder die wel definitief konden vastgesteld worden. Indien nog geen enkel tariefvoorstel voor de

nieuwe tariefstructuur of klantengroep kon goedgekeurd worden, zal de VREG zelf een beslissing nemen over de redelijke hoogte van de voorlopige tarieven.

Er kan een onderscheid gemaakt worden volgens de oorzaak van de noodzaak van voorlopige tarieven, zoals verduidelijkt in Tabel 27.

**Tabel 27 Scenario's bron van vertraging met voorlopige distributietarieven tot gevolg**

Scenario	Probleem m.b.t. endogene kosten	Probleem m.b.t. exogene kosten	Probleem m.b.t. omzetting toegelaten inkomen naar distributietarieven
1	X		
2		X	
3	X	X	
4			X

De scenario's hieronder spelen zich telkens af binnen één activiteit (elektriciteits- of aardgasdistributie).

#### *Scenario 1*

Er is alleen een probleem met de ex-post rapportering van de endogene kosten door één of meerdere distributienetbeheerders. De VREG kan dan voor geen enkele distributienetbeheerder het toegelaten inkomen voor endogene kosten berekenen.

De periodieke distributietarieven zijn dan voorlopig gelijk aan de actuele distributietarieven, voor alle distributienetbeheerders.

Zodra de problemen zijn opgelost, kan en zal de VREG per distributienetbeheerder het definitieve toegelaten inkomen voor endogene kosten vaststellen en zonder verwijl aan hem meedelen. De regulatoire saldi zullen bepaald worden op basis van het definitieve toegelaten inkomen of endogeen budget<sup>315</sup> uit het tariefvoorstel.

#### *Scenario 2*

Er is alleen een probleem bij de bepaling van het budget voor exogene kosten van één of meer distributienetbeheerders. Dit heeft geen invloed op de andere distributienetbeheerders.

Zolang het probleem voor een distributienetbeheerder bestaat, zal hij werken met voorlopige periodieke distributietarieven gelijk aan zijn actuele distributietarieven.

Zodra het probleem is opgelost, kan de VREG het totaal toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder voor exogene kosten, bepalen. Dit vormt samen met het reeds eerder bepaald toegelaten inkomen voor endogene kosten, het totale toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder. De VREG brengt de distributienetbeheerder zonder verwijl op de hoogte van dit definitief toegelaten inkomen. De regulatoire saldi voor exogene kosten zullen bepaald worden op basis van het definitieve toegelaten inkomen.

---

<sup>315</sup> Een distributienetbeheerder kan binnen de reguleringsperiode een gemotiveerde vraag tot herziening van zijn tarieven voor de komende jaren van die tariefmethode ter goedkeuring voorleggen aan de VREG. Energiedecreet art. 4.1.33 §4.



### *Scenario 3*

In dit scenario zijn er bij één of meer distributienetbeheerders problemen bij hun rapportering van exogene én endogene kosten.

De periodieke distributienettarieven zijn dan voorlopig gelijk aan de actuele distributienettarieven, voor alle distributienetbeheerders (gelijkenis met scenario 1).

Zodra alle problemen zijn opgelost, kan en zal de VREG per distributienetbeheerder het definitieve toegelaten inkomen voor endogene en exogene kosten vaststellen en zonder verwijf aan hem meedelen. De regulatoire saldi zullen bepaald worden op basis van het definitieve toegelaten inkomen en/of endogeen budget<sup>316</sup> uit het tariefvoorstel.

### *Scenario 4*

Er is een probleem met het tariefvoorstel van de distributienetbeheerder.

Zolang het probleem bestaat, werkt de distributienetbeheerder met voorlopige periodieke distributienettarieven zoals de VREG daar, naargelang de situatie, dan gemotiveerd zal over beslissen.

---

<sup>316</sup> Ibidem.

## 16 Aanpak inzake fusies en (partiële) splitsingen

### 16.1 Fusie

#### 16.1.1 Situatie

Met “fusie” van distributienetbeheerders wordt voor de doeleinden van de tariefmethodologie bedoeld:

- a) een fusie in de zin van art. 12:2 of 12:3 van het Wetboek van Vennootschappen<sup>317</sup>, waarmee de rechtshandeling bedoeld wordt waarbij het *gehele* vermogen van één of meerdere distributienetbeheerders, zowel de rechten als verplichtingen, als gevolg van een *ontbinding* zonder vereffening overgaat op *één* fusie-distributienetbeheerder tegen uitreiking van aandelen in de nieuwe fusie-distributienetbeheerder (fusie door oprichting van een nieuwe fusie-distributienetbeheerder) of in de overnemende fusie-distributienetbeheerder (fusie door overneming) rechtstreeks aan de aandeelhouders van de ontbonden distributienetbeheerder(s) (eventueel – maar niet verplicht – met een beperkte opleg in geld),
- b) de onder art. 12:7 van het Wetboek van Vennootschappen met een fusie gelijkgestelde verrichtingen en
- c) transacties die niet aan de omschrijving van het begrip fusie in de zin van het Wetboek van Vennootschappen beantwoorden en bijgevolg niet ressorteren onder de in dat wetboek uitgewerkte regeling, doch waarbij die operaties een nauwe verwantschap met de fusie vertonen, en het (economisch) resultaat in hoofde van de fusie-distributienetbeheerder hetzelfde is: zij verwerft het gehele vermogen van de overgenomen distributienetbeheerder.

#### 16.1.2 Distributienettarieven

De VREG zal zo snel als mogelijk nadat de fusie voltrokken is, de nieuwe distributienettarieven voor de fusie-distributienetbeheerder toepassen. Indien aangewezen, kunnen als overgangsmaatregel tijdelijk de distributienettarieven overeenkomstig de netgebieden en distributienetbeheerders van vóór de fusie, toegepast worden.

De VREG kan de overgangstermijn eenmaal verlengen, alleen na gemotiveerd verzoek hiertoe door de fusie-distributienetbeheerder aan de VREG overgemaakt binnen de 30 kalenderdagen nadat de fusie is voltrokken en nadat de VREG dit verzoek heeft beoordeeld en al dan niet temporeel geheel of gedeeltelijk heeft aanvaard. De VREG kan dan beslissen om de overgangstermijn te verlengen.

#### 16.1.3 Rapportering en attestering

In geval van een fusie van distributienetbeheerders dient conform het Wetboek van Vennootschappen door de aan de fusie deelnemende distributienetbeheerders minstens een fusievoorstel worden opgemaakt, alsook een schriftelijk verslag over het fusievoorstel dat in elke deelnemende distributienetbeheerder dient te worden opgesteld door de commissaris, hetzij,

---

<sup>317</sup> Wetboek van vennootschappen en verenigingen van 23 maart 2019.

wanneer er geen commissaris is, door een bedrijfsrevisor of door een externe accountant die de bestuurders of zaakvoerders hebben aangewezen. Verder dient ook minstens een omstandig schriftelijk verslag door het bestuursorgaan van elke deelnemende distributienetbeheerder te worden opgemaakt.

De VREG verwacht dat zowel het fusievoorstel, het schriftelijk verslag door de commissaris en het omstandig schriftelijk verslag door het bestuursorgaan ten laatste 6 maand na de voltrekking van de fusie aan hem wordt opgeleverd.

Verder dient de fusie-distributienetbeheerder uiterlijk 6 maanden nadat de fusie is voltrokken aan de VREG een rapportering op te leveren conform bijlage 5 en bijlage 6 van de tariefmethodologie, vergezeld van een rapport van feitelijke bevindingen van de commissaris van de fusie-distributienetbeheerder. Deze rapportering heeft betrekking op het volledig gefuseerde netgebied en dient te worden opgeleverd voor elk van de door de VREG gevraagde boekjaren uit het verleden.

Voor de boekjaren vanaf het moment dat de fusie is voltrokken, rapporteert de fusie-distributienetbeheerder uiteraard altijd voor zijn volledig netgebied en, indien gevraagd door de VREG in het kader van de overgangstermijn, voor de afzonderlijke gefuseerde netgebieden. Deze rapporteringen moeten vergezeld zijn van een rapport feitelijke bevindingen van de commissaris volgens de bepalingen in Tabel 26.

#### **16.1.4 Kwaliteitsprikkel**

Wat betreft de invloed van de fusie op de rapportering van de kwaliteitsprestaties in het kader van de kwaliteitsprikkel, wordt verwezen naar de bepalingen hierover in de bijlage 9.

## **16.2 Gehele of partiële splitsing van een distributienetbeheerder**

### **16.2.1 Situatie**

Met “gehele splitsing” van een distributienetbeheerder wordt voor de doeleinden van de tariefmethodologie volgende transactie bedoeld:

de rechtshandeling waarbij het *gehele* vermogen van een distributienetbeheerder, zowel de rechten als verplichtingen, als gevolg van een *ontbinding* zonder vereffening overgaat op *twee of meer* distributienetbeheerders<sup>318</sup> tegen uitreiking van aandelen in de bestaande overnemende en/of nieuw opgerichte distributienetbeheerders rechtstreeks aan de aandeelhouders van de gesplitste distributienetbeheerder (eventueel – maar niet verplicht – met een beperkte opleg in geld).

Met “partiële splitsing<sup>319</sup>” van een distributienetbeheerder wordt voor de doeleinden van de tariefmethodologie volgende transactie bedoeld:

---

<sup>318</sup> Het Wetboek van Vennootschappen onderscheidt drie soorten splitsingen, te weten de splitsing door overneming (art. 12:4 W. Venn.), de splitsing door oprichting van nieuwe vennootschappen (art. 12:5 W. Venn.) en de splitsing door combinatie van overneming en oprichting van nieuwe vennootschappen of de gemengde splitsing (art. 12:6 W. Venn.).

<sup>319</sup> Artikel 12:8 Wetboek van Vennootschappen

de rechtshandeling waarbij een distributienetbeheerder, *zonder te worden ontbonden*, een *gedeelte* van haar vermogen inbrengt in *één* bestaande overnemende en/of nieuw opgerichte distributienetbeheerder tegen uitreiking van aandelen in de bestaande overnemende en/of nieuw opgerichte distributienetbeheerder rechtstreeks aan de aandeelhouders van de inbrengende distributienetbeheerder (eventueel – maar niet verplicht – met een beperkte opleg in geld).

Worden gelijkgesteld met een (partiële) splitsing voor de doeleinden van de tariefmethodologie: transacties die geen (partiële) splitsing zijn in de zin van het Wetboek van Vennootschappen en bijgevolg niet ressorteren onder de in dat wetboek uitgewerkte regeling, doch waarbij die operaties een nauwe verwantschap met de (partiële) splitsing vertonen en het (economisch) resultaat hetzelfde is.

### 16.2.2 Distributienettarieven

De VREG zal zo snel als mogelijk nadat de gehele of partiële splitsing voltrokken is, de nieuwe distributienettarieven per distributienetbeheerder (overnemende en inbrengende(n)) toepassen. Indien aangewezen, kunnen als overgangsmaatregel tijdelijk de distributienettarieven overeenkomstig de netgebieden en distributienetbeheerders van vóór de transactie, toegepast worden.

### 16.2.3 Rapportering en attestering

In geval van een (partiële) splitsing van een distributienetbeheerder dient conform het Wetboek van Vennootschappen<sup>320</sup> door de aan de (partiële) splitsing deelnemende distributienetbeheerders een splitsingsvoorstel worden opgemaakt dat onder meer een nauwkeurige beschrijving en verdeling bevat van de aan elke verkrijgende distributienetbeheerder over te dragen delen van de activa en passiva van het vermogen. Hiernaast bevat het Wetboek van Vennootschappen<sup>321</sup> ook specifieke voorschriften inzake een schriftelijk verslag over het splitsingsvoorstel dat in elke deelnemende distributienetbeheerder dient te worden opgesteld door de commissaris, hetzij, wanneer er geen commissaris is, door een bedrijfsrevisor of door een externe accountant die de bestuurders of zaakvoerders hebben aangewezen.

Aangezien het splitsingsvoorstel onder meer een nauwkeurige beschrijving en verdeling moet bevatten van de aan elke verkrijgende distributienetbeheerder over te dragen delen van de activa en passiva van het vermogen, verwacht de VREG dat in het splitsingsvoorstel ook een boekhoudkundige weergave van de over te dragen delen van de activa en passiva van het vermogen wordt opgenomen, waarbij de van toepassing zijnde bepalingen in bijlage 3<sup>322</sup> of bijlage 3B<sup>323</sup> van de tariefmethodologie in acht worden genomen. Indien in het splitsingsvoorstel provisorio slechts boekhoudkundige gegevens worden opgenomen die niet gelijk zijn aan de definitief over te dragen delen van de activa en passiva van het vermogen, verwacht de VREG dat aan hem een boekhoudkundige weergave van de definitief over te dragen delen van de activa en passiva wordt opgeleverd, vergezeld van een gunstig rapport van de commissarissen, aangewezen

---

<sup>320</sup> Art. 12:59, 9° in het geval van een (partiële) splitsing door overneming; Art. 12:75, 9° in het geval van een (partiële) splitsing door oprichting nieuwe vennootschappen.

<sup>321</sup> Art. 12:62 in het geval van een (partiële) splitsing door overneming; Art. 12:78 in het geval van een (partiële) splitsing door oprichting nieuwe vennootschappen.

<sup>322</sup> Bij splitsing volgens de gewestgrens (voor grensoverschrijdende distributienetbeheerders).

<sup>323</sup> Bij splitsing binnen Vlaanderen (voor alle distributienetbeheerders).

bedrijfsrevisoren of accountants van elk van de deelnemende distributienetbeheerders en dit ten laatste 6 maand na de splitsing. Hierbij dienen uiteraard ook de definitief over te dragen delen van de activa en passiva van het vermogen te voldoen aan de van toepassing zijnde bepalingen in bijlage 3 of bijlage 3B van de tariefmethodologie.

Bij partiële splitsing dient de partieel gesplitste distributienetbeheerder uiterlijk 6 maanden nadat de partiële splitsing is voltrokken aan de VREG een rapportering op te leveren conform bijlage 5 en bijlage 6 van de tariefmethodologie, vergezeld van een rapport van feitelijke bevindingen van de commissaris van de partieel gesplitste distributienetbeheerder. Deze rapportering heeft betrekking op het overgedragen (partieel gesplitste) deel van zijn netgebied, opgemaakt overeenkomstig de van toepassing zijnde verdeelsleutels volgens bijlage 3 of bijlage 3B en dient te worden opgeleverd voor elk van de door de VREG gevraagde boekjaren uit het verleden. I.v.m. de herrekening van de toegelaten inkomsten voor endogene kosten op basis van de historische referentieperiode (par. 5.5.3.2), kan de VREG vragen om enkel een opsplitsing te maken in de tijd terug tot en met het laatste jaar van die referentieperiode en waarbij vervolgens de opdeling voor de voorafgaande jaren volgens dezelfde percentages zal zijn als deze van dat laatste jaar.

In tegenstelling tot de rapporteringswijze voor de gewestgrensoverschrijdende distributienetbeheerders, dient elk van de tabellen in bijlage 5 van de tariefmethodologie louter betrekking te hebben op het overgedragen (partieel gesplitste) deel van het netgebied. De rapportering over het overgedragen (partieel gesplitste) deel van het netgebied, m.b.t. de door de VREG gevraagde boekjaren uit het verleden, zal door de VREG als volgt in rekening worden genomen in de trendberekening voor de bepaling van de toegelaten inkomens inzake endogene kosten:

Zowel in het geval van een partiële splitsing door overneming als oprichting zal deze rapportering in mindering worden gebracht van de originele rapportering door de partieel gesplitste distributienetbeheerder over de respectievelijke boekjaren uit het verleden, d.i. de rapportering inzake endogene kosten door de partieel gesplitste distributienetbeheerder over de boekjaren vooraleer de partiële splitsing is voltrokken;

In het geval van een partiële splitsing door overneming zal deze rapportering bijgeteld worden bij de originele rapportering van de overnemende distributienetbeheerder over de respectievelijke boekjaren uit het verleden, d.i. de rapportering inzake endogene kosten door de overnemende distributienetbeheerder over de boekjaren vooraleer de partiële splitsing is voltrokken;

In het geval van een partiële splitsing door oprichting zal deze rapportering in rekening worden gebracht bij de nieuw opgerichte distributienetbeheerder en dit voor elke van de respectievelijke boekjaren uit het verleden.

Bij splitsing dient de gesplitste distributienetbeheerder uiterlijk 6 maanden nadat de splitsing is voltrokken aan de VREG een rapportering op te leveren conform bijlage 5 en bijlage 6 van de tariefmethodologie, vergezeld van een rapport van feitelijke bevindingen van de commissaris van de gesplitste distributienetbeheerder. Deze rapportering is bovendien meervoudig aangezien de gesplitste distributienetbeheerder afzonderlijk moet rapporteren over elk van de gesplitste delen van zijn netgebied, opgemaakt overeenkomstig de van toepassing zijnde verdeelsleutels volgens bijlage 3 of bijlage 3B. Bovendien dient deze rapportering te worden opgeleverd voor elk van de door de VREG gevraagde boekjaren uit het verleden. Elk van de tabellen in bijlage 5 van de tariefmethodologie dienen louter betrekking te hebben op de gesplitste delen van het netgebied.

Voor de boekjaren vanaf het moment dat de (partiële) splitsing is voltrokken, rapporteren elk van de betrokken distributienetbeheerders uiteraard enkel voor hun netgebieden.

#### **16.2.4 Kwaliteitsprikkel**

Wat betreft de invloed van de splitsing op de rapportering van de kwaliteitsprestaties in het kader van de kwaliteitsprikkel, wordt verwezen naar de bepalingen hierover in de bijlage 9.

## 17 Bijlagen

17.1 Bijlage 1: Invul- en auditinstructie rapporteringsmodellen.

17.2 Bijlage 2: Rapport kapitaalkostenvergoeding reguleringsperiode 2021-2024.

17.3 Bijlage 3: Verdeelsleutels voor de balansen en resultatenrekening van de distributienetbeheerders volgens de opdeling van hun distributieactiviteit tussen Vlaanderen en de overige gewesten

17.4 Bijlage 3B: Verdeelsleutels voor de balansen en resultatenrekening van de binnen Vlaanderen (partieel) gesplitste distributienetbeheerders

17.5 Bijlage 4A: Rapporteringsmodel exogene kosten en aanvullende endogene termen 2021

17.6 Bijlage 4B: Rapporteringsmodel exogene kosten en aanvullende endogene termen 2022-2024

17.7 Bijlage 5: Rapporteringsmodel endogene kosten 2021-2024

17.8 Bijlage 6: In te dienen toelichting bij rapporteringsmodel endogene kosten

17.9 Bijlage 7A: Rapporteringsmodel tariefvoorstel 2021 [en 2022H1]<sup>324</sup>

---

<sup>324</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

**17.10 Bijlage 7B: Rapporteringsmodel tariefvoorstel [...] <sup>325</sup> [2022H2] <sup>326</sup>-  
2024**

**17.11 Bijlage 8: In te dienen documenten door de distributienetbeheerder  
bij zijn tariefvoorstel**

**17.12 Bijlage 9: De kwaliteitsprikkel.**

**17.13 Bijlage 9A: Rapporteringsmodel kwaliteit dienstverlening**

**17.14 Bijlage 9B: Checklist interne audit**

**17.15 Bijlage 9C: Berekeningsmodel q-factoren**

**17.16 Bijlage 10: Rekenbladen VREG**

**17.17 [Bijlage 11: incentives] <sup>327</sup>**

---

<sup>325</sup> Geschrappt bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>326</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.

<sup>327</sup> Toegevoegd bij beslissing van de VREG van 25 juni 2021.