

Rapport

van 5/12/2025

Congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten

Over de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen voor congestiebeheer tot 2025

Inhoud

I.	KADERING EN OPBOUW RAPPORT	6
I.1.	Kadering van het rapport	6
I.2.	Opbouw van het rapport	6
II.	OVERZICHT RELEVANTE REGELGEVING	8
III.	INLEIDING	10
III.1.	Wat is flexibiliteit?	10
III.2.	Waarom flexibiliteit?	11
III.2.1.	De transitie naar een koolstofarm, geëlektrificeerd energiesysteem	11
III.2.2.	Uitdagingen voor de netbeheerders als gevolg van de energietransitie	11
III.2.3.	Flexibiliteit als (deel van de) oplossing	12
III.3.	Focus van dit rapport	14
IV.	CONGESTIEBEHEER	16
IV.1.	Algemene principes	16
IV.1.1.	Wat is congestie?	16
IV.1.2.	Wat veroorzaakt congestie?	16
IV.1.3.	Waar kan congestie zich voordoen?	17
IV.1.4.	Wat zijn mogelijke oplossingsstrategieën voor congestie?	19
IV.1.4.1.	Het voorzien van bijkomende netcapaciteit door middel van netinvesteringen	19
IV.1.4.2.	De inzet van flexibiliteit om bestaande netcapaciteit maximaal en optimaal te benutten	19
IV.2.	Regelgevend kader	23
IV.2.1.	De afweging tussen een netinvestering en flexibiliteit	24
IV.2.1.1.	Europees kader	24
IV.2.1.2.	Vlaams kader	24
IV.2.2.	Marktgebaseerde flexibiliteit	26
IV.2.2.1.	Europees kader	26
IV.2.2.2.	Vlaams kader	27
IV.2.3.	Niet-marktgebaseerde flexibiliteit	29
IV.2.3.1.	Congestiebeheer op het transmissienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit – bepalingen rond niet-beschikbaarheidsplanning, programma's en de verplichte aanbieding van redispatch flexibiliteit	30

IV.2.3.2. Congestiebeheer op het Vlaamse plaatselijk vervoernet van elektriciteit en het Vlaamse distributienet – bepalingen rond technische flexibiliteit	31
IV.2.4. Flexibele aansluitingsovereenkomsten	37
IV.2.4.1. Wat zijn flexibele aansluitingsovereenkomsten?	37
IV.2.4.1.1. Definitie	37
IV.2.4.1.2. Flexibele toegang	38
IV.2.4.1.3. Verhouding met (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit	38
IV.2.4.2. Historiek	39
IV.2.4.3. Artikel 6bis Vijfde Elektriciteitsrichtlijn en het Ontwerpdecreet	41
IV.2.4.3.1. Europees kader	41
IV.2.4.3.2. Omzetting in Vlaanderen	42
IV.2.4.3.3. Advies Vlaamse Nutsregulator	43
IV.2.4.3.4. Tweede principiële goedkeuring	44
IV.2.4.3.5. Derde principiële goedkeuring	44
IV.2.5. Samenwerking tussen de netbeheerders	46
IV.2.6. Blik op de toekomst	47
IV.2.6.1. Netcode Demand Response	47
IV.2.6.2. The EU Grids Package	49
IV.3. Toepassing en samenhang van de verschillende flexibiliteitsproducten in de context van congestiebeheer	51
IV.3.1. Kadering van de verschillende flexibiliteitsproducten in de context van congestiebeheer – categorisering, definiëring en afbakening toepassingsgebied	51
IV.3.1.1. Categorie 1: Flexibiliteit als alternatief voor een netinvestering	51
IV.3.1.1.1. Marktgebaseerde flexibiliteit	52
IV.3.1.1.2. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit	53
IV.3.1.1.3. Permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten	54
IV.3.1.2. Categorie 2: Flexibiliteit in afwachting van een geplande netinvestering	55
IV.3.1.2.1. Tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten (bij een nieuwe aansluitingsaanvraag)	55
IV.3.1.2.2. (Niet-)marktgebaseerde flexibiliteit (bij het ontbreken van een nieuwe aansluitingsaanvraag)	56
IV.3.1.3. Samenvatting	56
IV.3.2. De keuze voor de verschillende flexibiliteitsproducten bij netontwikkeling	57
IV.3.2.1. Basis	57
IV.3.2.2. Combinatie van marktgebaseerde flexibiliteit en bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten in een netgebied	60
IV.3.3. De activatie van de verschillende flexibiliteitsproducten bij real time netexploitatie	61
IV.4. Implementatie door de netbeheerders	62
IV.4.1. Congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet	62
IV.4.1.1. Methodologie voor de afweging tussen een netinvestering en de aankoop van flexibiliteitsdiensten	62
IV.4.1.1.1. Historiek	62
IV.4.1.1.1.1. Eerste indiening	62

IV.4.1.1.1.2. Tweede indiening	63
IV.4.1.1.2. Huidige versie van het afwegingsmodel	64
IV.4.1.1.3. Verdere ontwikkeling	70
IV.4.1.2. Marktgebaseerde flexibiliteit	71
IV.4.1.2.1. De specificaties voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer	71
IV.4.1.2.1.1. Historiek	72
IV.4.1.2.1.1.1. Eerste indiening	72
IV.4.1.2.1.1.2. Tweede indiening	72
IV.4.1.2.1.2. Huidige versie van de marktproducten	74
IV.4.1.2.1.3. Verdere ontwikkeling via markttesten	76
IV.4.1.2.2. De “Algemene Voorwaarden in het kader van de levering van flexibiliteit- en ondersteunende diensten”	79
IV.4.1.3. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit	81
IV.4.1.3.1. Aanpassingen aan het aansluitingscontract	81
IV.4.1.3.2. Aanpassingen aan de Synergrid technische voorschriften en andere flexibiliteitsgerelateerde documenten	83
IV.4.1.3.3. Aanpassingen aan de Samenwerkingsovereenkomst	85
IV.4.1.4. Flexibele aansluitingsovereenkomsten	87
IV.4.1.4.1. “Fall-Back Flex” als tussentijdse oplossing	87
IV.4.2. Congestiebeheer op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit	90
IV.4.2.1. Methodologie voor de afweging tussen een netinvestering en de aankoop van flexibiliteitsdiensten	90
IV.4.2.2. Marktgebaseerde flexibiliteit	91
IV.4.2.3. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit	92
IV.4.2.3.1. De ruimere context van coördinatie en congestiebeheer	92
IV.4.2.3.1.1. Niet-beschikbaarheidsplanning	92
IV.4.2.3.1.2. Programmering en redispatching	93
IV.4.2.3.2. De gefaseerde implementatie via het iCAROS-project	95
IV.4.2.3.3. De gereguleerde documenten: de regels voor coördinatie en congestiebeheer, T&C OPA, T&C SA	98
IV.4.2.3.4. Beoordeling van de regels voor coördinatie en congestiebeheer, T&C OPA en T&C SA door de Vlaamse Nutsregulator	98
IV.4.2.4. Flexibele aansluitingsovereenkomsten	102
IV.4.2.4.1. “Fall-back flex PVN” als tussentijdse oplossing	102
IV.5. Mogelijke andere relevante maatregelen	105
IV.5.1. Maatregelen met betrekking tot de toewijzing en inzet van beschikbare capaciteit	105
IV.5.1.1. Verbetering van de capaciteitstoewijzing voor alle – inclusief bestaande – netgebruikers	105
IV.5.1.1.1. Afstemming van de toegewezen capaciteit op de werkelijke noden	105
IV.5.1.1.1.1. Pay-it-or-lose-it en use-it-or-lose-it (of nog, GOTORK)	106
IV.5.1.2. Verbetering van de capaciteitstoewijzing voor nieuwe aansluitingsaanvragen	106
IV.5.1.2.1. Verbetering van de methodologieën en assumpties van de netbeheerders bij hun netstudies	106
IV.5.1.2.2. Verbetering van de methodologie voor de capaciteitstoewijzing van Elia ter vrijwaring van capaciteit voor het middenspanningsnet	107

IV.5.1.2.3. Verbetering van de aansluitingsprocedures, inclusief de modaliteiten rond capaciteitsreservering en -allocatie, voor een nieuwe aansluitingsaanvraag	109
IV.5.1.2.4. Prioriteringskader	110
IV.5.2. Maatregelen met betrekking tot de beschikbaarheid van flexibiliteit	111
IV.5.2.1. Verhogen van de liquiditeit van marktgebaseerde flexibiliteit	111
IV.5.2.2. Uitbreiding van het toepassingsgebied van niet-marktgebaseerde redispatching/technische flexibiliteit	111
IV.5.2.2.1. De rol van batterijen voor het leveren van technische flexibiliteit	111
IV.5.2.2.2. Inbouwen van modulatiezekerheid voor de netbeheerders op het moment van capaciteitstoewijzing	112
IV.5.2.2.3. Mogelijke uitbreiding naar kleinere vermogens	113
IV.5.2.2.4. Nieuwe technische oplossingen voor telecontrole	113
IV.5.3. Link met de Vlaamse conceptnota over congestiebeheer	114
V. FLEXIBILITEIT IN CIJFERS	115
V.1. Algemeen	116
V.1.1. Flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet	116
V.1.1.1. Decentrale productie	116
V.1.1.2. Opslag	118
V.1.1.3. Gemelde laadpunten	119
V.1.1.4. Regelbare installaties	120
V.1.1.5. Slimme meetsystemen	123
V.1.2. Flexibiliteit aanwezig in het plaatselijk vervoernet van elektriciteit	124
V.2. Congestiebeheer	125
V.2.1. Congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet	125
V.2.1.1. Marktgebaseerde flexibiliteit	125
V.2.1.2. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit	127
V.2.2. Congestiebeheer op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit	131
VI. CONCLUSIE	133

I. KADERING EN OPBOUW RAPPORT

I.1. Kadering van het rapport

Dit rapport kadert binnen onze **informerende taak** opgenomen in artikel 9, 1°, k) van het Decreet over de operationalisering van een Vlaamse Nutsregulator,¹ met name het jaarlijks rapporteren in welke mate het decretale kader rond flexibiliteit en energiegemeenschappen en de verdere uitwerking ervan zorgt voor een flexibeler gebruik van het bestaande net en een versnelling van een duurzame energietransitie waarin de burger centraal staat.

Daarnaast geeft dit rapport ook invulling aan artikel 4.1.17/5, §4 van het Energiedecreet,² met name het jaarlijks rapporteren over de situaties waarbij gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit worden toegepast en geactiveerd.

I.2. Opbouw van het rapport

Dit rapport start in **Deel I** met een korte algemene beschrijving van het **doel** en de **inhoud** van dit **rapport**.

Deel II geeft vervolgens een samenvattende (niet-exhaustieve) oplistings van de **relevante regelgeving** inzake **flexibiliteit**, samen met de terminologie die doorheen het rapport gebruikt wordt om naar deze regelgeving te verwijzen.

Deel III van dit rapport bevat een **algemene inleiding** over het **concept flexibiliteit**. Hier leggen we uit wat flexibiliteit is, wie het kan aanbieden, wie het kan aanvragen en waarom. Vervolgens bespreken we meer in detail **waarom flexibiliteit nodig** is in de context van **netbeheer**, en welke **verschillende vormen** flexibiliteit in deze context kan aannemen.

In **Deel IV** start de **detailbespreking**. Dit deel focust specifiek op de toepassing van flexibiliteit voor (lokaal) **congestiebeheer**.

Ter **inleiding/algemene kadering** bespreken we onder **Titel IV.1** eerst wat congestie is en waardoor deze problematiek veroorzaakt wordt. Vervolgens duiden we de mogelijke oplossingsmogelijkheden, met name, het voorzien van bijkomende netcapaciteit door middel van netinvesteringen dan wel de inzet van flexibiliteit om bestaande netcapaciteit maximaal en optimaal te benutten.

Onder **Titel IV.2** bespreken we vervolgens het **regelgevend kader**. We splitsen de bespreking op in vier delen, gelinkt aan de **vier bouwblokken** die het operationeel kader voor congestiebeheer uitmaken. Onder **Titel IV.2.1** bespreken we eerst de regelgeving met betrekking tot de **afweging** die gemaakt moet worden tussen de uitvoering van een **netinvestering** en de toepassing van **flexibiliteit**. Vervolgens bespreken we de regelgeving met betrekking tot de **drie flexibiliteitsproducten** die in de context van congestiebeheer toegepast kunnen worden: (i) **marktgebaseerde flexibiliteit**, besproken onder **Titel IV.2.2**, (ii) **niet-marktgebaseerde flexibiliteit**, besproken onder **Titel IV.2.3**, en (iii) **flexibele aansluitingsovereenkomsten**, besproken onder **Titel IV.2.4**. Onder **Titel IV.2.5** bespreken we vervolgens kort de bepalingen in de regelgeving inzake

1 Decr.VI. over de operationalisering van een Vlaamse Nutsregulator, VI. Decr. 19 april 2024 over de operationalisering van een Vlaamse Nutsregulator, BS 12 juni 2024, <https://codex.vlaanderen.be/PrintDocument.ashx?id=1039806&datum=&geannoteerd=false&print=false>.

2 Decr.VI. houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, VI. Decr. 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, BS 7 juli 2009, <https://codex.vlaanderen.be/PrintDocument.ashx?id=1018092&datum=&geannoteerd=false&print=false>.

de **samenwerking** en bijhorende samenwerkingsovereenkomst tussen de **netbeheerders**. Onder **Titel IV.2.6** komen tot slot kort de verwachte **toekomstige ontwikkelingen** inzake regelgeving aan bod.

Onder **Titel IV.3** geven we vervolgens een **samenvatting** van de **verschillende flexibiliteitsproducten** die kunnen ingezet worden voor congestiebeheer, hun **modaliteiten**, **toepassingsgebied** en **onderlinge samenhang**. We maken daarbij een onderscheid tussen flexibiliteitsproducten toegepast als alternatief voor een netinvestering, en flexibiliteitsproducten toegepast in afwachting van een netinvestering.

Onder **Titel IV.4** bespreken we de **stand van zaken** van de implementatie van congestiebeheer in de praktijk door de netbeheerders. We splitsen deze bespreking opnieuw op in vier delen, overeenkomstig de vier bouwblokken van het operationeel kader voor congestiebeheer. Onder **Titel IV.4.1** lichten we de stand van zaken toe van de **implementatie** van het afwegingsmodel, marktgebaseerde flexibiliteit, niet-marktgebaseerde flexibiliteit en flexibele aansluitingsovereenkomsten op het **distributienet**. Onder **Titel IV.4.2** doen we vervolgens hetzelfde voor het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit**.

Onder **Titel IV.5** bespreken we tot slot kort **mogelijke bijkomende toekomstige maatregelen** gericht op congestiebeheer, waarbij ook **andere actoren** dan de netbeheerders betrokken kunnen zijn. We focussen hierbij achtereenvolgens op mogelijke maatregelen gelinkt aan de **toewijzing en inzet van beschikbare capaciteit**, besproken onder **Titel IV.5.1**, en mogelijke maatregelen gelinkt aan de **beschikbaarheid van flexibiliteit**, besproken onder **Titel IV.5.2**.

Deel V brengt vervolgens de belangrijkste **statistieken** over de **toepassing van flexibiliteit** in Vlaanderen gedurende het jaar 2024. Onder **Titel V.1** bespreken we eerst enkele **algemene statistieken**. Onder **Titel V.2** focussen we vervolgens op de statistieken met betrekking tot **congestiebeheer**. Dit doen we eerst voor het **distributienet** onder **Titel V.2.1**, en vervolgens voor het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit** onder **Titel V.2.2**.

Deel VI vat tot slot de belangrijkste **conclusies** samen, en blikkt vooruit.

II. OVERZICHT RELEVANTE REGELGEVING

Onderstaande tabel geeft een (niet-exhaustief) overzicht van de relevante regelgeving inzake flexibiliteit, samen met de terminologie die doorheen dit rapport gebruikt wordt om naar deze regelgeving te verwijzen.

BWHI	<i>Bijzondere Wet Hervorming der Instellingen, BS 15 augustus 1980.</i>
Elektriciteits-verordening	<i>Verord. (EU) 2024/1747 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Verordeningen (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943 wat betreft het Verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie, Pb.L. 26 juni 2024, http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj.</i>
Elektriciteits-verordening (nr. 2019/943)	<i>Verord. (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, Pb.L. 14 juni 2019, http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj.</i>
Energiebesluit	<i>Besl. VI. houdende algemene bepalingen over het energiebeleid, VI. Besl. 19 november 2010 houdende algemene bepalingen over het energiebeleid, BS 8 december 2010, https://codex.vlaanderen.be/PrintDocument.ashx?id=1019755&datum=&ge-annoteerd=false&print=false.</i>
Energiedecreet	<i>Decr. VI. houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, VI. Decr. 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, BS 7 juli 2009, https://codex.vlaanderen.be/PrintDocument.ashx?id=1018092&datum=&ge-annoteerd=false&print=false.</i>
Federaal Technisch Reglement	<i>Koninklijk besluit van 29 november 2024 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/bsluit/2024/11/29/2024008672/justel.</i>
Federaal Technisch Reglement (2019)	<i>Koninklijk besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/bsluit/2019/04/22/2019012009/justel.</i>
Federale gedrags-code elektriciteit	<i>CREG, Gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer, BS 23 november 2022, https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Varia/CREG_Gedragscode-CodeBonneConduite_E_v2.pdf.</i>
Netcode DCC	<i>Verord. (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van verbruiksinstallaties op het net, Pb.L. 18 augustus 2016, http://data.europa.eu/eli/reg/2016/1388/oj.</i>
Netcode RfG	<i>Verord. (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, Pb.L. 27 april 2016, http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj.</i>

SOGL	Verord. (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen, Pb.L. 25 augustus 2017, http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj .
TRDE	Vlaamse Nutsregulator, Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest van 22 november 2024, BS 10 december 2024, https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/document/trde ver-sie_2024.pdf .
TRDE (2023)	Vlaamse Nutsregulator, Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest van 24 maart 2023, BS 13 april 2023, https://www.vreg.be/sites/default/files/document/bijlage_1_trde_2023.pdf .
TRPV	Vlaamse Nutsregulator, Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit van 28 maart 2025, BS 7 april 2025, https://www.vlaamsenutsregulator.be/sites/default/files/document/bijlage_1_trpv.pdf .
TRPV (2020)	Vlaamse Nutsregulator, Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit van 29 mei 2020, BS 19 juni 2020, https://www.vreg.be/sites/default/files/document/trpv_2020_zonder_tc.pdf .
Vierde Elektriciteits-richtlijn	Richtl. (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU, Pb.L. 14 juni 2019, http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj .
Vijfde Elektriciteits-richtlijn	Richtl. (EU) 2024/1711 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Richtlijnen (EU) 2018/2001 en (EU) 2019/944 inzake het verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie, Pb.L. 26 juni 2024, http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj .
VNR-decreet	Decr. VI. over de operationalisering van een Vlaamse Nutsregulator, VI. Decr. 19 april 2024 over de operationalisering van een Vlaamse Nutsregulator, BS 12 juni 2024, https://codex.vlaanderen.be/PrintDocument.ashx?id=1039806&datum=&geannoteerd=false&print=false .

III. INLEIDING

Deel III van dit rapport bevat een algemene inleiding over het concept ‘flexibiliteit’. Onder Titel III.1 leggen we uit wat flexibiliteit is, wie het kan aanbieden, wie het kan aanvragen en waarom. Onder Titel III.2 kaderen we meer in detail waarom flexibiliteit nodig is in de context van netbeheer. Vervolgens bespreken we meer in detail de toepassing van verschillende vormen van flexibiliteit in deze context. Onder Titel III.3 bakenen we de focus van dit rapport duidelijk af. Onder Titel I.2 belichten we tot slot de opbouw van (het vervolg van) het rapport.

III.1. Wat is flexibiliteit?

Flexibiliteit betekent het aanpassen van het profiel van verbruik, afname, productie of injectie van elektriciteit van **afnemers, producenten of elektriciteitsopslagfaciliteiten** ten opzichte van hun normale verbruiks- of productiepatroon.³ De aanpassing van het profiel ten opzichte van het normale patroon kan zowel een verschuiving inhouden, als een momentane verhoging/verlaging zonder *rebound effect*.

De aanpassing kan gebeuren in **reactie** op een **extern signaal** zoals prijsprikkels of tarifaire prikkels, in reactie op een lokaal gemeten **netgerelateerde grootheid** zoals de frequentie of de spanning, of in reactie op de aanvaarding van het **bod** van de eindafnemer of producent in een **marktcontext**.

Een **dienstverlener van flexibiliteit** (ook wel gekend als “FSP”, verwijzend naar de *flexibility service provider*)⁴ kan ofwel zijn eigen flexibiliteit, ofwel de flexibiliteit van een of meerdere deelnemers van flexibiliteit aanbieden, en dit aan een of meerdere aanvragers van flexibiliteit (ook wel gekend als “FRP”, verwijzend naar de *flexibility requesting party*). Als een dienstverlener van flexibiliteit meerdere deelnemers van flexibiliteit vertegenwoordigt, wordt hij ook een **aggregator** genoemd.

Het **hoofddoel** van flexibiliteit is om een dienst in het energiesysteem te verlenen, waarbij de specifieke **toepassing** afhangt van de noden van de **aanvrager van flexibiliteit**.

Ten eerste kan een **netbeheerder** aanvrager zijn van flexibiliteit, ter garantie van de **operationele veiligheid**. Flexibiliteit kan hierbij ingezet worden in het kader van **congestiebeheer** (door de distributienetbeheerder en de transmissienetbeheerder), of in het kader van de **balancering** tussen vraag en aanbod of de **bevoorradingzekerheid** (door de transmissienetbeheerder).

Daarnaast kan een **netgebruiker** zijn eigen flexibiliteit inzetten voor een **lokale optimalisatie achter de meter**, om zo zijn eigen energiesysteem te optimaliseren. Een voorbeeld hiervan is het afstemmen van het eigen verbruik op de lokaal beschikbare zonneproductie, of het aanpassen van het verbruiksprofiel om zo afnamepieken te reduceren.

Tot slot kan flexibiliteit aangeboden worden aan een **evenwichtsverantwoordelijke**, die flexibiliteit inzet om zijn **portfolio**, en dus zijn positie in de groothandelsmarkten voor elektriciteit, te **optimaliseren**.

³ Merk op dat flexibiliteit in dit rapport beschouwd wordt vanuit het standpunt van de aanbieder van flexibiliteit, waar de Elektriciteitsverordening flexibiliteit definieert vanuit het standpunt van het elektriciteitssysteem: “*flexibiliteit – het vermogen van een elektriciteitssysteem om zich aan te passen aan de variabiliteit van productie- en verbruikspatronen en aan de beschikbaarheid van het net in de relevante marktjidsbestekken.*”.

⁴ Afhankelijk van de toepassing wordt er soms meer specifiek gesproken over:

- een CSP of *congestion service provider* – aanbieder van flexibiliteit voor congestiebeheer;
- een BSP of *balancing service provider* – aanbieder van flexibiliteit voor balancering.

Dit rapport focust op het eerste toepassingsdomein, met name het inzetten van flexibiliteit ten aanzien van de netbeheerder als aanvrager van flexibiliteit.

III.2. Waarom flexibiliteit?

III.2.1. De transitie naar een koolstofarm, geëlektrificeerd energiesysteem

Om de klimaatverandering trachten tegen te gaan en de globale temperatuurstijging te beperken, worden maatregelen getroffen om de uitstoot van CO₂ en andere broeikasgassen terug te dringen. Aangezien de energiesector verantwoordelijk is voor een belangrijk deel van alle CO₂ uitstoot, vereist het terugdringen van de broeikasgassen een doortastende wijziging van deze sector, en dit zowel aan vraagzijde als aan aanbodzijde. In deze context heeft de Europese Commissie doelstellingen vastgelegd om de uitstoot van broeikasgassen te reduceren, het gebruik van hernieuwbare energiebronnen te doen toenemen, en de energie-efficiëntie te verbeteren. In 2019 stelde de Europese Commissie zijn European Green Deal voor, met een duidelijke doelstelling om tegen 2030 de uitstoot van broeikasgassen met 55% te reduceren ten opzichte van 1990, om zo tot een netto-nul uitstoot te komen in 2050. Deze hoge ambities vertalen zich concreet ook in doelstellingen voor de vergroening van transport, en de renovatie van gebouwen. Een belangrijke sleutel om deze doelstellingen te bereiken is de **elektrificatie** in de transport- en de bouwsector. Als dusdanig maakt het Europese kader de weg vrij voor een sterke toename van elektrische voertuigen en warmtepompen. Naast deze doorgedreven elektrificatie, zal een verdere uitrol van **hernieuwbare energiebronnen** een belangrijke rol vervullen. Het toenemende aandeel van hernieuwbare elektriciteitsvoorziening situeert zich daarbij zowel op grote schaal (o.a. via offshore windturbines), als op kleine of decentrale schaal (o.a. via fotovoltaïsche (PV) installaties).

III.2.2. Uitdagingen voor de netbeheerders als gevolg van de energietransitie

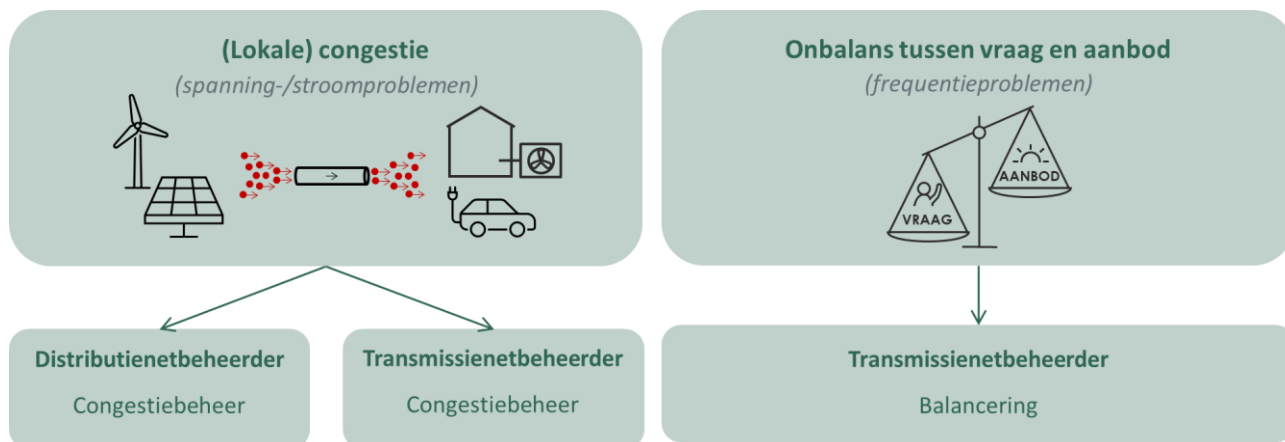
De veranderingen aan vraagzijde en aanbodzijde in het kader van de energietransitie brengen belangrijke **uitdagingen voor de netbeheerders** en **mogelijke netproblemen** met zich mee.

Zo kunnen de toenemende elektrificatie en de uitrol van hernieuwbare energiebronnen leiden tot een stijging van de stromen die het elektriciteitsnet moet verwerken. Hierdoor ontstaat een verhoogd risico op **congestie**. Dit houdt in dat er onvoldoende transportcapaciteit beschikbaar is voor de vraag en/of het aanbod van elektriciteit, waardoor de netten overbelast geraken. Dit kan aanleiding geven tot **spanning- en/of stroomproblemen**.

Daarnaast kunnen door de elektrificatie ook de typische verbruiks- en productiepatronen wijzigen. Hierdoor wordt het moeilijker om de balans tussen vraag en aanbod, die te allen tijde gegarandeerd moet zijn, te bewaren. Dit kan aanleiding geven tot een **onbalans** en daaruit volgende **frequentieproblemen**.⁵

⁵ Merk op dat de balancering tussen vraag en aanbod gebeurt op verschillende tijdshorizonnen. Ook op voorhand, op de lange termijn, wordt deze balans nagestreefd via maatregelen om de bevoorradingszekerheid te garanderen. Dit valt echter buiten de focus van dit rapport.

Figuur 1 vat deze twee grote categorieën van uitdagingen als gevolg van de energietransitie vanuit het oogpunt van de netbeheerders samen.



Figuur 1 De twee grote categorieën van uitdagingen als een gevolg van de energietransitie vanuit het oogpunt van de netbeheerders.

III.2.3. Flexibiliteit als (deel van de) oplossing

Een netbeheerder heeft verschillende mogelijkheden om met bovenvermelde uitdagingen om te gaan om zo de operationele veiligheid te garanderen.

Ten eerste zullen **netinvesteringen** en een meer **dynamisch (of slim) beheer** van de netinfrastructuur ervoor zorgen dat er meer netcapaciteit ter beschikking is. Dit maakt het mogelijk om meer hernieuwbare elektriciteitsproductie te integreren, en om afname zo veel als mogelijk de beschikbare hernieuwbare elektriciteitsproductie te laten volgen. Zo lang deze netinvesteringen maatschappelijk gezien de meest (kosten)optimale keuze vormen, dient de netbeheerder te investeren om zijn net voldoende robuust te houden.

Daar bovenop kan **flexibiliteit** bijdragen tot een betere benutting van de beschikbare netcapaciteit (in het kader van congestiebeheer), en een betere afstemming van vraag en aanbod (in het kader van balancering). Deze flexibiliteit kan zowel aan vraagzijde als aan aanbodzijde geleverd worden, waarbij afnemers, producenten of elektriciteitsopslagfaciliteiten hun profiel van verbruik, afname, productie of injectie van elektriciteit wijzigen ten opzichte van hun normale verbruiks- of productiepatroon. Er bestaan daarbij verschillende vormen van flexibiliteit.

Een eerste vorm van flexibiliteit houdt in dat netgebruikers vrijwillig deelnemen aan flexibiliteit op basis van bepaalde tarifaire, prijs- of andere prikkels, zonder dat er daarbij sprake is van een expliciet aansturingssignaal. Deze vrijwillige acties staan gekend als **impliciete flexibiliteit**.⁶

Een tweede vorm van flexibiliteit houdt in dat de netbeheerder flexibiliteit gecoördineerd activeert via een expliciet aansturingssignaal. Deze gecoördineerde aansturing van flexibiliteit door de netbeheerder staat gekend als **expliciete flexibiliteit**.

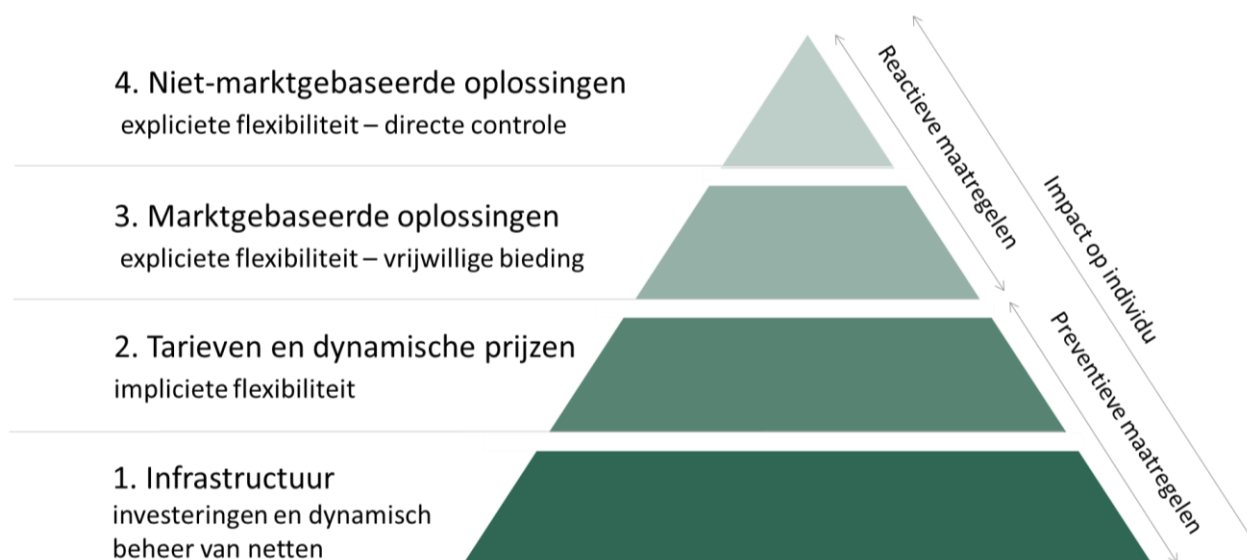
Een netbeheerder is daarbij steeds verplicht om expliciete flexibiliteit eerst trachten aan te kopen op een commerciële flexibiliteitsmarkt, waar netgebruikers hun flexibiliteit vrijwillig kunnen aanbieden

⁶ Merk op dat de termen "impliciete flexibiliteit" en "expliciete flexibiliteit" ook ruimer worden gebruikt voor situaties waarbij een andere partij dan de netbeheerder optreedt als aanvrager van flexibiliteit.

aan een zelfgekozen prijs. Een netgebruiker ontvangt voor de geleverde flexibiliteit een vergoeding op basis van de marktprijzen op de flexibiliteitsmarkt. Deze vorm van expliciete flexibiliteit wordt **marktgebaseerde flexibiliteit** genoemd.

Pas in tweede instantie, onder zeer specifieke voorwaarden, mag een netbeheerder bepaalde netgebruikers verplichten om deel te nemen aan flexibiliteit. Deze toepassing van flexibiliteit is strikt gereguleerd in termen van toepassingsvoorwaarden, onderworpen netgebruikers en vergoeding. Deze vorm van expliciete flexibiliteit staat algemeen gekend als **niet-marktgebaseerde flexibiliteit**.

Figuur 2 geeft een overzicht van de verschillende mogelijkheden. Deze “flexibiliteitspiramide” is zowel van toepassing op congestiebeheer als op balancering.⁷



Figuur 2 Illustratie van het structureel kader rond flexibiliteit en andere beleidsmaatregelen inzake netbeheer (de ‘flexibiliteitspiramide’).

Illustratie geïnspireerd op ‘Smart charging synergies: conflicten en belangen rond proposities voor slim laden – een verkenning (TKI Urban Energy)’, p. 15.

De hierboven beschreven mogelijkheden, samengevat in de “flexibiliteitspiramide” gaan uit van een gegarandeerde toegang tot het net. Specifiek voor **congestiebeheer** vormt een **flexibele aansluitingsovereenkomst** (dus: flexibele/niet-gegarandeerde toegang), een bijkomende mogelijke oplossing.

Als slotbemerking in deze discussie is het belangrijk om te benadrukken dat de mogelijkheid tot het aanpassen van het verbruiks- of productiepatroon van een netgebruiker, en dus de hoeveelheid beschikbare flexibiliteit, **begrensd** is. Het is daarom van primordiaal belang om een doordachte **keuze** te maken over de **manier** – impliciet of expliciet, marktgebaseerd of niet-marktgebaseerd – waarop de beschikbare flexibiliteit wordt ingezet. Ook voor het beoogde **doel** – congestiebeheer of balancering – geldt eenzelfde bedenking. Het inzetten van flexibiliteit voor het ene doeleinde kan immers het andere doeleinde afhankelijk van de specifieke situatie niet alleen ondersteunen, maar

⁷ De mogelijkheid om niet-marktgebaseerde flexibiliteit – meer bepaald het activeren van eenheden die onderworpen zijn aan de “Modaliteiten en voorwaarden voor de programma-agent (T&C SA)” – in te zetten als uitzonderlijke balanceringsmaatregel staat beschreven in de ‘Operationele overeenkomst voor het LFC-blok van Elia’, https://www.Elia.be/-/media/project/Elia/Elia-site/electricity-market-and-system/system-services/keeping-the-balance/2024/20240223_lfcboa_v6_en_maindocument.pdf.

ook tegenwerken. Zo kan een elektriciteitsproductie-eenheid, afgeregeld in het kader van congestie, onbeschikbaar worden om balanceringsenergie te leveren; omgekeerd kan de activatie van balanceringsmiddelen congestie verergeren, en op die manier de systeemkost verhogen.

III.3. Focus van dit rapport

Dit rapport heeft als doel om een stand van zaken te geven wat betreft de uitrol en toepassing van **expliciete flexibiliteit** aanwezig in het **elektriciteitsdistributienet** en het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit** in **Vlaanderen**, voor **congestiebeheerdoeleinden**, tot en met het jaar **2024**. Waar relevant worden ook reeds **verdere ontwikkelingen** in **2025** besproken.⁸ We focussen hierbij specifiek op de twee bovenste lagen uit de flexibiliteitspiramide getoond in Figuur 2, met name op **marktgebaseerde en niet-marktgebaseerde expliciete flexibiliteit**, alsook op **flexibele aansluitingsovereenkomsten**, waarbij de **netbeheerder** fungeert als aanvrager van flexibiliteit. De bespreking blijft daarbij beperkt tot die zaken waarbij de netbeheerder rechtstreeks betrokken is. Andere interacties tussen betrokken marktpartijen, zoals bijvoorbeeld de interactie tussen netgebruikers en aggregatoren of tussen netgebruikers en leveranciers in het kader van flexibiliteit behoren niet tot de focus van dit rapport. Dit rapport behandelt daarbij enkel de zaken die onder de bevoegdheid van de Vlaamse Nutsregulator (hierna afgekort: "VNR")⁹ vallen.

Voor een bespreking van de basis van de flexibiliteitspiramide, of nog, de netinfrastructuur wordt de geïnteresseerde lezer doorverwezen naar de VNR-beslissingen BESL-2024-15¹⁰ en volgende (t.e.m. BESL-2024-24¹¹) en het VNR-rapport RAPP-2024-07¹² over het laatst goedgekeurde investeringsplan, en naar de meest recente resultaten van de studie over de capaciteit van het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen die beschreven staan in het VNR-rapport RAPP-2025-16.¹³ Een uitvoerige bespreking van de ontwikkeling van slimme elektriciteitsnetten in Vlaanderen komt op zijn beurt aan bod in het VNR-rapport RAPP-2024-01.¹⁴

Een bespreking van de stand van zaken van impliciete flexibiliteit en tarieven is terug te vinden in het VNR-rapport RAPP-2025-11¹⁵ dat de evaluatie van het capaciteitstarief op laagspanning bespreekt,

⁸ Wat betreft de verdere ontwikkelingen in 2025, neemt dit rapport de periode van 1 januari 2025 tot 1 december 2025 in beschouwing.

⁹ De Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en gasmarkt ("VREG") werd krachtens artikel 4, § 1 van het decreet van 19 april 2024 over de operationalisering van de Vlaamse Nutsregulator (BS 12 juni 2024) omgevormd tot een autonome dienst met rechtspersoonlijkheid met als naam Vlaamse Nutsregulator, met ingang van 1 januari 2025 (art. 140 Besl. VI. Reg. 21 juni 2024 houdende wijziging van diverse besluiten met betrekking tot de operationalisering van de Vlaamse Nutsregulator).

¹⁰ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het investeringsplan 2024-2026 en 2033 van elektriciteitsdistributienetbeheerder Fluvius Antwerpen*, d.d. 10 april 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-15>.

¹¹ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het investeringsplan 2024-2026 en 2033 van elektriciteitsdistributienetbeheerder Sibelgas*, d.d. 10 april 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-24>.

¹² Vlaamse Nutsregulator, *Rapport over de investeringsplannen 2024-2026 en 2033 van de elektriciteitsdistributienetbeheerders in het Vlaamse Gewest*, d.d. 29 maart 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2024-07>.

¹³ Vlaamse Nutsregulator, *Studie over de capaciteit van het laagspanningsdistributienet in Vlaanderen*, d.d. 2 oktober 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-16>.

¹⁴ Vlaamse Nutsregulator, *Rapport over de ontwikkeling van slimme elektriciteitsnetten in Vlaanderen*, d.d. 18 januari 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2024-01>.

¹⁵ Vlaamse Nutsregulator, *Evaluatie van het capaciteitstarief op laagspanning*, d.d. 26 juni 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-11>.

alsook in het VNR-rapport RAPP-2025-18¹⁶ dat een reactie vormt op het vervolgonderzoek naar tijdsafhankelijke tarieven en injectie van de distributienetbeheerders.

Flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen kan niet alleen ingezet worden voor congestiebeheerdoeleinden, maar ook voor balanceringsdoeleinden. Ook in deze context waren er de afgelopen jaren belangrijke ontwikkelingen, waaronder de verdere openstelling van de balanceringscapaciteits- en balanceringsenergiemarkten voor netgebruikers aangesloten op de lagere spanningsniveaus, het opzetten van een samenwerking tussen de transmissienetbeheerder en de distributienetbeheerders om een oplossing te bieden in het kader van incompressibiliteit,¹⁷ en de verdere ontwikkeling van energieoverdracht.¹⁸ Naast hun rol als netbeheerder, nemen de distributienetbeheerders hier ook een belangrijke rol als databeheerder op. Dit alles valt buiten de focus van het huidige rapport, dat zich strikt beperkt tot flexibiliteit in de context van congestiebeheer. Dit neemt niet weg dat al het bovenstaande, voor wat betreft de gewestelijke aspecten ervan, eveneens belangrijke werkdomeinen zijn van de Vlaamse Nutsregulator.¹⁹

¹⁶ Vlaamse Nutsregulator, *Reactie op het vervolgonderzoek naar tijdsafhankelijke tarieven en injectie van de distributienetbeheerders*, d.d. 13 oktober 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-18>.

¹⁷ Incompressibiliteit is het probleem van een overaanbod van geproduceerde elektrische energie in de Belgische regelzone dat van dergelijke aard is dat Elia dit overaanbod maar met veel moeite weggeregeld krijgt. De problematiek rond incompressibiliteit doet zich voor in situaties met een onverwacht hoge productie van hernieuwbare energie tijdens momenten met een lage elektriciteitsvraag, wanneer er weinig neerwaartse flexibiliteit in het systeem aanwezig is.

¹⁸ Een activering van flexibiliteit door een onafhankelijke dienstverlener van flexibiliteit heeft gevolgen voor de leverancier van de betrokken flexibele netgebruiker en voor diens evenwichtsverantwoordelijke. Energieoverdracht (ook wel Transfer of Energy genoemd, afgekort als ToE) heeft als doel om deze gevolgen te neutraliseren, zowel bij het bepalen van de netto-positie van de leverancier in termen van (niet-)verkochte volume, als bij het berekenen van het (on)evenwicht van de evenwichtsverantwoordelijke van de leverancier. Voor meer details verwijzen we de geïnteresseerde lezer door naar de "Regels voor de organisatie van de Energieoverdracht" opgesteld door Elia (zie ook: <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/facilitering-van-de-elektriciteitsmarkt/energieoverdracht>).

¹⁹ We verwijzen de geïnteresseerde lezer door naar onderstaande (niet-limitatieve lijst van) relevante recente VNR-beslissingen.

- Naar aanleiding van de openstelling van aFRR en/of CRM voor netgebruikers op laagspanning:
 - Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het contract FSP-DNB, de regels voor de marktprocessen voor flexibiliteit ("Marktgids flexibiliteit") en het technisch voorschrift C8/01, zoals voorgelegd door Synergrid in naam en voor rekening van de Vlaamse distributienetbeheerders*, d.d. 27 oktober 2023, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2023-100>.
 - Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing met betrekking tot het al dan niet vervullen van de voorwaarden uit de beslissing BESL-2023-100 van de VREG met betrekking tot de goedkeuring van het contract FSP-DNB, de regels voor de marktprocessen voor flexibiliteit ("Marktgids flexibiliteit") en het technisch voorschrift C8/01, zoals voorgelegd door Synergrid in naam en voor rekening van de Vlaamse distributienetbeheerders*, d.d. 21 maart 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-12>.
 - Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing met betrekking tot de goedkeuring van het contract FSP-DNB, de regels voor de marktprocessen voor flexibiliteit ("Marktgids flexibiliteit"), het technisch voorschrift C8/01 en het technisch voorschrift C8/06, zoals voorgelegd door Synergrid in naam en voor rekening van de Vlaamse distributienetbeheerders*, d.d. 16 mei 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-37>.
 - Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing met betrekking tot de wijziging van de Voorwaarden voor de aanbieders van balanceringsdiensten voor Frequentieherstelreserves met automatische activering (aFRR) ("T&C BSP aFRR")*, d.d. 23 augustus 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-68>.
- Naar aanleiding van incompressibiliteit:
 - Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing met betrekking tot de samenwerkingsovereenkomst tussen de elektriciteitsdistributienetbeheerder, enerzijds, en de beheerder van het transmissienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, anderzijds*, d.d. 10 oktober 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-101>.
 - Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing met betrekking tot de samenwerkingsovereenkomst tussen de elektriciteitsdistributienetbeheerders, enerzijds, en de beheerder van het transmissienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, anderzijds (versie 3.3.)*, d.d. 4 april 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-13>.

IV. CONGESTIEBEHEER

Deel IV van dit rapport gaat over de toepassing van flexibiliteit voor (lokaal) congestiebeheer. Het algemene kader en de basisprincipes komen aan bod onder Titel IV.1. Onder Titel IV.2 bespreken we in detail het regelgevend kader van toepassing op congestiebeheer. Onder Titel IV.3 geven we een samenvatting van de verschillende flexibiliteitsproducten die kunnen ingezet worden voor congestiebeheer, hun toepassingsgebied en hun onderlinge samenhang. Onder Titel IV.4 behandelen we de stand van zaken van de implementatie van congestiebeheer in de praktijk door de netbeheerders, en dit zowel op het distributienet als op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Onder Titel IV.5 bespreken we tot slot kort mogelijke bijkomende toekomstige maatregelen gericht op congestiebeheer, waarbij ook andere actoren dan de netbeheerders betrokken kunnen zijn.

IV.1. Algemene principes

In wat volgt leggen we uit wat congestie is (onder Titel IV.1.1), wat de onderliggende oorzaken zijn (onder Titel IV.1.2), waar congestie zich kan voordoen (onder Titel IV.1.3) en welke oplossingen er voorhanden zijn (onder Titel IV.1.4).

IV.1.1. Wat is congestie?

(Lokale) congestie wordt in het Energiedecreet²⁰ gedefinieerd als “een situatie waarin een element van het elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of het koppelpunt met het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of het transmissienet niet alle fysieke stromen kan opvangen zonder de **operationele veiligheid** in gevaar te brengen”. Het gaat met andere woorden om een **overbelasting** van het net, waarbij er niet voldoende capaciteit is om de elektriciteitsstromen te transporteren zonder dat de technische limieten van de netinfrastructuur worden overschreden.

IV.1.2. Wat veroorzaakt congestie?

Congestie kan op verschillende manieren veroorzaakt worden. We maken daarbij een onderscheid tussen oorzaken met een tijdelijk karakter, en oorzaken met een meer structureel karakter.

Een eerste mogelijke tijdelijke oorzaak is de **tijdelijke onbeschikbaarheid van een netelement** van de netbeheerder (een zogenaamde N-1-toestand),²¹ zoals een transformator of een lijn, waardoor er **tijdelijk minder netcapaciteit** voorhanden is. Die onbeschikbaarheid van een netelement kan het gevolg zijn van een **gepland onderhoud**, van een **ongepland defect of storing**. Een andere mogelijke tijdelijke oorzaak is een **specifieke tijdelijke combinatie van meteorologische en marktomstandigheden** (zoals bijvoorbeeld veel zon- en/of windproductie gecombineerd met weinig afname in een specifiek netgebied).

Daarnaast kan er ook sprake zijn van een **meer structureel gebrek aan capaciteit**, waarbij de voorziene capaciteit niet (langer) voldoende is voor de toenemende belasting van het net. Het gaat

²⁰ Artikel 1.1.3, 79° /0 van het Energiedecreet

²¹ Door deze onbeschikbaarheid is de capaciteit van het net gereduceerd. Dergelijke situaties worden in rekening gebracht bij netontwikkeling, omdat het net in alle omstandigheden veilig en betrouwbaar uitgebaat moet kunnen worden.

daarbij zowel om toenemende injectie van decentrale hernieuwbare energieproductie-eenheden, als toenemende vraag als gevolg van de elektrificatie. De toenemende capaciteitsnood kan zich enerzijds uiten in de vorm van **grote nieuwe aansluitingsaanvragen** of **grote aanvragen voor bijkomende capaciteit op een bestaande aansluiting**.²² Het is daarnaast ook mogelijk dat de belasting, en bijhorende capaciteitsnood, meer geleidelijk aan toeneemt. Dit wordt door de netbeheerders ook wel “**organische groei**” genoemd. Het gaat dan typisch om (i) oncontroleerbare groei op laagspanning,²³ en (ii) toenames van het toegangsvermogen van middenspanningsklanten binnen de grenzen van hun contractuele aansluitingsvermogen.

Volgens het Energiedecreet is het de taak van de netbeheerder om een veilig, betrouwbaar en efficiënt net te ontwikkelen. De netbeheerders zullen **vermijden** dat **congestie structureel** in hun netten zal optreden. Wanneer de huidige belasting van het net blijft toenemen, door de elektrificatie en nieuwe aanvragen, zal dit tot gevolg hebben dat netbeheerders meer acties, zoals bijkomende netinvesteringen of het aanspreken van flexibiliteit bij netgebruikers, moeten ondernemen om congestie te vermijden (zoals meer in detail besproken onder Titel IV.1.4). De situaties van congestie in Vlaanderen zijn **vandaag** dus **incidenteel** van aard, als gevolg van een uitval van een gedeelde netinfrastructuur, waardoor de netcapaciteit tijdelijk daalt en onvoldoende kan zijn als dit samenvalt met een moment van hoge netbelasting. Wanneer we spreken over een **structureel gebrek** aan capaciteit, gaat het in Vlaanderen momenteel dus eerder om “**verwachte congestie**”²⁴ door een aansluitingsaanvraag in plaats van daadwerkelijke congestie, net omdat netbeheerders ernaar streven om een betrouwbaar net te garanderen.

Merk op dat de beschikbare netcapaciteit in dit rapport steeds betrekking heeft op de capaciteit van de netelementen van de **gedeelde netinfrastructuur**, en niet van de eigen toegewijde aansluitingsinfrastructuur van een netgebruiker.

IV.1.3. Waar kan congestie zich voordoen?

Voor aansluitingsaanvragen^{25,26} op het **distributienet** zijn er **principeel vier mogelijke knelpunten**, zoals aangeduid op Figuur 3.

²² De mate van beschikbaarheid van capaciteit moet steeds bekeken worden in het licht van nieuwe aansluitingsaanvragen, of nog, in verhouding met vragen van (kandidaat) netgebruikers voor bijkomende capaciteit. Recente evoluties, zoals bijvoorbeeld de elektrificatie in de industrie en de opkomst van datacenters, worden gekenmerkt door zeer grote elektrische vermogens. Een netgebied waar nog geen congestieproblematiek werd geïdentificeerd, kan door één dergelijke grote klantvraag plotsklaps een probleemgebied worden.

²³ Deze groei vindt onder meer zijn oorsprong in de overstap naar warmtepompen en elektrische voertuigen.

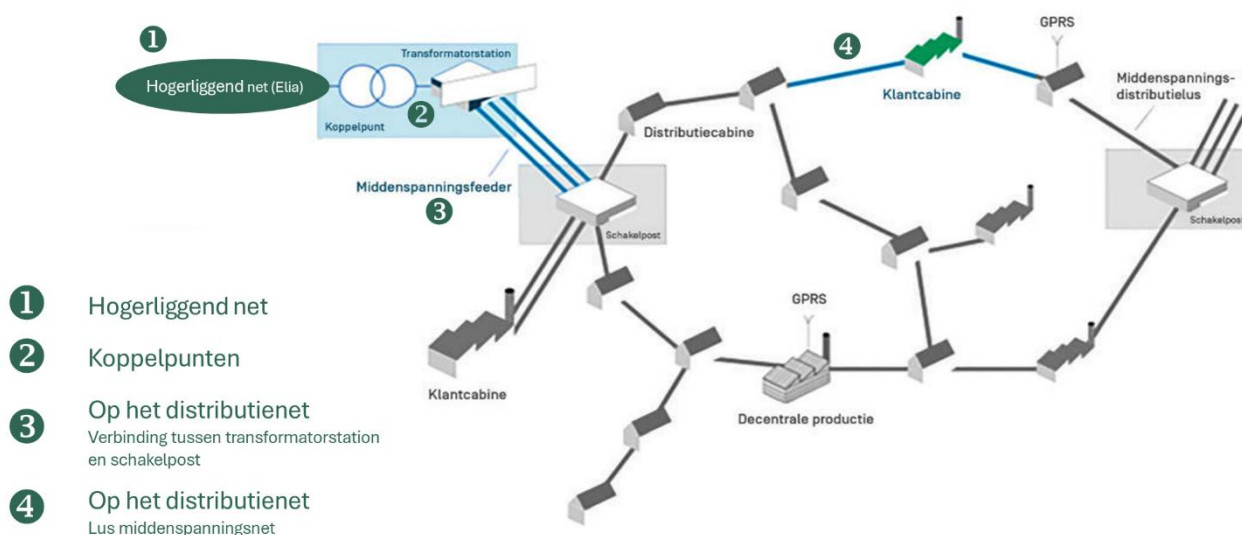
²⁴ Die verwachte congestie volgt uit de toepassing van de methodologie voor netstudie en netontwikkeling van de netbeheerders. Een belangrijk aandachtspunt daarbij is dat in die methodologie bepaalde keuzes en assumpties zitten vervat. De methodologie en assumpties die de netbeheerders gebruiken bij hun netstudies voor aansluitingsaanvragen hebben een grote impact op de beoordeling van aansluitingsaanvragen, in het bijzonder in congestiegevoelige gebieden. Dit wordt in meer detail besproken onder Titel IV.5.1.2.1.

²⁵ Het kan hierbij zowel gaan over nieuwe aansluitingen als om bestaande aansluitingen die om bijkomende capaciteit vragen.

²⁶ Bestaande netgebruikers met een contract met vaste capaciteit zouden in principe geen knelpunt mogen ondervinden, behalve indien zij (verplicht dan wel vrijwillig) flexibiliteit leveren ter verhelping van een incidentele congestie.

1. De capaciteitsbeperking kan zich ten eerste voordoen op het **hogerliggend net van Elia**.^{27,28} Dit omvat naast het federale transmissienet ook het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Beide netten worden geïntegreerd als één vermaasd net beheerd door Elia.
2. Een tweede mogelijk knelpunt is een capaciteitsbeperking op de **koppelpunten**.²⁹ Dit zijn de transformatorstations tussen het hoogspanningsnet van Elia en het middenspanningsnet van Fluvius. Ze zijn in de meeste gevallen in beheer en eigendom van Elia.
3. Een derde mogelijke beperking betreft **grote middenspanningsfeeders**, typisch tussen het transformatorstation en de schakelposten.
Op vandaag zijn er bij de Vlaamse Nutsregulator geen concrete cases bekend waar dergelijke verbinding de beperkende factor zou voor nieuwe aansluitingsaanvragen.
4. Een vierde mogelijke beperking betreft **middenspanningsverbindingen** op het distributienet. De netinvesteringen op dit niveau hebben typisch een beperktere doorlooptijd en kunnen hierdoor meegenomen worden binnen de termijnen van de aansluitingsdossiers zelf.

Voor aansluitingsaanvragen op het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit** spelen enkel beperkingen op het **hoogspanningsnet** van Elia.



Figuur 3 De vier mogelijke knelpunten waar congestie zich kan voordoen voor aansluitingen op het distributienet.

Bron: Fluvius, Investeringsplan 2023-2032,

<https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2022-06/investeringsplan-2023-2032.pdf>

(figuur werd licht aangepast ten opzichte van de originele versie).

²⁷ Wat betreft de capaciteit die nog beschikbaar is op de federale netten van Elia, ook belangrijk voor de zware aansluitingsaanvragen bij Fluvius, verwijzen we naar de specifieke kaart met onthaalcapaciteit voor hoogspanning op <https://www.elia.be/nl/klanten/aansluiting/onthaalcapaciteit-van-het-net>.

²⁸ Voor de capaciteitsallocatie van dit net hanteert Elia een prereservatie voor de verwachte toekomstige groei op laagspanning, gelinkt aan energietransitie en elektrificatie. Voor middenspanning wordt geen aparte prereservatie door Elia toegepast. Aanvragen van middenspanningsklanten op het Fluvius-net staan in directe concurrentie met hoogspanningsklanten voor capaciteit.

²⁹ De beperking voor het toekennen van vaste aansluitcapaciteit wordt hier typisch veroorzaakt door het risico op incidentele congestie bij N-1-situaties, bijvoorbeeld wanneer één van twee transformatoren in een transformatorstation uitvalt of in onderhoud gaat. Congestie treedt op wanneer dit samenvalt met een moment van hoge belasting. Elia voorziet in de versterking van transformatorstations met beperkte vrije capaciteit, maar dit is federaal geregeld en dergelijke projecten nemen meerdere jaren in beslag. In een bijlage van het laatst ingediende investeringsplan van Fluvius is informatie opgenomen over de piekbelasting van de transformatorstations (<https://www.fluvius.be/nl/publicatie/bijlage-belastingenprojecten-e-tabblad-Pieken-TS>). Fluvius biedt ook meer toegankelijke informatie over de restcapaciteiten op de transformatorstations via de capaciteitswijzer op https://opendata.fluvius.be/pages/map_perceel/. We zien vandaag op basis van de metingen weinig knelpunten qua capaciteit op de koppelpunten.

IV.1.4. Wat zijn mogelijke oplossingsstrategieën voor congestie?

IV.1.4.1. Het voorzien van bijkomende netcapaciteit door middel van netinvesteringen

Een eerste voor de hand liggende oplossing om congestie te voorkomen, is het voorzien van voldoende (bijkomende) fysieke netcapaciteit, die continu beschikbaar is, door middel van **netinvesteringen**. Die investeringen gebeuren typisch in grote vermogensstappen, en vragen een zekere doorlooptijd.

Het aanhouden van voldoende netcapaciteit behoort tot de **kerntaken** van de netbeheerders.³⁰

IV.1.4.2. De inzet van flexibiliteit om bestaande netcapaciteit maximaal en optimaal te benutten

Een tweede mogelijke oplossing, die sinds enige tijd in de regelgeving wordt toegelaten, is de inzet van **flexibiliteit**. De idee hierbij is om de beschikbare netelementen zo maximaal en optimaal mogelijk te benutten. Dit maakt het mogelijk om voor eenzelfde geïnstalleerde *asset base* meer capaciteit aan netgebruikers toe te kennen, wat de kosten-baten ten goede komt. Dit wordt in meer detail geduid in Intermezzo 1.

Net als het aanhouden van voldoende netcapaciteit behoort ook het aankopen van flexibiliteit voor het efficiënte beheer en de efficiënte ontwikkeling van het net tot de **kerntaken** van de netbeheerders.³⁰

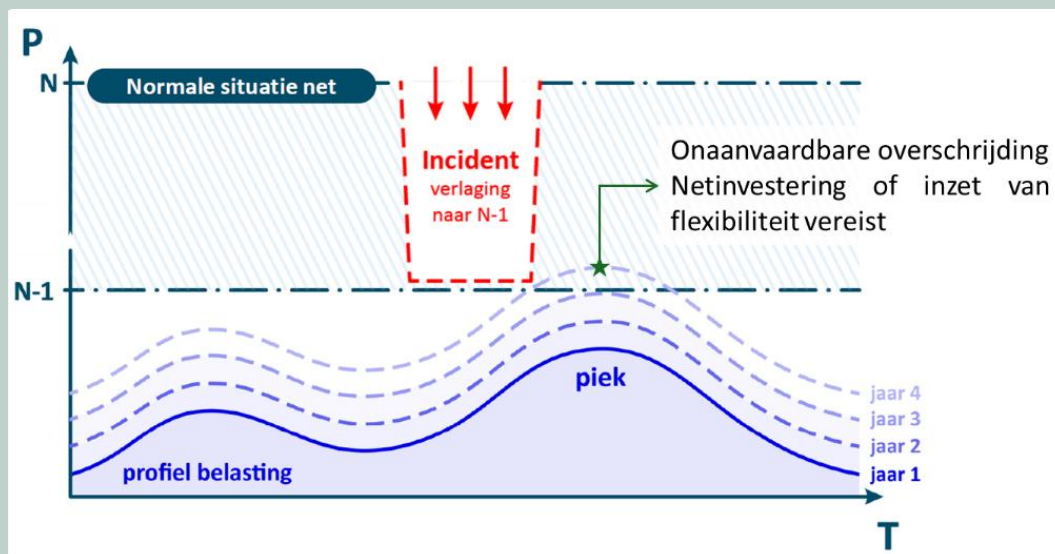
De inzet van flexibiliteit in de context van congestiebeheer kan de vorm aannemen van verschillende flexibiliteitsproducten, met name marktgebaseerde flexibiliteit, niet-marktgebaseerde flexibiliteit en (tijdelijke/permanente) flexibele aansluitingsovereenkomsten. De productdefinities en toepassingsmodaliteiten van elk van deze flexibiliteitsproducten volgen rechtstreeks uit de regelgeving. Dit wordt besproken onder Titel IV.2. Het toepassingsgebied en de onderlinge samenhang van de verschillende producten wordt vervolgens samengevat onder Titel IV.3.

Intermezzo 1: De afweging tussen een netversterking/-uitbreiding en de inzet van flexibiliteit

De netbeheerder moet voorzien in voldoende netcapaciteit om het piekverbruik en de piekinjectie op zijn net te kunnen faciliteren, ongeacht de beperktheid in de tijd van dat piekverbruik of die piekinjectie, met het oog op de veiligheid en de betrouwbaarheid van zijn net.³⁰ Er moet dus voldoende fysieke netcapaciteit geïnstalleerd worden.

Op middenspanning bieden netbeheerders aan de netgebruikers standaard typisch een “N-1-beschikbaarheid” aan. Dit wil zeggen dat ook bij onbeschikbaarheid van een netelement van de netbeheerder (zoals een transformator of een lijn) de netgebruiker nog steeds zijn volledige toegangsvermogen kan benutten voor zijn afname en/of injectie. Figuur 4 illustreert dit principe. In de figuur is de N-1-beschikbaarheid niet langer gegarandeerd vanaf jaar 4, waardoor er bijkomende ingrepen (een investering dan wel de toepassing van flexibiliteit) noodzakelijk zijn.

³⁰ Artikel 4.1.6 van het Energiedecreet



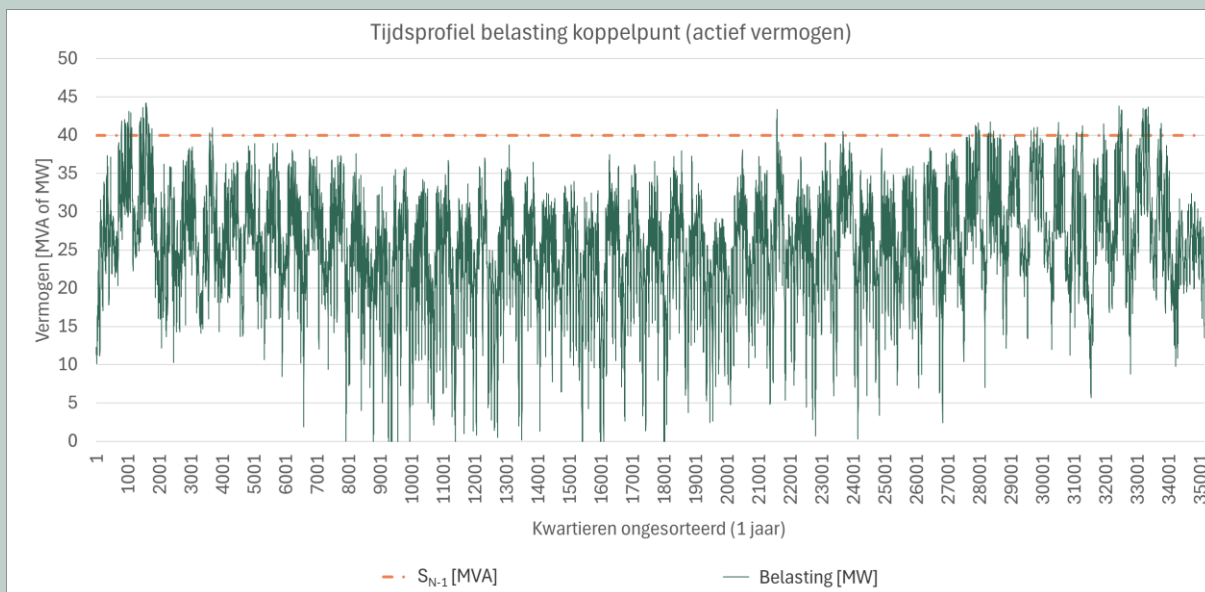
Figuur 4 Illustratie van het principe van "N-1-beschikbaarheid" bij netdimensionering.
Bron: Fluvijs, slides webinar wintertesten 2025-2026 (29/09/2025),
<https://partner.fluvijs.be/nl/publicatie/slides-webinar-marktflexibiliteit-29-september-2025>
(figuur werd licht aangepast ten opzichte van de originele versie).

Fysieke netcapaciteit is continu aanwezig, en betekent dus een continue kost, maar wordt daarom niet continu en/of maximaal **benut**. Dit wordt geïllustreerd door de onderstaande figuren.

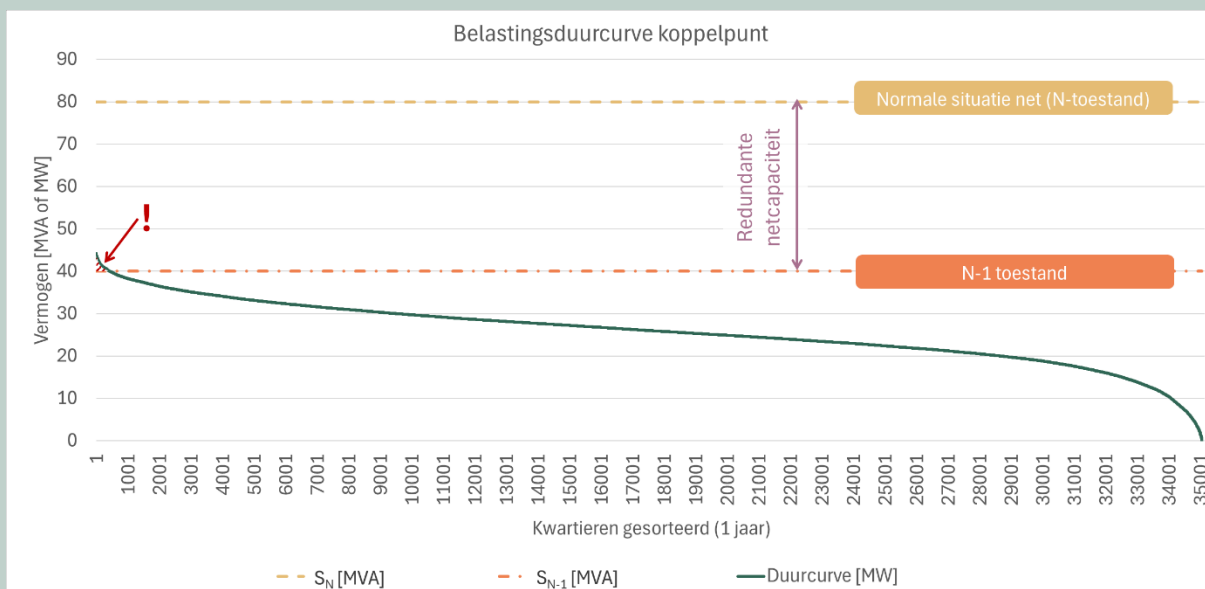
Figuur 5 toont ter illustratie het **belastingsprofiel van een koppelpunt** gedurende een jaar. Figuur 5 toont eveneens de N-1-capaciteit van het net (oranje dashed lijn).

Figuur 6 toont de daaruit afgeleide **belastingsduurcurve** (groene volle lijn), die bekomen wordt door de kwartierwaarden van het belastingsprofiel uit Figuur 5 te ordenen van groot naar klein. Ze toont met andere woorden de belasting in functie van het aantal kwartieren waarop deze belasting zich gedurende een jaar voordoet op het net. Figuur 6 toont eveneens de N-capaciteit van het net (gele streepjeslijn) en de N-1-capaciteit van het net (oranje dashed lijn). Voor de situatie getoond in Figuur 6 is het verbruik slechts voor een zeer beperkt aantal kwartieren kritisch, rekening houdend met de N-1-capaciteit. Desalniettemin is de netbeheerder verplicht om voldoende netcapaciteit te voorzien om dit kritische verbruik te faciliteren.

Voor een situatie zoals in Figuur 5 en Figuur 6 geschetst, waarbij de verwachte congestie beperkt is en geen continu probleem vormt, kan de inzet van flexibiliteit meer kostenefficiënt zijn dan het voorzien van bijkomende netcapaciteit. Flexibiliteit zal er dan voor zorgen dat de belastingsduurcurve uit Figuur 6 (groene volle lijn) niet langer de N-1-capaciteit van het net (oranje dashed lijn) overschrijdt. De inzet van flexibiliteit kan in deze situatie beperkt worden tot een aantal momenten op het jaar, waarbij de afregeling bovendien nauwkeurig afgestemd kan worden op de exacte vermogensvraag die voorligt.

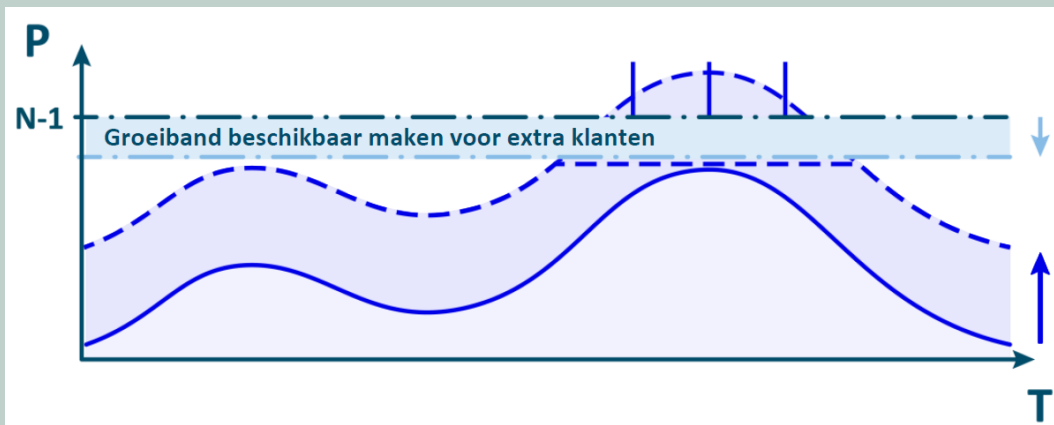


Figuur 5 Een illustratief voorbeeld van de belasting van een koppelpunt in functie van de tijd gedurende een jaar.



Figuur 6 Een illustratief voorbeeld van een belastingsduurcurve van een koppelpunt voor een welbepaald jaar.

De inzet van flexibiliteit in de situatie zoals hierboven beschreven, is erop gericht om het net uitbaatbaar te houden. Daarnaast is het ook mogelijk om met behulp van bijkomende flexibiliteit nog ruimte vrij te maken voor vaste aansluitingen van extra klanten in een congestiegevoelig net. Dit principe wordt geïllustreerd door Figuur 7. Deze figuur toont hoe de piekbelasting met behulp van flexibiliteit nog verder wordt verlaagd tot onder de normale uitbatingslimiet van het net (i.e., de N-1-beschikbaarheid), om zo bijkomende groei mogelijk te maken.

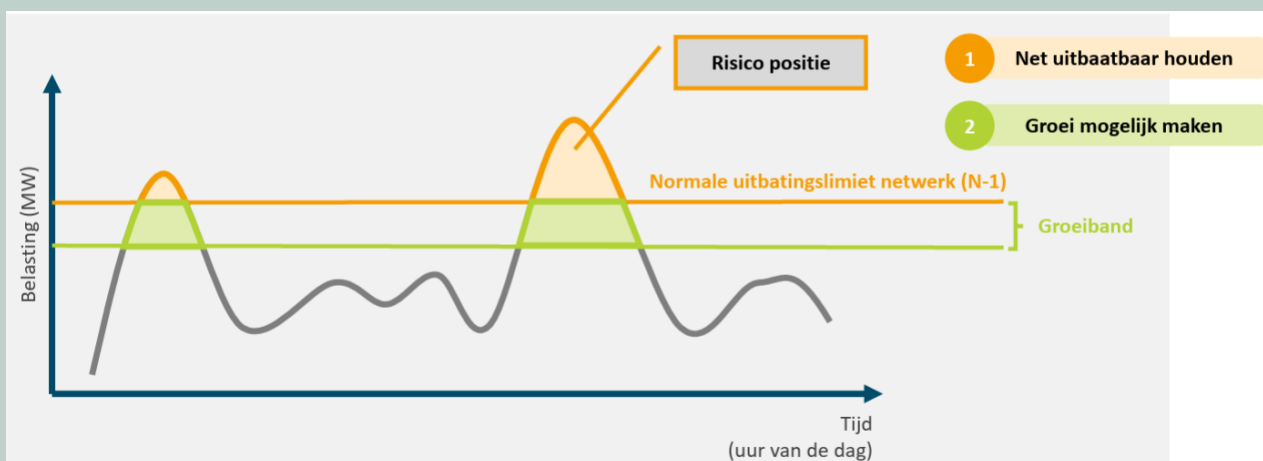


Figuur 7 Illustratie van de inzet van flexibiliteit om ruimte vrij te maken voor extra klanten in een congestiegevoelig net.

Bron: Fluvius, slides webinar wintertesten 2025-2026 (29/09/2025),

<https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/slides-webinar-marktflexibiliteit-29-september-2025>.

Figuur 8 vat de hierboven besproken doeleinden van de inzet van flexibiliteit in een congestiegevoelig gebied, met name (i) het net uitbaatbaar houden en (ii) bijkomende groei mogelijk maken, grafisch samen.



Figuur 8 Samenvattende illustratie van de impact van de inzet van flexibiliteit in een congestiegevoelig net.

Bron: Fluvius, slides webinar wintertesten 2025-2026 (29/09/2025),

<https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/slides-webinar-marktflexibiliteit-29-september-2025>.

IV.2. Regelgevend kader

In wat volgt bespreken we het regelgevend kader voor congestiebeheer meer in detail. Dit regelgevend kader bestaat uit vier grote luiken. Het eerste grote luik zijn de bepalingen die betrekking hebben op de beslissing om ofwel te investeren, ofwel flexibiliteit toe te passen. Dit bespreken we onder Titel IV.2.1. De bepalingen onder de andere drie luiken introduceren drie verschillende types flexibiliteitsproducten die kunnen ingezet worden voor congestiebeheer, met name marktgebaseerde flexibiliteit, niet-marktgebaseerde flexibiliteit en flexibele aansluitingsovereenkomsten. Het regelgevend kader bakent de productdefinities, het toepassingsgebied en de toepassingsmodaliteiten van elkeen van deze producten af. Dit bespreken we onder respectievelijk Titel IV.2.2, Titel IV.2.3 en Titel IV.2.4. Onder Titel IV.2.5 bespreken we vervolgens kort de bepalingen in de regelgeving wat betreft de vereiste samenwerking tussen de netbeheerders in de context van congestiebeheer. Onder Titel IV.2.6 komen tot slot de verwachte toekomstige ontwikkelingen aan bod.

We besteden in onze bespreking de nodige aandacht aan de verschillen in regels tussen het elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet voor elektriciteit. Het plaatselijk vervoernet van elektriciteit situeert zich, als lokaal transmissienet, op het kruispunt van verschillende regels (Europees, federaal, gewestelijk) die er simultaan op van toepassing zijn. Deze complexiteit vindt zijn oorsprong in de bevoegdheidsverdeling die vervat ligt in de Bijzondere Wet Hervorming der Instellingen ("BWHI"), zoals meer in detail toegelicht in Intermezzo 2.

Intermezzo 2: De gewestelijke bevoegdheden

De **bevoegdheidsverdeling** in België wordt geregeld in de **Bijzondere Wet Hervorming der Instellingen** (hierna: "BWHI"). Wat het energiebeleid betreft, bepaalt artikel 6 het volgende:

De gewestelijke aspecten van de energie, en in ieder geval:

- a) *De **distributie en het plaatselijk vervoer van elektriciteit** door middel van netten waarvan de **nominale spanning lager is dan of gelijk aan 70.000 volt**, met inbegrip van de **distributienettarieven voor elektriciteit**, met uitzondering van de tarieven van de netten die een transmissiefunctie hebben en die uitgebaat worden door dezelfde beheerder als het transmissienet;*
- b) *De openbare gasdistributie, met inbegrip van de nettarieven voor de openbare distributie van gas, met uitzondering van de tarieven van de netwerken die ook een aardgasvervoersfunctie hebben en die worden uitgebaat door dezelfde beheerder als het aardgasvervoersnet;*
- c) *De aanwending van mijngas en van gas afkomstig van hoogovens;*
- d) *De netten van warmtevoorziening op afstand;*
- e) *De valorisatie van steenbergen;*
- f) *De nieuwe energiebronnen met uitzondering van deze die verband houden met de kernenergie;*
- g) *De terugwinning van energie door de nijverheid en andere gebruikers;*
- h) *Het **rationeel energieverbruik**.*

De federale overheid is echter bevoegd voor de aangelegenheden die wegens hun technische en economische ondeelbaarheid een gelijke behandeling op nationaal vlak behoeven, te weten:

- a) *De studies over de perspectieven van energiebevoorrading;*
- b) *De kernbrandstofcyclus;*

- c) *De grote infrastructures voor de stockering; het vervoer en de produktie van energie;*
- d) *de tarieven, met inbegrip van het prijsbeleid, onverminderd de gewestelijke bevoegdheid inzake de tarieven bedoeld in het eerste lid, a) en b).*

De bevoegdheidsverdeling in België dateert al van **1980-1988**. Dit zorgt er natuurlijk voor dat het voor verschillende **nieuwere concepten**, zoals **flexibiliteit**, waterstof, etc. niet eenvoudig uit te maken valt welke overheid nu al dan niet bevoegd is. Het is aan de rechtspraak/advisering van het Grondwettelijk Hof en de Raad van State om meer duidelijkheid te verschaffen op welke manier deze bepalingen evolutief dienen geïnterpreteerd te worden. Gelet op de al maar groter wordende en ondertussen aanzienlijke verwevenheid in de praktijk specifiek met betrekking tot flexibiliteit, zowel inzake congestiebeheer als inzake balancering, acht de Vlaamse Nutsregulator het aangewezen om sterk **samen te werken** op alle niveaus.

De bespreking hieronder omvat zowel bestaande regelgeving, als te verwachten toekomstige ontwikkelingen. Waar relevant, komen ook adviezen van de Vlaamse Nutsregulator aan bod.

IV.2.1. De afweging tussen een netinvestering en flexibiliteit

IV.2.1.1. Europees kader

Met de invoering van het **Clean Energy Package**, waar de **Vierde Elektriciteitsrichtlijn** en **Elektriciteitsverordening** deel van uitmaakten, werd flexibiliteit naar voren geschoven als mogelijk alternatief voor investeringen in het netwerk (zie voor meer informatie Titel III.2.3 *Flexibiliteit als (deel van de) oplossing*). Zo bepaalt **artikel 32** van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn dat distributiesysteembeheerders flexibiliteitsdiensten kunnen kopen van aanbieders van gedistribueerde productie, vraagrespons of energieopslag wanneer die de noodzaak tot uitbreiding of vervanging van elektriciteitscapaciteit op kostenefficiënte wijze verlichten en het efficiënt en veilig beheer van het distributiesysteem ondersteunen. De ontwikkeling van het distributiesysteem moet daarbij gebaseerd worden op een transparant **netontwikkelingsplan**. In het netontwikkelingsplan wordt op transparante wijze beschreven welke **flexibiliteitsdiensten** op middellange en lange termijn vereist zijn en wordt aangegeven welke investeringen voor de komende vijf tot tien jaar worden gepland. In het netontwikkelingsplan worden ook de vraagrespons, energie-efficiëntie, energieopslagfaciliteiten of andere hulpbronnen vermeld die de distributiesysteembeheerder moet gebruiken als **alternatief** voor de uitbreiding van het systeem.

IV.2.1.2. Vlaams kader

In de **Vlaamse regelgeving** werd artikel 32 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn vertaald in artikel 4.1.19 van het Energiedecreet. Dat artikel bepaalt vandaag dat de ontwikkeling van het distributienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit gebaseerd moeten worden op een transparant investeringsplan dat tweejaarlijks door de distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit bij de Vlaamse Nutsregulator moet worden ingediend. Dit **investeringsplan** dient onder meer een transparante kwantitatieve en kwalitatieve beschrijving van de flexibiliteitsdiensten inclusief de onderliggende parameters, de assumpties en de locaties waar die diensten vereist zijn, voor een periode van **drie en tien jaar**, weer te geven. Het investeringsplan dient eveneens een overzicht van en toelichting bij de investeringen te geven die in de afgelopen twee jaar uitgevoerd zijn. Het investeringsplan dient verder ook de volumerapportering te bevatten

van activiteiten van flexibiliteitsdiensten op het elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in de afgelopen twee jaar die voorafgingen aan de indiening van het investeringsplan. Ook de ontwikkeling van diensten en maatregelen die het gebruik van flexibiliteit op het elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit verhogen moeten in het plan worden opgenomen.

Verder dient het investeringsplan een transparante beschrijving te geven van de toepassing van de **methodologie**, vermeld in artikel 4.2.1, § 2, 14° van het **Energiedecreet**, waarmee een **afweging** wordt gemaakt tussen de **aankoop van flexibiliteitsdiensten**, in functie van het beheer van lokale congestie binnen hun eigen dekkingsgebied, en van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en **een netinvestering**. Deze bepaling werd voor de distributienetbeheerders ingevoerd in 2021³¹ en voor de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit pas in 2024.³²

Recent werd deze bepaling aangepast tot het volgende:³³

4° de beschrijving van de toepassing van de methodologie, vermeld in artikel 4.1.19/2, eerste lid, waarmee een afweging wordt gemaakt tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten, in functie van het beheer van lokale congestie binnen hun eigen dekkingsgebied, en van permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten en een netinvestering en het resultaat van de afweging;”;

De afweging die de netbeheerders dienen te maken, wordt met andere woorden het voorwerp van een **geheel afzonderlijke methodologie**, waaromtrent een bepaling zal worden opgenomen in een nieuw **artikel 4.1.19/2** van het Energiedecreet.^{33,34} Het is logisch om de opmaak van deze methodologie uit de investeringsplannen te halen aangezien deze, naast de globale afweging tussen de inzet van flexibiliteit in de investeringsplannen, mogelijks ook bij een of meerdere nieuwe aansluitingen of verzwaringen van bestaande aansluitingen kan worden toegepast. Het resultaat van die gehele afwegingsoefening dient te worden opgenomen in het investeringsplan.

³¹ VI. Decr.VI. 2 april 2021 tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 tot gedeeltelijke omzetting van richtlijn 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en tot omzetting van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU, BS 28 mei 2021.

³² Voor de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit ingevoerd bij VI.Decr. 17 mei 2024 tot wijziging van het Gerechtelijk Wetboek, de wet van 24 december 1970 betreffende de te nemen veiligheidsmaatregelen bij de oprichting en bij de exploitatie van gasdistributie-installaties, het decreet van 5 april 1995 houdende algemene bepalingen inzake milieubeleid en het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft netbeheer en energie-efficiëntie, BS 3 juni 2024.

³³ Deze aanpassing gebeurde via het ‘Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten’, dat in meer detail besproken wordt onder Titel IV.2.4.3.

³⁴ “Art. 4.1.19/2. De elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit ontwikkelen een transparante, objectieve en niet-discriminerende methodologie voor de afweging tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten, in functie van het beheer van lokale congestie binnen hun eigen dekkingsgebied, en van permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten en een netinvestering. De toepassing van die afweging gebeurt aan de hand van de investeringsplannen, vermeld in artikel 4.1.19, §1, eerste tot en met derde lid, en, als dat mogelijk is, op basis van een of meer aansluitingsaanvragen of een of meer aanvragen om bestaande aansluitingen te verzwaren. De Vlaamse Nutsregulator bepaalt de nadere regels voor de inhoud van die methodologie in de toepasselijke technische reglementen. De elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit voeren voorafgaand aan de ontwikkeling van de methodologie een transparant en participatief overleg en consulteren alle relevante marktpartijen en de transmissienetbeheerder over die methodologie, vermeld in het eerste lid. De elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit bezorgen de consultatiereacties en een consultatierapport aan de Vlaamse Nutsregulator. Ze leggen de methodologie, vermeld in het eerste lid, daarna ter goedkeuring voor aan de Vlaamse Nutsregulator.”.

IV.2.2. Marktgebaseerde flexibiliteit

IV.2.2.1. Europees kader

Artikel 13 van de Elektriciteitsverordening bepaalt dat flexibiliteit – of nog, redispatching– van productie en van vraagrespons gebaseerd moet zijn op objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria. Redispatching is een maatregel, met inbegrip van een beperking, die door een of meerdere transmissienetbeheerders of distributienetbeheerders wordt geactiveerd door een wijziging van het productie- en/of belastingspatroon teneinde de fysieke stromen in het elektriciteitssysteem te veranderen en fysieke congestie te verlichten of de systeemveiligheid op een andere manier te waarborgen. Redispatching staat open voor alle productietechnologieën, energieopslag en alle vraagrespons, met inbegrip van deze die in andere lidstaten zijn gevestigd, tenzij dit uit technisch oogpunt niet haalbaar is. De middelen waarop redispatching betrekking heeft, worden gekozen uit productie-, energieopslag- of verbruikersinstallaties die gebruikmaken van **marktgebaseerde** mechanismen. Hiervoor vindt een **financiële vergoeding** plaats. De klemtoon wordt met andere woorden gelegd op de **prioriteit** van marktgebaseerde flexibiliteit als oplossing voor congestieproblemen.

Niet-marktgebaseerde redispatching (zie verder, Titel IV.2.3) van productie, energieopslag en vraagrespons mag uitsluitend worden gebruikt, voor zover (1) er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is, (2) alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt, (3) het aantal beschikbare elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties te klein is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen in het gebied waar geschikte productie-installaties voor het verstrekken van de dienst zich bevinden, of (4) de actuele netsituatie op een zodanig regelmatige en voorspelbare wijze tot congestie leidt dat marktgebaseerde redispatching zou resulteren in regelmatige strategische biedingen, die het niveau van interne congestie zouden verhogen.

Bij zowel marktgebaseerde redispatching als niet-marktgebaseerde redispatching moeten de netbeheerders ervoor zorgen dat: (1) de transmissienetten en de distributienetten in staat zijn tot transmissie van uit hernieuwbare energiebronnen of door middel van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling geproduceerde elektriciteit, waarbij zo min mogelijk sprake is van redispatching, hetgeen niet in de weg staat dat bij de netplanning evenwel rekening kan worden gehouden met een beperkte mate van redispatching wanneer de transmissiesysteembeheerder of de distributiesysteembeheerder op een transparante manier kunnen aantonen dat dit in economisch opzicht efficiënter is en overeenkomt **met ten hoogste 5 %** van de jaarlijks opgewekte elektriciteit in installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken en die rechtstreeks zijn aangesloten op hun respectieve net, tenzij anders bepaald door een lidstaat waar de elektriciteit uit elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken, ten minste 50 % van het bruto jaarlijks eindverbruik van elektriciteit bedraagt; (2) passende netgerelateerde en marktgerelateerde operationele maatregelen worden getroffen teneinde neerwaartse redispatching van uit hernieuwbare energiebronnen of door middel van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling geproduceerde elektriciteit tot een minimum te beperken en (3) hun netten voldoende flexibel zijn zodat zij in staat zijn om hun netten te beheren.

Artikel 31 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn bepaalt dat wanneer distributienetbeheerders verantwoordelijk zijn voor de aankoop van producten en diensten die nodig zijn voor een efficiënt, betrouwbaar en veilig beheer van het distributiesysteem, de regels die hij daartoe vaststelt objectief, transparant en niet-discriminerend moeten zijn, en moeten worden opgesteld in overleg met de transmissienetbeheerder en andere relevante marktdeelnemers. Bij de aankoop van deze producten en diensten wordt de **effectieve deelname** van alle in aanmerking komende marktdeelnemers, waaronder marktdeelnemers die energie uit hernieuwbare bronnen aanbieden, marktdeelnemers die aan vraagrespons doen, exploitanten van energieopslagfaciliteiten en marktdeelnemers die aan aggregatie doen, gewaarborgd, met name door van regulerende instanties en distributiesysteembeheerders, in nauwe samenwerking met alle marktdeelnemers, alsmede transmissiesysteembeheerders, te verlangen dat zij **technische vereisten voor deelname** aan deze markten opstellen op basis van de technische kenmerken van die markten en de mogelijkheden van alle marktdeelnemers.

Artikel 32 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn bepaalt dat lidstaten moeten voorzien in een **regelgevingskader** dat nodig is om distributienetbeheerders toe te staan en aan te sporen flexibiliteitsdiensten te kopen, met inbegrip van congestiebeheer binnen hun dekkingsgebied, met het oog op het efficiënter beheer en de efficiëntere ontwikkeling van het distributiesysteem. De distributiesysteembeheerders kopen dergelijke diensten aan volgens transparante, niet-discriminerende en marktgebaseerde procedures, tenzij de regulerende instanties hebben vastgesteld dat de aankoop van dergelijke diensten economisch niet efficiënt is of dat een dergelijk aankoop zou leiden tot ernstige marktverstoringen of meer congestie.

De distributienetbeheerders moeten voorzien in een transparant en participatief proces waarbij alle potentiële systeemgebruikers (incl. transmissienetbeheerder) betrokken moeten worden, voor de opmaak van **specificaties voor het inkopen van flexibiliteitsdiensten**. De specificaties waarborgen een effectieve en niet-discriminerende deelname van alle marktdeelnemers, inclusief marktdeelnemers die energie uit hernieuwbare bronnen aanbieden, marktdeelnemers die aan vraagrespons doen, exploitanten van energieopslagfaciliteiten en marktdeelnemers die aan aggregatie doen.

IV.2.2.2. Vlaams kader

In Vlaanderen werden de Europese bepalingen, hierboven besproken onder Titel IV.2.2.1, omgezet in de artikelen 4.1.17/4 van het Energiedecreet, 2.3.20/1, 2.3.21 en 2.3.22 van het TRDE en 4.4.29 en 4.4.30 van het TRPV.

Artikel 4.1.17/4 van het Energiedecreet bepaalt dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit de **specificaties** bepalen voor de aankoop van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie binnen hun dekkingsgebied of voor redispatching, in de vorm van producten die gevaloriseerd worden, en, als dat van toepassing is, gestandaardiseerde marktproducten voor die diensten, na een transparant en participatief overleg met de transmissienetbeheerder en alle relevante marktdeelnemers. Die specificaties worden, na dit overleg, ter goedkeuring voorgelegd aan de Vlaamse Nutsregulator. Het artikel bepaalt duidelijk dat de specificaties een effectieve en niet-discriminerende deelname van alle marktdeelnemers moeten waarborgen.

Artikel 2.3.20 /1 van het TRDE (en in dezelfde bewoordingen artikel 4.4.29 van het TRPV) bepaalt dat de netbeheerder in toepassing van artikel 4.1.17/4 van het Energiedecreet, **prioritair**

marktgebaseerde flexibiliteit dient toe te passen, volgens de specificaties bepaald conform artikel 2.3.22 van het TRDE (of artikel 4.4.30 van het TRPV).

Artikel 2.3.21 van het TRDE, getiteld, “Marktgebaseerde flexibiliteit op het elektriciteitsdistributienet” bepaalt dat een dienstverlener van flexibiliteit, actief op een toegangspunt, een **overeenkomst** met de elektriciteitsdistributienetbeheerder moet sluiten. Deze overeenkomst bepaalt onder meer: de eventuele procedure die de elektriciteitsdistributienetbeheerder toepast op de kwalificatie van het toegangspunt of leveringspunt voor flexibiliteit; de eventuele informatie die de dienstverlener van flexibiliteit ter beschikking moet stellen van de elektriciteitsdistributienetbeheerder voor de netanalyse en na de levering van de diensten; de wijze waarop de elektriciteitsdistributienetbeheerder de meetgegevens en/of andere data zal overmaken, indien van toepassing; de respectievelijke aansprakelijkheden; een dienstencatalogus.

Meer concreet gaat het hier eerst en vooral om de overeenkomst die door een dienstverlener van flexibiliteit (of nog, FSP) ondertekend wordt als overeenkomst met de distributienetbeheerder (of nog, DNB) (hierna afgekort: “**contract FSP-DNB**”), om (balancerings)diensten te leveren aan de transmissienetbeheerder Elia Transmission Belgium nv (hierna afgekort: “Elia”), met name FCR, aFRR, mFRR,³⁵ alsook CRM.

Recentelijk heeft Fluvius System Operator cv³⁶ (hierna afgekort: “Fluvius”) ook een nieuwe overeenkomst in het leven geroepen, met name een overeenkomst tussen de dienstverlener van flexibiliteit en de distributienetbeheerder in de hoedanigheid van aanvrager van flexibiliteit. Deze algemene voorwaarden zullen door Fluvius gebruikt worden bij zowel de deelname van een dienstverlener van flexibiliteit aan enerzijds de marktproducten van Fluvius voor congestiebeheer op het distributienet, als anderzijds de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten. De Vlaamse Nutsregulator heeft recent dit contract voorwaardelijk goedgekeurd (voor een inhoudelijke bespreking zie verder onder Titel IV.4.1.2.1.2).

Naast deze overeenkomsten moeten de marktproducten zelf dus ook een invulling krijgen. Er werd daarbij door Fluvius een algemeen kader van mogelijke productkarakteristieken en procedures opgesteld en er werden specifieke productfiches uitgewerkt (zie verder Titel IV.4.1.2.1.2). De inhoudelijke vereisten voor deze nadere uitwerking liggen vervat in **artikel 2.3.22 van het TRDE** (en in gelijke bewoordingen in artikel 4.4.30 van het TRPV). De netbeheerders moeten daarbij

³⁵ In België doet de transmissienetbeheerder beroep op drie types balanceringsreserves.

1. **FCR** (*frequency containment reserve*, frequentiebegrenzingsreserve, primaire reserve of R1)
 - **Doel:** Beperking van frequentieafwijkingen ten opzichte van de nominale waarde van 50 Hz, en stabilisatie van de frequentie op een stationaire waarde;
 - **Reactietijd:** Binnen enkele seconden (meestal < 30 seconden);
 - **Werking:** Continue, automatische en proportionele reactie op frequentieafwijkingen, grensoverschrijdend voor het hele synchrone net van continentaal Europa;
 - **Gebruik:** Eerste herstelmechanisme bij een plotse onbalans tussen vraag en aanbod.
2. **aFRR** (*automatic frequency restoration reserve*, automatisch frequentieherstelreserve, secundaire reserve of R2)
 - **Doel:** Herstel van de frequentie naar de nominale waarde van 50 Hz, na de inzet van FCR;
 - **Reactietijd:** Binnen 5 minuten;
 - **Werking:** Automatische aansturing door de transmissienetbeheerder, waarbij om de 4 seconden een referentiewaarde wordt doorgestuurd;
 - **Gebruik:** Herstelmechanisme voor kleinere onbalansen.
3. **mFRR** (*manual frequency restoration reserve*, manuele frequentieherstelreserve, tertiaire reserve of R3)
 - **Doel:** Herstel van de frequentie naar de nominale waarde van 50 Hz bij grotere, langdurige onbalansen, na de inzet van aFRR;
 - **Reactietijd:** Binnen 15 minuten;
 - **Werking:** Manuele activatie door de transmissienetbeheerder;
 - **Gebruik:** Herstelmechanisme voor grotere, langdurige onbalansen (bv. bij de onverwachte uitval van een grote centrale, of bij plotse vraagpieken).

³⁶ Actueel de werkmaatschappij die handelt in naam en voor rekening van alle elektriciteitsdistributienetbeheerders.

specificaties opstellen voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie binnen zijn dekkinggebied of voor redispatching.

Deze specificaties waarborgen minimum de vereisten uit artikel 4.1.17/4 van het Energiedecreet en bevatten minstens voor elke flexibiliteitsdienst, al dan niet via een gestandaardiseerd marktproduct:

- de technische specificaties;
- het proces van aankoop (selectiecriteria, vorm zoals tendering of veiling,...);
- het vergoedingsmechanisme per product;
- penalisatie- en controlemechanismen, indien van toepassing;
- de informatieverplichtingen;
- het settlement en metering proces van de dienst, indien dit zou afwijken van de standaardprocessen voor metering en settlement;
- methodologie voor de neutralisatie of compensatie van impact op de evenwichtsverantwoordelijke en de leverancier, indien van toepassing;
- de activatievolgorde, indien van toepassing;
- regels over combinatie van de flexibiliteitsdienst voor lokaal congestiebeheer of redispatching met andere flexibiliteitsdiensten of ondersteunende diensten.

De netbeheerders houden eerst een transparant en participatief, gedocumenteerd, **stakeholdersoverleg** over de specificaties met de transmissienetbeheerder en alle relevante marktdeelnemers, gevolgd door **consultatie** van belanghebbenden. De specificaties moeten daarna bij de Vlaamse Nutsregulator ter **goedkeuring** worden voorgelegd.

De netbeheerders maken tweejaarlijks, na raadpleging van de marktdeelnemers, een evaluatierapport op over het aankoopproces met aanbevelingen tot verbetering en bezorgen dit aan de Vlaamse Nutsregulator. Op basis van dit rapport kunnen de specificaties door de elektriciteitsdistributienetbeheerder aangepast worden, mits het doorlopen van de overleg-, consultatie- en goedkeuringsprocedure.

Fluvius heeft op dit moment al verschillende versies van de marktproducten bij de Vlaamse Nutsregulator ter goedkeuring voorgelegd (zie Titel IV.4.1.2). Elia – in zijn hoedanigheid van beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit – heeft hiervoor op dit moment nog geen stappen voor ondernomen.

IV.2.3. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit

In de bespreking van het regelgevend kader voor niet-marktgebaseerde flexibiliteit maken we een onderscheid tussen niet-marktgebaseerde flexibiliteit op het transmissienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit enerzijds, en op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en distributienet anderzijds.

Zoals hierboven reeds toegelicht in Intermezzo 2 *De gewestelijke bevoegdheden* situeert het **plaatselijk vervoernet** zich, als lokaal transmissienet, op het kruispunt van verschillende regels die er simultaan op van toepassing zijn.

Enerzijds is er de **Europese regelgeving** gericht op het **transmissienet**, waaronder de SOGL, die onverkort geldt op het plaatselijk vervoernet, aangezien dit *de facto* een lokaal transmissienet betreft waar de spanningsgrenzen zich situeren tussen 36 kV en 70 kV. Aangezien het beheer van het plaatselijk vervoernet in handen is van Elia, tevens de transmissienetbeheerder, zijn veel contracten en instrumenten opgesteld in terminologie die rechtstreeks voortvloeit uit deze Europese regels (die tevens ook zijn omgezet op federaal niveau). Anderzijds, is het plaatselijk vervoernet ook een

Vlaamse bevoegdheid, wat ervoor zorgt dat ook het Vlaams regelgevend kader en de interpretatie en omzetting van de Europese regelgeving op dat niveau, een impact heeft op het plaatselijk vervoernet.

In onderstaande titels trachten we om beide kaders helder uiteen te zetten, en waar mogelijk de linken te leggen tussen de verschillende instrumenten en juridische kaders.

IV.2.3.1. **Congestiebeheer op het transmissienet en plaatselijk vervoernet van elektriciteit – bepalingen rond niet-beschikbaarheidsplanning, programma's en de verplichte aanbidding van redispatch flexibiliteit**

Voor het waarborgen van de operationele veiligheid heeft de **transmissienetbeheerder**, en bij uitbreiding **de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit**,³⁷ nood aan informatie over enerzijds de geplande en ongeplande **onbeschikbaarheden** en anderzijds de **dagelijkse programma's** (i.e., voorziene productie, verbruik of uitwisseling van elektriciteit) van productie-, verbruik- en energieopslageenheden aangesloten op het transmissienet of de onderliggende netten. Deze informatie is immers noodzakelijk als input voor netsimulaties en -berekeningen, om potentiële operationele risico's in te schatten en noodzakelijke ingrepen te identificeren. Ook hiervoor worden in de regelgeving de nodige bepalingen voorzien.

Tot voor de inwerkingtreding van de SOGL in 2017 en de nationale omzetting ervan in het Federaal Technisch Reglement in 2019 rustte de verplichting tot het uitwisselen van informatie over de niet-beschikbaarheidsplanning en de programma's van eenheden, en tot de deelname aan de coördinatie van de niet-beschikbaarheden en de regionale operationele veiligheid, enkel op elektriciteitsproductie-eenheden met een nominaal vermogen groter dan of gelijk aan 25 MW die rechtstreeks dan wel via een gesloten distributiesysteem aan het transmissienet verbonden zijn (voordien gekend onder de term "CIPU-eenheden"). De modaliteiten en voorwaarden van de onbeschikbaarheidsplanning, programmering en coördinatie van deze CIPU-eenheden maakten deel uit van het **CIPU-contract** dat door de evenwichtsverantwoordelijke van de technische eenheid werd ondertekend. De CIPU-contracten vormden het operationele kader voor de onbeschikbaarheidsplanning, programmering en coördinatie en waren **niet gereguleerd**.

De **SOGL** voerde de nieuwe begrippen "**Verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning**" (hierna afgekort: "OPA", verwijzend naar de *outage planning agent*) en "**Programma-Agent**" (hierna afgekort: "SA", verwijzend naar de *scheduling agent*) in. De "Verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning" wordt daarbij door artikel 2 (87) van de SOGL gedefinieerd als: "*entiteit belast met de planning van de beschikbaarheidsstatus van een relevante elektriciteitsproductie-eenheid, een relevante verbruikersinstallatie of een relevant netelement*". De "Programma-Agent" wordt op zijn beurt door artikel 2 (90) van de SOGL gedefinieerd als: "*entiteit of entiteiten die als taak hebben transmissiesysteembeheerders of, indien van toepassing, derden te voorzien van programma's van marktdeelnemers*". De SOGL legt ook op welke specifieke informatie naar de transmissienetbeheerder moet worden verstuurd, en voor welke marktdeelnemers deze **verplichte informatie-uitwisseling** geldt. Zo zijn transmissiegegekoppelde³⁸

³⁷ In de (nabije) toekomst zullen ook de distributienetbeheerders gebruik maken van informatie over de niet-beschikbaarheid en over de dagelijkse programma's. Ook voor hen is dit immers waardevolle informatie, voor de coördinatie van de onderhoudsplanning van de infrastructuur van het distributienet, en voor lokaal congestiebeheer.

³⁸ Al dan niet binnen een gesloten distributienet dat op zijn beurt is aangesloten op het transmissienet.

elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW of hoger strikt verplicht om hun onbeschikbaarheid en programma door te geven (**artikel 46** van de SOGL). Ook voor distributiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW of hoger is een dergelijke verplichting voorzien, maar met een mogelijkheid tot vrijstelling door de transmissienetbeheerder (**artikel 49** van de SOGL). Eenzelfde regeling – een verplichting met mogelijkheid tot vrijstelling – is ingeschreven voor transmissiegekoppelde en distributiegekoppelde verbruiksinstallaties (**artikel 52** en **artikel 53** van de SOGL). De SOGL voorziet zo in een **gereguleerd contractueel kader** voor het beheer van congestie – en bij uitbreiding de operationele veiligheid – op het transmissienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

Bovenop de verplichting om de niet-beschikbaarheidsplanning en de programma's door te geven, voorziet **artikel 130** van de **federale gedragscode elektriciteit** in een bijkomende **verplichting** voor transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW of hoger om het **actief vermogen** dat op die installatie **opwaarts en neerwaarts beschikbaar** is, **ter beschikking** te stellen van de transmissienetbeheerder opdat die onder meer de **corrigerende acties van redispatching** kan uitvoeren. Voor verbruikseenheden wordt de mogelijkheid voorzien om deze redispatch flexibiliteit vrijwillig aan te bieden. Deze vrijwillige ter beschikking stelling van redispatch flexibiliteit is daarbij wel onderworpen aan de voorafgaandelijke toestemming van de netbeheerder op wiens net de betrokken installaties zijn aangesloten (i.e., de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, de distributienetbeheerder of de gesloten distributienetbeheerder). De betreffende netbeheerder kan, mits aangepaste motivering, limieten opleggen of deelname weigeren om de veiligheid van zijn net te waarborgen.

Het TRPV bevat in **artikel 4.4.23** gelijkaardig bepalingen over **het verplicht dan wel vrijwillig aanbieden van redispatch flexibiliteit** aan de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

IV.2.3.2. Congestiebeheer op het Vlaamse plaatselijk vervoernet van elektriciteit en het Vlaamse distributienet – bepalingen rond technische flexibiliteit

Zoals hierboven reeds toegelicht ligt in **artikel 13 van de Elektriciteitsverordening** het principe vervat dat marktgebaseerde flexibiliteit prioriteit dient te krijgen. **Niet-marktgebaseerde redispatching** van productie, energieopslag en vraagrespons mag **uitsluitend** worden gebruikt wanneer a) er **geen marktgebaseerd alternatief** beschikbaar is; b) alle beschikbare **marktgebaseerde middelen zijn opgebruikt**; c) het **aantal beschikbare elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties te klein** is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen in het gebied waar geschikte productie-installaties voor het verstrekken van de dienst zich bevinden, of d) de actuele netsituatie op een zodanig regelmatige en voorspelbare wijze tot congestie leidt dat marktgebaseerde redispatching zou resulteren in **regelmatige strategische biedingen**, die het niveau van interne congestie zouden verhogen, en de betrokken lidstaat met het oog op het aanpakken van deze congesties een actieplan heeft vastgesteld of ervoor zorgt dat minimaal beschikbare capaciteit voor zoneoverschrijdende handel conform de verordening is.

Bij niet-marktgebaseerde neerwaartse redispatching zijn een aantal beginselen van toepassing, die voornamelijk betrekking hebben op de afregeling van hernieuwbare energie:

- a) elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, worden uitsluitend onderworpen aan neerwaartse redispatching indien er **geen alternatieven** zijn of

- indien andere oplossingen zouden leiden tot aanzienlijk **onevenredige kosten of ernstige risico's** voor de veiligheid van het net;
- b) elektriciteit die wordt opgewekt door hoogrenderende warmtekrachtkoppeling, wordt uitsluitend onderworpen aan neerwaartse redispatching indien er, behalve neerwaartse redispatching van elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, **geen alternatieven** zijn of indien andere oplossingen zouden leiden tot **onevenredige kosten of ernstige risico's** voor de veiligheid van het net;
 - c) **zelfgeproduceerde elektriciteit** van productie-installaties die hernieuwbare energiebronnen of hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken die **niet wordt teruggeleverd** aan het transmissie- of distributienet wordt **niet beperkt**, tenzij er geen andere mogelijkheid bestaat om problemen inzake de netbeveiliging op te lossen;
 - d) neerwaartse redispatching overeenkomstig de punten a), b) en c) wordt naar behoren en op transparante wijze **gerechtvaardigd**. De rechtvaardiging wordt opgenomen in het in lid 3 bedoelde verslag.

Wanneer niet-marktgebaseerde redispatching wordt gebruikt, dan dient daar een **financiële vergoeding** tegenover te staan,³⁹ die uit bepaalde elementen dient te bestaan en die niet ongerechtvaardigd laag of hoog mag zijn.

Hoewel het gaat om bepalingen uit een Europese verordening die in principe rechtstreeks van toepassing zijn (en algemeen gelden voor zowel het transmissienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit als het elektriciteitsdistributienet), werd er toch een verdere invulling aan gegeven binnen de Vlaamse regelgeving. Deze gewestelijke regelgeving vult de algemenere principes uit de Elektriciteitsverordening verder in voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en het distributienet.

Zo wordt bepaald dat, in afwijking van artikel 4.1.17/4 van het Energiedecreet – dat de **prioriteit inzake marktgebaseerde flexibiliteit** omvat – de netbeheerders **onder buitengewone omstandigheden** bepaalde netgebruikers en gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit kunnen **verplichten** om deel te nemen aan flexibiliteit. Deze situatie wordt **gereserveerde technische flexibiliteit** genoemd.

In geval van **onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden** en als **alle commerciële middelen uitgeput** zijn, tenzij de aankoop ervan **economisch niet efficiënt** is, kunnen de netbeheerders de modulatie van productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten **verplichten**. Deze situatie wordt **niet-gereserveerde technische flexibiliteit** genoemd.

Het Energiedecreet definieert **gereserveerde technische flexibiliteit** als de flexibiliteit op verzoek van de netbeheerder waarbij de deelname verplicht is in het kader van de exploitatie van de netten, onder buitengewone omstandigheden, met een gereguleerde compensatie.⁴⁰ Buitengewone omstandigheden⁴¹ worden in het Energiedecreet verder omschreven als omstandigheden die geen onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden zijn en waarbij een redelijke en kosteneffectieve netinvestering niet mogelijk is in combinatie met een van de volgende situaties:

- 1° de aankoop van flexibiliteit is economisch niet efficiënt;
- 2° de aankoop van flexibiliteit leidt tot ernstige marktverstoringen;

³⁹ Behalve in het geval van producenten die een aansluitovereenkomst hebben aanvaard waarin de vaste levering van energie niet is gewaarborgd.

⁴⁰ Zoals gedefinieerd in artikel 1.1.2 56° /1/2 van het Energiedecreet.

⁴¹ Zoals vermeld in artikel 4.1.17/5, §1, derde lid van het Energiedecreet.

3° de aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie binnen het dekkingsgebied van de netbeheerder.”

Niet-gereserveerde technische flexibiliteit⁴² wordt door het Energiedecreet gedefinieerd als onmiddellijke flexibiliteit op verzoek van de netbeheerder waarbij de deelname verplicht is in het kader van de exploitatie van het net, onder onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden en dit als alle commerciële middelen zijn uitgeput, al dan niet met een gereguleerde compensatie.

De nadere invullingen wat betreft enerzijds de **categorieën van installaties** waarvoor deze verplichte deelname geldt en de **vergoeding**, en anderzijds de **toepassingsvoorwaarden**, werden in artikel 4.1.17/5 van het Energiedecreet respectievelijk **gedelegeerd** aan de Vlaamse Regering en de Vlaamse Nutsregulator.

In 2022 voorzag de Vlaamse Regering hiervoor bijkomende bepalingen in het Energiebesluit.

In **artikel 3.1.34/1 van het Energiebesluit** wordt vastgelegd dat de verplichte deelname aan gereserveerde technische flexibiliteit geldt voor **elektriciteitsproductie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten met telecontrole**⁴³ of met een geïnstalleerd vermogen van **1 MW of hoger** (type B of hoger conform de Europese Verordening 2016/631/EU). Daarnaast worden ook uitvallende omvormers op laagspanning tot gereserveerde technische flexibiliteit gerekend. De verplichte deelname aan niet-gereserveerde technische flexibiliteit is volgens artikel 3.1.34/2 op zijn beurt van toepassing op elektriciteitsproductie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten (enkel wat betreft injectie) met telecontrole.

Het omvatten van de **uitvallende omvormers** op laagspanning onder de noemer van gereserveerde technische flexibiliteit acht de Vlaamse Nutsregulator niet wenselijk. Zo stellen we in ons advies (ADV-2022-01)⁴⁴ dat het inzetten van flexibiliteit voor de netbeheerder het resultaat wordt van een afweging tussen ofwel een investering ofwel de uitbetaling van een compensatie bij de toepassing van marktgebaseerde of technische flexibiliteit. De netbeheerder moet immers in zijn methodologie (in het kader van de investeringsplannen) de afweging maken tussen investeren of vergoeden voor flexibiliteit. De afweging moet ervoor zorgen dat de netbeheerder kiest voor de laagste kost. Zowel bij een investering, als bij de uitbetaling van compensaties bij flexibiliteit, wordt deze kost immers (in principe) via de nettarieven doorgerekend naar de eindgebruiker. De netbeheerder dient via zijn methodologie dus te bepalen wanneer het uitbetalen van compensaties voor flexibiliteit niet meer opweegt tegen een netinvestering, waarbij die netinvestering de maatschappelijk laagste kost wordt. Als de totale vergoedingskost voor flexibiliteit te laag ligt, zal de netbeheerder weinig tot **geen stimulans** voelen om nog te **investeren**. Dit kan vaak het geval zijn, zelfs onafhankelijk van de hoogte van de opgelegde compensatie per uitvallende omvormer, aangezien door de opbouw van het laagspanningsdistributienetwerk (sternetwerk) slechts een beperkt aantal omvormers zullen uitvallen door spanningscongestie, zijnde de omvormers het verst verwijderd van de distributiecabine, op het einde van de kabel. Hierdoor is de totale kost voor de compensatie per kabel beperkt (omwille van het beperkte aantal betrokken omvormers), waardoor de netbeheerder bij de kostenafweging eerder kan opteren voor de vergoeding dan voor een bijkomende investering. Dit zou tot gevolg

⁴² Zoals gedefinieerd in artikel 1.1.2.92° /1/0 van het Energiedecreet.

⁴³ Het toepassingsgebied van telecontrole staat beschreven in artikel 2.2.54 van het TRDE.

⁴⁴ Vlaamse Nutsregulator, *Advies van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het ontwerp van besluit van de Vlaamse Regering tot wijziging van het Energiebesluit van 19 november 2010, wat betreft flexibiliteit en samenwerking tussen de distributienetbeheerders en het extern verzelfstandigd agentschap NV Vlaams Energiebedrijf, zoals principieel goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 18 februari 2022*, d.d. 17 maart 2022, <https://www.vlaamsnutsregulator.be/publicaties/adv-2022-01>.

hebben dat het probleem van de uitvallende omvormers niet zal opgelost worden, maar juist in stand zal worden gehouden, waarbij de distributienetbeheerder de omvormers actief als goedkope oplossing inzet om lokale congestie te verhelpen.

Bovendien mag volgens de Elektriciteitsverordening zelfconsumptie pas afgeregeld worden indien er geen andere mogelijkheid bestaat om problemen inzake de netbeveiliging op te lossen. Door het automatische uitschakelmechanisme wordt evenwel alle productie afgeregeld, inclusief de zelfconsumptie, in plaats van enkel de injectie. De Vlaamse Nutsregulator concludeerde dat uitvallende omvormers omwille van spanningscongestie een vorm zijn van slechte dienstverlening door de netbeheerder, wat vermeden dient te worden via een forfaitaire schadeloosheidsvergoeding binnen het kader van het Energiedecreet, waarbij dit niet valt onder het toepassingskader van technische flexibiliteit.

Indien installaties onderworpen worden aan **gereserveerde technische flexibiliteit**, dan ontvangen zij daarvoor een **kostenreflectieve vergoeding**. De elementen waaruit deze kostenreflectieve vergoeding dient te bestaan, worden in detail opgelijst in **artikel 3.1.34/3 van het Energiebesluit**.

“Als gereserveerde technische flexibiliteit wordt toegepast, ontvangen de netgebruiker en de gebruiker die aangesloten is op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit een compensatie, die respectievelijk de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit berekent aan de hand van ten minste de volgende elementen:

1° het flexibiliteitsvolume dat is berekend volgens de specificaties die de netbeheerder bepaald heeft conform artikel 4.1.6, § 1, 15°, van het Energiedecreet van 8 mei 2009. Het flexibiliteitsvolume, waaronder het referentieprofiel dat gebruikt wordt om het flexibiliteitsvolume van de productie-installatie te bepalen, wordt op kwartierbasis bepaald en benadert de werkelijk gemoduleerde energie zo goed mogelijk;

2° een compensatie voor de gemoduleerde energie die niet negatief kan zijn, op basis van:

a) de day-aheadprijs op de Belgische spotmarkt, tenzij de modulatie wordt geneutraliseerd. De energiecomponent kan niet negatief zijn. De minister kan minimumcompensaties bepalen waarbij rekening wordt gehouden met technologie, datum van indiening of vermogen;

b) de waarde van de gedeerde groenestroomcertificaten in geval van productie-installaties op basis van hernieuwbare bronnen die groenestroomcertificaten ontvangen;

c) de waarde van de gedeerde warmte-krachtcertificaten in geval van warmte-krachtinstallaties die warmte-krachtcertificaten ontvangen;

d) de marktprijs voor de gedeerde garanties van oorsprong;

e) een door de minister bepaalde compensatie voor de onbalansimpact, tenzij de impact van de modulatie wordt geneutraliseerd;

f) de exploitatiekosten, zoals de brandstofkosten, die door de producent werden vermeden door de niet-productie van de energie worden in mindering gebracht van de compensatie voor de niet-geproduceerde energie;

3° in geval van warmte-krachtinstallaties, de aanvullende exploitatiekosten ten gevolge van back-upwarmtevoorziening en bijkomende afname, die de minister kan bepalen;

4° in geval van productie-installaties of elektriciteitsopslagfaciliteiten die ondersteunende diensten of flexibiliteitsdiensten leveren aan een marktpartij, een aanvullende compensatie voor de door de producent of de exploitant van de elektriciteitsopslagfaciliteit aangetoonde aanvullende kosten die rechtstreeks verbonden zijn aan de modulatie.

Met behoud van toepassing van het eerste lid, kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit bij de berekening van de compensatie, vermeld in het eerste lid, bijkomende elementen hanteren, op voorwaarde dat deze elementen betrekking hebben op aanvullende exploitatiekosten en dat die de waarde van de compensatie verhogen. De aanvullende

exploitatiekosten komen slechts in aanmerking wanneer ze aantoonbaar zijn, rechtstreeks het gevolg zijn van de modulatie en niet op een andere manier worden vergoed.

In afwijking van het eerste lid ontvangen de netgebruikers aangesloten op laagspanning, vermeld in artikel 3.1.34/1, eerste lid, 3°, in geval van toepassing van gereserveerde technische flexibiliteit ten minste een compensatie waarvan de minister de hoogte jaarlijks tegen 31 oktober bepaalt, rekening houdend met de gemiddelde prijs van elektriciteit voor afname en injectie, het ingeschatte productieverlies, de waarde van de gedeelde groenestroomcertificaten, het vermogen en de technologie van de decentrale productie-installatie. De elektriciteitsdistributienetbeheerder betaalt die compensatie jaarlijks tegen 30 november. Het recht op compensatie begint vanaf de melding, vermeld in artikel 3.1.34/1, eerste lid, 3°, en loopt zolang de netgebruiker aangesloten op laagspanning door een lokale congestie wordt getroffen.”

Artikel 3.1.34/4 legt daarnaast vast dat in geval van een modulatie in het kader van **niet-gereserveerde technische flexibiliteit** die **langer dan vier uur** aanhoudt eenzelfde vergoeding wordt uitbetaald als voor gereserveerde technische flexibiliteit, op voorwaarde dat het aansluitingscontract voorziet in garanties op injectie in onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden.

De Vlaamse Nutsregulator wenst wel te erkennen dat, zoals ook reeds meermaals aangekaart door marktpartijen, de compensatie voor technische flexibiliteit volgens de methodologie ingeschreven in artikel 3.1.34/3 van het Energiebesluit niet per definitie kostendekkend is. Zo is het bijvoorbeeld mogelijk dat energie verkocht werd via langetermijncontracten, waardoor het niet correct is om de gedeelde inkomsten in te schatten aan de hand van de day-aheadprijs. Daarnaast zorgt het ontbreken van een uitwerking van een vergoeding voor de onbalansimpact er vandaag voor dat marktpartijen niet alle kosten vergoed krijgen die gepaard gaan met een gedwongen modulatie door de netbeheerder. De Vlaamse Nutsregulator merkt eveneens op dat het artikel geen onderscheid maakt tussen de verschillende betrokken marktpartijen en de onderlinge financiële stromen; er wordt louter gefocust op de compensatie van de netgebruiker en de gebruiker van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

Tot slot gebeurde de invulling van de **toepassingsvoorwaarden** voor het **distributienet** bij de herziening van het TRDE in 2023. Voor het distributienet werd hiermee het laatste noodzakelijke bouwblok van het regelgevend kader gelegd.

Daarbij bepaalt artikel 2.3.22 van het TRDE het verdere kader inzake gereserveerde technische flexibiliteit. Zo wordt weergegeven wat er onder buitengewone omstandigheden moet worden verstaan:

1. *het uitvoeren van een redelijke en kostenefficiënte netinvestering om de lokale congestie en redispatching te vermijden door de elektriciteitsdistributienetbeheerder is niet mogelijk, zoals blijkt uit de afweging tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten en een netinvestering in het investeringsplan [...];*
2. *in combinatie met één van de volgende situaties:*
 - i. *er is geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar;*
 - ii. *alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt;*
 - iii. *de aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie binnen het dekkingsgebied van de netbeheerder;*
 - iv. *de verhouding tussen de marginale kost voor marktgebaseerde flexibiliteit van een deelnemende asset en de verwachte maximale marginale kost voor gereserveerde technische flexibiliteit, beide bepaald volgens het afwegingskader in het investeringsplan, is groter dan 1,2 voor de beschouwde periode;*

- v. op jaarbasis bedraagt de totale verwachte vergoeding voor marktgebaseerde flexibiliteit meer dan de vermeden boekhoudkundige kosten van de uitgestelde of vermeden netinvestering zoals bepaald volgens de afweging in het investeringsplan.”

Artikel 2.3.22 van het TRDE geeft dan weer een nadere invulling aan niet-gereserveerde technische flexibiliteit:

“§1. In geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden en als alle commerciële middelen uitgeput zijn tenzij de aankoop ervan economisch niet efficiënt is, kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder de categorieën van elektriciteitsdistributienetgebruikers, zoals vermeld in Artikel 3.1.34/2 van het Energiebesluit, verplichten om deel te nemen aan flexibiliteitsdiensten voor lokale congestie en redispatching.

§2. Onder onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden, als vermeld in de vorige paragraaf, wordt verstaan:

de elektriciteitsdistributienetbeheerder wordt lokaal geconfronteerd met een noodsituatie die het gevolg is van één van de volgende oorzaken:

- natuurrampen;
- een nucleaire of chemische explosie en de gevolgen ervan;
- brand, explosie, sabotage, terroristische daden, daden van vandalisme, schade veroorzaakt door criminele daden, en bedreigingen van dezelfde aard;
- bevel van de overheid.

§3. Onder de uitputting van marktgebaseerde flexibiliteit, als vermeld in de eerste paragraaf, wordt verstaan:

- er is geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar;
- alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt.

§4. Onder het economisch niet efficiënt zijn van marktgebaseerde flexibiliteit, zoals vermeld in de eerste paragraaf, wordt verstaan: op jaarbasis bedraagt de totale verwachte vergoeding voor marktgebaseerde flexibiliteit om lokale congestie te vermijden meer dan de vermeden boekhoudkundige kosten van de uitgestelde of vermeden netinvestering zoals bepaald volgens de afweging in het investeringsplan.”

Wat betreft de invulling van de **buitengewone omstandigheden**, werden punten 1 (waarbij een redelijke en kosteneffectieve netinvestering niet mogelijk is – Energiedecreet) en 2.i (geen marktgebaseerd alternatief – artikel 13(3)(a) Elektriciteitsverordening), 2.ii (alle beschikbare marktmiddelen zijn opgebruikt – artikel 13(3)(b) Elektriciteitsverordening) en 2.iii (aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie – artikel 13(3)(d) Elektriciteitsverordening) uit de definitie hierboven rechtstreeks overgenomen uit de Elektriciteitsverordening en/of het Energiedecreet.

De punten 2.iv en 2.v werden door de Vlaamse Nutsregulator ingeschreven als verdere invulling van artikel 13(3)(c) van de Elektriciteitsverordening dat betrekking heeft op een gebrek aan daadwerkelijke mededinging of ernstige marktverstoringen (artikel 32(1) van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn). In dat verband bepaalt artikel 13(3)(c) dat bij gebrek aan daadwerkelijke mededinging, geen beroep hoeft te worden gedaan op marktgebaseerde redispatching, wat ook in lijn te brengen valt met de voorwaarden die de Vlaamse Nutsregulator verder uitwerkt, waarin het ontbreken van daadwerkelijke mededinging verder wordt geconcretiseerd, als ofwel een situatie waarin de verhouding tussen de marginale kost voor marktgebaseerde flexibiliteit en de verwachte maximale marginale kost voor gereserveerde technische flexibiliteit groter is dan 1,2, ofwel een situatie waarbij de totale verwachte vergoeding voor marktgebaseerde flexibiliteit de vermeden

boekhoudkundige kosten van de uitgestelde of vermeden netinvesteringen overstijgt. De gedetailleerde redenering achter dit voorstel kan de geïnteresseerde lezer terugvinden onder Titel 4.1.2.2 van het VNR-consultatiedocument CONS-2023-01.⁴⁵

Wat betreft de invulling van **onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden** koos de Vlaamse Nutsregulator ervoor om het toepassingsgebied van niet-gereserveerde technische flexibiliteit sterk in te perken. De categorieën van netgebruikers en het vergoedingsmechanisme voor gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit, zoals bepaald in de artikelen 3.1.34/1, 3.1.34/2, 3.1.34/3 en 3.1.34/4 van het Energiebesluit, vallen immers zo goed als samen. Een belangrijk verschil is echter dat de vergoeding voor niet-gereserveerde technische flexibiliteit pas na vier uur moet uitbetaald worden. Dit is in tegenspraak met de vergoedingsplicht uit artikel 13 van de Elektriciteitsverordening, die stelt dat in principe elke afregeling gecompenseerd dient te worden; er wordt daarbij geen verdere opdeling gemaakt binnen de categorie van niet-marktgebaseerde flexibiliteit. Om niet-vergoede modulaties tot een minimum te beperken, en zo mogelijke rechtsonzekerheid te vermijden, koos de Vlaamse Nutsregulator ervoor om onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden strikt te beperken tot een noodsituatie die het gevolg is van vier specifieke oorzaken. De vier specifiek voorgestelde oorzaken zijn oorzaken die onweerlegbaar veroorzaakt worden door externe invloeden, waarbij er geen verder onderzoek te gebeuren naar verantwoordelijkheden of andere mogelijke onderliggende oorzaken.

De invulling van de **toepassingsvoorwaarden** voor het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit** gebeurde op zijn beurt bij de herziening van het TRPV in 2025. De betreffende bepalingen werden volledig gealigneerd met de bepalingen in het TRDE.

IV.2.4. Flexibele aansluitingsovereenkomsten

IV.2.4.1. Wat zijn flexibele aansluitingsovereenkomsten?

IV.2.4.1.1. Definitie

Een flexibele aansluitingsovereenkomst is een overeenkomst tussen een netbeheerder en een netgebruiker met daarin een reeks overeengekomen voorwaarden voor het aansluiten van elektriciteitscapaciteit op het net, waaronder **voorwaarden** om de **injectie** van elektriciteit in en de **afname** van elektriciteit uit het elektriciteitsdistributienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit te beperken en te **regelen**. Een flexibele aansluitingsovereenkomst vormt daarbij een alternatief, dat de netbeheerder aan de netgebruiker onder bepaalde voorwaarden dient aan te bieden, in plaats van een aansluitingsovereenkomst met een vaste capaciteit. Deze voorwaarden zijn de volgende:⁴⁶

- 1) het betreft een aansluitingsaanvraag of een aanvraag voor bijkomende capaciteit voor een bestaande aansluiting;

⁴⁵ Vlaamse Nutsregulator, *Consultatiedocument van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de wijziging van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit in het Vlaamse Gewest van 25 juni 2021*, d.d. 23 januari 2023, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/cons-2023-01>.

⁴⁶ Vlaamse Regering, *Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten*, Vl. Reg. 2025, nr. 1605, <https://www.vlaanderen.be/vlaamse-regering/beslissingen-van-de-vlaamse-regering/invoering-regelgevend-kader-voor-flexibele-aansluitingsovereenkomsten-elektriciteitsdistributienet-voorontwerp-van-wijzigingsdecreet#documenten>.

- 2) deze installatie bevindt zich in een **congestiegebied**,⁴⁷ of er blijkt uit de netstudie dat de aansluiting van de installatie congestie zal veroorzaken (en dus een congestiegebied kan doen ontstaan);
- 3) bij de aansluitingsaanvraag wordt er een **netinvestering gepland**.

IV.2.4.1.2. Flexibele toegang

Een flexibele aansluitingsovereenkomst kan door de netbeheerder enkel worden aangeboden in een congestiegebied, zijnde een gebied waar de elektriciteitsnetcapaciteit voor nieuwe aansluitingen of het verzwaren van de capaciteit van bestaande aansluitingen op het elektriciteitsdistributienet of plaatselijk vervoernet van elektriciteit beperkt of niet beschikbaar is. Deze gebieden zijn dus gelinkt aan een hoger liggend deel van het elektrisch net dat dienst doet voor meerdere netgebruikers, zijnde de “gedeelde netinfrastructuur”. Het gaat om netgebieden waar er (een risico op) onvoldoende capaciteit is om, in afwachting van bepaalde netinvesteringen, reeds te kunnen voldoen aan vragen voor bijkomende capaciteit door (kandidaat) netgebruikers. In de regel is de aansluiting van de netgebruiker zelf immers perfect in staat om de volledige capaciteit van de netgebruiker te faciliteren. Er is bij flexibele aansluitingsovereenkomsten in de regel dus geen beperking op de capaciteit van de aansluiting zelf.

Wel is de **capaciteit voor de toegang tot het net beperkt**, omdat de **gedeelde netinfrastructuur** onvoldoende is uitgebouwd om in alle omstandigheden te voldoen aan de vermogensvraag van de (kandidaat) netgebruiker. Het kan dan bijvoorbeeld gaan om periodes waarin bepaalde netelementen onbeschikbaar zijn omwille van een onderhoud of storing, of periodes waarin zich een specifieke combinatie van meteorologische en marktomstandigheden voordoet (bv. veel zon- en/of windproductie gecombineerd met weinig afname in een specifiek netgebied).

IV.2.4.1.3. Verhouding met (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit

De vraag kan gesteld worden waarom **flexibele aansluitingsovereenkomsten** nog nodig zijn, naast het reeds bestaande kader inzake marktgebaseerde en niet-marktgebaseerde flexibiliteit. Daarbij is het belangrijk om te benadrukken dat flexibele aansluitingsovereenkomsten een **uitzonderingsregime** betreffen. Netbeheerders dienen in de regel steeds een vaste aansluitingsovereenkomst aan te bieden. Ze dienen ook steeds eerst een afweging te maken tussen ofwel (i) de marktgebaseerde⁴⁸ aankoop van flexibiliteit (om deze vaste aansluiting op korte termijn aan te kunnen bieden)⁴⁹ ofwel (ii) een netinvestering (om de vaste aansluiting op langere termijn mogelijk te maken). Indien een investering de meest kostenefficiënte oplossing blijkt, en de aansluitingsaanvraag zich in een congestiegebied bevindt, dan moet de netbeheerder – in afwachting van deze investering – een flexibele aansluitingsovereenkomst aanbieden indien dit economisch gezien kostenefficiënt is. Indien een netinvestering daarentegen niet de meest kostenefficiënte oplossing is, dan dient de netbeheerder terug te vallen op marktgebaseerde flexibiliteit, met niet-marktgebaseerde flexibiliteit als terugvaloptie/*last resort* maatregel.

⁴⁷ Vlaamse Regering, *Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten*, VI. Reg. 2025, nr. 1605, art. 3: “25°/0/0 congestiegebied: een gebied waar de elektriciteitsnetcapaciteit voor nieuwe aansluitingen of het verzwaren van bestaande aansluitingen op het elektriciteitsdistributienet of plaatselijk vervoernet van elektriciteit beperkt of niet beschikbaar is;”.

⁴⁸ Marktgebaseerde aankoop van flexibiliteit dient steeds prioriteit te verkrijgen, zie artikel 32 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en artikel 13 van de Elektriciteitsverordening.

⁴⁹ Met multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten als uitloper van marktgebaseerde flexibiliteit; zie ook Titel IV.2.1.2 en Titel IV.3.1.1.3.

IV.2.4.2. Historiek

Reeds in de versie van **5 mei 2015** van het **TRDE** was een – zij het beperkte – regeling opgenomen die een **aansluiting met flexibele toegang** (hierna afgekort: “**AmFT**”) mogelijk maakte. Artikel III.3.3.25 bepaalde het volgende:

§1 Afhankelijk van de capaciteit van het elektriciteitsdistributienet wordt de capaciteit toegekend volgens traditionele of, in geval van een productie-eenheid, volgens flexibele voorwaarden.

§2 Een aansluiting met flexibele toegang onder normale uitbatingssomstandigheden van het net kan toegestaan worden als het gaat om een aansluiting van een productie-installatie, en als deze aansluiting conform de standaard vigerende regels geweigerd zou moeten worden door een gebrek aan capaciteit omwille van congestie. Deze flexibele toegang kan in principe enkel tijdelijk toegepast worden in afwachting van de uitvoering van een geplande netversterking. Deze flexibele toegang kan uitzonderlijk, om technisch-economische redenen en mits akkoord van de VREG, definitief toegepast worden.

Op 28 april 2016 velde het Grondwettelijk Hof een belangrijk arrest inzake aansluitingen met flexibele toegang.⁵⁰ Daarin stelde het Hof dat behoudens de uitdrukkelijk vermelde uitzonderingen de bijzondere wetgever aan de gewesten de exclusieve bevoegdheid heeft toegekend inzake de nieuwe energiebronnen en het rationeel energieverbruik. Het komt, volgens het Hof, derhalve de gewesten toe in de hen toegewezen aangelegenheden verplichtingen op te leggen aan alle betrokken actoren op de energiemarkt, niet alleen wat hun activiteiten op het distributienet betreft, maar ook wat hun activiteiten op het net voor plaatselijk vervoer van elektriciteit betreft. Het Hof vervolgde dat het Waalse decreet inzake aansluitingen met flexibele toegang, de ontwikkeling van hernieuwbare energie in het Waalse Gewest bevorderden. Vóór de inwerkingtreding ervan, wanneer de op het net beschikbare capaciteit niet toeliet een producent aan te sluiten, werd aan die laatste de toegang tot het net geweigerd. De Waalse decreetgever besliste daarbij de toegangsvoorwaarden voor de distributie- en plaatselijke transmissienetten te regelen door te bepalen dat een aansluitingsovereenkomst met flexibele toegang moet worden gesloten, ongeacht de beschikbare capaciteit. In zoverre zij enkel van toepassing zijn op de distributie- en plaatselijke transmissienetten in het Waalse Gewest, vallen de bestreden bepalingen die de situatie van de producenten, en in het bijzonder van de producenten van groene elektriciteit regelen, onder de exclusieve bevoegdheid van het Waalse Gewest.

In de versie **20 september 2019** van het **TRDE** werd vervolgens een definitie opgenomen van een “**flexibele toegang**”, die klonk als volgt:

Flexibele toegang: toegang tot het net onder flexibele voorwaarden met de mogelijkheid tot beperking van de toegang tot het net in functie van het reeds toegewezen toegangsvermogen of de op netelementen beschikbare capaciteit;

In artikel 2.2.35 werden de bepalingen uit het oude artikel II.3.3.25 in dezelfde bewoordingen overgenomen.

⁵⁰ GwH 28 april 2016, nr. 56/2016.

Onder toepassing van deze versie van het TRDE werd door de Vlaamse Nutsregulator in **zeven dossiers** een permanente flexibele toegang toegekend.⁵¹ De Vlaamse Nutsregulator toetste hierbij **vier voorwaarden** waaraan een casus diende te voldoen, vooraleer een **permanente aansluiting met flexibele toegang** kon worden toegekend; het moest daarbij gaan om (1) een aansluiting van een productie-installatie, (2) die normaal gezien geweigerd zou worden, (3) en waarbij een aansluiting met traditionele, niet-flexibele toegangsvoorwaarden, technisch-economisch onredelijk is, waardoor (4) de Vlaamse Nutsregulator akkoord kon gaan met een permanente aansluiting met flexibele toegang.

Artikel 2.2.8, §1 van het TRDE bepaalde daarbij dat elke natuurlijke persoon of rechtspersoon bij de bevoegde elektriciteitsdistributienetbeheerder een aanvraag tot aansluiting kon indienen. Artikel 2.2.36, §1 van het TRDE bepaalde op zijn beurt dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder zo snel mogelijk en zeker binnen een termijn van dertig werkdagen na ontvangst van een volledige aanvraag, de aanvrager een offerte of een schriftelijk gemotiveerde weigering bezorgde van de aansluiting met vermelding van de bemiddelings- en beslechtingstaak in geschillen met netbeheerder conform artikelen 3.1.4/2 en 3.1.4/3 van het Energiedecreet. Belangrijk om hierbij op te merken is dat er hierbij geen principieel recht op aansluiting is. De elektriciteitsdistributienetbeheerder dient weliswaar al het nodige te doen, in het kader van de uitbouw van zijn net, om aansluitingen te verwezenlijken, doch kan hij hiertoe niet verplicht worden. De weigering tot aansluiting dient wel uitdrukkelijk gemotiveerd te worden. Bij het onderzoek van de capaciteitsproblemen ging de Vlaamse Nutsregulator onder meer de onthaalcapaciteit van de betrokken transformatorstations na, en vroeg informatie op aan de netbeheerders over de kost van de betrokken netinvesteringen, bekeek de technisch-economische analyse en simulaties van de netbeheerders. De **technisch-economische redelijkheid** van de scenario's werden door de netbeheerders geanalyseerd volgens de principes beschreven in het advies van de Vlaamse Nutsregulator, VNR-advies ADV-2017-04,⁵² en werden gecontroleerd door de Vlaamse Nutsregulator. Volgens het advies ADV-2017-04, situeerde de maximum aanvaardbare totale investeringskost voor de maatschappij (Cmax) zich tussen 10 en 25 €/MWh.

Wanneer uit de simulaties bleek dat de vereiste netinvestering om de productie-installatie te kunnen aansluiten met traditionele, niet-flexibele toegangsvoorwaarden, technisch-economisch onredelijk was, bleek een permanente aansluiting met flexibele toegang dan ook de meest redelijke oplossing. Het viel evenwel niet uit te sluiten dat er in hetzelfde distributienetgebied op middellange termijn nog aansluitingsaanvragen zouden bijkomen, die alsnog de uitvoering van een netversterking zouden vereisen. Indien de (distributie)netbeheerder in de toekomst investeringen zou doen die gepaard gaan met een netversterking, kan dit ervoor zorgen dat de aansluiting met permanente flexibele toegang niet meer noodzakelijk was. Dit had tot gevolg dat de aanvrager steeds een recht heeft op een **herziening** van het flexibel karakter van de toegangsvoorwaarden, als er door bijkomende

⁵¹ (1) Vlaamse Nutsregulator, BESL-2018-97, Aansluiting met flexibele toegang van 2 windturbines;
(2) Vlaamse Nutsregulator, BESL-2019-64, Aansluiting met flexibele toegang van 3 windturbines;
(3) Vlaamse Nutsregulator, BESL-2020-83, Aansluiting met flexibele toegang van 2 windturbines;
(4) Vlaamse Nutsregulator, BESL-2020-84, Aansluiting met flexibele toegang van fotovoltaïsche productie-installatie;
(5) Vlaamse Nutsregulator, BESL-2020-85, Aansluiting met flexibele toegang van een bio-warmtekrachtkoppelinginstallatie;
(6) Vlaamse Nutsregulator, BESL-2021-01, Aansluiting met flexibele toegang van een warmtekrachtkoppelinginstallatie;
(7) Vlaamse Nutsregulator, BESL-2021-03, Aansluiting met flexibele toegang van een warmtekrachtkoppelinginstallatie.

In het investeringsplan voor de periode 2024-2033 meldde Fluvius dat geen enkele van deze dossiers nog een actief dossier betreft. Daarbij werd het project ofwel uiteindelijk niet uitgevoerd, of kreeg het project toch een vaste aansluiting. Via de beslissing BESL-2025-68 heeft de Vlaamse Nutsregulator dan ook beslist om alle historische beslissingen inzake AmFT's definitief op te heffen.

⁵² Vlaamse Nutsregulator, *Advies van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot databeheer en energie-overdracht bij flexibiliteit en de regelgeving inzake technische flexibiliteit bij decentrale productie-eenheden (Aansluiting met Flexibele Toegang)*, d.d. 20 juni 2017, <https://www.vlaamsnutsregulator.be/publicaties/adv-2017-04>.

aansluitingen of andere evoluties in het net toch besloten werd om een netversterking te doen. Dat recht moest gegarandeerd kunnen worden in het aansluitingscontract. Het permanente karakter van de aansluiting met flexibele toegang wilde hier bijgevolg niet zeggen dat een herziening ervan in de toekomst niet mogelijk was.

In de versie van het **TRDE** van **25 juni 2021** werd de definitie van **flexibele toegang** aangepast:

Flexibele toegang: toegang tot het net onder flexibele voorwaarden met de mogelijkheid tot beperking van de toegang tot het net in functie van de beschikbare netcapaciteit;

Het inhoudelijke artikel 2.2.35 werd **geschrapt** wegens **onverenigbaarheden met het Europese regelgevend kader**. Het Europees uitgangspunt in artikel 32 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn is dat de distributienetbeheerder de afweging moet maken tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten en een netinvestering. Bij de aansluitingen met flexibele toegang zoals toen voorzien in de technische reglementen, vond deze afweging onvoldoende tot niet plaats. Bovendien was de oude regeling inzake AmFT's enkel van toepassing op productie-installaties. Daarenboven kreeg de aanvrager van de aansluiting geen enkele vergoeding, aangezien een AmFT een zogenaamde gunst was als alternatief voor een weigering. Dit zorgde er ook voor dat de productie-installatie o.i. ook niet viel onder de uitzondering uit artikel 13 van de Elektriciteitsverordening ("een aansluitovereenkomst hebben aanvaard waarin de vaste levering van energie niet is gewaarborgd"). Er kan o.i. moeilijk sprake zijn van een volwaardige aanvaarding door de producent, men heeft immers geen andere keuze.

Eenzelfde stap werd gezet met de herziening van het **TRPV** van **28 maart 2025**, waarin artikel III.2.4.5 werd **geschrapt**.

IV.2.4.3. Artikel 6bis Vijfde Elektriciteitsrichtlijn en het Ontwerpdecreet

IV.2.4.3.1. Europees kader

Op **26 juni 2024** werd de **Vijfde Elektriciteitsrichtlijn** gepubliceerd. Artikel 6bis van deze richtlijn bepaalt het volgende:

"Artikel 6 bis

Flexibele aansluitovereenkomsten

1. De regulerende instantie, of een andere bevoegde instantie indien een lidstaat hierin voorziet, ontwikkelt een kader waarbinnen transmissiesysteembeheerders en distributiesysteembeheerders de mogelijkheid kunnen bieden om flexibele aansluitovereenkomsten te sluiten in gebieden waar de netwerkcapaciteit voor nieuwe aansluitingen beperkt of niet beschikbaar is, zoals gepubliceerd overeenkomstig artikel 31, lid 3, en artikel 50, lid 4 bis, eerste alinea, van Verordening (EU) 2019/943. Dat kader moet waarborgen dat:

- a) als algemene regel geldt dat flexibele aansluitingen de versterkingen van het netwerk in de aangeduide gebieden niet vertragen;*
- b) flexibele aansluitovereenkomsten op basis van vastgestelde criteria worden omgezet in vaste aansluitovereenkomsten zodra de ontwikkeling van het netwerk is voltooid, en*
- c) voor gebieden waar de regulerende instantie, of een andere bevoegde instantie indien een lidstaat hierin voorziet, van mening is dat netwerkontwikkeling niet de meest efficiënte oplossing is, in voorkomend geval flexibele aansluitovereenkomsten als permanente oplossing mogelijk zijn, ook voor energieopslag.*

2. Het in lid 1 bedoelde kader kan ervoor zorgen dat flexibele aansluitovereenkomsten ten minste het volgende vermelden:

- a) de maximale vaste injectie in en afname van het net van elektriciteit, alsmede de aanvullende flexibele injectie- en afnamecapaciteit die gedurende het jaar per tijdblok kan worden aangesloten en gedifferentieerd;
- b) de nettarieven die van toepassing zijn op zowel de vaste als de flexibele injectie- en afnamecapaciteit;
- c) de overeengekomen looptijd van de flexibele aansluitovereenkomst en de verwachte datum voor het toekennen van een aansluiting voor de gehele aangevraagde vaste capaciteit.

De systeemgebruiker met een flexibele aansluiting op het net moet een stroombeheersingssysteem installeren dat door een erkende certificeringsinstantie is gecertificeerd.”.

Binnen de Vijfde Elektriciteitsrichtlijn wordt er in artikel 6bis **voor het eerst** een **omstandig Europees juridisch kader** geïntroduceerd voor **flexibele aansluitingsovereenkomsten**. Dit instrument is voorzien voor situaties waarbij er onvoldoende netcapaciteit is om in alle omstandigheden te voldoen aan een nieuwe of bijkomende capaciteitsvraag van een (kandidaat) netgebruiker. Dit gebrek aan capaciteit kan technisch weggewerkt worden door de netcapaciteit uit te breiden via netinvesteringen. Deze netinvesteringen vergen tijd. De typische uitvoeringstermijnen ervan zijn vaak significant langer dan de gebruikelijke investeringstermijnen aan de zijde van de netgebruiker. Om te vermijden dat de netgebruiker moet wachten op de realisatie van een netinvestering, kan de netgebruiker **in afwachting van deze netinvestering** toch al een aansluiting met flexibele toegang krijgen op het net, waarbij hij op specifieke momenten wel nog niet zijn vol vermogen kan benutten. Deze flexibele aansluitingsovereenkomsten hebben in regel dan ook een **tijdelijk karakter**, namelijk tot aan de uitvoering van de ermee verbonden netinvestering. Ze dienen om de periode tot aan de uitvoering van de netinvestering te overbruggen. De Vijfde Elektriciteitsrichtlijn biedt daarnaast, in hetzelfde artikel, een mogelijkheid voor de regulator⁵³ om voor specifieke gevallen en netgebieden een kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten op permanente basis uit te werken, wanneer een netinvestering niet de meest efficiënte oplossing is. Men spreekt dan over **permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten**. Deze zijn dus niet bedoeld in afwachting van een netinvestering, maar vormen een mogelijk **alternatief voor de netinvestering**.

Dit artikel moest op 17 januari 2025 reeds zijn omgezet, hetgeen een bijzonder korte omzettingstermijn omvatte van slechts 6 maanden.

IV.2.4.3.2. Omzetting in Vlaanderen

Op **16 mei 2025** werd het “Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten” (hierna afgekort: “**Voorontwerp**”) een **eerste keer principieel goedgekeurd**.⁵⁴ Het voorontwerp van decreet bevat een **regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten in Vlaanderen**. Zoals aangegeven in de memorie van toelichting vormt het voorontwerp van decreet aldus de gedeeltelijke omzetting van de Vijfde Elektriciteitsrichtlijn, en in het bijzonder het artikel 6bis

⁵³ “Voor gebieden waar de regulerende instantie, of een andere bevoegde instantie indien een lidstaat hierin voorziet, van mening is dat netwerkontwikkeling niet de meest efficiënte oplossing is, in voorkomend geval flexibele aansluitovereenkomsten als permanente oplossing mogelijk zijn, ook voor energieopslag”.

⁵⁴ Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten, VI.Reg. 2025, nr. 1605, <https://www.vlaanderen.be/vlaamse-regering/beslissingen-van-de-vlaamse-regering/invoering-regelgevend-kader-voor-flexibele-aansluitingsovereenkomsten-elektriciteitsdistributienet-voorontwerp-van-wijzigingsdecreet>.

over flexibele aansluitingsovereenkomsten, evenals de gedeeltelijke uitvoering van de Elektriciteitsverordening (nr. 2024/1747). Het Voorontwerp omvat op dat moment 18 artikelen. Het geeft een uitvoerige invulling aan de begrippen flexibele aansluitingsovereenkomsten, congestiegebied, netinvestering etc. en bevat talrijke bepalingen inzake regels en methodologieën die nader uitgewerkt moeten worden door de regulator en de netbeheerders.

IV.2.4.3.3. Advies Vlaamse Nutsregulator

Op **24 juni 2025** heeft de Vlaamse Nutsregulator zijn **advies**, VNR-advies ADV-2025-06,⁵⁵ uitgebracht.

Eerst en vooral merkt de Vlaamse Nutsregulator hierbij op dat er moet gewezen worden op de exclusieve bevoegdheid van de energieregulator inzake het vastleggen of goedkeuren van **aansluitings- en toegangsvoorwaarden** (artikel 59, (7), a) Vierde Elektriciteitsrichtlijn):

1. Behalve in gevallen waarin ACER bevoegd is om de voorwaarden of methoden voor de tenuitvoerlegging van de netcodes en richtsnoeren uit hoofde van hoofdstuk VII van Verordening (EU) 2019/943 op grond van artikel 5, lid 2, van Verordening (EU) 2019/942 vanwege hun gecoördineerde karakter vast te stellen of goed te keuren, zijn de regulerende instanties bevoegd voor de vaststelling of de voldoende ruim aan de inwerkingtreding voorafgaande goedkeuring van ten minste de nationale methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake:

a) de aansluiting op en toegang tot nationale netten, inclusief de transmissie- en distributietarieven of de methoden daarvoor; die tarieven of methoden maken het mogelijk dat de noodzakelijke investeringen in de netten op een zodanige wijze worden uitgevoerd dat deze investeringen de levensvatbaarheid van de netten kunnen waarborgen;

Dit artikel bepaalt bijgevolg dat de regulerende instantie exclusief bevoegd is voor de vaststelling of goedkeuring van de voorwaarden inzake de aansluiting op en toegang tot de netten. Een decretale regeling inzake flexibele aansluitingsovereenkomsten (cf. aansluitingen met flexibele toegang) lijkt vrij duidelijk “voorwaarden inzake aansluiting” en “voorwaarden inzake toegang” te betreffen. Dat de vaststelling of de goedkeuring van aansluitings- en toegangsvoorwaarden een exclusieve bevoegdheid van de regulator betreft, vloeit onder andere voort uit de rechtspraak van het Europees Hof van Justitie.⁵⁶

Verder wees de Vlaamse Nutsregulator op een aantal onduidelijkheden inzake de bepaling van de **termijnen** (o.a. verwarring in de memorie van toelichting tussen de “concrete uitvoeringstermijn” en de “reële uitvoeringstermijn”).

Ook rond het aspect van de **compensatie** had de Vlaamse Nutsregulator een aantal fundamentele bedenkingen. Een compensatie kan de vorm aannemen van nettarieven of vergoedingen. Het is belangrijk om alle mogelijke compensatievormen samen te evalueren, zodat het eindresultaat een **evenwichtig, consistent en logisch geheel** vormt. Bij een nieuwe aansluiting op het plaatselijk vervoernet of het distributienet heeft de netgebruiker een zekere business case voor ogen om de aansluiting voldoende rendabel te houden. Indien netgebruikers geconfronteerd zouden worden met een aanzienlijk beperkingsniveau (of afregelpercentage) dan kan dit hun aansluiting op het net mogelijks onvoldoende rendabel maken. Dit zou ervoor kunnen zorgen dat groene, duurzame investeringen – die de energietransitie vooruit stuwten – jaren uitgesteld moeten worden tot na een

⁵⁵ Vlaamse Nutsregulator, *Advies van Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten*, 26 juni 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/adv-2025-06>.

⁵⁶ Zie bijvoorbeeld: HvJ 3 december 2020, C-767/19, ECLI:EU:C:2020:984, Commissie/België, 103-104.

mogelijke investering. Vaak is een netgebruiker evenwel niet in de mogelijkheid om deze aansluitingsbeslissing uit te stellen, gelet op Europese verplichtingen om te verduurzamen. Dit issue kan worden ondervangen door een compensatie te voorzien. Het is hierbij echter niet de bedoeling dat de integrale business case van de netgebruiker zonder meer gefinancierd wordt door de netbeheerder, om verschillende redenen. Ten eerste is het belangrijk om netgebruikers te stimuleren om zo veel als mogelijk aan te sluiten op opportune plaatsen op het net waar er nog voldoende capaciteit voorhanden is. Ten tweede kan een flexibele aansluitingsovereenkomst ervoor zorgen dat een netgebruiker sneller een aansluiting krijgt op het net, in afwachting van een investering, wat een bijkomend voordeel is voor de netgebruiker. Ten derde wordt een flexibele aansluitingsovereenkomst aangeboden door de netbeheerder in afwachting van een investering, waarvoor de netbeheerder eveneens de kosten draagt. Er is met andere woorden nood aan een **gebalanceerde compensatie**, en dit zowel vanuit het standpunt van de **netgebruiker** als dat van de **netbeheerder**. De Vlaamse Nutsregulator is daarbij het best geplaatst om deze belangen op een objectieve wijze tegen elkaar af te wegen. Bovendien kaderen de modaliteiten rond een compensatie in aansluitings- en toegangsvoorwaarden, in dit geval horend bij een flexibele aansluitingsovereenkomst, en interageren zij met de van toepassing zijnde nettarieven. De Vlaamse Nutsregulator pleitte er daarom voor om de delegatie aan de Vlaamse Regering te vervangen door een delegatie van het integrale compensatiekader naar de Vlaamse Nutsregulator.

Verder wees de Vlaamse Nutsregulator op een **groot aantal nieuwe taken** die vervat liggen in het Voorontwerp (zijnde goedkeuringsbeslissingen, uitwerking van nieuwe bepalingen in de technische reglementen en het toezicht daarop, beroepsinstantie tegen weigeringen,...), hetgeen gepaard dient te gaan met voldoende **mensen en middelen**.

Tot slot doet de Vlaamse Nutsregulator nog twee **voorstellen voor nieuwe artikelen**, enerzijds een artikel rond het recht op aansluiting en anderzijds een artikel tot wijziging van artikel 4.1.18 Energiedecreet (inzake weigering van de toegang).

IV.2.4.3.4. Tweede principiële goedkeuring

De Vlaamse Regering hechtte vervolgens in de vergadering van 14 juli 2025 haar **tweede principiële goedkeuring** aan het Voorontwerp en gelastte de Vlaamse minister, bevoegd voor Energie, om over het Voorontwerp advies van de afdeling Wetgeving van de Raad van State in te winnen met het verzoek hun advies mee te delen binnen een termijn van dertig dagen als vermeld in artikel 84, §1, eerste lid, 2°, van de gecoördineerde wetten op de Raad van State.

IV.2.4.3.5. Derde principiële goedkeuring

Op 24 oktober 2025 werd het Voorontwerp voor een **derde keer principiële goedgekeurd**.⁵⁷ Het **Ontwerp van Decreet** werd op 6 november 2025 ingediend bij het Vlaams Parlement.⁵⁸

Naar aanleiding van het advies van de Raad van State van 29 september 2025,⁵⁹ werden nog een aantal aanpassingen doorgevoerd. Globaal gezien had de Raad van State nauwelijks opmerkingen

⁵⁷ Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten, VI.Reg. 2025, nr. 2410, <https://www.vlaanderen.be/vlaamse-regering/beslissingen-van-de-vlaamse-regering/invoering-regelgevend-kader-voor-flexibele-aansluitingsovereenkomsten-elektriciteitsdistributienet-ontwerp-van-wijzigingsdecreet>.

⁵⁸ Ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten, VI.Parl. 2025-2026, nr. 559/1.

⁵⁹ RvS, Advies voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten, 29 september 2025, nr. 78.013/1.

bij het Voorontwerp. Enkel met betrekking tot volgende bepaling uit artikel 13 van het Voorontwerp (tot invoering van een artikel 4.1.17/4 in het Energiedecreet) had de Raad bepaalde bezwaren:

*“De **netbeheerder** van het net waarop de **netinvestering** gekoppeld aan de flexibele aansluitingsovereenkomst uitgevoerd wordt, **vergoedt de modulaties** ten gevolge van de toepassing van een flexibele aansluitingsovereenkomst.”.*

De Raad van State merkte daarbij het volgende op:

“Het staat de decreetgever weliswaar vrij om aan de netbeheerders van het elektriciteitsdistributienet of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, die partij zijn bij de flexibele aansluitingsovereenkomsten in kwestie, compensatieverplichtingen op te leggen als de congestie langer aanhoudt dan gepland, en dat ongeacht de reden voor die vertraging. Daarentegen zou het opleggen van een compensatieverplichting in hoofde van de transmissienetbeheerder – die overigens geen partij is bij de flexibele aansluitingsovereenkomst – neerkomen op een gewestelijke sanctie voor het uitblijven van investeringen op het federale transmissienet, waartoe de transmissienetbeheerder zich zelfs niet heeft verbonden binnen een bindend tijds kader.”.

De Raad stelt dan ook dat voormelde bepaling **geen doorgang** kan vinden voor zover het verplichtingen oplegt aan de transmissienetbeheerder.

Het advies van de Raad van State werd daarop gevolgd. Daarbij werden in artikel 4 van het Voorontwerp extra taken aan de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit opgelegd en werd artikel 13 (cf. art. 4.1.17/14), waarin de compensatieregeling van flexibele aansluitingsovereenkomsten wordt vastgelegd, aangepast.

Artikel 4.1.17/14, §1, derde lid wordt gewijzigd waarbij de **verplichting** om de **compensatie** te betalen aan de netgebruikers en de gebruikers aangesloten op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit met wie een flexibele aansluitingsovereenkomst is gesloten, expliciet wordt **opgelegd aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit**. Aan deze verplichting wordt evenwel een **overleg- en samenwerkingsplicht** gekoppeld tussen de netbeheerders onderling (distributienetbeheerder, beheerder van het plaatselijk vervoernet en waar nodig de transmissienetbeheerder). Daarvoor werd een nieuw punt 19° toegevoegd aan artikel 4.1.6, §1 van het Energiedecreet inzake de taken van de distributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, dat luidt als volgt:

19° het overleggen en samenwerken van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit met elkaar en met de transmissienetbeheerder waar dat van toepassing is over het verzamelen, berekenen, verwerken en uitwisselen van alle nodige gegevens en het vereffenen van de compensaties, die nodig zijn in het kader van congestiebeheer.

Deze verplichting tot overleg en samenwerking is evident, gelet op het feit dat een capaciteitsbeperking op het transmissienet rechtstreeks invloed kan hebben op het distributienet (of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit) en op dit laatste net een congestiesituatie kan veroorzaken. In de nota en de memorie van toelichting wordt terecht gesteld dat *“momenteel de meeste flexibele aansluitingsovereenkomsten op het distributienet zullen aangeboden worden omwille van congestieproblemen op het transmissienet die tot gevolg hebben dat er ook een congestiegebied op het distributienet ontstaat. De netinvesteringen die nodig zijn om te voorzien in voldoende netcapaciteit in het gebied van deze flexibele aansluitingsovereenkomsten, aangesloten op het distributienet, zal in die gevallen een netinvestering op het transmissienet zijn”.*

Er zullen bijgevolg **bepalingen in de samenwerkingsovereenkomst** (zie verder onder Titel IV.2.5) tussen de netbeheerders moeten worden opgenomen die betrekking hebben op samenwerking en

gegevensuitwisseling rond bijvoorbeeld de geschatte doorlooptijd van een investering, de geschatte volumes voor afregeling, de **vereffening van de compensaties**, etc. Het is logisch dat de engagementen die Elia hanteert voor zijn directe netgebruikers ook gereflecteerd worden in de afspraken over de koppelpunten.

IV.2.5. Samenwerking tussen de netbeheerders

Artikel 4.1.6, 9° van het Energiedecreet bepaalt dat de distributienetbeheerder als taak heeft om de nodige inlichtingen te verstrekken aan de beheerders van de netten waarmee zijn net in kwestie verbonden is, om een veilige en efficiënte uitbating, een gecoördineerde ontwikkeling en een goede wisselwerking tussen de netten te waarborgen.

Meer specifiek met betrekking tot de aankoop van flexibiliteitsdiensten bepaalt **artikel 4.1.17/4, §1, lid 3 van het Energiedecreet** dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit alle noodzakelijke informatie moeten uitwisselen met alle relevante marktdeelnemers en moeten **samenwerken met de transmissienetbeheerder** voor de volgende doeleinden: 1° zorgen voor een optimaal gebruik van hulpbronnen; 2° het veilige en efficiënte beheer van het net waarborgen en 3° de marktontwikkeling bevorderen.

Artikel 4.1.18/1 van het Energiedecreet stelt dan weer dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders moeten **samenwerken** met de transmissienetbeheerder voor de **effectieve deelname van marktdeelnemers op de detailhandels-, groothandels- en balanceringsmarkten die aan hun net zijn verbonden**. De elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit stellen **technische specificaties** op voor de deelname aan de markten, vermeld in het eerste lid, op basis van de technische kenmerken van die markten en de mogelijkheden van alle marktdeelnemers. Die specificaties worden opgesteld in **nauwe samenwerking** met alle marktdeelnemers die aangesloten zijn op het elektriciteitsdistributienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, of met de marktdeelnemers die een beroep doen op deelnemers aan flexibiliteit die aangesloten zijn op het elektriciteitsdistributienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, en ook met de transmissienetbeheerder. Die specificaties worden ter goedkeuring voorgelegd aan de Vlaamse Nutsregulator.

De samenwerking tussen de verschillende netbeheerders speelt niet enkel op het vlak van flexibiliteit, maar kent een veel ruimere draagwijdte. Om uitvoering te geven aan de verschillende samenwerkingsplichten die voortvloeien uit de hogere regelgeving (met name de Europese en Vlaamse) werd zowel in het **TRDE**, als in het **TRPV**, een “**Samenwerkingscode**”⁶⁰ ingeschreven die een meer concrete en praktische invulling geeft aan de samenwerking tussen de verschillende netbeheerders in de praktijk.

Specifiek met betrekking tot **flexibiliteit** bepaalt **artikel 6.1.3** van het **TRDE** dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder overleg moet plegen met de beheerder van het net waaraan zijn net gekoppeld is, o.a. met betrekking tot (1) de organisatie van de deelname van distributienetgebruikers aan flexibiliteitsdiensten voor congestiebeheer en balancerings of niet-

⁶⁰ De samenwerkingscode uit het TRDE bevat de bepalingen betreffende de koppeling tussen het transmissienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit enerzijds, en een elektriciteitsdistributienet anderzijds, en tussen elektriciteitsdistributienetten onderling. De code uit het TRPV bevat de voorschriften in verband met de koppeling tussen het Plaatselijk Vervoernet en het transmissienet enerzijds, en de koppeling tussen het Plaatselijk Vervoernet en de elektriciteitsdistributienetten, anderzijds.

frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en (2) de gegevensuitwisseling in het kader van marktfacilitatie van flexibiliteit.

Artikel 6.1.6 van het **TRDE** heeft betrekking op de **samenwerkingsovereenkomst** tussen de netbeheerders (hierna afgekort: **“SOK”**). Dit document formaliseert de concrete samenwerking van de netbeheerders in de praktijk. De krijtlijnen waaraan deze samenwerkingsovereenkomst dient te voldoen, staan opgesomd in artikel 6.1.6 van het TRDE. Zo stelt paragraaf 1 het volgende omtrent de samenwerking inzake flexibiliteit:

§1. De elektriciteitsdistributienetbeheerder sluit, met de beheerder van het net waaraan zijn net gekoppeld is, een overeenkomst waarin minstens het volgende bepaald wordt:

*[...] • de afspraken over **samenwerking** inzake de organisatie van de deelname van distributienetgebruikers aan **flexibiliteitsdiensten voor balancing of congestiebeheer** of aan niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten, althans met betrekking tot die aspecten die direct of indirect gevolgen kunnen hebben voor de netbeheerder.*

Bij het opstellen van deze afspraken worden volgende principes gerespecteerd:

- o Veilig en efficiënt beheer van het net;*
- o Maximaal flexibiliteit openstellen voor het totale systeem binnen doelstelling van minimale totale systeemkost (transmissiesysteem en distributiesysteem samen);*
- o Bevorderen van marktwerking.*

De overeenkomst die, conform §1 van artikel 6.1.5, met de beheerder van het transmissienet wordt gesloten, bevat daarenboven o.a. afspraken over de berekeningen en gegevensuitwisseling rond flexibiliteit op het distributienet, vermeld in artikel 6.1.5. Bij het opstellen van deze afspraken respecteren zij de volgende principes: (1) het streven naar de minimale totale systeemkost, zijnde de kosten voor het distributiesysteem en transmissiesysteem samen; (2) respecteren van marktneutraliteit, transparantie en non-discriminatie; en (3) alle gegevens blijven eigendom van de netgebruiker en kunnen gedeeld worden conform artikel 4.1.22/5 van het Energiedecreet.

De samenwerkingscode uit het **TRPV** bevat gelijkaardige (zij het iets beperktere) bepalingen. Zo stelt **artikel 6.1.5** van het **TRPV** dat de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet overleg moet plegen met de netbeheerder aan wiens net hij gekoppeld is, met betrekking tot alle aspecten die direct of indirect gevolgen voor de betrokken netbeheerders kunnen hebben, en inzonderheid met betrekking tot: o.a. 10. de organisatie van de deelname van gebruikers van het Plaatselijk Vervoernet aan flexibiliteitsdiensten voor **congestiebeheer en balanceren** of niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten, voor die aspecten die direct of indirect gevolgen kunnen hebben voor de netbeheerder; 11. de **gegevensuitwisseling** in het kader van marktfacilitatie van **flexibiliteit**.

Artikel 6.1.7 van het **TRPV** heeft betrekking op de samenwerkingsovereenkomst en bevat gelijkaardige bepalingen als in het TRDE.

IV.2.6. **Blik op de toekomst**

IV.2.6.1. **Netcode Demand Response**

In juni 2022 werd ACER door de European Commission gevraagd een *“Framework guideline on demand response”* (vraagrespons) op te maken in uitvoering van de Elektriciteitsverordening nr. 2019/943.

Op 21 december 2022 legde ACER een *framework* voor aan de Europese Commissie.

Veel verbruikers willen actief deelnemen aan de energiemarkten. “Vraagrespons” betekent volgens ACER in wezen een wijziging in het elektriciteitsverbruik wanneer klanten (individueel of collectief) reageren op een marktsignaal, zoals een wijziging in elektriciteitsprijzen of een financiële prikkel om hun elektriciteitsverbruik te verhogen, te verlagen of in de tijd te verschuiven.

In dit kaderrichtsnoer gaat het uitsluitend over de actieve deelname van vraagrespons aan de elektriciteitsmarkten.⁶¹ Het kaderrichtsnoer van ACER stelt de belangrijkste principes vast voor de ontwikkeling van bindende EU-brede regels voor vraagrespons. De nieuwe regels zijn bedoeld om de deelname van meer vormen van vraagrespons te vergemakkelijken, waaronder het elektriciteitsverbruik van consumenten, opslag en decentrale opwekking (zoals zonnepanelen op daken of elektrische voertuigen) aan de groothandelsmarkten voor elektriciteit. Daarnaast moeten ze ook de marktgebaseerde inkoop van balanceringsdiensten, congestiebeheer en spanningsregeling vergemakkelijken, die nodig zijn voor netbeheerders.

Onder andere de volgende onderwerpen worden behandeld:

- Algemene vereisten voor markttoegang, die op Europees niveau gespecificeerd moeten worden om een gelijk speelveld te waarborgen voor de deelname van alle middelen aan de elektriciteitsgroothandelsmarkten.
- Principes voor “prekwalificatie” met als doel het proces te vereenvoudigen en toetredingsdrempels te verlagen voor iedereen (zoals consumenten met zonnepanelen, elektrische voertuigen of kleine opslagfaciliteiten zoals batterijen) die diensten aan systeembeheerders willen leveren. Prekwalificatieprocessen stellen potentiële aanbieders (zoals producenten of verbruikers) in staat om aan te tonen dat zij voldoen aan de vereisten om een of meerdere soorten diensten te leveren (zoals balancering, congestiebeheer en spanningsregeling) die nodig zijn om de veilige werking van het systeem te garanderen.
- Principes voor coördinatie van de marktgebaseerde inkoop van congestiebeheer-, spanningsregelings- en balanceringsdiensten met andere groothandelsmarkten en tussen netbeheerders op distributie- en transmissieniveau, om samenhang te waarborgen tussen markten en tijdschema's.
- Vereisten voor marktgebaseerde inkoop van producten die worden gebruikt voor congestiebeheer en spanningsregeling in het elektriciteitssysteem.

De Commissie keurde de *framework guideline* goed in maart 2023, waarna de European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) en de EU DSO Entity (vertegenwoordiging van distributienetbeheerders) werden verzocht om binnen 12 maanden een voorstel voor de bindende netcode in te dienen aan ACER (hierna afgekort: “Netcode Demand Response”). Er werd een opstellingscomité opgericht, met inbegrip van ACER en enkele belanghebbenden, om hen bij dit werk te ondersteunen. Op 8 mei 2024 ontving ACER de formele voorsteltekst van ENTSO-E en DSO Entity voor de Netcode Demand Response, inclusief amendementen aan reeds bestaande regelgeving.

ACER organiseerde een publieke consultatie van 5 september tot 31 oktober 2024 over dit herzien voorstel.

⁶¹ “Although electricity markets is a broad term covering all market-based processes related to electricity, including both retail and wholesale markets, including market-based procurement of balancing, voltage control and congestion management (hereafter referred to as “SO services”)¹, the assessment of which aspects of them fall in the scope of a European framework is crucial for the new rules.” - https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/FG_DemandResponse.pdf.

Op **7 maart 2025** heeft ACER haar eindvoorstel voor de EU-breed geldende Netcode Demand Response ingediend bij de Europese Commissie.

De Europese Commissie startte daarop een gerichte stakeholderconsultatie van 14 juli 2025 tot 12 september 2025 ter ondersteuning van de vaststelling van de netcode.

Omdat ACER de uiteindelijke aanbeveling op 7 maart 2025 bij de Commissie heeft ingediend, is de volgende stap dat de Europese Commissie het voorstel beoordeelt, een officiële wetgevingshandeling (*in casu* een Verordening) voorbereidt, en dat de lidstaten deze uiteindelijk aannemen.

Er is nog geen definitieve datum bekend voor publicatie of inwerkingtreding — de tijdslijn hangt af van de Europese Commissie, het Europees Parlement en de Raad, en de uitkomsten van de consultatie.

De Netcode Demand Response zal wellicht in 2026 gepubliceerd worden, hetgeen ongetwijfeld zal resulteren in de noodzaak aan een aantal aanpassingen aan het Vlaams regelgevend kader. De Vlaamse Nutsregulator volgt deze ontwikkelingen verder op.

IV.2.6.2. The EU Grids Package

Het “EU Grids Package”⁶² omvat o.a. wijzigingen aan in hoofdzaak de TEN-E verordening, maar ook aan de Vierde Elektriciteitsrichtlijn (nr. 2019/944) en de Elektriciteitsverordening (nr. 2019/943). Het pakket wordt verwacht rond **10 december 2025**.

Het Grids Package bouwt voort op het kader van de TEN-E verordening,⁶³ maar wil die regels vereenvoudigen en meer passend maken voor de huidige energietransitie. Een doel is om grensoverschrijdende planning en realisatie van projecten (interconnectoren, netwerken tussen landen) beter te coördineren. Daarbij moet het toekennen van vergunningen sneller en eenvoudiger worden, om vertragingen bij net- en energieprojecten te vermijden. De hervorming richt zich niet enkel op grootschalige transmissienetten, maar **ook op distributienetten**. Er komt meer aandacht voor digitalisering en innovatie in netwerken, om de energie-infrastructuur toekomstbestendig te maken. De Europese Commissie wil ook duidelijker maken wat de behoefte is aan productie- en leveringsketens: welke componenten en technologieën nodig zijn voor netuitbouw? Een belangrijk onderliggend motief is dat de huidige netwerken – verouderde infrastructuur, fragmentarische planning, lange vergunningstrajecten – een rem zetten op de opschaling van hernieuwbare energie en elektrificatie, hetgeen nadelig is voor het concurrentievermogen en de betaalbaarheid.

Op **18 november 2025** werd er reeds een richtlijngevend document vanwege de Europese Commissie gelekt, getiteld “Commission notice on Guidance on efficient and timely grid connections”.

De Europese Commissie beschrijft in dit richtlijngevend document hoe EU-lidstaten, nationale regulatoren en netbeheerders achterstanden in netaansluitingen kunnen voorkomen en oplossen. Door snelle groei van elektrificatie en hernieuwbare energie ontstaan lange wachtrijen voor netaansluiting, vooral door onvoldoende netwerkcapaciteit, beperkte transparantie en inefficiënte aanvraagprocedures.

⁶² Voor meer informatie zie o.a.: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/774695/EPRS_BRI\(2025\)774695_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/774695/EPRS_BRI(2025)774695_EN.pdf).

⁶³ Verord. (EU) 2022/869 van het Europees Parlement en de Raad van 30 mei 2022 betreffende richtsnoeren voor de trans-Europese energie-infrastructuur, tot wijziging van Verordeningen (EG) nr. 715/2009, (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943, en Richtlijnen 2009/73/EG en (EU) 2019/944, en tot intrekking van Verordening (EU) nr. 347/2013, Pb.L. 3 juni 2022, <http://data.europa.eu/eli/reg/2022/869/oj>.

Het document identificeert **drie hoofdoorzaken**:

1. Inadequate netplanning – investeringen volgen vaak te laat op groeiende vraag; vergunningstrajecten en leveringsproblemen vertragen daarbij netuitbreidingen.
2. Gebrek aan transparantie en locatiesignalen – ontwikkelaars weten niet *waar* capaciteit beschikbaar is, waardoor aanvragen zich ophopen in congestiegebieden.
3. Inefficiënte procedures en speculatieve aanvragen – verouderde of immatuur ingediende projecten blokkeren de wachtrij; digitalisering ontbreekt vaak.

De Commissie stelt een **toolbox** voor met maatregelen zoals:

- anticiperende netinvesteringen gebaseerd op toekomstscenario's,
- betere en regelmatig geactualiseerde capaciteitskaarten op alle spanningsniveaus,
- “locational” en “time-of-use” nettarieven om slimme locatiekeuzes en lagere piekbelasting te stimuleren,
- digitalisering van aanvraagprocessen,
- filteren van niet-rijpe of speculatieve aanvragen via criteria, mijlpalen en gebruik-het-of-verlies-het-regels,
- flexibele aansluitovereenkomsten (*‘niet-firm’*) om sneller meer projecten toe te laten,
- mogelijkheid voor lidstaten om **prioritering** toe te passen op basis van transparante, niet-discriminerende criteria (bv. netvriendelijke projecten, maatschappelijke diensten, veiligheidsfuncties).

Het document benadrukt dat alle maatregelen binnen EU-wetgeving moeten vallen en dat zowel netbeheerders als gebruikers duidelijke rechten en plichten hebben. De Europese Commissie zal de situatie blijven monitoren en indien nodig extra regelgeving voorstellen.

Het opvolgen van deze nieuwe regelgeving zal in 2026 op de radar staan bij de Vlaamse Nutsregulator.

IV.3. Toepassing en samenhang van de verschillende flexibiliteitsproducten in de context van congestiebeheer

Onder deze titel bespreken we – als samenvatting van de voorgaande gedetailleerde besprekingen – alle verschillende flexibiliteitsproducten die vandaag ingezet kunnen worden voor congestiebeheer, met name marktgebaseerde flexibiliteit, niet-marktgebaseerde flexibiliteit en (tijdelijke/permanente) flexibele aansluitingsovereenkomsten.⁶⁴ Onder Titel IV.3.1 vatten we de belangrijkste modaliteiten van de verschillende producten samen. Vervolgens verduidelijken we hun onderlinge samenhang. Hierbij is het belangrijk om een onderscheid te maken tussen de fase van netontwikkeling en de fase van real time netexploitatie. In de fase van netontwikkeling moeten de netbeheerders het inzetten van flexibiliteit afwegen ten opzichte van het uitvoeren van een investering. De keuze voor een specifiek flexibiliteitsproduct is daarbij situatieafhankelijk. Dit bespreken we onder Titel IV.3.2. In de fase van real time netexploitatie moeten de netbeheerders dan weer een bepaalde prioritering respecteren bij het activeren van de verschillende flexibiliteitsproducten wanneer congestie optreedt. Dit bespreken we onder Titel IV.3.3.

We wensen te benadrukken dat de toepassing van flexibiliteit voor congestiebeheer nog in volle ontwikkeling is. De bespreking hieronder dient dan ook beschouwd te worden als een momentopname, zonder daarbij enige voorafname te doen op mogelijke toekomstige ontwikkelingen of nieuwe/voortschrijdende inzichten.

IV.3.1. Kadering van de verschillende flexibiliteitsproducten in de context van congestiebeheer – categorisering, definiëring en afbakening toepassingsgebied

Op basis van de huidige regelgeving, onderscheidt de Vlaamse Nutsregulator **twee grote categorieën van flexibiliteitsproducten** in de context van **congestiebeheer**, met name (i) flexibiliteit als alternatief voor een netinvestering (besproken onder Titel IV.3.1.1), en (ii) flexibiliteit in afwachting van een geplande netinvestering (besproken onder Titel IV.3.1.2). De Vlaamse Nutsregulator meent dat op basis van dit onderscheid het **toepassingsgebied** van elkeen van de gereguleerde flexibiliteitsproducten zo duidelijk mogelijk **afgebakend** blijft, waarbij de overlap tussen de verschillende producten tot een minimum beperkt wordt.

In wat volgt bespreken we meer in detail de categorisering, de definities en het toepassingsgebied van de verschillende flexibiliteitsproducten.

IV.3.1.1. Categorie 1: Flexibiliteit als alternatief voor een netinvestering

De **eerste categorie** van flexibiliteitsproducten zijn de producten die voornamelijk toegepast worden als (techno-economisch) efficiënt **alternatief voor een fysieke netuitbreiding**,⁶⁵ om een **investeringsuitstel of -afstel** te realiseren. De keuze om deze flexibiliteitsproducten toe te passen

⁶⁴ Merk op dat de termen “marktgebaseerde flexibiliteit” en “niet-marktgebaseerde flexibiliteit” ook buiten de context van congestiebeheer gebruikt worden. We verwijzen naar de bespreking onder Titel III.2.3 voor de algemene definities, in de ruime zin van het woord. De term “flexibiliteitsproducten” wordt gebruikt als overkoepelende term, om alle verschillende vormen van flexibiliteit te omvatten. Deze term kan gebruikt worden in de context van congestiebeheer, in de context van balancering, en daarnaast ook nog ruimer/meer allesomvattend.

⁶⁵ De Vlaamse Nutsregulator leest dit opzet – met name, flexibiliteit als alternatief voor een netinvestering – onder meer in artikel 32 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn, alsook in artikel 4.2.1, §2, 14° en artikel 4.1.19, §1 (en §2), 4° van het Energiedecreet.

in het operationele tijdsvenster, volgt uit een kostenafweging ten opzichte van een klassieke netinvestering, die voorafgaand gebeurt in de plannings-/netontwikkelingsfase.⁶⁶ Deze voorafgaande kostenafweging gebeurt op basis van **onderbouwde inschattingen**. De netbeheerder gebruikt hiervoor een **gereguleerd afwegingsmodel**.

Onder deze categorie rekent de Vlaamse Nutsregulator drie specifieke flexibiliteitsproducten, met name marktgebaseerde flexibiliteit, niet-marktgebaseerde flexibiliteit, en permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten.

Hoewel (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit in eerste instantie bedoeld is als alternatief voor een netinvestering, zijn er toch een aantal specifieke gevallen waarbij (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit eerder ingezet wordt in afwachting van de realisatie van een netinvestering. Dit wordt meer in detail toegelicht onder Titel IV.3.1.2.2.

Het is tot slot belangrijk dat de **uitwisselbaarheid tussen een netinvestering en flexibiliteit** slechts strikt geldt in de context van **congestiebeheer**. In deze context wordt flexibiliteit immers ingezet om de piekbelasting op het net te beperken. Dit ligt anders in de context van balancering. Daar kan het in bepaalde gevallen immers vereist zijn om injectie of afname juist te verhogen om vraag en aanbod in balans te houden. Het resultaat van de inzet van flexibiliteit is in dat geval een verhoging van de piekbelasting, eerder dan een verlaging.

IV.3.1.1.1. Marktgebaseerde flexibiliteit

Marktgebaseerde flexibiliteit is de eerste vorm van flexibiliteit die door de netbeheerder **prioritair** overwogen moet worden als mogelijk alternatief voor een netinvestering. De netbeheerder verworft deze flexibiliteit via een **marktwerking**, waarbij hij steeds maatschappelijke kostenefficiëntie tracht na te streven. De distributienetbeheerder lanceert hiervoor een of meerdere opeenvolgende markt(vraa)g(en) naar flexibiliteit binnen een afgebakende zone waarbinnen de netbeheerder congestie verwacht. Dienstverleners van flexibiliteit kunnen **vrijwillig** flexibiliteitsdiensten aanbieden via biedingen, als antwoord op deze markt(vraag). De markt(vragen) hebben steeds een **multilateraal** opzet; bilaterale afspraken tussen twee partijen vallen niet onder de noemer marktgebaseerde flexibiliteit. De benodigde flexibiliteit wordt met andere woorden normaliter **door meerdere partijen** aangeleverd.⁶⁷ Marktgebaseerde flexibiliteit is steeds **afgebakend in tijd**.⁶⁸ De beoogde tijdshorizon kan variëren van relatief kort tot meerdere jaren (waarbij in dit laatste geval flexibiliteit vooraf gereserveerd wordt). Producten van onbepaalde duur worden echter niet onder marktgebaseerde flexibiliteit gerekend.

⁶⁶ Het algemene opzet van deze afweging wordt besproken onder Titel IV.1.4, Intermezzo 1 *De afweging tussen een netversterking/-uitbreiding en de inzet van flexibiliteit* en Titel IV.2.1. De invulling ervan voor het elektriciteitsdistributienet komt in detail aan bod bij de bespreking onder Titel IV.4.1.1.

⁶⁷ Het is in praktijk mogelijk dat slechts één partij de benodigde flexibiliteit levert. Dit is bijvoorbeeld het geval wanneer één partij op de meest kostenefficiënte manier voldoende flexibiliteit aanlevert om het ganse probleem op te lossen waardoor de flexibiliteit van andere deelnemende partijen overbodig wordt, of wanneer er slechts één partij daadwerkelijk deelneemt aan de markt(vraag). Het is daarbij belangrijk om te benadrukken dat een dergelijke situatie steeds volgt uit het doorlopen van de ganse marktprocedure; dit in tegenstelling tot voorafgaande bilaterale afspraken, waarbij de flexibiliteit van andere partijen niet in beschouwing genomen wordt.

⁶⁸ Hoewel marktgebaseerde flexibiliteit strikt afgebakend is in de tijd, weerhoudt dit de netbeheerders er niet van om meerdere opeenvolgende markt(vragen) te lanceren, en zo mogelijks een lange periode te overbruggen zonder dat er uiteindelijk een investering hoeft te komen. Op die manier kan de combinatie van opeenvolgende *tijdelijke* producten toch een *permanente* oplossing bieden.

IV.3.1.1.2. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit

Niet-marktgebaseerde flexibiliteit – in Vlaanderen ook wel **technische flexibiliteit** genoemd – is een **terugvaloptie** voor marktgebaseerde flexibiliteit, die als *last resort* maatregel in de **operationele fase** (i.e., dichtbij/in reële tijd) geactiveerd wordt. Deze terugvaloptie/*last resort* maatregel dient om de operationele veiligheid te (blijven) garanderen. De deelname aan niet-marktgebaseerde flexibiliteit is daarom **verplicht**. Een netgebruiker ontvangt een **kostengebaseerde vergoeding** indien hij in dit kader gemoduleerd wordt. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit kan slechts bij **specifieke netgebruikers** geactiveerd worden, onder **strikte, specifieke voorwaarden** (de zogenaamde “buitengewone omstandigheden”, zie Titel IV.2.3.2). Enkel grote elektriciteitsproductie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten, uitgerust met telecontrole,⁶⁹ kunnen onderworpen worden aan niet-marktgebaseerde flexibiliteit. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit mag bij deze categorieën van netgebruikers enkel toegepast worden wanneer er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is, wanneer alle marktgebaseerde middelen zijn uitgeput, wanneer er onvoldoende liquiditeit is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen of wanneer er een risico bestaat op strategische biedingen/gaming waardoor een marktgebaseerde aankoop economisch niet efficiënt is. Wat betreft de activatievolgorde, zijn er een aantal basisprincipes verankerd in de regelgeving. Die zijn er op gericht om de modulatie van elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, en van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling, tot een minimum te beperken. Voor andere types netgebruikers zijn er geen expliciete bepalingen opgenomen. Bij het bepalen van de verplichting tot deelname en de onderlinge activatievolgorde van deze installaties wordt **maatschappelijke kostenefficiëntie** nagestreefd. Het te moduleren volume wordt daarbij in de mate van het mogelijke best zo veel mogelijk **gespreid over verschillende netgebruikers** (bij eenzelfde incident, alsook verspreid over verschillende incidenten). De activatie van niet-marktgebaseerde flexibiliteit kan immers een merkbare impact hebben op de betrokken netgebruiker(s), omwille van de onvoorspelbaarheid van de activatie, de mogelijke weerslag van de activatie op de processen van de betrokken netgebruiker(s), en het louter (en zelfs niet)⁷⁰ kostendekkend karakter van de vergoeding.

De Vlaamse Nutsregulator wenst hierbij onder de aandacht te brengen dat de beperking wat betreft de categorieën van netgebruikers waarop niet-marktgebaseerde flexibiliteit van toepassing is in Vlaanderen, impliceert dat er enkel een terugvaloptie voorhanden is voor marktgebaseerde flexibiliteit in geval van injectie, maar **niet in geval van afname**.⁷¹ Dit heeft enkele belangrijke gevolgen. Zo moet de netbeheerder voor afname ofwel veel **strikter vasthouden aan de N-1-beschikbaarheid** van het net (zie Intermezzo 1 *De afweging tussen een netversterking/-uitbreiding en de inzet van flexibiliteit*), ofwel **voldoende redundante marktgebaseerde flexibiliteit** contracteren,⁷² om in alle omstandigheden het net veilig te kunnen uitbaten, ook bij een onverwachte uitval. Immers, indien zich een congestieprobleem voordoet ten gevolge van deze onverwachte uitval, en indien de inzet van marktgebaseerde flexibiliteit bij een bepaalde installatie faalt, dan is er in geval van afname geen noodrem in de vorm van verplichte deelname aan niet-marktgebaseerde flexibiliteit voorhanden om deze problematiek op te vangen; er kan in dat geval enkel teruggevallen worden op resterende,

⁶⁹ Telecontrole maakt een besturing van op afstand door de netbeheerder mogelijk. De signalen verstuurd door de netbeheerder vereisen wel steeds een verdere lokale verwerking/implementatie.

⁷⁰ Het onvoldoende kostendekkende karakter van de vergoeding in het kader van niet-marktgebaseerde flexibiliteit wordt meer in detail besproken onder Titel IV.2.3.2.

⁷¹ Behalve wat betreft elektriciteitsopslagfaciliteiten: voor deze categorie van netgebruikers valt afname wel onder het toepassingsgebied van gereserveerde technische flexibiliteit, zoals besproken onder Titel IV.2.3.2.

⁷² De vereiste liquiditeit voor marktgebaseerde flexibiliteit ligt bij afname bijgevolg hoger dan bij injectie.

redundante marktgebaseerde flexibiliteit voor afname bij een andere installatie, voor zover deze voorzien werd. Tot slot is ook een **tijdige anticipatie** belangrijk in deze context,⁷³ om te garanderen dat de noodzakelijke flexibiliteit zeker geactiveerd kan worden in reële tijd. Zonder het voorzien van de hierboven vermelde maatregelen zou een dergelijke situatie aanleiding geven tot een noodsituatie (i.e., het in gedrang komen van de operationele veiligheid van het net), wat maximaal vermeden dient te worden.

Tot slot wenst de Vlaamse Nutsregulator er op te wijzen dat er tot voor kort een andere interpretatie gehanteerd werd over het toepassingsgebied van niet-marktgebaseerde flexibiliteit. De reden hiervoor was het ontbreken van een specifieke afzonderlijke oplossing voor situaties in afwachting van een reeds geplande netinvestering. Om weigeringen van aansluitingen in dit geval te voorkomen, werd niet-marktgebaseerde flexibiliteit ook in dit geval toepasbaar geacht, waardoor eenheden reeds op het net aangesloten konden worden in afwachting van een netinvestering. De vereiste in het Energiedecreet dat technische flexibiliteit slechts toegepast mag worden wanneer “een redelijke en kosteneffectieve netinvestering niet mogelijk is” – in combinatie met bijkomende toepassingsvereisten – werd daarbij ruim geïnterpreteerd, als volgt (eigen nadruk): “[de realisatie van] een redelijke en kosteneffectieve netinvestering is [op het beschouwde moment] niet mogelijk”. De invoering van het regelgevend kader inzake flexibele aansluitingsovereenkomsten maakt deze ruime interpretatie vandaag overbodig, en zorgt voor een duidelijkere afbakening van het toepassingsgebied van de verschillende flexibiliteitsproducten in het kader van congestiebeheer.

IV.3.1.1.3. Permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten

Permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten dienen als een **permanente oplossing** in gebieden met een beperkte netcapaciteit waar een **netversterking niet de meest efficiënte oplossing** is.⁷⁴ In tegenstelling tot (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit zijn permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten van onbepaalde duur.⁷⁵ De Vijfde Elektriciteitsrichtlijn voorziet niet standaard in een kader voor permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten, maar laat wel de mogelijkheid aan de regulerende (of een andere bevoegde) instantie om een dergelijk kader uit te werken voor gebieden waar het elektriciteitsnet niet efficiënt kan worden versterkt. In Vlaanderen zijn permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten op vandaag (nog) niet geoperationaliseerd.

De Vlaamse Nutsregulator sluit niet uit dat permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten een multilateraal opzet kunnen hebben. Deze **multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten** zouden gecontracteerd kunnen worden via een **multilaterale marktvraag** gelanceerd door de netbeheerder, waarbij meerdere partijen de gevraagde flexibiliteit kunnen leveren. Dergelijke multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten leunen dicht aan bij marktgebaseerde flexibiliteit, maar dan toegepast voor onbepaalde (in plaats van bepaalde) duur. Een andere mogelijke vergoedingsoptie is een **gereguleerde korting via een**

⁷³ Deze anticipatie dient reeds te gebeuren in de planningsfase, waar de afweging gemaakt wordt tussen een netinvestering en marktgebaseerde flexibiliteit. Indien er in de planningsfase geopteerd wordt voor marktgebaseerde flexibiliteit, dan moet er zekerheid zijn dat deze marktgebaseerde flexibiliteit in reële tijd daadwerkelijk beschikbaar is. Deze zekerheid is van primordiaal belang bij het ontbreken van een terugvaloptie met verplichte deelname in de vorm van niet-marktgebaseerde flexibiliteit. Deze nood aan zekerheid kan ondervangen worden door na te gaan of er voldoende (redundante) marktgebaseerde flexibiliteit beschikbaar is aan de hand van een voorafgaande verkennende marktvraag. Bovendien is het ook mogelijk om harde garanties in te bouwen door (een deel van) de benodigde flexibiliteit reeds op voorhand expliciet te reserveren.

⁷⁴ De overweging van een permanente flexibele aansluitingsovereenkomst kan veroorzaakt worden door (i) een aansluitingsaanvraag, (ii) organische groei of (iii) voorziene groei volgens de groeiscenario's in de investerings-/ontwikkelingsplannen.

⁷⁵ Dit neemt volgens de Vlaamse Nutsregulator niet weg dat er een mogelijkheid kan zijn tot herziening van een permanente flexibele aansluitingsovereenkomst, als er door bijkomende aansluitingen of andere evoluties in het net toch besloten zou worden om een netversterking te doen.

aangepaste tariefstructuur, die de niet-gegarandeerde toegang reflecteert. In dit geval geldt er nog steeds een multilateraal opzet, waarbij verschillende netgebruikers de keuze hebben om flexibiliteit te leveren. Van een marktwerking met biedingen is er dan weliswaar geen sprake; de vergoeding zit louter vervat in de korting op de tarieven, met de vrijwillige keuze voor verschillende netgebruikers om al dan niet op deze optie in te gaan.

Aanvullend op multilaterale flexibele aansluitingsovereenkomsten, ziet de Vlaamse Nutsregulator **bilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten** als een mogelijk allerlaatste middel dat – nadat alle andere opties geen oplossing konden bieden – aan een (kandidaat)netgebruiker aangeboden kan worden als alternatief voor een weigering. In dit geval is het dus de (kandidaat)netgebruiker zelf die de benodigde flexibiliteit moet leveren om een weigering van zijn eigen aansluitingsaanvraag te voorkomen. Ter bescherming van de netgebruiker, die zich op dit punt in een zwakke onderhandelingspositie bevindt met een weigering als enige alternatief, meent de Vlaamse Nutsregulator dat deze optie een sterke regulatoire controle vereist.

IV.3.1.2. **Categorie 2: Flexibiliteit in afwachting van een geplande netinvestering**

De **tweede categorie** van flexibiliteitsproducten zijn de producten die toegepast worden in **afwachting van een reeds geplande netinvestering** die de congestieproblematiek structureel zal wegwerken.

In dit geval wordt flexibiliteit toegepast om de periode te overbruggen waarbij de capaciteitsnood reeds gedetecteerd is en er een netinvestering gepland is, maar deze oplossing op heden nog niet geïmplementeerd is/kan worden.

De Vlaamse Nutsregulator wenst te erkennen dat de **identificatie van de capaciteitsnood en de genoodzaakte oplossing** ook ad hoc kan gebeuren, op basis van een netstudie gelinkt aan een concrete aansluitingsaanvraag,⁷⁶ en niet enkel in het kader van het formele, tweejaarlijkse traject van het investeringsplan. Immers, de (on)beschikbaarheid van capaciteit moet steeds bekeken worden in het licht van (of nog, relatief ten opzichte van) nieuwe aansluitingsaanvragen.⁷⁶ Een netgebied waar nog geen congestieproblematiek geïdentificeerd werd, kan immers door één grote klantvraag plots een congestiegebied worden.

Onder deze categorie rekent de Vlaamse Nutsregulator de **flexibele aansluitingsovereenkomsten met een tijdelijk karakter**.

Zoals hierboven reeds aangekaart, is het daarnaast ook mogelijk dat in bepaalde gevallen (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit toegepast wordt (moet worden) in afwachting van een geplande netinvestering. Dit wordt in detail toegelicht onder Titel IV.3.1.2.2.

IV.3.1.2.1. **Tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten (bij een nieuwe aansluitingsaanvraag)**

Tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten kunnen aangeboden worden aan netgebruikers die een aansluiting vragen in **congestiegebieden**, i.e., gebieden waar de elektriciteitsnetcapaciteit voor nieuwe aansluitingen of het verhogen van de capaciteit van bestaande aansluitingen op het elektriciteitsdistributienet of plaatselijk vervoernet van elektriciteit beperkt of niet beschikbaar is. Ze zijn dus steeds gelinkt aan een **aansluitingsaanvraag**. In plaats van een gewone, vaste aansluiting,

⁷⁶ Het kan hierbij zowel gaan om een nieuwe aansluiting als om een bestaande aansluiting waarvoor bijkomende capaciteit gevraagd wordt.

krijgt de netgebruiker wegens het gebrek aan capaciteit voorwaarden opgelegd om de injectie van elektriciteit in en/of de afname van elektriciteit uit het elektriciteitsdistributienet of het plaatselijk vervoernet van elektriciteit te beperken en te regelen. Het is met andere woorden een **bilaterale afspraak**, waarbij de **aanvrager/netgebruiker zelf de flexibiliteit moet leveren** voor de congestieproblemen die door zijn eigen aansluitingsaanvraag veroorzaakt worden. Eventueel kan ook een andere netgebruiker de nodige flexibiliteit leveren tegen een gepaste compensatie, indien de netgebruiker die de aansluiting aanvraagt zelf niet flexibel kan of wil zijn. De Vlaamse Nutsregulator sluit met andere woorden niet uit dat bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten overdraagbaar zouden zijn naar een andere netgebruiker dan degene die de aansluiting aanvraagt. Dit type flexibele aansluitingsovereenkomsten zijn een tijdelijke oplossing, **in afwachting van de realisatie van een besliste netinvestering**. Ze zijn met andere woorden **niet bedoeld om capaciteit vrij te maken** en minder te moeten investeren door de toepassing van flexibiliteit; hiervoor dienen andere producten, met name (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit en permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten. Het bestaan van tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten mag **niet leiden tot een vertraging van de versterkingen van het net** in de betrokken congestiegebieden. Van zodra de netversterking voltooid is, **moeten ze omgezet worden in een vaste aansluitingsovereenkomst**.

In Vlaanderen is de implementatie van het regelgevend en operationeel kader voor tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten lopende.

IV.3.1.2.2. (Niet-)marktgebaseerde flexibiliteit (bij het ontbreken van een nieuwe aansluitingsaanvraag)

(Niet-)marktgebaseerde flexibiliteit is hoofdzakelijk bedoeld als alternatief voor een netinvestering. Desalniettemin is er een specifieke situatie waarbij (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit ook toegepast kan (moet) worden **in afwachting van een geplande netinvestering**, om de heersende congestieproblemen het hoofd te kunnen bieden. Dit is het geval bij een vermogenstoename ten gevolge van **organische groei**, waarbij een netinvestering als meest kostenefficiënte oplossing uit het afwegingsmodel komt. Aangezien er in dit geval geen sprake is van een nieuwe aansluitingsaanvraag, kan er geen tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst aangeboden worden in afwachting van de realisatie van deze netinvestering. Het contracteren van marktgebaseerde flexibiliteit (met niet-marktgebaseerde flexibiliteit als mogelijke terugvaloptie in specifieke gevallen, zoals besproken onder Titel IV.3.1.1.2) is in dit geval de enige mogelijke oplossing om de congestieproblematiek in tussentijd op te lossen.

Ook hier gelden dezelfde aandachtspunten omtrent het ontbreken van een terugvaloptie voor marktgebaseerde flexibiliteit in geval van afname, en de daaruit volgende nood aan **voldoende redundante marktgebaseerde flexibiliteit** en een **tijdige anticipatie**, zoals uiteengezet onder Titel IV.3.1.1.2.

IV.3.1.3. Samenvatting

Ter samenvatting van voorgaande bespreking, geeft Tabel 1 het toepassingsgebied van de verschillende flexibiliteitsproducten weer.

Tabel 1 Samenvatting van het toepassingsgebied van de verschillende flexibiliteitsproducten in de context van congestiebeheer

	Als alternatief voor een netinvestering - bij organische groei	Als alternatief voor een netinvestering - bij een specifieke aansluitingsaanvraag	In afwachting van een netinvestering - bij organische groei	In afwachting van een netinvestering - bij een specifieke aansluitingsaanvraag
Marktgebaseerde flexibiliteit	■	■	■	
Niet-marktgebaseerde flexibiliteit	■	■	■	
Multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomst	■	■		
Bilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomst		■		
Bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst				■

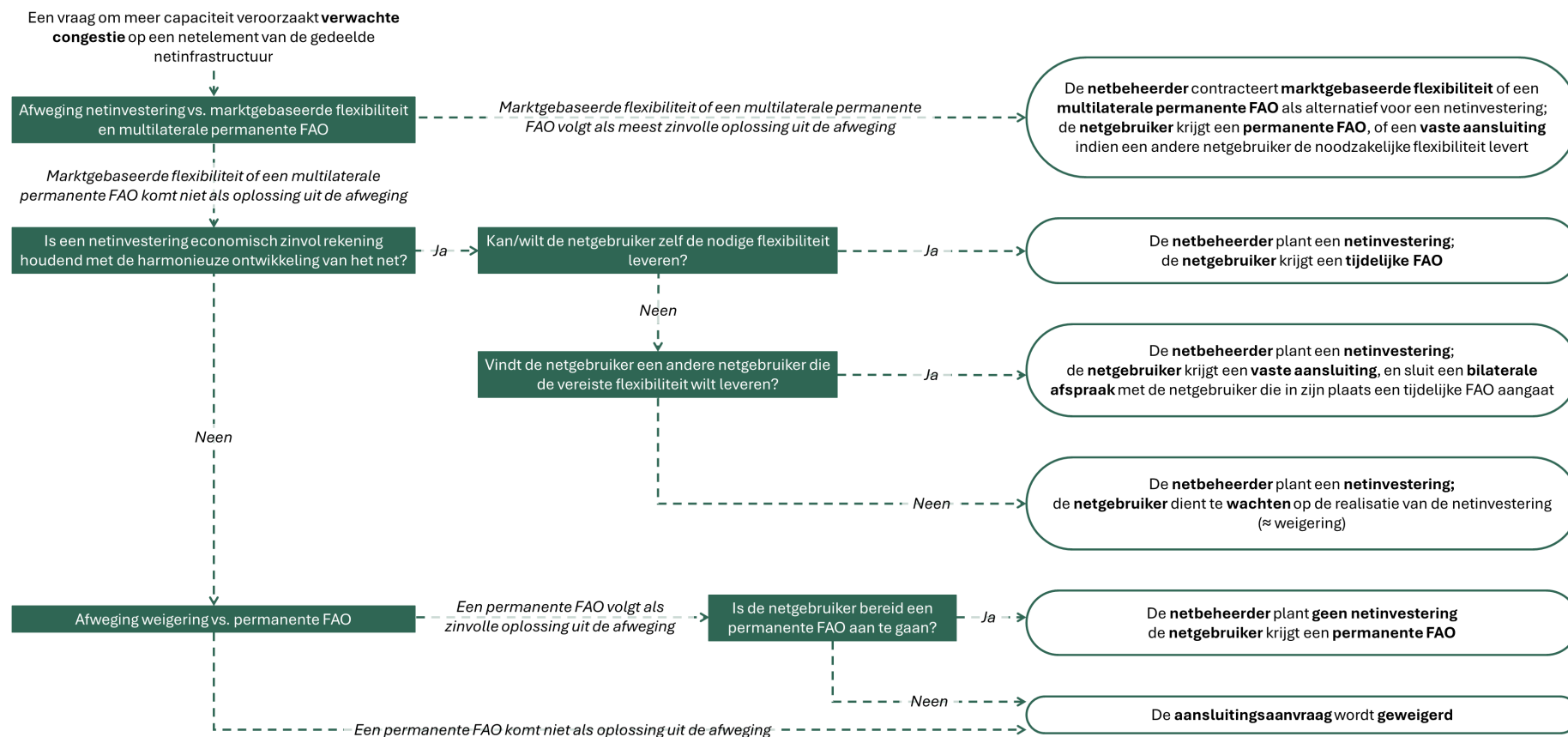
Hoewel het toepassingsgebied van elkeen van de flexibiliteitsproducten op basis van de beschreven principes onder Titel IV.3.1.1 en Titel IV.3.1.2 afgebakend is, valt het in praktijk niet uit te sluiten dat **verschillende flexibiliteitsproducten naast elkaar bestaan**. Dit wordt in wat volgt meer in detail besproken.

IV.3.2. De keuze voor de verschillende flexibiliteitsproducten bij netontwikkeling

IV.3.2.1. Basis

De interpretatie van de Vlaamse Nutsregulator wat betreft de onderlinge verhouding tussen de verschillende flexibiliteitsproducten **in de planningsfase** wordt weergegeven in Figuur 9. Deze figuur geeft het beslissingsproces weer over de toepassing van (een specifieke vorm van) flexibiliteit bij netontwikkeling. De focus ligt hierbij op het **beslissingsproces bij een nieuwe aansluitingsaanvraag**, eerder dan bij organische groei, omdat in dit geval alle flexibiliteitsproducten in overweging genomen kunnen worden. In geval van organische groei, daarentegen, behoren tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten niet tot de opties, zoals besproken onder Titel IV.3.1.2.2.

De **verschillende stappen** van het keuzeprocess tussen de verschillende flexibiliteitsproducten worden hieronder kort toegelicht. Voor een gedetailleerde bespreking van alle bedenkingen en nuances wat betreft de modaliteiten en het toepassingsgebied van de verschillende flexibiliteitsproducten, verwijzen we naar de gedetailleerde bespreking hierboven onder Titel IV.3.1.



Figuur 9 Het beslissingsproces over de toepassing van de verschillende flexibiliteitsproducten in de planningsfase, bij netontwikkeling (de afkorting FAO verwijst naar een flexibele aansluitingsovereenkomst).

Merk op dat niet-marktgebaseerde flexibiliteit niet opgenomen is in de beslissingsboom in Figuur 9 als expliciete optie/keuze in de planningsfase. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit is immers bedoeld als terugvaloptie voor marktgebaseerde flexibiliteit in de operationele fase.⁷⁷

Een **vraag voor meer vermogenscapaciteit**, in het kader van een aanvraag voor een nieuwe aansluiting of een uitbreiding van een bestaande aansluiting, kan aanleiding geven tot **verwachte congestie** op een netelement van de gedeelde netinfrastructuur.

Om deze verwachte congestie het hoofd te bieden, weegt de netbeheerder in eerste instantie een netinvestering af ten opzichte van marktgebaseerde flexibiliteit.

Indien er voldoende **marktgebaseerde flexibiliteit** beschikbaar is, die met afdoende zekerheid⁷⁸ geleverd zal kunnen worden, en indien de inzet van deze marktgebaseerde flexibiliteit kostenefficiënter⁷⁹ blijkt dan het uitvoeren van een netinvestering, dan krijgt de netgebruiker een **vaste aansluiting**, en dan contracteert de netbeheerder marktgebaseerde flexibiliteit als alternatief⁸⁰ voor een investering.

Er kunnen ook situaties zijn waarbij een netinvestering economisch gezien niet heel gunstig is, maar waarbij er onvoldoende liquiditeit aan marktgebaseerde flexibiliteit bestaat om te kunnen dienen als voldoende zeker alternatief voor een fysieke netinvestering. In dergelijke gevallen kan er als vervolgstap een afweging gemaakt worden tussen **multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten** en een netinvestering. Zoals hierboven reeds gekaderd, kunnen deze multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten gezien worden als een uitloper van marktgebaseerde flexibiliteit, nu toegepast voor onbepaalde (in plaats van bepaalde) duur.

Indien marktgebaseerde flexibiliteit en multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten geen geschikte oplossing blijken (wegens een gebrek aan volume, zekerheid en/of kostenefficiëntie), dan gaat de netbeheerder na of een netinvestering economisch zinvol is, rekening houdend met de harmonieuze ontwikkeling van het net. Indien dit het geval is, dan wordt een **netuitbreiding/-versterking** opgestart. Indien een netgebruiker reeds vervroegd wenst aan te sluiten, in afwachting van de realisatie van de geplande netinvestering, dan kan deze netgebruiker een **bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst** aangaan, die later zal worden omgezet in een vaste aansluitingsovereenkomst. Zoals hierboven reeds vermeld, sluit de Vlaamse Nutsregulator niet uit dat deze bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst overdraagbaar is tegen een gepaste compensatie, indien de netgebruiker die de aansluiting aanvraagt zelf niet kan of wenst flexibel te zijn.

Als laatste stap, nadat alle andere opties (i.e., marktgebaseerde flexibiliteit, multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten, of een netinvestering al dan niet gecombineerd met een bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst) geen oplossing konden bieden, kan een **bilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomst** een laatste optie zijn voor een (kandidaat)netgebruiker, om een weigering te voorkomen. Ter bescherming van de netgebruiker, die

⁷⁷ Dit neemt voor alle duidelijkheid niet weg dat er op voorhand wel al rekening gehouden kan worden met het bestaan van deze terugvaloptie, bijvoorbeeld in het afwegingsmodel in de planningsfase.

⁷⁸ Voor injectie is dit zekerheidsaspect minder kritisch, wegens de beschikbaarheid van niet-marktgebaseerde flexibiliteit als terugvaloptie.

⁷⁹ De (inschatting van de) kostenefficiëntie van flexibiliteit wordt besproken onder Titel IV.1.4, Intermezzo 1 *De afweging tussen een netversterking/-uitbreiding en de inzet van flexibiliteit* en Titel IV.2.1. De invulling ervan voor het elektriciteitsdistributienet komt in detail aan bod bij de bespreking onder Titel IV.4.1.1.

⁸⁰ Marktgebaseerde flexibiliteit kan ingezet worden om een investeringsuitstel of -afstel te bewerkstelligen.

zich op dit punt in een zwakke onderhandelingspositie bevindt met een weigering als enige alternatief, meent de Vlaamse Nutsregulator dat deze optie een sterke regulatoire controle vereist.

IV.3.2.2. Combinatie van marktgebaseerde flexibiliteit en bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten in een netgebied

Ondanks de duidelijke afbakening van het toepassingsgebied van elk van de flexibiliteitsproducten zoals besproken onder Titel IV.3.1.1 en Titel IV.3.1.2, en de eenduidige cascadering in het beslissingsproces zoals besproken onder Titel IV.3.2.1, is het in praktijk toch mogelijk dat er **verschillende flexibiliteitsproducten naast elkaar** bestaan.

Dit is in het bijzonder het geval voor enerzijds **marktgebaseerde flexibiliteit** (en bij uitbreiding multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten)⁸¹ en anderzijds **bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten**.

Indien de netbeheerder op basis van het afwegingsmodel kiest voor de aankoop van marktgebaseerde flexibiliteit, dan krijgen alle netgebruikers op dat punt een standaard, vaste aansluitingsovereenkomst. De noodzakelijke marktgebaseerde flexibiliteit wordt in het afwegingsmodel begroot in termen van capaciteit, energievolumes en looptijd.

In een netgebied waar dergelijke marktgebaseerde flexibiliteit voorzien is door de netbeheerder, kan een bijkomende grote klantvraag op een later tijdstip toch aanleiding geven tot een investeringsbeslissing door de netbeheerder. In afwachting van de realisatie van die netinvestering kan de netgebruiker met deze klantvraag reeds aansluiten op het net door middel van een bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst.

De Vlaamse Nutsregulator wenst te benadrukken dat het in dit geval niet de bedoeling mag zijn dat deze bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst voorziet in de nodige flexibiliteit om tegemoet te komen aan de bestaande congestieproblematiek waarvoor reeds marktgebaseerde flexibiliteit werd gedimensioneerd. Anderzijds is deze bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst wel nodig om te vermijden dat de voorziene marktgebaseerde flexibiliteit bijkomend ingezet moet worden voor de nieuwe congestieproblematiek als gevolg van de nieuwe aansluitingsaanvraag. De keuze om initieel marktgebaseerde flexibiliteit toe te passen, volgde immers uit het afwegingsmodel, waarbij de hoeveelheid marktgebaseerde flexibiliteit gedimensioneerd werd op basis van de op dat moment voorliggende aansluitingsaanvragen en de voorziene organische groei. Het is dan ook slechts voor deze hoeveelheid marktgebaseerde flexibiliteit dat **maatschappelijke kostenefficiëntie** getoetst werd. Deze overwegingen zijn belangrijk bij het bepalen van de activatievolgorde van de verschillende flexibiliteitsproducten in de fase van real time netexploitatie.

Een gelijkaardige redenering als hierboven uiteengezet geldt ook voor het samen bestaan van enerzijds **multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten** en anderzijds **bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomsten**. Het is immers ook mogelijk dat er in een netgebied eerst een permanente flexibele aansluitingsovereenkomst werd afgesloten als alternatief voor een netinvestering, en dat op een later tijdstip in datzelfde netgebied een

⁸¹ Herinner dat multilaterale permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten gezien kunnen worden als een uitloper van marktgebaseerde flexibiliteit, toegepast voor onbepaalde (in plaats van bepaalde) duur.

investeringsbeslissing gemaakt wordt naar aanleiding van een nieuwe klantvraag, waaraan vervolgens een bilaterale tijdelijke flexibele aansluitingsovereenkomst gekoppeld wordt.⁸²

IV.3.3. De activatie van de verschillende flexibiliteitsproducten bij real time netexploitatie

Voor netgebieden waar in de planningsfase louter gekozen werd voor **marktgebaseerde flexibiliteit** als alternatief voor een investering, is de activatievolgorde bij real time netexploitatie **eenduidig vastgelegd** in het regelgevend kader. De regelgeving schrijft immers duidelijk voor dat marktgebaseerde flexibiliteit steeds prioritair toegepast dient te worden. Enkel onder buitengewone omstandigheden kan niet-marktgebaseerde flexibiliteit in de plaats van marktgebaseerde flexibiliteit toegepast worden bij grote elektriciteitsproductie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten uitgerust met telecontrole. Indien deze maatregelen niet volstaan om de operationele veiligheid te vrijwaren, dan komt het net in een noodsituatie terecht, waarbij de netbeheerder bevoegd is om alle uitzonderlijke en tijdelijke maatregelen te nemen die hij nodig acht met het oog op het waarborgen of het herstel van de operationele veiligheid en de betrouwbaarheid van het net, of om verdere schade te voorkomen.⁸³

De samenhang tussen de verschillende types **flexibele aansluitingsovereenkomsten** onderling, alsook tussen flexibele aansluitingsovereenkomsten en (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit, is daarentegen een **complex en nog evolutief gegeven**. Op basis van iets meer vergevorderde trajecten inzake flexibele aansluitingsovereenkomsten, zoals op het federale niveau of in Nederland, blijken bovendien meerdere (verschillende) concrete invullingen denkbaar binnen het kader van flexibele aansluitingsovereenkomsten. Er zou bijvoorbeeld een aparte invulling kunnen bestaan voor modulatie in reële tijd en voorafgaande modulatie.

Transparante regels rond de **activatievolgorde** voor de verschillende types flexibele aansluitingsovereenkomsten, onderling dan wel ten opzichte van (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit, zijn van primordiaal belang voor een goed werkend operationeel kader voor congestiebeheer. Deze regels zullen **in de nabije toekomst** uitgewerkt worden. Het voorontwerp, besproken onder Titel IV.2.4.3.2, voorziet immers in een verplichting voor de netbeheerders om de activatievolgorde van flexibele aansluitingsovereenkomsten en andere remediërende maatregelen voor congestiebeheer uit te werken als onderdeel van de methodologie over de toepassing van flexibele aansluitingsovereenkomsten op hun net. De netbeheerders zullen deze methodologie na consultatie ter goedkeuring moeten voorleggen aan de Vlaamse Nutsregulator.

⁸² We gaan er hierbij van uit dat in het nog uit te werken toekomstige kader een permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten niet automatisch herzien/omgezet wordt.

⁸³ Zie artikel 1.5.3 van het TRDE voor de distributienetbeheerders, en de artikelen 21 t.e.m. 23 van de SOGL voor de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

IV.4. Implementatie door de netbeheerders

In wat volgt belichten we de implementatie van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer, en dit zowel op het distributienet (onder Titel IV.4.1) als op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit (onder Titel IV.4.2). We lichten de stand van zaken toe van de uitwerkingen door de netbeheerders, samen met de relevante gereguleerde documenten en beslissingen van de Vlaamse Nutsregulator ter zake. We bespreken achtereenvolgens de implementatie van (i) de methodologie voor de afweging tussen een netinvestering en de aankoop van flexibiliteitsdiensten, (ii) marktgebaseerde flexibiliteit, (iii) niet-marktgebaseerde flexibiliteit en (iv) flexibele aansluitingsovereenkomsten.

IV.4.1. Congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet

IV.4.1.1. Methodologie voor de afweging tussen een netinvestering en de aankoop van flexibiliteitsdiensten

Zoals besproken onder Titel IV.2.1, legt het Energiedecreet op dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders een **methodiek** moeten opstellen voor de **afweging** tussen een **netinvestering** en de **aankoop van flexibiliteitsdiensten** voor het beheer van lokale congestie binnen hun eigen dekkingsgebied. In wat volgt bespreken we in detail de historiek en stand van zaken van de uitwerking van dit afwegingsmodel.

Aangezien het algemene opzet van het afwegingsmodel niet gewijzigd is tussen de eerste indiening en vandaag, wordt de inhoudelijke bespreking van het model niet opgenomen in de bespreking van de historiek onder Titel IV.4.1.1.1, om herhaling te vermijden. De gedetailleerde beschrijving van het afwegingsmodel is de focus van Titel IV.4.1.1.2. Hier wordt de basisidee, alsook de latere toevoegingen/verduidelijkingen door Fluviu, gebundeld tot één coherente bespreking van het afwegingsmodel zoals het vandaag voorligt.

IV.4.1.1.1. Historiek

IV.4.1.1.1.1. Eerste indiening

De beschrijving van de methodologie waarmee de netbeheerders een afweging maken tussen een bijkomende investering en de aankoop van flexibiliteit werd voor het **eerst** opgenomen in het **investeringsplan** van Fluviu voor de periode **2023-2032**.⁸⁴

De Vlaamse Nutsregulator oordeelde in de VNR-beslissingen BESL-2023-12⁸⁵ en volgende (t.e.m. BESL-2023-21⁸⁶), en in het bijhorende rapport RAPP-2023-06⁸⁷, dat de beschrijving van het afwegingskader **te beknopt** was, en **onvoldoende transparant** uitgewerkt. Uit de resultaten van de

⁸⁴ Fluviu, *Investeringsplan 2023-2032*, versie maart 2023, <https://over.fluviu.be/sites/fluviu/files/2022-06/investeringsplan-2023-2032.pdf>.

⁸⁵ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het investeringsplan 2024-2026 en 2033 van elektriciteitsdistributienetbeheerder Fluviu Antwerpen*, d.d. 31 maart 2023, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2023-12>.

⁸⁶ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het investeringsplan 2024-2026 en 2033 van elektriciteitsdistributienetbeheerder Sibelgas*, d.d. 31 maart 2023, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2023-21>.

⁸⁷ Vlaamse Nutsregulator, *Rapport over de investeringsplannen 2023-2032 van de elektriciteitsdistributienetbeheerders in het Vlaamse Gewest*, d.d. 31 maart 2023, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2023-06>.

publieke consultatie over het investeringsplan leidde de Vlaamse Nutsregulator af dat ook meerdere belanghebbenden in essentie tot deze vaststelling kwamen.

De Vlaamse Nutsregulator legde dan ook op dat het volgende investeringsplan een meer uitgebreide en gedetailleerde beschrijving moest bevatten van het afwegingsmodel, waarbij alle gehanteerde assumpties voldoende omstandig toegelicht moesten worden.

IV.4.1.1.1.2. *Tweede indiening*

In het **investeringsplan** van Fluvius voor de periode **2024-2033**⁸⁸ nam Fluvius een update op van het afwegingsmodel. In deze update werd de beschrijving van de verschillende stappen van het afwegingsmodel licht uitgebreid (zie verder onder Titel IV.4.1.1.2 voor meer details over het opzet van het afwegingsmodel). Ook werd er een beslissingsboom opgenomen, samen met een uitgewerkt voorbeeld, die meer inzicht moesten geven in het exacte verloop van het afwegingsproces.

Ondanks de aanpassingen aan het afwegingsmodel oordeelde de Vlaamse Nutsregulator in de VNR-beslissingen BESL-2024-15⁸⁹ en volgende (t.e.m. BESL-2024-24⁹⁰) en het VNR-rapport RAPP-2024-07⁹¹ dat een **transparante beschrijving** van de methodologie waarmee de netbeheerder een afweging maakt tussen een bijkomende investering en de aankoop van flexibiliteit nog steeds **ontbrak**. Ook vond de Vlaamse Nutsregulator dat een **verbetering van kwaliteit** van deze beschrijving **niet geborgd** was. De Vlaamse Nutsregulator vond dat de bespreking van het afwegingsmodel onterecht beperkt bleef tot een algemene, kwalitatieve beschrijving, waarbij de daadwerkelijk toegepaste aanpak niet volledig te doorgronden valt. Verschillende aspecten van de methodologie en aannames bleven nog steeds onvoldoende uitgediept en gemotiveerd. Zo was het bijvoorbeeld niet duidelijk hoe de kost van flexibiliteit op voorhand ingeschat zou worden. Ook de frequentie waarmee een marktvraag gelanceerd zou worden, lag niet eenduidig vast. Tot slot was het ook niet duidelijk wat het toepassingsgebied was van het afwegingsmodel. Hiertoe zou het investeringsplan een duidelijke beschrijving moeten bevatten van geïdentificeerde congestiezones met potentieel voor marktgebaseerde flexibiliteit. De Vlaamse Nutsregulator benadrukte dat, ondanks het feit dat de marktproducten voor congestiebeheer nog in volle ontwikkeling zijn, het belangrijk is om een eerste concrete, toepasbare versie van het afwegingsmodel voorhanden te hebben, waarbij bepaalde keuzes en aannames gemaakt worden, die op basis van voortschrijdend inzicht verder geoptimaliseerd kunnen worden. Een omstandige motivering van deze specifieke keuzes en aannames is daarbij zeer belangrijk. Ook een duidelijk plan van aanpak hoe deze keuzes en aannames geüpdatet zullen worden naarmate de implementatie van marktproducten voor congestiebeheer verder vordert, mag niet ontbreken. Dit plan van aanpak moet duidelijke stappen, doelen en deadlines bevatten.

De Vlaamse Nutsregulator besliste daarom dat Fluvius 90 dagen na de inwerkingtreding van de VNR-beslissingen over het investeringsplan 2024-2032 een transparante beschrijving van het

⁸⁸ Fluvius, Investeringsplan 2024-2033, versie juni 2024, <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2023-06/investeringsplan-2024-2033.pdf>.

⁸⁹ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het investeringsplan 2024-2026 en 2033 van elektriciteitsdistributienetbeheerder Fluvius Antwerpen*, d.d. 10 april 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-15>.

⁹⁰ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het investeringsplan 2024-2026 en 2033 van elektriciteitsdistributienetbeheerder Sibelgas*, d.d. 10 april 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-24>.

⁹¹ Vlaamse Nutsregulator, *Rapport over de investeringsplannen 2024-2026 en 2033 van de elektriciteitsdistributienetbeheerders in het Vlaamse Gewest*, d.d. 29 maart 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2024-07>.

afwegingsmodel, alsook een plan van aanpak voor de verbetering van de kwaliteit van het afwegingsmodel, moest publiceren als onderdeel van een **addendum bij het investeringsplan**.

Fluvius kwam aan deze vraag tegemoet, en bezorgde eind juni 2024 een addendum⁹² aan de Vlaamse Nutsregulator. Fluvius licht in dit addendum in meer detail toe welke **aannames** hij hanteert om vandaag op voorhand, in de planningsfase, een schatting te maken van de kost van de toepassing van flexibiliteit in de operationele fase. Daarnaast bespreekt Fluvius ook de rol van **markttesten** voor de verdere uitwerking/verbetering van het afwegingsmodel. Hij licht toe welke onderzoeksvragen er beantwoord zullen worden, en wat de voorziene planning is voor de verdere stelselmatige kennisopbouw aan de hand van deze testen.

Fluvius vermeldt dat de ervaring met de markttesten hem in staat zal stellen om bij het Investeringsplan 2026-2035 meer onderbouwde keuzes en aannames te maken bij de toepassing van het afwegingskader.

IV.4.1.1.2. Huidige versie van het afwegingsmodel

Ook in het nieuwe investeringsplan van Fluvius voor 2026-2035⁹³ is er een voorstel voor het afwegingsmodel opgenomen.

Dit afwegingsmodel werd (opnieuw) geconsulteerd van 10 juni 2025 tot en met 22 juli 2025 als onderdeel van het laatste nieuwe investeringsplan van Fluvius. De beoordeling van deze meest recente versie van het afwegingsmodel door de Vlaamse Nutsregulator is lopende.

In wat volgt beschrijven we in detail het voorstel van Fluvius voor de methodologie voor de afweging tussen een bijkomende investering en de aankoop van flexibiliteit, zoals dit vandaag voorligt. We baseren deze beschrijving niet alleen op de bespreking in het investeringsplan voor 2026-2035, maar ook op de besprekingen in het investeringsplan voor 2023-2032 en voor 2024-2033 (met bijhorend addendum). Ook inzichten uit de conceptnota van Fluvius over de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie⁹⁴ wordt in rekening gebracht. Waar nodig voegen we in de beschrijving hieronder nog extra duiding/interpretatie toe ter garantie van een grondige en volledige toelichting.

Merk op dat de huidige versie van het afwegingsmodel nog geen rekening houdt met een mogelijkheid van permanente flexibele aansluitingsovereenkomsten, zoals voorgesteld in het voorontwerp van decreet (cf. bespreking onder Titel IV.2.1.2).

Fluvius stelt een **beslissingsmodel** voor dat bestaat uit **vijf fases**, zoals afgebeeld in Figuur 10. Bij dit beslissingsmodel hoort ook een meer **gedetailleerde beslissingsboom**, getoond in Figuur 11.

De insteek achter de gefaseerde/stapsgewijze aanpak van het beslissingsmodel is om een evenwicht te vinden in enerzijds het totaal aantal dossiers dat geheel of gedeeltelijk het model doorloopt en anderzijds het aantal dossiers dat effectief leidt tot een flexibiliteitsaankoop. Er wordt daarbij getracht om de inspanning te beperken voor dossiers die uiteindelijk niet tot een marktvraag leiden. Anderzijds

⁹² Fluvius, *Addendum Investeringsplan 2024-2033*, <https://over.fluvius.be/nl/publicatie/addendum-investeringsplan-2024-2033>.

⁹³ Fluvius, *Investeringsplan 2026-2035*, versie voor publieke consultatie juni 2025, <https://over.fluvius.be/nl/publicatie/investeringsplan-2026-2035-consultatie>.

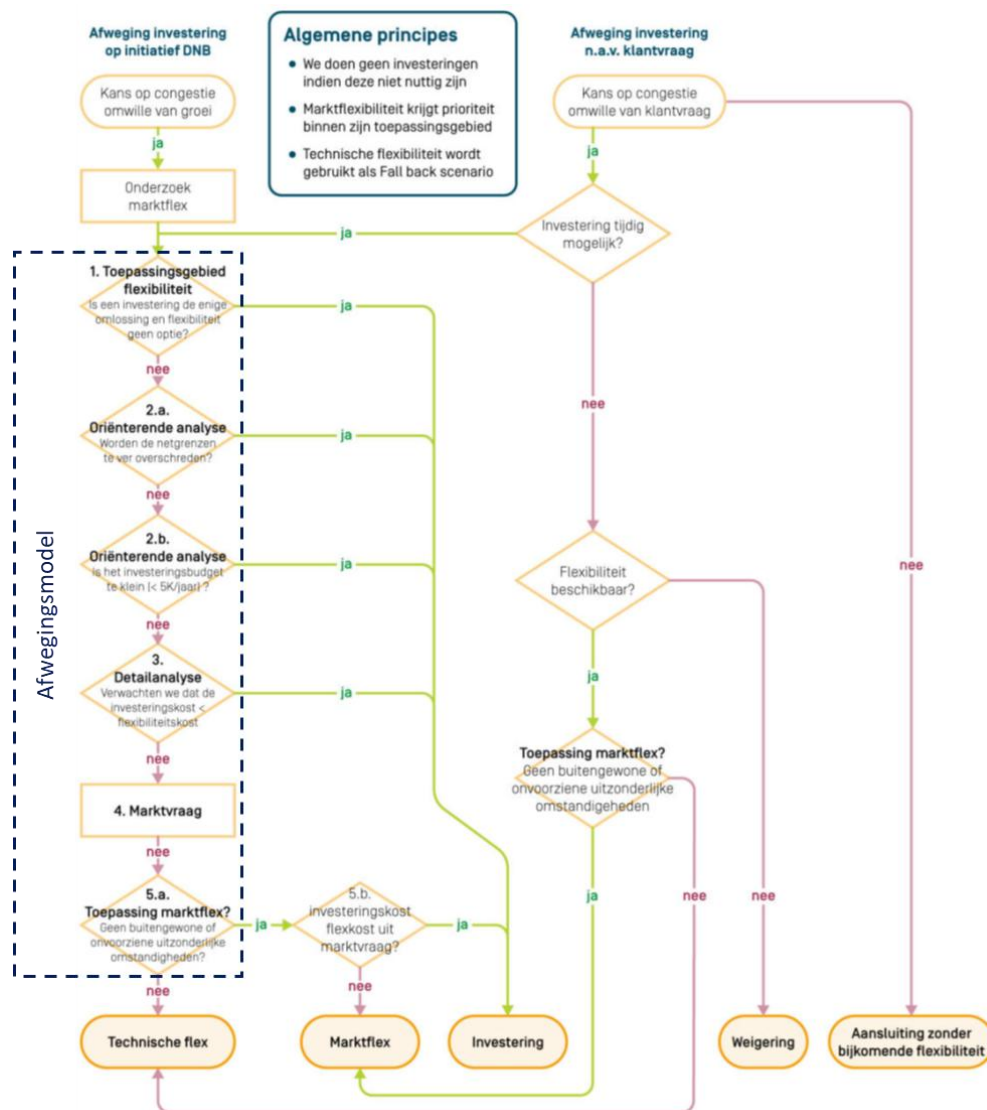
⁹⁴ Fluvius, *Conceptnota marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie v3.1*, <https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2025-03/conceptnota-marktflexibiliteit-v3.1.pdf>.

mogen gunstige dossiers ook niet onterecht weggefilterd worden. De invulling van de beslissingsparameters doorheen dit model is dan ook van cruciaal belang.



Figuur 10 Het beslissingsmodel van Fluvius voor de afweging tussen een netinvestering en de aankoop van flexibilitetsdiensten voor lokaal congestiebeheer.

Bron: Fluvius Investeringsplan 2026-2035, <https://over.fluvius.be/nl/publicatie/investeringsplan-2026-2035-consultatie>.



Figuur 11 De beslissingsboom die in detail weergeeft welke stappen Fluvius doorloopt bij de afweging van netinvesteringen tegenover flexibiliteit.

Bron: Fluvius Investeringsplan 2026-2035, <https://over.fluvius.be/nl/publicatie/investeringsplan-2026-2035-consultatie> (figuur werd licht aangepast ten opzichte van de originele versie).

De beslissingsboom in Figuur 11 toont dat Fluvius het afwegingsmodel doorloopt bij twee verschillende aanleidingen. De eerste aanleiding is de vaststelling van een **congestierisico** omwille van **organische groei**. Deze vaststelling gebeurt op basis van de monitoring van de belasting en recurrente netstudies. De tweede aanleiding is de vaststelling van een congestierisico als gevolg van een **specifieke (grote) klantvraag**. Deze vaststelling gebeurt op basis van de studie voor deze klantaansluiting.

Stap 0 – Voorbereidende analyse

Afhankelijk van de specifieke aanleiding, voert Fluvius in eerste instantie enkele voorbereidende analyses uit (die niet in Figuur 10 vermeld worden), vooraleer het afwegingsmodel te doorlopen.

Een eerste belangrijke stap is het in kaart brengen van het potentieel aan marktgebaseerde flexibiliteit.

Bij de vaststelling van een congestierisico door voorspelde organische groei, zal Fluvius hiervoor een **marktvraag** lanceren om de beschikbare marktgebaseerde flexibiliteit zo goed mogelijk in kaart te brengen. Op die manier tracht Fluvius zo recent en accuraat mogelijke informatie te bekomen die vervolgens gebruikt zal worden bij de afweging. Merk op dat die marktvraag slechts een **peiling** vooraf is, en geen daadwerkelijke veiling.

In geval van een specifieke klantvraag is er daarentegen geen tijd om een nieuwe marktvraag te lanceren en het resultaat hiervan af te wachten, aangezien dit de tijd nodig voor het opmaken van een offerte enorm zou verlengen. Er wordt hier enkel rekening gehouden met het aanbod aan marktgebaseerde flexibiliteit dat reeds gekend is op het moment van de klantvraag. Merk op dat de bijkomende klantvraag in een latere fase van het afwegingsmodel (meer bepaald in stap 4, zie verder) wel aanleiding kan geven tot een nieuwe marktvraag om bijkomend flexibiliteitspotentieel te ontsluiten.

Een tweede belangrijke voorbereidende stap, die enkel beschouwd wordt in geval van een specifieke klantvraag, is de **controle of een investering tijdig kan uitgevoerd worden** om het congestieprobleem op te lossen. Indien er onvoldoende tijd is om een netinvestering uit te voeren, dan wordt enkel flexibiliteit als oplossing beschouwd. Indien er onvoldoende flexibiliteit beschikbaar is in de bestaande portefeuille om de klant aan te sluiten, dan is Fluvius gedwongen om de klantvraag te weigeren. Indien er daarentegen wel voldoende tijd is voor het uitvoeren van een netinvestering, dan wordt vervolgens het ganse afwegingsmodel doorlopen.

In wat volgt bespreken we de verschillende stappen van het afwegingsmodel getoond in Figuur 10.

In de **eerste twee fases** van het afwegingsmodel doet Fluvius een **eerste, snelle evaluatie**. Hier filteren de netbeheerders op basis van **vuistregels** projecten uit waar flexibiliteit volgens hen weinig toegevoegde waarde heeft, en dit zowel technisch als economisch.

Zo stelt Fluvius **steeds te investeren** in de volgende gevallen:

Stap 1 – Toepassingsgebied flexibiliteit: Is een investering de enige oplossing en flexibiliteit geen oplossing?

- Situaties waar Fluvius een zeker **operationeel en bedrijfsrisico** heeft geïdentificeerd, waardoor een **sanering** vereist is.
Flexibiliteit heeft immers geen impact op dergelijke bestaande risico's.
- **Congesties op laagspanning.**
Marktgebaseerde flexibiliteit is hier volgens Fluvius minder aangewezen omwille van de kleine (aanleg)kost om het probleem op te lossen via een investering, de beperkte flexibiliteitsmarkt en de onzekerheid rond de groeiscenario's en stabiliteit van het aanbod.
- Situaties waar er **reeds een minimale investeringsnood** aanwezig is.
Sleufkosten wegen zwaar door bij een investering. De financiële impact van het gebruiken van een dunnere sectie of kabel (gecombineerd met de toepassing van flexibiliteit) is volgens Fluvius typisch een grootteorde lager dan de investering voor het ganse dossier, waardoor Fluvius het zeer onwaarschijnlijk acht dat flexibiliteit in dergelijke gevallen een besparing kan opleveren.
- Projecten waar op korte termijn **voldoende synergie** aanwezig is om de aanleg (i.e., graven van de sleuf) simultaan uit te voeren.
In deze gevallen is het volgens Fluvius zeer moeilijk om een zinvolle business case voor een investeringsuitstel te rechtvaardigen. Hier geldt dezelfde redenering als bij het vorige punt.

Stap 2a – Oriënterende analyse: Worden de netgrenzen te ver overschreden?

- Situaties met **grote overschrijdingen van de netgrenzen** als gevolg van een structureel gebrek aan netcapaciteit.
Dergelijke problemen kunnen enkel opgelost worden door middel van investeringen.

Stap 2b – Oriënterende analyse: Is het investeringsbudget te klein?

- Projecten met een **lage investeringskost**.⁹⁵
In dit geval zijn de potentiële baten van flexibiliteit volgens Fluvius gering. Met een minimale effort valt naast de overheadkost van flexibiliteitsdossiers immers ook het potentieel netrisico volledig weg.

Na deze eerste filtering gaat Fluvius over naar een meer gedetailleerde analyse.

Stap 3 – Detailanalyse: Verwachten we dat de investeringskost < flexibiliteitskost?

In de **derde fase** gebeurt eerst een **detailanalyse** van de congestieproblematiek op basis van kwartiermeetgegevens. Deze analyse resulteert in een **kwantificering van de benodigde flexibiliteit** in termen van vermogen, volume, duur en aantal activiteiten.

Vervolgens wordt het scenario van een **klassieke netinvestering** afgewogen ten opzichte van één of meerdere scenario's waarbij flexibiliteit geheel (i.e., **investeringsafstel**) of gedeeltelijk (i.e., **investeringsuitstel**) een rol speelt. De **kosten en baten** van de verschillende scenario's worden over een volledige levenscyclus in kaart gebracht aan de hand van een financieel berekeningsmodel. Dit financieel berekeningsmodel houdt rekening met een aantal klassieke kosten (materiaal,

⁹⁵ Fluvius hanteert momenteel een grenswaarde van 5000 EUR/jaar.

aannemers, e.d.), aangevuld met financieel gebonden parameters (afschrijvingstermijnen, wacc-vergoeding, inflatie, etc.). Hieruit volgt de financiële waarde van een investeringsuitstel of -afstel, wat het **maximaal beschikbare budget voor een flexibiliteitsoplossing** bepaalt.

Zoals Fluvius aankaart in zijn conceptnota over de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie,⁹⁶ speelt naast de financiële waarde van een investeringsuitstel of -afstel ook de **maatschappelijke waarde van een vermeden congestie** een rol. Indien een maatschappij wordt blootgesteld aan congestie, dan brengt dit immers ook mogelijke kosten met zich mee, omdat de economische groei en ontwikkeling belemmerd worden. De waarde van deze vermeden maatschappelijke kosten moet volgens Fluvius mee in rekening gebracht worden bij het vastleggen van het maximaal beschikbare budget voor een flexibiliteitsoplossing. Fluvius benadrukt in zijn conceptnota het belang van (het in rekening brengen van) een dergelijk “maatschappelijk budget voor flexibiliteit” en concludeert voorzichtig dat het al dan niet beschikbaar zijn van een dergelijke budget doorslaggevend zal zijn voor het al dan niet levensvatbaar zijn van een flexibiliteitsmarkt op distributienet. Fluvius benadrukt daarbij dat de waardebepaling ervan niet de verantwoordelijkheid van de distributienetbeheerder is, maar van politieke en brede maatschappelijke stakeholders.

Vervolgens overweegt Fluvius of er binnen dit maximaal beschikbare budget **flexibiliteit kan worden gerealiseerd**. Hiervoor is een **inschatting** nodig van de **verwachte kosten** (in EUR) van flexibiliteit. De daadwerkelijk benodigde flexibiliteit en het daadwerkelijke aanbod in termen van type product, vermogen, volume, duur en prijzen, is pas gekend in de operationele fase (i.e., dichtbij/in reële tijd). Fluvius is op dit punt dus gedwongen om een aantal aannames te maken.

De **inschatting van het flexibiliteitsvolume** (in kWh) wordt vandaag door Fluvius bepaald op basis van de duurcurve afname/injectie voor de betrokken congestiegevoelige asset van het voorgaande jaar. Wanneer de aanleiding een klantvraag is, dan wordt een inschatting van het toekomstige verwachte belastingpatroon bovenop deze duurcurve opgeteld om het nieuwe benodigde flexibiliteitsvolume te bepalen.

De aanpak voor de **inschatting van de compensatie** (in EUR/kWh) voor de geschatte gemoduleerde energie is afhankelijk van het feit of injectie dan wel afname gemoduleerd wordt. Fluvius maakt daarbij vandaag abstractie van de daadwerkelijke beschikbaarheid van flexibiliteit in al zijn specifieke productvormen (en dus ook van zijn specifieke aankoopstrategie).⁹⁷ Fluvius beschouwt vandaag ook enkel activatievergoedingen, en houdt geen rekening met eventuele reservatievergoedingen op voorhand bij de inschatting.

In het geval van een **modulatie van injectie** gebruikt Fluvius vandaag de compensatie voor gereserveerde technische flexibiliteit als basis voor de inschatting. Zoals in detail besproken onder Titel IV.2.3.2 en Titel IV.3.1.1.2, is gereserveerde technische flexibiliteit voor injectie – weliswaar onder strikte toepassingsvoorwaarden – toegelaten als alternatief/terugvaloptie voor marktgebaseerde

⁹⁶ Fluvius, *Conceptnota marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie v3.1*, <https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2025-03/conceptnota-marktflexibiliteit-v3.1.pdf>.

⁹⁷ Deze aannames zullen in de toekomst verdere bijsturing vereisen, op basis van voortschrijdend inzicht over hoe de netbeheerder flexibiliteit daadwerkelijk toepast in de operationele fase. Bepalende factoren zijn onder meer de beschikbaarheid/benutting van meerdere types marktproducten (elk met hun eigen specificaties en compensatie), en de aankoop-/risicostrategie van de netbeheerder bij het verwerven van deze verschillende producten.

flexibiliteit.⁹⁸ De compensatie voor gereserveerde technische flexibiliteit is volledig gereguleerd, en kan op voorhand ingeschat worden. Fluvius stelt volgende aannames voor voor de afzonderlijke componenten die deze compensatie uitmaken:

- overeenkomstige day-ahead prijs op de Belgische spotmarkt van het voorgaande jaar;
- gemiddelde prijs voor gedeelde certificaten en garanties van oorsprong van betrokken aanwezige installaties per technologie;
- gemiddelde prijs voor vermeden brandstofkosten bij WKK's;
- een compensatie voor onbalansimpact, aanvullende exploitatiekosten en aanvullende kosten i.h.k.v. flexibiliteitsdiensten worden niet opgenomen.

De inschatting van de compensatie voor gereserveerde technische flexibiliteit wordt vervolgens vermenigvuldigd met een factor 1,2, in lijn met de maximale verhouding van de kost van respectievelijk marktgebaseerde en gereserveerde technische flexibiliteit, zoals vastgelegd bij de bepaling van buitengewone omstandigheden in artikel 2.3.22/1 van het TRDE (zie Titel IV.2.3.2).

Naarmate de ervaring vanuit de markttesten en de maturiteit van de inzet van marktgebaseerde flexibiliteit toeneemt, kan deze inschatting van de compensatie in de toekomst eventueel ook informatie uit marktvragen in rekening brengen.

Bij een **modulatie van afname** is het moeilijker om een inschatting te maken, aangezien gereserveerde technische flexibiliteit in het algemeen⁹⁹ niet als gereguleerde terugvaloptie mag toegepast worden op afname. Fluvius stelt voor om de compensatie hier op termijn¹⁰⁰ in te schatten als de gemiddelde prijs uit voorgaande marktvragen.

Op basis van bovenvermelde aannames kan Fluvius de totale verwachte kost voor de toepassing van flexibiliteit inschatten. Deze kost wordt vergeleken met de kost van een klassieke netinvestering. Enkel in het geval de investeringskost van dezelfde grootteorde of groter is dan de flexibiliteitskost, zal Fluvius de toepassing van flexibiliteit verder overwegen. Anders wordt er op dit punt beslist om over te gaan tot investeren.

Stap 4 – Marktvraag

Indien de toepassing van flexibiliteit op basis van voorgaande analyse een valabele oplossing lijkt, dan lanceert Fluvius in de vierde fase een **nieuwe marktvraag**. Op basis hiervan wordt de inschatting van de compensatie uit de vorige stap verder verfijnd, en wordt de **totale verwachte kost voor de toepassing van flexibiliteit geüpdatet**.

Het is belangrijk om te benadrukken dat deze update van de kost voor de toepassing van flexibiliteit nog steeds slechts een inschatting is. Het daadwerkelijk aanbod aan flexibiliteit is op dit punt immers nog niet finaal gekend. De nieuwe marktvraag wordt namelijk nog steeds gelanceerd in de planningsfase vooraf, waarbij de alternatieve oplossing in de vorm van een netinvestering nog in overweging wordt genomen. Bijgevolg is deze nieuwe marktvraag opnieuw slechts te beschouwen als een peiling, maar niet als een daadwerkelijke veiling waarbij flexibiliteit daadwerkelijk

⁹⁸ Merk op dat Fluvius hier geen beperking in rekening brengt wat betreft de toegelaten modulatie onder de noemer niet-marktgebaseerde flexibiliteit. De Vierde Elektriciteitsverordening legt echter wel enkele beperkingen op aan de afregeling van hernieuwbare energie, zoals in detail besproken onder Titel IV.2.3.

⁹⁹ Voor elektriciteitsopslagfaciliteiten valt afname wél onder gereserveerde technische flexibiliteit, zoals besproken onder Titel IV.2.3.2.

¹⁰⁰ In eerste instantie zal deze inschatting gebaseerd zijn op de ervaringen uit markttesten. Deze markttesten worden in detail besproken onder Titel IV.4.1.2.1.3.

gecontracteerd en geactiveerd wordt. Dit kan immers pas in de operationele fase, dichtbij/in reële tijd (behalve dan wat betreft een eventuele reservatie op voorhand).¹⁰¹ Het is ook pas in de operationele fase dat beslist kan worden hoeveel niet-marktgebaseerde flexibiliteit ingezet moet worden als aanvulling op (o.a. bij een gebrek aan volume) of ter vervanging van (o.a. bij te hoge prijzen) marktgebaseerde flexibiliteit, en dat de hieraan gerelateerde kost bepaald kan worden.

Op basis van deze geüpdatete kost gebeurt de **finale afweging** tussen een netinvestering en flexibiliteit, en wordt de oplossingsrichting in de planningsfase finaal vastgelegd.¹⁰² Deze stap valt met andere woorden te beschouwen als de laatste fase van het afwegingsmodel.

Stap 5 – Toepassing flexibiliteit

Fluvius voorziet nog een vijfde, laatste fase in hun beslissingsmodel, met name de **afweging** tussen **marktgebaseerde** en **niet-marktgebaseerde flexibiliteit**. De bedoeling van deze stap is om op zoek te gaan naar de meest kostenefficiënte oplossing om een congestieprobleem op te lossen. Deze fase heeft echter **geen betrekking meer op de afweging tussen een investering en flexibiliteit**, maar heeft louter betrekking op verdere operationele invulling van de toepassing van flexibiliteit na de planningsfase.

Immers, pas in de operationele fase, in reële tijd, beschikt Fluvius over voldoende nauwkeurige informatie over het daadwerkelijke marktaanbod. Het is dus ook pas op dit punt dat Fluvius (i) de aankoop van marktgebaseerde flexibiliteit kan optimaliseren, en (ii) kan nagaan of buitengewone omstandigheden of onvoorziene uitzonderlijke omstandigheden gelden, en dus, of niet-marktgebaseerde flexibiliteit moet toegepast worden als aanvulling op of ter vervanging van marktgebaseerde flexibiliteit.

De concrete invulling van het beslissingsproces over de toepassing van flexibiliteit in de operationele fase ligt nog niet vast. Zo is het op vandaag nog niet duidelijk welke **combinatie van specifieke productvormen** tot optimale resultaten leidt. Ook de **risicostrategie** die Fluvius zal hanteren bij de aankoop van marktgebaseerde flexibiliteit, is nog niet beslist.¹⁰³ Dit alles maakt het onderwerp uit van **verder onderzoek**, in het kader van de ontwikkeling van de marktproducten voor flexibiliteit (zie Titel IV.4.1.2).

IV.4.1.1.3. Verdere ontwikkeling

Waar het afwegingsmodel tot nu toe deel diende uit te maken van het investeringsplan, zal deze afweging in de toekomst het voorwerp worden van een **geheel afzonderlijke methodologie** (door een aanpassing aan het Energiedecreet, zoals besproken onder Titel IV.2.1). De Vlaamse Nutsregulator ondersteunt deze afsplitsing van het afwegingsmodel. Het afwegingsmodel is immers nog volop in ontwikkeling, en vraagt bijgevolg frequente bijsturing. Een tweejaarlijkse update via investeringsplan bemoeilijkt deze dynamiek.

Het afwegingsmodel en zijn beslissingsparameters dienen in de nabije toekomst nog verder **bijgestuurd** te worden op basis van inzichten uit de markttesten. Ondanks het feit dat de

¹⁰¹ Er kan eventueel een bepaalde hoeveelheid flexibiliteit op voorhand gereserveerd worden, om de levering in reële tijd reeds veilig te stellen (zie ook de beschrijving van het product LongFlex™ bij de gedetailleerde bespreking van de marktproducten onder Titel IV.4.1.2.1.2).

¹⁰² Dit neemt niet weg dat de gekozen oplossingsrichting onderworpen kan worden aan een herevaluatie in de toekomst.

¹⁰³ De risicostrategie bepaalt onder meer hoeveel flexibiliteit er op voorhand gereserveerd wordt, hoeveel redundante flexibiliteit hierbij gecontracteerd wordt als extra veiligheidsmarge (zie ook Titel IV.3.1.1.2), en welke penaltiteiten aangewend worden bij het niet nakomen van de beschikbaarheidscontracten. Die penaltiteiten hebben op hun beurt een impact op het marktaanbod in termen van volume en prijzen.

marktproducten voor congestiebeheer nog in volle ontwikkeling zijn, wenst de Vlaamse Nutsregulator nogmaals te benadrukken dat het zeer belangrijk is om toch al een eerste concrete, toepasbare versie van het afwegingsmodel voorhanden te hebben. Dit model moet verder gaan dan een kwalitatieve beschrijving van algemene principes, maar moet reeds keuzes en aannames maken, die vervolgens op basis van voortschrijdend inzicht verder geoptimaliseerd kunnen worden. Het gaat daarbij onder meer om keuzes en aannames wat betreft de **beslissingsparameters** en de **frequentie van toepassing**.¹⁰⁴ Ook de aanpak om op voorhand tot een **onderbouwde inschatting van de beschikbaarheid van marktgebaseerde flexibiliteit** te komen, en de mate waarin de beschikbaarheid van **niet-marktgebaseerde flexibiliteit** als terugvaloptie in rekening gebracht wordt, zijn belangrijke vrijheidsgraden. Een transparante en omstandige motivering van al deze specifieke keuzes en aannames is zeer belangrijk, om de impact ervan correct te kunnen inschatten. Ook een duidelijk plan van aanpak hoe deze keuzes en aannames geüpdatet en geoptimaliseerd zullen worden naarmate de implementatie van marktproducten voor congestiebeheer verder vordert, mag niet ontbreken.

Al deze aspecten zijn **van primordiaal belang** om een verdere ontwikkeling en verbetering van de kwaliteit van het model te garanderen. Deze verdere ontwikkeling is absoluut noodzakelijk, omdat het afwegingsmodel één van de **kernelementen** is van het **kader voor congestiebeheer**. De toepassing van flexibiliteit staat of valt met deze afweging; een falen van het afwegingsmodel kan de toepassing van flexibiliteit volledig obstrueren. De Vlaamse Nutsregulator hecht dan ook veel belang aan het verdere ontwikkelingstraject van het afwegingsmodel.

Naast het afwegingsmodel, is ook verder onderzoek naar de kwantificering en het in rekening brengen van de **maatschappelijke waarde van een vermeden congestie** een mogelijke volgende stap. Dit aspect vereist verder maatschappelijk en politiek debat.

IV.4.1.2. Marktgebaseerde flexibiliteit

Zoals in detail besproken onder Titel IV.2.2, vereist het Energiedecreet, en bij uitbreiding het TRDE, dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders **specificaties** uitwerken voor de **marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten** (of nog, **marktproducten**) voor lokaal congestiebeheer. Ook deze uitwerking is een evolutief gegeven, die we onder Titel IV.4.1.2.1 in detail bespreken.

Om de aankoop van deze flexibiliteitsdiensten juridisch contractueel te omkaderen, heeft Fluviu “**Algemene Voorwaarden** in het kader van de levering van flexibiliteit- en ondersteunende diensten” uitgewerkt (met als rechtsbasis artikel 4.1.17/1 van het Energiedecreet). Dit bespreken we onder Titel IV.4.1.2.2.

IV.4.1.2.1. De specificaties voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer

Aangezien het opzet van de marktproducten wel fundamenteel veranderde tussen de verschillende indelingen, wordt de inhoudelijke bespreking dit keer wel opgenomen in de bespreking van de historiek onder Titel IV.4.1.2.1.1. Het voorstel zoals het vandaag voorligt, wordt in detail besproken

¹⁰⁴ Een belangrijke uitdaging bij het bepalen van de beslissingsparameters en de frequentie van toepassing, is het vinden van een goed evenwicht tussen enerzijds voldoende nauwkeurigheid en anderzijds werklast. De invulling van de beslissingsparameters is bepalend voor hoeveel dossiers het afwegingsmodel geheel of gedeeltelijk doorlopen. Hoe meer dossiers het model doorlopen dankzij een nauwkeurigere selectie, hoe hoger de werklast, maar hoe hoger ook de kans op een toepassing van flexibiliteit. De frequentie van toepassing zorgt er dan weer voor dat de tijd tussen de planningsfase en de operationele fase, en dus ook de onzekerheid over de reële situatie, beperkt blijft. Hierdoor zijn er minder aannames vereist, en wordt de afweging correcter. Anderzijds vereist dit wel een meer frequente lancering van marktvragen, wat een bijkomende werklast introduceert.

onder Titel IV.4.1.2.1.2. Onder Titel IV.4.1.2.1.3 bespreken we tot slot de voorziene verdere ontwikkeling.

IV.4.1.2.1.1. *Historiek*

IV.4.1.2.1.1.1. *Eerste indiening*

Op 20 juli 2022 diende Fluvius een **eerste versie** van de specificaties voor de **marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer** ter goedkeuring in bij de Vlaamse Nutsregulator.

Dit voorstel was echter niet concreet genoeg, en voldeed niet aan alle procedurele en inhoudelijke vereisten zoals opgelegd door het Energiedecreet en het TRDE. Zo ontbrak een grondige uitwerking op vlak van boete- en controlemechanismen, informatieverplichtingen en *settlement* en *metering* processen. Daarnaast konden we noch uit het consultatieverslag en het overzicht van de ingediende consultatiereacties, noch uit de specificaties opmaken dat de transmissienetbeheerder betrokken is geweest bij de consultaties.

We beslisten daarom om de goedkeuring van deze specificaties te **weigeren** in de beslissing BESL-2022-150¹⁰⁵. We vroegen Fluvius om een nieuwe consultatie te organiseren en een herwerkt voorstel in te dienen uiterlijk op 1 juli 2023.

IV.4.1.2.1.1.2. *Tweede indiening*

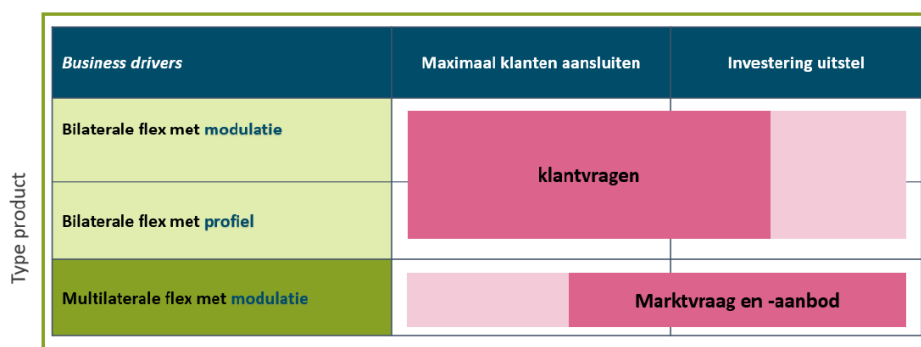
Fluvius diende dit **herwerkte voorstel** in op 30 juni 2023. In dit voorstel stelde Fluvius twee soorten marktgebaseerde flexibiliteit voor.

De eerste soort is **bilaterale flexibiliteit**, die verkregen wordt via een één-op-één afspraak tussen een klant en de distributienetbeheerder. Van bilaterale flexibiliteit werden twee varianten voorgesteld. De eerste variant is bilaterale flexibiliteit met **modulatie**. Hierbij zou de distributienetbeheerder in real time een verandering in afname- of injectievermogen kunnen vragen binnen vooraf afgesproken grenzen. Een tweede variant is bilaterale flexibiliteit met **profiel**. Hierbij zou een klant op bepaalde vooraf afgesproken tijdstippen zijn vermogen binnen een vooraf afgesproken afname- of injectievermogen moeten houden. Fluvius stelde voor om deze bilaterale flexibiliteit voornamelijk te gebruiken om nieuw of bijkomend vermogen sneller te kunnen aansluiten in een zone met een beperkte restcapaciteit.

De tweede soort is **multilaterale flexibiliteit**, die verkregen wordt via een veiling waarbij verschillende geïnteresseerde marktpartijen vrijwillig biedingen kunnen plaatsen. Deze vorm van flexibiliteit zou Fluvius voornamelijk inzetten waar capaciteitsbehoeftes hun oorzaak vinden in organische groei.

Figuur 12 vat deze twee soorten marktgebaseerde flexibiliteit en hun respectievelijke beoogde toepassingsgebied, zoals voorgesteld door Fluvius in hun herwerkte voorstel, samen.

¹⁰⁵ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de specificaties voor de aankoop van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie of redispatching, voorgelegd door de elektriciteitsdistributienetbeheerders, zoals vermeld in artikel 4.1.17/4, §1 Energiedecreet en artikel 2.3.22 Technische Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest*, d.d. 16 september 2022, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2022-150>.



Figuur 12 Samenvatting van de twee soorten marktproducten (bilaterale flexibiliteit en multilaterale flexibiliteit) zoals voorgesteld door Fluvius.

Bron: Fluvius, Specificaties voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie – v2.1.

Hoewel we de nood aan een vorm van **bilaterale flexibiliteit** begrepen, gingen we niet akkoord om dit te categoriseren als marktproduct. Dit standpunt werd breed gedragen door de marktpartijen, zoals bleek uit de consultatiereacties. Bij bilaterale flexibiliteit is er namelijk geen sprake van marktwerking of concurrentie, waardoor dit geen marktgebaseerd instrument vormt. Dergelijke bilaterale afspraken met weinig tot geen onderhandelingsmarge voor de netgebruiker vallen eerder onder de noemer 'flexibele aansluitingsovereenkomsten', wat een aparte categorie van flexibiliteit vormt naast marktgebaseerde en niet-marktgebaseerde flexibiliteit. Op het moment van de VNR-beslissing was er bovendien noch in het Energiedecreet, noch in het Energiebesluit een mogelijkheid voorzien om een flexibele aansluitingsovereenkomst af te sluiten, waardoor het voorgestelde principe van bilaterale flexibiliteit **strijdig was met de hogere regelgeving**. In de Europese regelgeving werd er, zoals hierboven reeds in detail toegelicht, recent wel een mogelijkheid voor flexibele aansluitovereenkomsten voorzien in Vijfde Elektriciteitsrichtlijn die op 16 juli 2024 in werking trad. Binnen dit kader kan bilaterale flexibiliteit verder uitgewerkt worden door de netbeheerders, van zodra de nationale omzetting van het Europese kader rond is en het exacte toepassingsgebied van dergelijke overeenkomsten duidelijk afgelijnd is.

Wat betreft **multilaterale flexibiliteit** werden er in het nieuwe voorstel van Fluvius **grote stappen voorwaarts** gezet ten opzichte van de eerste versie van de specificaties. Toch zijn nog niet alle inhoudelijke vereisten voldoende duidelijk en volledig uitgewerkt. Dat erkent Fluvius ook zelf in de specificaties door herhaaldelijk te verwijzen naar de **nood aan markttesten om de specificaties te vervolledigen**.

Een ander belangrijk **aandachtspunt** dat onvoldoende belicht werd in de specificaties, is de **samenwerking met de transmissienetbeheerder**. Flexibiliteit van assets aangesloten op het distributienet kan immers ingezet worden ten voordele van zowel het distributienet als het transmissienet, en dit voor verschillende doeleinden, waaronder congestiebeheer en balancerings. Om te garanderen dat de beschikbare flexibiliteit op de maatschappelijk meest optimale manier wordt benut, en om een lock-in van de flexibiliteit voor een gekozen toepassing te vermijden, is een goede afstemming tussen de transmissie- en distributienetbeheerders bij het aankoopproces noodzakelijk. Ook om het aanbieden van flexibiliteit door marktpelers ongeacht de eindtoepassing (congestiebeheer of balancerings) maximaal te faciliteren, is er nood aan interoperabiliteit, waarbij er gestreefd moet worden naar op elkaar afgestemde regels, flexibiliteitsproducten en (al dan niet marktgebaseerde) aanbiedingsplatformen van de distributienetbeheerders en transmissienetbeheerder. Tot slot is een correcte data-uitwisseling tussen de

transmissienetbeheerder en distributienetbeheerder nodig ter ondersteuning van de marktprocessen rond flexibiliteit (toekenning flexibiliteitsvolumes, controle correcte levering, toekenning compensaties). We wensen dan ook dat Fluvius deze samenwerking concreet vorm geeft – in termen van afspraken, plannen qua onderzoek/implementatie en timing – en dat Fluvius duidelijk en concreet aan bod laat komen in de specificaties hoe deze (zullen) worden afgestemd op de aanpak op het transmissienet.

Gegeven bovengenoemde bedenkingen heeft de Vlaamse Nutsregulator in de VNR-beslissing BESL-2024-02¹⁰⁶ de goedkeuring van de specificaties **geweigerd**, en hebben we aan Fluvius gevraagd om een nieuwe consultatie te organiseren en een herwerkt voorstel in te dienen uiterlijk op 31 oktober 2024. Fluvius vroeg achteraf uitstel voor de deadline van deze indiening tot uiterlijk 31 december 2024. Dit uitstel was volgens Fluvius noodzakelijk om de kwaliteit van de specificaties te waarborgen (via onder meer extra ervaring uit markttesten) en om zoveel mogelijk input van de stakeholders te kunnen verkrijgen (via één of meerdere overlegmomenten met de stakeholders en via een consultatie). We ondersteunen dit streven van Fluvius naar een kwalitatief en door de markt gedragen voorstel, en kenden dit uitstel bijgevolg toe.

IV.4.1.2.1.2. *Huidige versie van de marktproducten*

Op 31 december 2024 diende Fluvius een nieuwe update in van de specificaties voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer bij de Vlaamse Nutsregulator.

Het testtraject rond marktgebaseerde flexibiliteit (hieronder meer in detail besproken onder Titel IV.4.1.2.1.3) dat door Fluvius in navolging van de VNR-beslissing BESL-2024-02¹⁰⁶ werd opgezet, liep verder dan de vooropgestelde deadline van 31 december 2024. De indiening diende daarom niet beschouwd te worden als een gefinaliseerd voorstel, maar als een **tussentijdse update** die de Vlaamse Nutsregulator in staat stelt om de verdere uitwerking van nabij mee op te volgen. De Vlaamse Nutsregulator nam op heden nog geen formele beslissing over de specificaties zoals ze eind 2024 werden opgesteld. De specificaties zullen opnieuw aangepast worden op basis van de nieuwe inzichten uit de lopende markttesten. Fluvius ondervindt dus geen belemmering in haar ontwikkelingstraject met betrekking tot marktgebaseerde flexibiliteit. De Vlaamse Nutsregulator volgt de ontwikkelingen nauw mee op.

In het nieuwe voorstel werkte Fluvius **drie specifieke marktproducten** uit onder de noemer multilaterale flexibiliteit, met name MaxUsageTM, ShortFlexTM en LongFlexTM.¹⁰⁷

Via het marktproduct **MaxUsageTM** kan een dienstverlener van flexibiliteit de mogelijkheid aanbieden om voor specifieke tijdstippen en assets in het net het geïnjecteerde/afgenomen vermogen te beperken tot of onder een bepaald vermogensniveau. Voor alle specifieke momenten waarvoor Fluvius deze dienst aankoopt moet de dienstverlener van flexibiliteit zijn vermogen tot/onder de beloofde limiet reduceren, en dit zonder voorafgaand activatiesignaal. Fluvius stelt voor om de

¹⁰⁶ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de specificaties voor de aankoop van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie of redispatching, voorgelegd door de elektriciteitsdistributienetbeheerders, zoals vermeld in artikel 4.1.17/4, §1 Energiedecreet en artikel 2.3.22, §2 Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest*, d.d. 17 januari 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-02>.

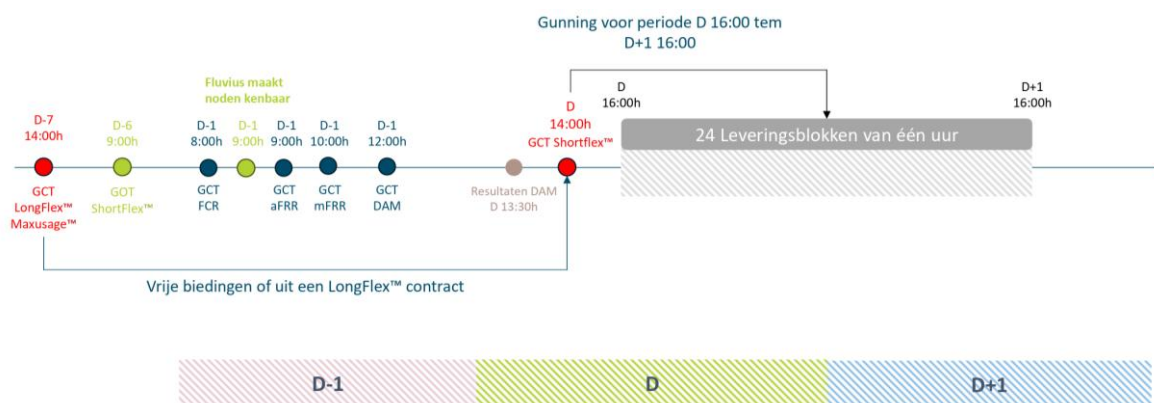
¹⁰⁷ Fluvius, *Productfiches marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie*, <https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/productfiches-marktflexibiliteit-4-1>.

vergoeding voor deze dienst te bepalen aan de hand van de gerealiseerde volumereductie ten opzichte van het lange termijn historisch afname/injectieniveau.

Via het marktproduct **ShortFlex™** kan een dienstverlener van flexibiliteit een verhoging of verlaging van een afgenomen of geïnjecteerd volume ten opzichte van een baseline aanbieden. Dit doet hij voor een specifiek tijdstip en specifieke locatie in het net. De dienstverlener van flexibiliteit kan voor deze dienst een zelfgekozen activatievergoeding (EUR/MWh) vragen, die hij tot kort voor het moment van levering kan aanpassen. Bieden in de ShortFlex™ marktprocedure kan volgen uit een LongFlex™ reservatiecontract, of als vrije deelname zonder eerdere LongFlex™ reservatie. Fluvius stelt voor om deze flexibiliteit op dagelijkse basis aan te kopen in functie van de netnoden.

Via het marktproduct **LongFlex™** kan een dienstverlener van flexibiliteit aanbieden om een bepaalde capaciteit beschikbaar te houden voor het leveren van flexibiliteitsdiensten tijdens specifieke tijdsvensters. Voor alle leveringsblokken waarvoor Fluvius deze dienst aankoopt garandeert de dienstverlener van flexibiliteit dat hij met het gecontracteerde/gereserveerde vermogen zal deelnemen aan de ShortFlex™ marktprocedure. Voor deze garantie vraagt hij in de LongFlex™ marktprocedure een reserveringsvergoeding.

Figuur 13 toont de vooropgestelde markt timing ten opzichte van het moment van levering van de verschillende marktproducten voor lokaal congestiebeheer, zoals momenteel voorgesteld door Fluvius.¹⁰⁸



Figuur 13 De door Fluvius voorgestelde markt timing ten opzichte van het moment van levering van de verschillende marktproducten voor lokaal congestiebeheer.

Bron: Fluvius, slides webinar wintertesten 2025-2026 (29/09/2025),

<https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/slides-webinar-marktflexibiliteit-29-september-2025>.

De nieuwe specificaties werden door Fluvius opgesplitst in drie onderdelen: de specificaties, de productfiches, en de conceptnota. Het opsplitsen van de uitwerking in deze onderdelen sluit beter aan bij het dynamische/evolutieve karakter van de marktproducten.

De **specificaties** bevatten een **algemene beschrijving** van mogelijke productkarakteristieken en procedures op basis waarvan de distributienetbeheerder specifieke marktproducten kan definiëren.

De kenmerken van een **specifiek flexibiliteitsproduct** (onder meer de vereisten, technische specificaties en voorwaarden voor deelname), worden samengevat in een **productfiche**.

¹⁰⁸ We tonen hier de laatste versie van de markttings zoals voorgesteld door Fluvius tijdens het webinar gehouden op 29 september 2025 over de wintertesten 2025-2026 (zie <https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/slides-webinar-marktflexibiliteit-29-september-2025>). Deze versie is een update van het voorstel opgenomen in de *Productfiches marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor het beheer van lokale congestie – v4.1*, <https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/productfiches-marktflexibiliteit-4-1>.

De **conceptnota** geeft meer duiding bij (de huidige maturiteit van) de specificaties en de productfiches. Ook de mogelijke verdere ontwikkeling van de marktproducten – zowel meer algemeen in termen van concepten/ideeën/principes als meer concreet in de vorm van een roadmap – maakt een belangrijk onderdeel uit van deze nota.

IV.4.1.2.1.3. *Verdere ontwikkeling via markttesten*

Doorheen 2024 zette Fluvius **verdere stappen** wat betreft de uitwerking van multilaterale flexibiliteit voor congestiebeheer. Een belangrijke mijlpaal was de aankoop van NODES¹⁰⁹ als flexibiliteitsmarktplatform midden 2024, om markttesten te kunnen faciliteren ter verdere ontwikkeling/onderbouwing van een nieuwe versie van de specificaties. Fluvius werkte in de loop van 2024 ook een voorstel van **drie specifieke marktproducten** (MaxUsage™, ShortFlex™ en LongFlex™) uit om verder te testen, zoals in detail besproken onder Titel IV.4.1.2.1.2.

De gedetailleerde karakteristieken van de drie marktproducten werden in de **winter** van 2024-2025 een eerste keer **getest** in twaalf geografisch afgebakende potentieel toekomstige congestiegebieden¹¹⁰ (getoond in Figuur 14). De focus lag daarbij op het oplossen van mogelijke congesties op transformatorniveau veroorzaakt door een voorspelbare en terugkerende hoge afname vanuit het distributienet in de winterperiodes. De gezochte flexibiliteit bestond dus uit het reduceren van de afname of het verhogen van de injectie op het distributienet.

Fluvius plande een reeks **vervolgtesten** in de **zomer** van 2025 (1 juni tot en met 30 september) op 19 locaties¹¹¹ (getoond in Figuur 15). Hierbij lag de focus op het onderzoeken van oplossingen voor een congestie op transformatorniveau veroorzaakt door een te hoge injectie vanuit het distributienet in de zomerperiodes. Die (te) hoge injectie doet zich voor bij productiepieken van decentrale windmolens en PV-installaties in periodes met weinig afname (in weekends of vakanties) of in periodes waar de uitbatingslimieten beperkt zijn als het gevolg van herschakelingen door werken of onderhoud op het net. De nodige oplossing voor deze problematiek ligt in het verhogen van de afname of het reduceren van de injectie op het distributienet.

In de zomertesten werd enkel het product ShortFlex™ geveild. Een reservatieproduct is in deze context minder geschikt. De volatiliteit en onvoorspelbaarheid van wind- en zonne-energie bemoeilijkt immers een betrouwbare voorspelling op langere termijn van de nodige/beschikbare flexibiliteit.

Figuur 16 geeft als samenvatting de focus van de winter- en zomertesten van Fluvius weer. De resultaten van deze testen worden besproken onder Titel V.2.1.1.

Ook voor de winter van 2025-2026 voorziet Fluvius een **volgende ronde wintertesten**. De focus ligt daarbij op het verbeteren van de producten en de markttiming, en het verhogen van de deelname en de liquiditeit. In de nieuwsbrief van 12 augustus 2025 kondigde Fluvius aan dat het aantal zones significant uitgebreid¹¹² zou worden, naar 56 zones in totaal. Tijdens het webinar van 29 september 2025 over de wintertesten werd melding gemaakt van een verdere uitbreiding naar 70 zones. Deze uitbreiding biedt volgens Fluvius meer mogelijkheden voor deelname en draagt bij tot een bredere

¹⁰⁹ <https://nodesmarket.com/>

¹¹⁰ Fluvius, *Productfiches: zones marktflexibiliteit winter 24-25*, <https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/productfiches-zones-marktflexibiliteit>.

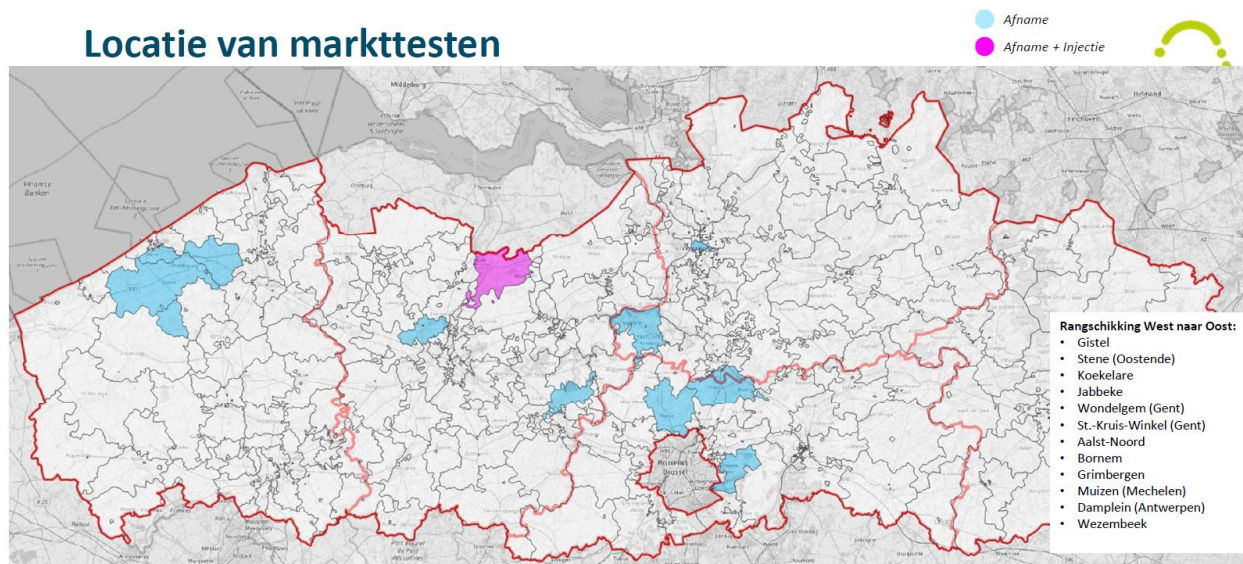
¹¹¹ Fluvius, *Productfiches: zones marktflexibiliteit zomer 25*, <https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/productfiches-marktflexibiliteit-zomer-2025>.

¹¹² Deze uitbreiding was eerder artificieel, en dus niet rechtstreeks het gevolg van een toenemende congestieproblematiek; ze was erop gericht om de deelnamemogelijkheden uit te breiden, om op die manier meer ervaring te kunnen opdoen in het kader van de markttesten.

representativiteit van het net. De uitbreiding van de zones voor de wintertesten 2025-2026 wordt getoond in Figuur 17.

De inzichten uit deze markttesten zullen verwerkt worden in een update van de specificaties, die opnieuw ter goedkeuring aan de Vlaamse Nutsregulator zal voorgelegd worden.

Locatie van markttesten

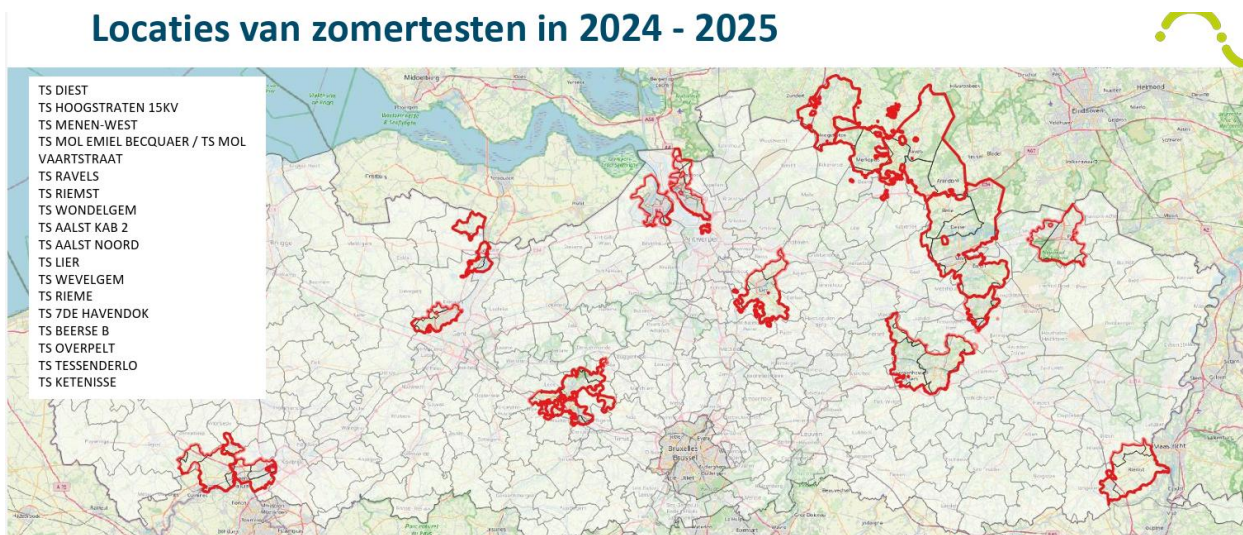


Figuur 14 De twaalf “flexibiliteitszones” geïdentificeerd door Fluvius die van december 2024 tot en met december 2025 het voorwerp uitmaken van de markttesten voor de aankoop van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer (focus: voornamelijk afname).

Bron: Fluvius, slides webinar toelichting flex producten (04/09/2024),

<https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/slides-webinar-marktflexibiliteitsdiensten-4-september-2024>.

Locaties van zomertesten in 2024 - 2025

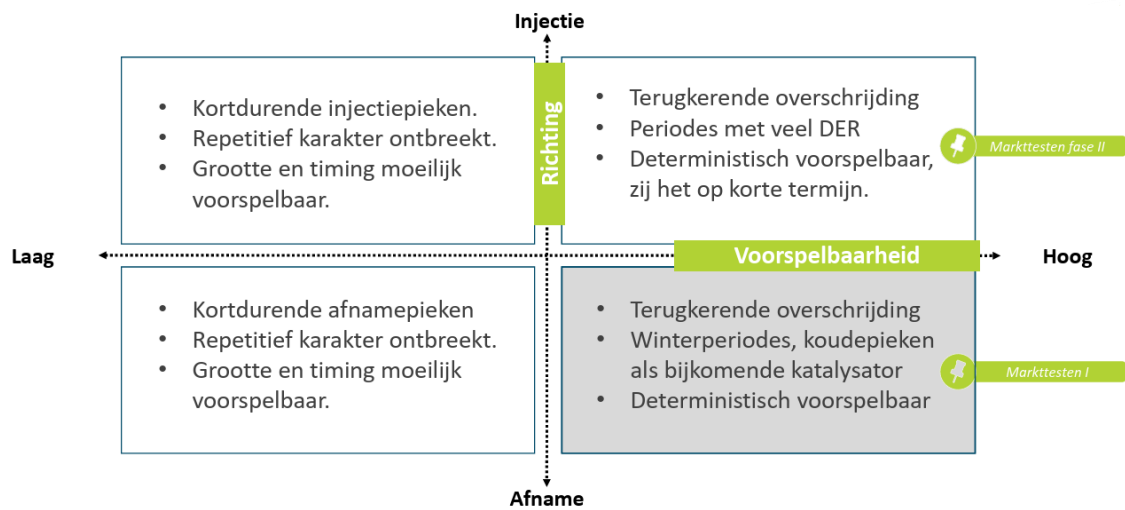


Figuur 15 De achttien “flexibiliteitszones” geïdentificeerd door Fluvius die van juni tot en met september 2025 het voorwerp uitmaken van de markttesten voor de aankoop van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer (focus: injectie).

Bron: Fluvius, slides webinar zomertesten 2025 (08/05/2025),

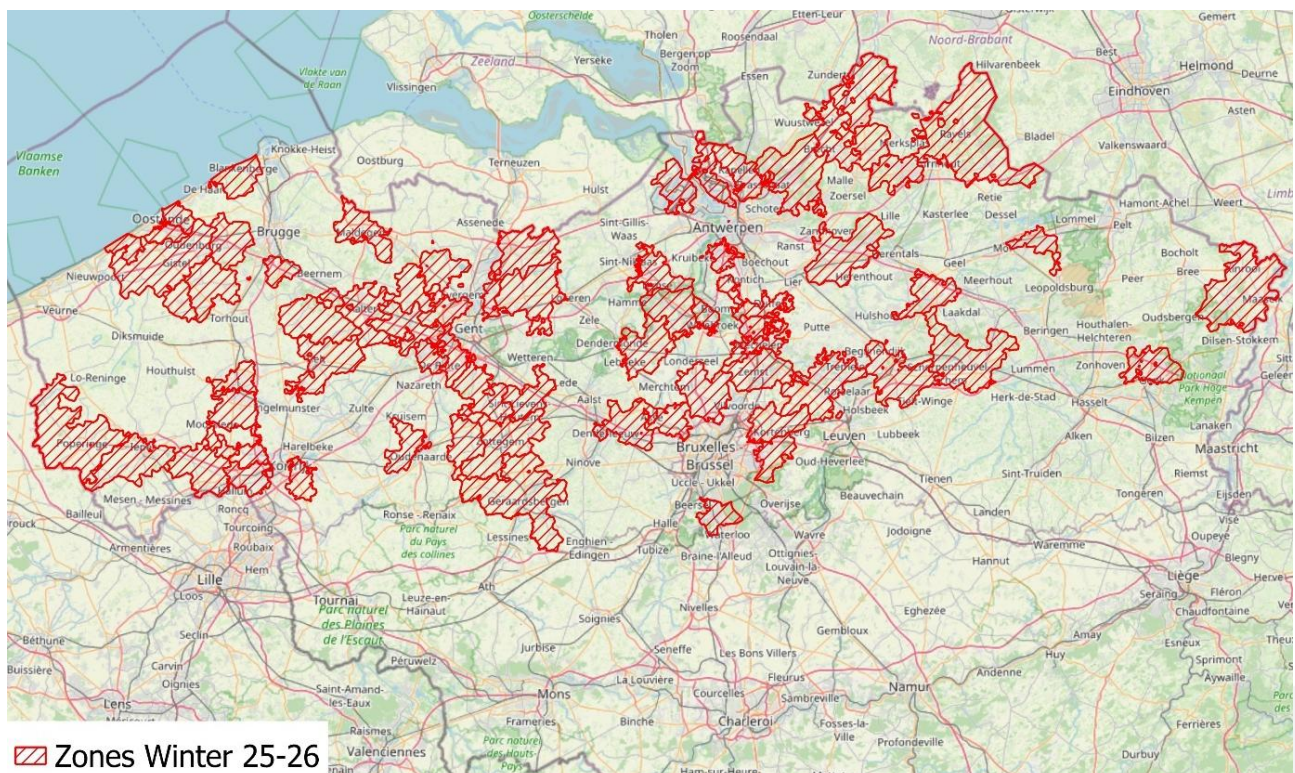
<https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/slides-webinar-marktflexibiliteitsdiensten-8-mei-2025>.¹¹³

¹¹³ Intussen werd ook Kessel-Lo als bijkomende flexibiliteitszone geïdentificeerd op de website van Fluvius, zie <https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/productfiches-marktflexibiliteit-zomer-2025> en <https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2025-07/kaart-zomertesten-2025.jpg>.



Figuur 16 De focus van de markttesten voor de aankoop van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer, rechts op de figuur, opgesplitst in een serie wintertesten (markttesten fase I – winter 2024-2025) en een serie zomertesten (markttesten fase II – zomer 2025).

Bron: Fluvius, slides webinar wintertesten 2024-2025 (08/10/2024),
<https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/slides-webinar-marktflexibiliteitsdiensten-8-oktober-2024>.



Disclaimer: de zones die op deze kaart worden weergegeven, zijn testzones voor marktflexibiliteit verspreid over Vlaanderen. Ze zijn geselecteerd om marktwerking te simuleren en vormen geen weerspiegeling van actuele bezetting of netcongestie op het elektriciteitsnet.

Figuur 17 De 56 “flexibiliteitszones” geïdentificeerd door Fluvius die het voorwerp uitmaken van de wintertesten 2025-2026 voor de aankoop van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer.

Bron: Fluvius, <https://partner.fluvius.be/sites/fluvius/files/2025-09/flex-zones-winter-25-26.png>.

De verdere uitrol van marktgebaseerde flexibiliteit is niet louter afhankelijk van de verdere uitwerking/verbetering van de vereiste specificaties. Ook het creëren van **voldoende liquiditeit** in de markt, is een bijkomend obstakel. Hierdoor is de markt op vandaag nog niet matuur, en de exacte waarde van flexibiliteit bijgevolg nog onduidelijk. Momenteel vormt onder meer het **gebrek aan zekerheid** rond de toekomst van de marktproducten een belangrijke belemmering voor het engagement van dienstverleners van flexibiliteit. Ook de vereiste **administratie** en de vereiste **investeringen** en **aanpassingen** wat betreft (onder meer) **IT** vormen bijkomende struikelblokken. Een ander belangrijk aandachtspunt is een correcte **waardering van flexibiliteit**, die een rechtstreekse invloed heeft op de bereidheid tot deelname van dienstverleners van flexibiliteit. Zoals ook hierboven reeds besproken onder Titel IV.4.1.1.2 speelt het **maatschappelijk en politiek debat** over de **maatschappelijke waarde van een vermeden congestie** hier eveneens een rol.

IV.4.1.2.2. De “Algemene Voorwaarden in het kader van de levering van flexibiliteit- en ondersteunende diensten”

Op 18 december 2024 diende Fluvius de “Algemene Voorwaarden in het kader van de levering van flexibiliteit- en ondersteunende diensten” (hierna afgekort: “**Algemene Voorwaarden**”) bij de Vlaamse Nutsregulator ter goedkeuring in. Deze Algemene Voorwaarden worden door Fluvius gebruikt bij de deelname van een dienstverlener van flexibiliteit aan enerzijds de marktproducten van Fluvius voor congestiebeheer op het distributienet, en anderzijds de niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten. Ze bevatten **algemene bepalingen** inzake de duurtijd en beëindiging van de overeenkomst, de uitwisseling van gegevens, aansprakelijkheidsregelingen etc. – kortom, een algemeen **juridisch contractueel kader** om te kunnen deelnemen aan de beoogde flexibiliteitsdiensten.

De **Algemene Voorwaarden** zijn van toepassing tijdens de **marktprekwalificatie** die de dienstverlener van flexibiliteit verkrijgt onder het kwalificatiesysteem dat de aanvrager van flexibiliteit – in dit geval de distributienetbeheerder – heeft opgezet. De marktprekwalificatie en de hiermee verbonden Algemene Voorwaarden geven de dienstverlener van flexibiliteit het **recht om deel te nemen aan een marktprocedure**. De Algemene Voorwaarden bevatten de algemene regels voor het blijvend voldoen aan de prekwalificatiecriteria om te kunnen deelnemen aan de marktprocedures. Daarnaast omvatten de Algemene Voorwaarden ook de **regels** die **algemeen van toepassing** zijn op de **uitvoering** van vermarkte opdrachten (i.e., het leveren van flexibiliteit) die binnen een marktprocedure toegewezen worden aan een bepaalde dienstverlener van flexibiliteit.

De Algemene Voorwaarden vormen slechts een **onderdeel van het volledige contractuele kader** dat geldt tussen de dienstverlener van flexibiliteit en distributienetbeheerder voor het contracteren/leveren van marktgebaseerde flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer en van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten.

Een bijkomend onderdeel van het contractueel kader, naast de Algemene Voorwaarden, is het **bestek kwalificatiesysteem**. Hierin staan de erkenningsvoorwaarden en modaliteiten beschreven om zich te kwalificeren als dienstverlener.

Daarnaast zijn er nog **bijzondere** (technische, contractuele en financiële) **voorwaarden** per specifieke flexibiliteitsdienst/marktproduct, waaraan een dienstverlener van flexibiliteit zich moet houden bij deelname aan (een marktprocedure voor) die flexibiliteitsdienst. Die bijzondere voorwaarden staan beschreven in productfiches (met eventuele bijlagen) van de verschillende marktproducten voor congestiebeheer. Het geheel van alle productfiches vormt samen een dienstencatalogus, die de distributienetbeheerder opbouwt in zijn rol als aanvrager van flexibiliteit. De

uitwerking en beoordeling van deze productfiches werd hierboven reeds besproken, onder Titel IV.4.1.2.1.

Tot slot maakt ook het **bericht vermarkte opdracht** deel uit van het contractueel kader. Dit is een voor beide partijen bindende elektronische kennisgeving waarbij de aanvrager van flexibiliteit bevestigt dat een dienstverlener van flexibiliteit geselecteerd werd tijdens een marktprocedure. Dit bericht bevat essentiële informatie voor het uitvoeren van de vermarkte opdracht.

Ter samenvatting toont Figuur 18 de opbouw van het volledige contractuele kader.



Figuur 18 Een schematisch samenvattend overzicht van het contractueel kader dat geldt tussen de dienstverlener van flexibiliteit en distributienetbeheerder voor het contracteren/leveren van marktgebaseerde flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer en van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten. Dit kader bestaat uit het bestek kwalificatiesysteem, de algemene voorwaarden, een productfiche met eventuele bijlage, en de vermarkte opdracht.

Bron: Fluvius, Algemene Voorwaarden in het kader van de levering van flexibiliteit- en ondersteunende diensten v2.1 – 18/12/2024, <https://partner.fluvius.be/nl/publicatie/av-flex-od-v2>.

Via de beslissing BESL-2025-28¹¹⁴ van 4 september 2025 keurde de Vlaamse Nutsregulator de Algemene Voorwaarden **tijdelijk en voorwaardelijk goed voor de periode van 1 jaar**.

We stelden immers vast dat de Algemene Voorwaarden op een aantal punten – gelinkt aan de toetsingscriteria inzake **transparantie, niet-discriminatie en evenredigheid** – **verbeterd** konden worden. Zo waren enkele definities onduidelijk, waren de bepalingen inzake duurtijd en beëindiging voor verduidelijking vatbaar, en dienden er aanpassingen te gebeuren met betrekking tot bepalingen inzake vertrouwelijkheid, toegang tot en gebruik van gegevens, ernstige contractuele wanprestatie en aansprakelijkheden.

De Vlaamse Nutsregulator concludeerde daarbij dat uit de analyse volgt dat de “Algemene Voorwaarden in het kader van de levering van flexibiliteits- en ondersteunende diensten” enkel **voorwaardelijk** konden worden **goedgekeurd**, en dit voor een periode van één jaar. De Vlaamse Nutsregulator merkte op dat zowel voor de levering van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten als voor de aankoop van marktgebaseerde flexibiliteit er voorlopig enkel nog maar **markttesten** plaatsvinden, waarbij dit proces bij Fluvius nog onderhevig kan zijn aan wijzigingen en verbeteringen, waarbij bijgevolg ook de Algemene Voorwaarden nog **wijzigingen** zouden kunnen(/moeten) omvatten.

IV.4.1.3. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit

Aangezien het merendeel van de **regels van toepassing op niet-marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet verankerd zijn in hogere regelgeving**, zoals besproken onder Titel IV.2.3, is er weinig specifieke bijkomende implementatie door de elektriciteitsdistributienetbeheerders vereist om de toepassing van niet-marktgebaseerde flexibiliteit mogelijk te maken.¹¹⁵

Desalniettemin waren er wel **aanpassingen** vereist aan enkele **gereguleerde documenten**, die in lijn dienden gebracht te worden met het (nieuwe) regelgevend kader inzake congestiebeheer. Dit wordt hieronder in meer detail besproken. We bespreken achtereenvolgens de aanpassingen die gebeurden aan het aansluitingscontract (onder Titel IV.4.1.3.1), aan de Synergrid technische voorschriften en andere flexibiliteitsgerelateerde documenten (onder Titel IV.4.1.3.2), en aan de Samenwerkingsovereenkomst (onder Titel IV.4.1.3.3).

De bespreking hieronder focust louter op aspecten die betrekking hebben op congestiebeheer. Een detailbespreking van de aspecten gerelateerd aan balancering komt in dit rapport niet aan bod. We verwijzen de geïnteresseerde lezer hiervoor door naar de respectievelijke VNR-beslissingen.

IV.4.1.3.1. Aanpassingen aan het aansluitingscontract

Eind mei 2023 diende Fluvius een aangepast, geconsulteerd voorstel tot herziening van het **aansluitingscontract** ter goedkeuring in bij de Vlaamse Nutsregulator.

¹¹⁴ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de goedkeuring van de “Algemene Voorwaarden in het kader van de levering van flexibiliteit- en ondersteunende diensten”*, d.d. 5 september 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-28>.

¹¹⁵ Dit geldt níét voor de toepassing van niet-marktgebaseerde flexibiliteit van **distributiegekoppelde** eenheden voor congestiebeheer op **andere** netten dan het elektriciteitsdistributienet. De beschrijving van de geldende regels zit in dit geval wél vervat in gereguleerde documenten, zoals in detail besproken onder Titel IV.4.2.3.

Na kennisname van dit voorstel maakte de Vlaamse Nutsregulator in het kader van zijn beslissing BESL-2024-104¹¹⁶ opmerkingen over aan Fluvius, die leidden tot wijzigingen aan de tekst. De belangrijkste aanpassing die gebeurde na consultatie, op vraag van de Vlaamse Nutsregulator, was het aligneren van het aansluitingscontract met het nieuwe regelgevend kader inzake flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer.

Meer bepaald legde de Vlaamse Nutsregulator op om voor **injectie** het **onderscheid te schrappen** tussen de keuze, te maken door de distributienetgebruiker, voor ofwel (a) **garanties** met betrekking tot het aansluitvermogen in **N-toestand** van het net (i.e., onder normale netuitbatingssomstandigheden), ofwel (b) garanties met betrekking tot het aansluitvermogen in **N-1-toestand** van het net (i.e., bij uitval van een netelement). Deze keuze is niet meer combineerbaar met het nieuwe regelgevend kader inzake (technische) flexibiliteit.

In de praktijk zal het er immers op neerkomen dat de garanties zullen afhangen van de door de distributienetbeheerder **voorgestelde netconfiguratie** waarop de installaties van de netgebruiker zullen worden aangesloten,¹¹⁷ in combinatie met de **investeringsbeslissingen** gemaakt door de netbeheerder, waarbij hij een afweging maakt tussen de kostenefficiëntie van een investering dan wel van de toepassing van flexibiliteit voor congestiebeheer. De **keuze van de netbeheerder** bij deze afweging heeft een rechtstreekse impact op het risico op congestie, en dus ook op het risico op afregeling in het kader van technische flexibiliteit (herinner dat de deelname aan technische flexibiliteit verplicht is voor grote productie-installaties, zoals in detail besproken onder Titel IV.2.3 *Niet-marktgebaseerde flexibiliteit*). De keuze van garanties van het aansluitingsvermogen voor injectie ligt dan ook niet bij de netgebruiker.¹¹⁸

Het aansluitingscontract mag bijgevolg geen onderscheid (meer) maken tussen een aansluiting met garantie van het aansluitingsvermogen in een N-toestand en een aansluiting met garantie van het aansluitingsvermogen in een N- én N-1-toestand voor injectie. In beide gevallen dient er immers door de distributienetbeheerder te worden gehandeld en vergoed volgens het regelgevend kader inzake flexibiliteit. Anders gezegd: door de uitwerking van het regelgevend kader rond flexibiliteit (waaronder de invoering van technische flexibiliteit), speelt het aansluitingscontract met het al dan niet hebben van garanties in N en/of N-1 geen rol meer voor injectie.

Fluvius merkte terecht op dat dit onderscheid qua garantie van het aansluitingsvermogen wel **nog steeds relevant** is voor **afname**, omdat afname niet onderworpen is aan technische flexibiliteit. Bijgevolg is er hier vandaag geen sprake van een risico op een verplichte afregeling.

Deze verduidelijking/rechtzetting wat betreft de garantie van het aansluitingsvermogen was **belangrijk met het oog op de vergoeding** voor flexibiliteit. Fluvius meldde namelijk aan de Vlaamse Nutsregulator dat zij de stelling hanteerden dat netgebruikers die geen garanties hebben op injectie in N-1 (en dit waren op dat moment alle netgebruikers, wegens de formulering in het toen geldende aansluitingscontract), per definitie vallen onder de uitzondering geformuleerd in artikel 13 van de

¹¹⁶ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het ter goedkeuring voorgelegde "Aansluitingscontract Elektriciteit – Middenspanning en Hoogspanning (1 kV < Un < 36 kV)", inclusief de bijhorende bijlagen, van de elektriciteitsdistributienetbeheerders*, d.d. 28 november 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-104>.

¹¹⁷ Bij een trans-HS aansluiting of een aansluiting op een antennenet kunnen, louter fysisch, onmogelijk garanties van het aansluitvermogen in N-1 gegeven worden.

¹¹⁸ Behalve dan voor zeer specifieke situaties, zoals bij een trans-HS aansluiting of bij een aansluiting op een antennenet.

Elektriciteitsverordening,¹¹⁹ waardoor er geen recht zou zijn op een vergoeding in het geval van het zich voordoen van een N-1-situatie met bijhorende afregeling.

De Vlaamse Nutsregulator benadrukte in de VNR-beslissing BESL-2024-104 dat de in voormelde artikel 13 bepaalde uitzondering steeds beperkend dient te worden geïnterpreteerd. De ratio legis van deze bepaling uit de Elektriciteitsverordening is geenszins om nooit een vergoeding te geven in een N-1-toestand, louter omwille van het feit dat elk standaardcontract geen garanties geeft in N-1. De uitzondering uit de Elektriciteitsverordening kan volgens de Vlaamse Nutsregulator dan ook louter en alleen betrekking hebben op individuele, van het standaardcontract afwijkende uitzonderingscontracten. Bijgevolg is de **vergoeding voor geleverde technische flexibiliteit**, zoals vastgelegd volgens het Energiebesluit, in het **algemeen van toepassing**.

Voor de goede orde, dit alles neemt niet weg dat bestaande niet-redundante aansluitingen in een configuratie gekend als ‘aansluiting op antennenet’, behouden kunnen worden, en ook in de toekomst gerealiseerd kunnen worden. Merk op dat dergelijke aansluitingen op antennenet bij een afregeling ten gevolge van congestie eveneens recht hebben op een vergoeding.

Gegeven bovenvermelde en andere opmerkingen, verzocht de Vlaamse Nutsregulator tot een herziening van het aansluitingscontract van Fluvius, uiterlijk 12 maanden na de inwerkingtreding van zijn beslissing BESL-2024-104. Fluvius heeft ondertussen, op 28 november 2025, een nieuwe versie van het aansluitingscontract bij de Vlaamse Nutsregulator ingediend, met de vraag of de Vlaamse Nutsregulator nog opmerkingen heeft alvorens Fluvius aanvang zou nemen met de consultatie. De Vlaamse Nutsregulator analyseert momenteel het ingediende document.

IV.4.1.3.2. **Aanpassingen aan de Synergrid technische voorschriften en andere flexibiliteitsgerelateerde documenten**

In de loop van 2023¹²⁰ legde de Federatie van de elektriciteits- en gasnetbeheerders in België (hierna afgekort: “Synergrid vzw”), in naam en voor rekening van de Vlaamse distributienetbeheerders waarvoor Fluvius System Operator cv als werkmaatschappij optreedt, (meermaals)¹²¹ een nieuwe versie van het **contract FSP-DNB**,¹²² het **technisch voorschrift C8/01**¹²³ en de **Marktgids flexibiliteit**¹²⁴ ter goedkeuring voor aan de Vlaamse Nutsregulator. De aanleiding van aanpassingen

¹¹⁹ “Wanneer niet-marktgebaseerde redispatching wordt gebruikt, wordt dit onderworpen aan een financiële vergoeding door de systeembeheerder die om redispatching verzoekt aan de beheerder van de productie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie waarvoor redispatching plaatsvindt, behalve in het geval producenten die een aansluitovereenkomst hebben aanvaard waarin de vaste levering van energie niet is gewaarborgd.”, uit artikel 13 van de Vierde Elektriciteitsverordening.

¹²⁰ Ook eind februari 2024 werd er een nieuwe versie van het contract FSP-DNB, technisch voorschrift C8/06 ter goedkeuring ingediend bij de Vlaamse Nutsregulator. De gerelateerde beoordeling van de Vlaamse Nutsregulator bevatte echter geen fundamentele elementen die betrekking hadden op het nieuwe kader inzake congestiebeheer. Daarom wordt deze indiening hier niet besproken.

¹²¹ Een eerste indiening gebeurde eind juni 2023, een tweede indiening midden december 2023.

¹²² Het contract FSP-DNB beschrijft de bijzondere wederzijdse rechten en plichten van de distributienetbeheerder en de dienstverlener van flexibiliteit met betrekking tot het gebruik door de dienstverlener van flexibiliteit van flexibiliteit van distributienetgebruikers in het kader van een of meerdere flexibiliteitsdiensten zoals beschreven in de dienstencatalogus als bijlage van het contract. Op vandaag wordt dit contract gebruikt in het kader van FCR, aFRR, mFRR, CRM en ToE in DA/ID.

¹²³ Het Synergrid voorschrift C8/01 beschrijft van een kwalificatieprocedure uitgewerkt door de netbeheerders voor de aansluitingspunten aangesloten op het distributienet die flexibiliteitsdiensten aanbieden, waarvoor een beperking kan worden opgelegd krachtens hogere wetgeving.

¹²⁴ De Marktgids flexibiliteit geeft een overzicht van de flexibiliteitsmarktprocessen in België, met nadruk op de interactie tussen distributienetbeheerders en dienstverleners van flexibiliteit. De Marktgids flexibiliteit beschrijft de wisselwerking met alle distributienetbeheerders die actief zijn op het Belgische net, ongeacht de regio, en voor alle beschikbare flexibiliteitsproducten van verschillende aanvragers van flexibiliteit. Op vandaag ligt de focus hierbij op interacties in het kader van FCR, aFRR, mFRR, CRM en ToE in DA/ID.

aan deze documenten was de openstelling van het balanceringsproduct aFRR voor laagspanningsklanten, en een aanpassing aan de werkingsregels voor het CRM.

Via zijn VNR-beslissing BESL-2023-100¹²⁵ (een weigering van de voorgelegde documenten), en verdere opvolging hiervan via BESL-2024-12¹²⁶ (een voorwaardelijke goedkeuring) stuurde de Vlaamse Nutsregulator er ook hier (onder meer) op aan om de voorgelegde documenten te aligneren met het nieuwe regelgevend kader inzake flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer.

Een belangrijk **standpunt** dat **bijgestuurd** moest worden, was het uitgangspunt dat Elia en de distributienetbeheerders zich er van moeten verzekeren dat de **activering van flexibiliteit**, voor andere doeleinden dan congestiebeheer, **geen congestie** veroorzaakt, zowel bij een normale als bij een gedegradeerde toestand van het net. De distributienetbeheerders poneerden dat zij, om dit te garanderen, zonder meer beperkingen mogen opleggen voor het gebruik van flexibiliteit.

De Vlaamse Nutsregulator begrijpt dat deze ingreep vroeger inderdaad noodzakelijk was, omdat een congestieprobleem toen enkel opgelost kon worden aan de hand van een investering, waar een zekere doorlooptijd mee gepaard gaat. Echter, dankzij het nieuwe regelgevend kader rond congestiebeheer, heeft de distributienetbeheerder nu de mogelijkheid om een congestieprobleem quasi onmiddellijk op te lossen met behulp van (marktgebaseerde dan wel niet-marktgebaseerde) flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer. De Vlaamse Nutsregulator meent dan ook dat de distributienetbeheerder **dit kader voor congestiebeheer moet toepassen** om een vermoedelijk **optredend congestieprobleem ten gevolge van de activering van flexibiliteit** – voor andere doeleinden dan congestiebeheer – op te lossen, in plaats van op voorhand de levering van die flexibiliteit te beperken om het optreden van congestie te allen tijde trachten te voorkomen. De Vlaamse Nutsregulator wenst hierbij ook op te merken dat in geval van een noodsituatie de netbeheerder conform artikel 1.5.3 van het TRDE alle uitzonderlijke en tijdelijke maatregelen mag nemen die hij nodig acht met het oog op het waarborgen of het herstel van de operationele veiligheid en de betrouwbaarheid van het elektriciteitsdistributienet, of om verdere schade te voorkomen. Dit wordt in het technisch voorschrift C8/01, alsook in het contract FSP-DNB en de Marktgid Flexibiliteit, meermaals herhaald. De Vlaamse Nutsregulator wenst echter te benadrukken dat **congestie geen noodsituatie** is, maar **operationeel beheer** (in lijn met de definitie van congestie zoals opgenomen in de Europese Verordening 2019/943). Bijgevolg geeft een congestiesituatie de distributienetbeheerder niet zomaar een vrijgeleide om de levering van flexibiliteit te beperken. Een belangrijke **uitzondering** hierop is de **levering van reserves** (i.e., FCR, aFRR en mFRR). Conform artikel 182, §5 van de SOGL heeft elke distributienetbeheerder het recht om, in samenwerking met de transmissienetbeheerder, voorafgaand aan de activering van reserves tijdelijke limieten vast te stellen met betrekking tot de levering van actief vermogen voor reserves dat zich in zijn distributiesysteem bevindt. Inderdaad, aangezien reserves een *last resort* oplossing zijn, is het cruciaal dat gereserveerd vermogen met een zeer hoge betrouwbaarheid geleverd kan worden. Daarom is het belangrijk dat de distributienetbeheerder duidelijk reeds op voorhand aangeeft wanneer een levering niet mogelijk zal zijn omwille van congestierisico's. Ook voor **CRM** bestaat er

¹²⁵ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de goedkeuring van het contract FSP-DNB, de regels voor de marktprocessen voor flexibiliteit ("Marktgid flexibiliteit") en het technisch voorschrift C8/01, zoals voorgelegd door Synergrid in naam en voor rekening van de Vlaamse distributienetbeheerders*, d.d. 27 oktober 2023, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2023-100>.

¹²⁶ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot het al dan niet vervullen van de voorwaarden uit de beslissing BESL-2023-100 van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de goedkeuring van het contract FSP-DNB, de regels voor de marktprocessen voor flexibiliteit ("Marktgid flexibiliteit") en het technisch voorschrift C8/01, zoals voorgelegd door Synergrid in naam en voor rekening van de Vlaamse distributienetbeheerders*, d.d. 21 maart 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-12>.

bovendien een wettelijke basis voor een prekwificatieplicht (cf. artikel 7 undecies paragraaf 12 van de Elektriciteitswet), zoals terecht door Fluvius aangekaart na publicatie van BESL-2023-100. Bijgevolg legde de Vlaamse Nutsregulator op dat het toepassingsgebied van het technisch voorschrift C8/01 expliciet beperkt moest worden tot FCR, aFRR, mFRR en CRM.

De Vlaamse Nutsregulator benadrukte in zijn beslissingen het **belang van duidelijkheid naar de marktpartijen toe** over het feit dat (i) er enkel voor FCR, aFRR, mFRR en CRM een **prekwificatieplicht** geldt, met daaraan gekoppeld mogelijke **structurele beperkingen op voorhand** van de levering van flexibiliteit, en (ii) Fluvius de levering van deze of andere vormen van flexibiliteit in reële tijd enkel bij het optreden van een **noodsituatie tijdelijk** mag **beperken**, waarbij benadrukt moet worden dat congestie geen noodsituatie uitmaakt. In geval van congestie moet Fluvius eerst het kader voor congestiebeheer toepassen, en dus marktgebaseerde dan wel niet-marktgebaseerde flexibiliteit inzetten om het congestierisico weg te nemen. Enkel indien het congestierisico zo niet kan opgelost worden, en er hierdoor alsnog een noodsituatie ontstaat, mag de netbeheerder verdere stappen ondernemen, conform artikel 1.5.3 van het TRDE.

IV.4.1.3.3. **Aanpassingen aan de Samenwerkingsovereenkomst**

Eind oktober 2023 legde Synergrid vzw, namens zowel Elia als de elektriciteitsdistributienetbeheerders, een herziene versie van de SOK, die gesloten wordt tussen elektriciteitsdistributienetbeheerder(s), enerzijds, en Elia als beheerder van het (federale) transmissienet en de (gewestelijke) lokale transmissienetten, anderzijds, ter goedkeuring voor aan de Vlaamse Nutsregulator.

Ook hier vroeg de Vlaamse Nutsregulator om te **verduidelijken** (i) dat het recht voor de distributienetbeheerder om vooraf structurele **beperkingen van de levering van flexibiliteit** op te leggen slechts geldt voor specifieke flexibiliteitsproducten, met name FCR, aFRR, mFRR (artikel 182 van de SOGL) en CRM (artikel 7 undecies paragraaf 12 van de Elektriciteitswet), en (ii) dat de tijdelijke beperking van flexibiliteit in reële tijd is toegestaan in het geval van een noodsituatie.

Daarnaast stelde de Vlaamse Nutsregulator vast dat de noodzakelijke **afspraken** tussen de distributienetbeheerders en de transmissienetbeheerder inzake congestiebeheer **onvoldoende/niet-transparant** waren uitwerkt. De Vlaamse Nutsregulator vond onder meer dat er niet volledig voldaan was aan de vereiste van artikel 2.3.8 van het TRDE om in de SOK afspraken uit te werken over het oplossen van een congestieprobleem op een hogerliggend net met behulp van distributiegekoppelde eenheden. Wat betreft **niet-marktgebaseerde flexibiliteit** was er slechts sprake van een intentie om samen te werken,¹²⁷ zonder deze samenwerking verder concreet vorm te geven. Wat betreft **marktgebaseerde flexibiliteit** ontbrak iedere uitwerking. De Vlaamse Nutsregulator droeg onder meer op dat de volgende versie van de SOK onder meer afspraken moet bevatten met betrekking tot de marktproducten flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer die Fluvius aan het uitwerken is, waarbij de verschillende platformen van de netbeheerders op elkaar afgestemd moeten worden.

De Vlaamse Nutsregulator merkte meer algemeen op dat het doorheen de SOK onvoldoende duidelijk was hoe **verschillende vormen van flexibiliteit**, met name marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer, niet-marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer, en back-up oplossingen, **zich tot elkaar verhouden**. Meer bepaald was het niet duidelijk hoe een correcte toepassing van

¹²⁷ Deze samenwerking is specifiek gericht op de niet-beschikbaarheidsplanning (of nog, *outage planning*) en actief vermogensplanning (of nog, *scheduling*). Deze concepten worden meer in detail besproken onder Titel IV.4.2.3.

elkeen van deze vormen van flexibiliteit gegarandeerd wordt, waarbij de prioritering zoals opgelegd door de Elektriciteitsverordening en het Energiedecreet gerespecteerd wordt.

Ook kaartte de Vlaamse Nutsregulator aan dat de **evoluties** in de praktijk met betrekking tot flexibiliteit zeer snel gaan en er bijgevolg in de toekomst nog steeds een bijkomende nood aanwezig is om een nog nauwere samenwerking tussen de verschillende netbeheerders te faciliteren. De Vlaamse Nutsregulator benadrukte het belang van een **tijdige anticipatie** op verwachte evoluties.

De Vlaamse Nutsregulator besliste dan ook in zijn VNR-beslissing BESL-2024-101¹²⁸ om de SOK **niet goed te keuren**, en vroeg om een nieuwe geconsulteerde versie ter goedkeuring voor te leggen tegen ten laatste 28 februari 2025, rekening houdend met (onder meer) bovenvermelde opmerkingen.

Op 28 februari 2025 diende Synergrid vzw een **nieuwe versie** van de SOK in, die het voorwerp uitmaakte van de VNR-beslissing BESL-2025-13.¹²⁹ De regels inzake **flexibiliteit** werden daarbij gebundeld in een **aparte bijlage** (bijlage 18).

Bij zijn beoordeling van deze nieuwe versie van de SOK stelde de Vlaamse Nutsregulator vast dat deze versie nog steeds **onvoldoende uitgewerkt** en **onvoldoende transparant** is met betrekking tot de samenwerking tussen de netbeheerders inzake flexibiliteit.

Zo is er nood aan verduidelijking van de methode voor de **berekening van de compensatie bij niet-marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer**. Er werd enkel vermeld dat “Elia en de distributienetbeheerder de berekening van de financiële compensatie coördineren” en dat “de berekening gebaseerd is op het Synergrid voorschrift C8/04” zonder de aanpak verder te concretiseren. Ook de **samenwerking** rond de **niet-beschikbaarheidsplanning** en **actief vermogensplanning** is in deze nieuwe versie van de SOK opnieuw niet verder geconcretiseerd.

De uitwerking van de **samenwerking** voor wat betreft de gegevensuitwisseling en financiële compensatie bij **marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer** blijft eveneens nog steeds te beperkt. Bovendien werd gesteld dat “Elia en de distributienetbeheerder de voorwaarden en informatie-uitwisseling specificeren die nodig is voor de kwalificatie van distributienetgebruikers voor deelname aan deze diensten en de effectieve levering ervan”. De Vlaamse Nutsregulator uitte zijn bezorgdheid dat het niet de bedoeling kan zijn om buiten de SOK nog aparte afspraken te maken. Het is essentieel dat concrete, uitgewerkte afspraken daadwerkelijk in de SOK zelf worden opgenomen.

Daarnaast stelde de Vlaamse Nutsregulator vast dat in deze nieuwe versie van de SOK niet langer verwezen wordt naar een **samenwerking** tussen de netbeheerders om de **toegang tot hulpbronnen te coördineren** en samen te werken om een optimaal gebruik van de hulpbronnen na te streven, met het oog op systeemefficiëntie. In plaats van het globaal kader van flexibiliteit in zijn geheel te bekijken, worden de verschillende diensten nu strikt gescheiden. De Vlaamse Nutsregulator kaartte aan dat een dergelijke **geïsoleerde aanpak** risico's inhoudt voor wat betreft de beschikbaarheid van flexibiliteit, als het combineren van verschillende diensten via *value stacking*¹³⁰ niet mogelijk is,

¹²⁸ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de samenwerkingsovereenkomst tussen de elektriciteitsdistributienetbeheerder, enerzijds, en de beheerder van het transmissienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, anderzijds*, d.d. 10 oktober 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-101>.

¹²⁹ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de samenwerkingsovereenkomst tussen de elektriciteitsdistributienetbeheerder, enerzijds, en de beheerder van het transmissienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, anderzijds (versie 3.3)*, d.d. 4 april 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-13>.

¹³⁰ *Value stacking* is een situatie waarbij een dienstverlener van flexibiliteit meerdere diensten naast elkaar aanbiedt op basis van éénzelfde portfolio aan flexibele assets.

doordat hierover geen afspraken worden gemaakt. Ook de **onderlinge verhouding** tussen de verschillende flexibiliteitsproducten wordt in deze nieuwe versie van de SOK – hoewel expliciet gevraagd in de VNR-beslissing BESL-2024-101 om een correcte toepassing te garanderen – niet verder verduidelijkt.

De Vlaamse Nutsregulator besliste in de VNR-beslissing BESL-2025-13 dan ook om **bijlage 18** van de SOK die handelt over flexibiliteit **niet goed te keuren**. De Vlaamse Nutsregulator legde op dat de netbeheerders een **nieuwe, geconsulteerde versie** van de SOK aan de Vlaamse Nutsregulator ter goedkeuring moet voorleggen binnen een redelijke termijn. Alle bovenvermelde aandachtspunten dienen daarbij opgelost te zijn.

IV.4.1.4. Flexibele aansluitingsovereenkomsten

Naast marktgebaseerde en niet-marktgebaseerde flexibiliteit zullen de netbeheerders in de nabije toekomst in Vlaanderen nog over een derde instrument kunnen beschikken om aan congestiebeheer te doen. In Vlaanderen wordt momenteel namelijk werk gemaakt van de omzetting van artikel 6bis van de Vijfde Elektriciteitsrichtlijn (zie Titel IV.2.4.3.1), dat voorziet in een juridisch kader voor **flexibele aansluitingsovereenkomsten**.

Deze omzetting vraagt evenwel tijd, aangezien er zowel een wetgevend optreden nodig is, namelijk via een nieuw decreet,¹³¹ als een verdere uitwerking door de Vlaamse Nutsregulator in de technische reglementen, alsook een gedetailleerde implementatie door de netbeheerders. Aangezien dit gehele traject een geruime tijd in beslag zal nemen, werd in tussentijd door enerzijds de elektriciteitsdistributienetbeheerder (en door de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit – zie Titel IV.4.2.4.1) en anderzijds de Vlaamse Nutsregulator gezocht naar een **tijdelijke en tussentijdse oplossing**. Dit wordt hieronder kort toegelicht.

IV.4.1.4.1. “Fall-Back Flex” als tussentijdse oplossing

De Vlaamse Nutsregulator werd in het najaar van 2024 door Fluvius gecontacteerd in verband met een aantal concrete aansluitingsaanvragen, waarbij Fluvius een aantal regelbare installaties niet meer via een vast aansluitingscontract kon aansluiten. De oorzaak die daaraan ten grondslag lag, was de verwachte mogelijke congestie die veroorzaakt zou kunnen worden door de komst van deze installaties, en dan voornamelijk (zij het beperkt) congestie bij afname. Het hierboven omschreven kader inzake technische flexibiliteit is hierbij dan ook ontoereikend, aangezien dit enkel de noden inzake congestie bij productie afdekt.¹³² In afwachting van het toekomstige regelgevend kader inzake flexibele aansluitingsovereenkomsten zochten zowel Fluvius als de Vlaamse Nutsregulator naar een mogelijke, tijdelijke oplossing. Deze oplossing diende uiteraard ingepast te worden **binnen het geldende regelgevend kader**. De meest haalbare oplossing op korte termijn bestond er dan ook in om Fluvius een productfiche te laten opmaken die gestoeld is op het regelgevend kader inzake marktgebaseerde flexibiliteit, waarbij een aantal modaliteiten werden toegevoegd die kenmerken hadden van een flexibele toegang. Desalniettemin was het niet de bedoeling om vooruit te lopen op

¹³¹ Vlaamse Regering, Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten, Vl. Reg. 2025, nr. 1605, <https://www.vlaanderen.be/vlaamse-regering/beslissingen-van-de-vlaamse-regering/invoering-regelgevend-kader-voor-flexibele-aansluitingsovereenkomsten-elektriciteitsdistributienet-voorontwerp-van-wijzigingsdecreet#documenten>.

¹³² Behalve wat betreft elektriciteitsopslagfaciliteiten: voor deze categorie van netgebruikers valt afname wel onder het toepassingsgebied van gereserveerde technische flexibiliteit, zoals besproken onder Titel IV.2.3.2.

het finale regelgevend kader, gegeven de lopende omzetting van de Vijfde Elektriciteitsrichtlijn; het beoogde doel was dan ook een **tijdelijke, eenvoudige en pragmatische oplossing**.

De tijdelijke oplossing van Fluvius neemt de vorm aan van een **marktproduct “Fall-Back Flex”**, dat tijdelijk kan bestaan **binnen het kader van de markttesten** ter uitwerking van de specificaties voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer. Deze specifieke aanpak via de markttesten garandeert de **tijdelijkheid** van deze oplossing, die zal vervallen na de implementatie en omzetting van de Vijfde Elektriciteitsrichtlijn. Ook is op die manier de geldigheid van een regelgevend kader gegarandeerd, met eenduidige regels en garanties voor zowel de netbeheerders als netgebruikers, zodat er **niet wordt gehandeld in een regelgevend vacuüm**. Het dient echter benadrukt te worden dat “Fall-Back Flex” **geen marktproduct is in de strikte zin** van het woord.

Binnen deze tijdelijke oplossing biedt een dienstverlener van flexibiliteit aan Fluvius de mogelijkheid om, voor een overeengekomen periode en voor een specifiek aansluitingspunt in het net, het vermogen dat wordt afgenomen/geïnjecteerd te beperken tot op een bepaald vermogensniveau (het “setpunt”). De activatie gebeurt in **reële tijd** door middel van een **modulatiesignaal** uitgezonden door Fluvius naar de **telecontrolekast**, dat door de dienstverlener van flexibiliteit geconverteerd wordt naar de achterliggende installatie om de gevraagde vermogensbeperking te bewerkstelligen.

Deze tijdelijke oplossing en de eraan gekoppelde overeenkomst **vervallen** van zodra de vereiste **netinvestering gerealiseerd** is. Ze vervallen eveneens op het moment dat de **omzetting van de Vijfde Elektriciteitsrichtlijn** in Vlaanderen voor wat betreft flexibele aansluitingsovereenkomsten finaal is.

Op 6 mei 2025 nam de Vlaamse Nutsregulator, via de VNR-beslissing BESL-2025-06,¹³³ een beslissing tot **voorwaardelijke goedkeuring** van het “Fall-back flex” product van Fluvius. De regulator toetste daarbij aan verschillende toetsingscriteria, waaronder de transparantie, niet-discriminatie en evenredigheid.

De Vlaamse Nutsregulator stelde in de productfiche een aantal **positieve elementen** vast inzake **transparantie**. Zo is het goed dat Fluvius de nood aan flexibiliteit naar aanleiding van een aansluitingsaanvraag binnen een **afgebakende geografische zone** zal publiceren op haar website en dat de **publicatie** van de marktvraag gebeurt op haar website. De Vlaamse Nutsregulator leidde hier ook uit af dat Fluvius de marktvraag voldoende ruim zal lanceren, waardoor de gevraagde **multilaterale opzet** gerespecteerd wordt. Het is daarnaast afdoende transparant dat diverse gegevens worden meegegeven tijdens de marktvraag, waaronder de geografische zone, commentaren/toelichtingen, het gevraagd flexibel vermogen/volume, een schatting van de jaarlijks verwachte afregelvolumes, etc. Het werken met een **overheidsopdracht** garandeert ook de transparantie en objectiviteit van de gehele procedure. Verder is Fluvius voldoende transparant met betrekking tot het **tijdelijke karakter** van deze oplossing.

We stelden evenwel ook nog een aantal **aandachtspunten** vast inzake **transparantie**, o.a. met betrekking tot het **prijsplafond**. De Vlaamse Nutsregulator begreep daarbij dat Fluvius dit prijsplafond niet publiek wenst te maken, om op die manier niet stelselmatig biedingen te krijgen tegen dit plafond.

¹³³ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot een productfiche “Fall-Back Flex” bij de specificaties voor de aankoop van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie of redispatching, voorgelegd door de elektriciteitsdistributienetbeheerders, zoals vermeld in artikel 4.1.17/4, §1 Energiedecreet en artikel 2.3.22, §2 Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest*, d.d. 8 mei 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-06>.

Desalniettemin vroeg de Vlaamse Nutsregulator wel aan Fluvius om dit prijsplafond **onverwijld aan de regulator mee te delen**. Bovendien legde de Vlaamse Nutsregulator uitdrukkelijk de voorwaarde aan Fluvius op dat dit plafond **niet standaard nul** mag zijn, om een **correcte marktwerking** binnen het kader van de markttesten te garanderen.

Wat de toetsing aan de **niet-discriminatie** betreft, stelden we vast dat dat deelnemers ook hun flexibel vermogen mogen aanbieden in **andere markten**, hetgeen het principe van niet-discriminatie waarborgt. We merkten geen andere elementen van mogelijke discriminatie op, waardoor vastgesteld werd dat aan deze vereiste werd voldaan.

We stelden verder vast dat het hier een tijdelijke oplossing betreft, die ten einde komt wanneer de specifieke netinvestering zich realiseert of wanneer het finale wettelijk kader inzake flexibele aansluitovereenkomsten tot stand komt. Dit zorgt ervoor dat deze tijdelijke oplossing voldoende **evenredig** is ten aanzien van het doel dat het wenst te bereiken. De Vlaamse Nutsregulator legde wel als voorwaarde nog op aan Fluvius om bij de marktvraag steeds de beschikbare informatie over de context waarin de afregelingen zouden plaatsvinden mee te geven in het veld 'commentaren/toelichtingen', hetgeen voor de dienstverlener van flexibiliteit relevant is om zijn bieding zo correct mogelijk in te dienen.

Om **op de hoogte te blijven** van de mogelijke toepassingen die Fluvius maakt van dit product, nam de Vlaamse Nutsregulator in zijn beslissing op dat Fluvius **per individuele markttest** een **rapport** moet overmaken aan de Vlaamse Nutsregulator met daarin minstens een overzicht van het congestiegebied waarin de aansluitingsaanvraag zich situeert, de desbetreffende eraan gekoppelde netinvestering, het gevraagd flexibel vermogen, het aangeboden vermogen, het herschaalde vermogen en de manier waarop dit tot stand kwam, het prijsplafond, de vergoeding van de geselecteerde bieding, en de bevestiging van het akkoord van de evenwichtsverantwoordelijke van de dienstverlener van flexibiliteit; dit binnen de twee maanden na de gunning van de opdracht. Verder vroeg de Vlaamse Nutsregulator nog om bij de daadwerkelijke praktijkimplementatie van het finale kader inzake flexibele aansluitovereenkomsten een overzicht te krijgen van Fluvius van elke individuele markttest die wordt omgezet in een flexibele aansluitingsovereenkomst.

IV.4.2. Congestiebeheer op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit

IV.4.2.1. Methodologie voor de afweging tussen een netinvestering en de aankoop van flexibiliteitsdiensten

Ook voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit legt het Energiedecreet op dat de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit een **methodiek** moet opstellen voor de **afweging** tussen een **netinvestering** en de **aankoop van flexibiliteitsdiensten** voor het beheer van lokale congestie binnen hun eigen dekkingsgebied. Zoals besproken onder Titel IV.2.1, werd deze verplichting pas in 2024 voorzien voor de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Energiedecreet (waar deze verplichting voor de distributienetbeheerder reeds opgenomen werd in 2021). De uitwerkingstrajecten door beide netbeheerders lopen daarom niet gelijk.

In het investeringsplan van Elia voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit voor de periode 2025-2035 vermeldt Elia dat hij vandaag reeds in beperkte mate een afweging toepast bij het definiëren van zijn netinvesteringen. Deze **huidige afweging** is gebaseerd op een **risico-inschatting**. Indien het risico op het optreden van congesties zeer laag is en er middelen voorhanden zijn om deze congesties op te lossen, dan zal Elia vandaag reeds in bepaalde gevallen opteren om (nog) geen netinvesteringen te plannen. De eventueel optredende congesties worden dan operationeel beheerd met de beschikbare flexibele middelen. Het gaat dan bijvoorbeeld om congesties die enkel optreden in geval van onderhoud op specifieke delen van het net, of congesties ten gevolge van een incident waarbij de overbelasting de tijdelijke overbelastbaarheid van de netelementen niet overschrijdt.¹³⁴ Deze beslissingen met betrekking tot investeren en het (beperkt) toepassen van flexibiliteit worden op regelmatige basis opnieuw geëvalueerd.

Elia werkt momenteel aan de uitwerking van een **nieuw afwegingskader**, waarbij ook significantere hoeveelheden aan flexibiliteit in rekening worden gebracht als mogelijk alternatief voor een netinvestering. In deze context wordt de inzet van flexibiliteit ook overwogen voor grote incidenten die leiden tot hoge overbelastingen op het net, die zelfs niet tijdelijk gedragen kunnen worden door de netelementen waarop deze overbelasting optreedt. Om in dat geval de operationele veiligheid van het net te garanderen in een N-1 toestand, dient er reeds op voorhand geanticipeerd te worden op een mogelijk netincident. De stromen op het net worden dan door het inzetten van flexibiliteit vooraf verlaagd tot een aanvaardbaar niveau in gezonde nettoestand, ongeacht of er zich later ook effectief een netincident voordoet.¹³⁵ De visievorming bij Elia over dit nieuwe afwegingskader is lopende. Het einddoel van Elia is een omstandige methodologie die een maatschappelijk optimum beoogt, waarbij Elia naast economische ook technische en maatschappelijke randvoorwaarden in rekening zal brengen. De verdere uitwerking van het afwegingskader zal volgens Elia via een gefaseerde aanpak gebeuren. In het investeringsplan voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit voor de periode van 2025 tot 2035 vermeldt Elia volgende fasen: (i) uitwerking concept, (ii) diepgaande impactanalyse, (iii) opstellen gedetailleerd implementatietraject, (iv) effectieve implementatie – in termen van nieuwe tools, producten, processen en gereguleerde documenten – in de volledige keten van netontwikkeling en -beheer, (v) Go-Live fase (operationele aanwending, gevolgd door een nauwgezette opvolging en

¹³⁴ Een dergelijke toepassing van flexibiliteit – slechts nadat een netincident zich effectief heeft voorgedaan – wordt door Elia ook wel “curatieve flexibiliteit” genoemd.

¹³⁵ Een dergelijke toepassing van flexibiliteit – op voorhand, ongeacht of er zich later daadwerkelijk een netincident voordoet – wordt door Elia ook wel “preventieve flexibiliteit” genoemd.

eventuele bijsturing). Elia vermeldt dat hij ernaar streeft om tegen **het volgende investeringsplan** voor de periode 2027 tot 2037 al een eerste concrete versie van een meer geavanceerd afwegingskader te hebben opgesteld, dat in praktijk kan worden toegepast.

IV.4.2.2. Marktgebaseerde flexibiliteit

Op het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit** bestaan er vandaag **geen marktproducten** voor congestiebeheer. De motivering van Elia voor het ontbreken van deze marktproducten is het **gebrek aan liquiditeit** in de markt, en het **risico op (inc-dec) gaming** in geval van een marktgebaseerde vergoeding. Elia geeft marktpartijen immers de mogelijkheid om tot 45 minuten voor real time alle mogelijke marktopportunities te benutten (via het zogenaamde **freedom of dispatch** principe), zelfs in zones met een congestierisico, vooraleer verplichtingen of beperkingen op te leggen in het kader van congestiebeheer. Aangezien de activatie van flexibiliteit voor congestiebeheer gebeurt na de *clearing* van de groothandelsmarkt, zouden marktpartijen strategisch kunnen bieden in deze groothandelsmarkt om congestie te creëren, met als doel om vervolgens ook betaald te worden om diezelfde congestie op te lossen door vervolgens flexibiliteit aan te bieden aan een marktgebaseerde vergoeding. Om deze problematiek zo veel als mogelijk te vermijden, opteert Elia momenteel voor een niet-marktgebaseerd opzet, daarbij steunend op de voorziene afwijkingsmogelijkheden van marktgebaseerde flexibiliteit beschreven in artikel 13(3) c) van de Elektriciteitsverordening (*“het aantal beschikbare elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties is te klein om daadwerkelijke mededinging te waarborgen in het gebied waar geschikte productie-installaties voor het verstrekken van de dienst zich bevinden”*).

Een verdere uitrol van het operationele kader voor congestiebeheer door Elia zal ertoe leiden dat er meer assets beschikbaar zullen zijn voor het aanbieden van flexibiliteit voor congestiebeheer, waaronder ook distributiegekoppelde eenheden (zie Titel IV.4.2.3.2 voor een meer gedetailleerde bespreking). Dit zal voor meer liquiditeit zorgen in de toekomst, wat de mogelijkheid voor een marktgebaseerde vergoeding faciliteert. Aangezien de voorwaarde voor de afwijkingsmogelijkheid van marktgebaseerde flexibiliteit voorzien in artikel 13(3) c) van de Elektriciteitsverordening dan niet langer geldt, zal Elia genoodzaakt zijn tot het herzien van bovenvermelde motivering, en bijgevolg, tot het uitwerken van marktproducten voor congestiebeheer.¹³⁶

Met dit in het achterhoofd, spoorde de Vlaamse Nutsregulator Elia al meermaals nadrukkelijk aan om spoedig werk te maken van de uitwerking van marktproducten voor congestiebeheer, des te meer omdat deze verplichting reeds in 2021 opgenomen werd in artikel 4.1.17/4 van het Energiedecreet. In reactie daarop startte Elia op 28 oktober 2025 uiteindelijk een marktbevraging bij alle gebruikers van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, om de beschikbare flexibele assets op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en de omstandigheden waaronder deze flexibel aangestuurd kunnen worden, in kaart te brengen. Deze informatie kan gebruikt worden als input voor het ontwikkelen van specifieke marktproducten. Dit neemt niet weg dat deze verdere ontwikkeling nog grote stappen van de kant van Elia zal vereisen.

¹³⁶ De noodzaak tot herziening van de motivering voor de afwijking van marktgebaseerde flexibiliteit in het kader van de verdere uitrol van het ICAROS-project wordt ook door de Vlaamse Nutsregulator aangekaart in zijn beslissing BESL-2024-10, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning (T&C OPA), het voorstel voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA), en het voorstel voor de regels van de coördinatie en het congestiebeheer*, d.d. 2 april 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-10>.

IV.4.2.3. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit

De inzet van **niet-marktgebaseerde flexibiliteit** (onder de vorm van de activering van niet-marktgebaseerde redispatching energiebedingen met een op-kosten-gebaseerde vergoeding) door Elia is geen op zichzelf staand gegeven, maar kadert binnen de **ruimere context** van “**coördinatie en congestiebeheer**”. Deze ruimere context wordt eerst gekaderd onder Titel IV.4.2.3.1. De implementatie/uitrol van het kader voor coördinatie en congestiebeheer in de praktijk gebeurt via een gefaseerde aanpak. Dit wordt toegelicht onder Titel IV.4.2.3.2. Onder Titel IV.4.2.3.3 bespreken we vervolgens het gereguleerd contractueel kader dat geldt binnen deze context. Onder Titel IV.4.2.3.4 bespreken we tot slot historiek van de beoordeling van de gereguleerde documenten door de Vlaamse Nutsregulator.

IV.4.2.3.1. De ruimere context van coördinatie en congestiebeheer

Binnen het kader “**coördinatie en congestiebeheer**” tracht Elia de veilige werking van het net te waarborgen, op basis van verplicht aan te leveren informatie over de **geplande en ongeplande onbeschikbaarheden**, de **dagelijkse programma's** en de **beschikbare flexibiliteit** van significante productie-, verbruik- en energieopslageenheden, aangesloten op het transmissienet en de onderliggende netten. Deze informatie is noodzakelijk als input voor netsimulaties en -berekeningen, om potentiële operationele risico's in te schatten en noodzakelijke ingrepen te identificeren.

Wat betreft deze ingrepen, maakt Elia een onderscheid tussen enerzijds ‘coördinatiemiddelen’ en anderzijds ‘remediërende maatregelen’. **Coördinatiemiddelen** zijn middelen die ingezet worden om de beschikbaarheid van ‘remediërende maatregelen’ voor een bepaalde dag te garanderen. **Remediërende maatregelen** zijn op hun beurt maatregelen die Elia inzet om een geïdentificeerd congestierisico voor een bepaalde dag op te lossen.

Onder de coördinatiemiddelen vallen het strategisch plannen van de (on)beschikbaarheid van productie-, verbruik- en energieopslageenheden (meer in detail besproken onder Titel IV.4.2.3.1.1), en het aanvragen van een *must-run* of *may-not-run* (meer in detail besproken onder Titel IV.4.2.3.1.2). Onder de remediërende maatregelen vallen onder meer¹³⁷ activeringen van redispatching energiebedingen (meer in detail besproken onder Titel IV.4.2.3.1.2), of het afschakelen van elektriciteitsproductie-eenheden met flexibele toegang (meer in detail besproken onder Titel IV.4.2.4).

In wat volgt bespreken we meer in detail de niet-beschikbaarheidsplanning (Titel IV.4.2.3.1.1), alsook de programmering – en daaraan gekoppeld het proces van redispatching – (Titel IV.4.2.3.1.2) als onderdeel van het ruimere kader inzake coördinatie en congestiebeheer.

IV.4.2.3.1.1. Niet-beschikbaarheidsplanning

De verplicht aan te leveren informatie over de **(niet-)beschikbaarheid** omvat de beschikbaarheidsstatus van een eenheid en het **maximaal beschikbare vermogen** voor injectie in en/of afname van het net op kwartierbasis voor een bepaalde dag. Het beschikbaarheidsplan wordt opgebouwd vanaf drie jaar op voorhand, met verschillende tussentijdse deadlines tot aan reële tijd.

¹³⁷ Dit is een niet-limitatieve oplijsting. Voor een meer gedetailleerde bespreking verwijzen we de geïnteresseerde lezer door naar de Regels voor Coördinatie en Congestiebeheer, opgesteld door Elia.

Deze informatie laat Elia toe om een veilig beheer voor het net voor te bereiden en te monitoren. Hierbij worden verschillende kritieke criteria geëvalueerd, waaronder:¹³⁸

- de beschikbaarheid van voldoende flexibiliteitsmiddelen voor accuraat congestiebeheer en accurate balancerings;
- de verenigbaarheid van het onderhoud van de netinfrastructuur en de niet-beschikbaarheidsplanning van significante netgebruikers;
- de risico's op schaarste van productiemiddelen, en van incompressibiliteitsrisico's;
- de beschikbaarheid van voldoende capaciteit voor spanningscontrole;
- de beschikbaarheid van voldoende capaciteit voor het leveren van ondersteunende diensten om de stabiliteit en bedrijfszekerheid van het elektriciteitsnet te handhaven.

Deze criteria worden op verschillende momenten ge(her)evalueerd via simulaties en berekeningen, vanaf meerdere jaren op voorhand tot aan real time. Op basis van deze evaluaties tracht Elia **periodes van niet-beschikbaarheid strategisch te plannen**, door enerzijds de geplande niet-beschikbaarheid van installaties van netgebruikers (bijvoorbeeld ten gevolge van een gepland onderhoud) en anderzijds de (niet-)beschikbaarheid van netelementen op elkaar af te stemmen, om zo de veilige werking van het net te garanderen. Elia kan daarbij verzoeken om wijzigingen aan het niet-beschikbaarheidsplan.¹³⁹ Elia kan enkel vragen om een niet-beschikbaarheid te wijzigen naar een beschikbaarheid; Elia kan in deze context nooit opleggen dat een bepaald leveringspunt niet beschikbaar mag zijn. De verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning worden **kostenreflectief vergoed** voor wijzigingsverzoeken.¹⁴⁰

IV.4.2.3.1.2. *Programmering en redispatching*

De verplicht aan te leveren informatie over de **dagelijkse programma's** omvat de **geplande energie-injecties en/of -afnames** op kwartierbasis voor een bepaalde dag, alsook de **beschikbare opwaartse en neerwaartse flexibiliteit** in de vorm van een zogenaamde **redispatching energiebijdrage** (ook gekend als '*redispatch energy bid*'). Via deze biedingen biedt een programma-agent – al dan niet verplicht (zie Titel IV.2.3.1, Titel IV.4.2.3.2 en Tabel 2) – beschikbare opwaartse en/of neerwaartse flexibiliteit aan met het oog op congestiebeheer. Biedingen hebben een granulariteit van een kwartier. Het dagelijkse programma en de redispatching energiebijdragen worden door de programma-agent de dag voordien, ten laatste voor 15u00, ingediend, en kunnen worden geüpdatet tot 45 minuten voor het desbetreffende kwartier (de zogenaamde '*redispatching gate closure time*').

Elia gebruikt deze informatie onder meer om het onderhoud van de netinfrastructuur te plannen, en om het risico op onbeschikbaarheid van ondersteunende diensten in te schatten.¹⁴¹ Daarnaast laat deze informatie Elia ook toe om een zicht te hebben op eventuele congestierisico's, alsook op de **beschikbare oplossingen om deze congestierisico's te beheren/weg te werken**.

Zo kan Elia, indien nodig, vragen om een eenheid op te starten of uit te schakelen, om op die manier het **geplande werkzaam vermogen te coördineren**. Via een **must-run** aanvraag kan Elia vragen

¹³⁸ Het toepassingsgebied van de coördinatie van de niet-beschikbaarheidsplanning is met andere woorden ruimer dan louter congestiebeheer.

¹³⁹ Elia kan een wijzigingsverzoek indienen tot 5 werkdagen vóór de dag waarvoor de wijziging wordt aangevraagd.

¹⁴⁰ De situaties die aanleiding geven tot een vergoeding en de voorwaarden voor deze vergoeding staan beschreven in de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning (T&C OPA).

¹⁴¹ Ook het toepassingsgebied van de programmering is dus ruimer dan louter congestiebeheer.

om de netto-afname of -injectie op een constante waarde of boven een bepaalde drempel te houden. Deze maatregel is erop gericht om een gepland onderhoud op het net mogelijk te maken, of om de operationele paraatheid voor spanningsregeling te garanderen. Via een **may-not-run** aanvraag kan Elia dan weer vragen om de netto-afname of -injectie op nul of onder een bepaalde drempel te houden, om op die manier onderhoudswerken op het Elia-net mogelijk te maken. Deze aanvragen gebeuren uiterlijk 5 werkdagen voor de desbetreffende dag; in geval van een veiligheidsrisico voor het net kan de aanvraag nog later gebeuren. De programma-agenten worden kostenreflectief vergoed voor aanpassingen aan het dagelijks programma overeenkomstig een **must-run** of **may-not-run** aanvraag.¹⁴²

Dichter bij reële tijd, na de sluiting van de day-ahead markt,¹⁴³ kan Elia de programma-agenten verzoeken om **meer of minder actief vermogen op te wekken of af te nemen**, via een gedeeltelijke of volledige **activering van opwaartse of neerwaartse redispatching energiebiedingen**. De selectie van biedingen gebeurt op vandaag louter via een **niet-marktgebaseerd** mechanisme (zoals reeds besproken onder Titel IV.4.2.2). De programma-agenten ontvangen daarbij een **op-kosten-gebaseerde vergoeding**; daarnaast wordt ook de perimeter van de evenwichtsverantwoordelijke gecorrigeerd. De activering van een redispatching energiebieding wordt door Elia doorgaans preventief ingezet.¹⁴⁴ In het algemeen streeft Elia er wel naar om zo dicht mogelijk bij de reële tijd te activeren, om de impact op de markt te beperken.

Tot slot kan Elia in het geval van een congestierisico ook vragen aan eenheden om zich te houden aan het laatste door Elia gevalideerde dagelijkse programma via een zogenaamde **terugkeer naar het dagelijks programma** (ook gekend als '*return to schedule*'). Op die manier worden eenheden bij een actueel congestierisico verhinderd om congestieversterkende acties te ondernemen. Aan deze maatregel is geen vergoeding gekoppeld.

Het verzoek voor een terugkeer naar het dagelijks programma gebeurt op basis van het niveau van de **congestion risk indicator** (hierna afgekort: "CRI"). Deze parameter geeft voor een elektrische zone¹⁴⁵ op uurbasis het congestierisico in een bepaalde richting (i.e., opwaarts of neerwaarts) weer. Elia bepaalt de CRI aan de hand van N-1 veiligheidsanalyses, waarbij gecontroleerd wordt of de dagelijkse programma's, alsook opwaartse/neerwaartse afwijkingen van de dagelijkse programma's, congesties zouden kunnen veroorzaken. Elia actualiseert de CRI minstens drie keer in de loop van de dag, voor de resterende uren van die dag. De CRI kan voor een bepaald uur en een bepaalde richting drie niveaus aannemen: *low*, *medium* of *high*. Zowel bij een CRI *medium* als bij een CRI *high* is er sprake van een actueel congestierisico; het verschil tussen beide CRI niveaus ligt in het feit of er al dan niet voldoende flexibiliteit voorhanden is in de elektrische zone om het congestierisico in reële tijd op te lossen. Voor een uur waarop er een *medium* of *high* CRI-niveau wordt geïdentificeerd, zal Elia de betrokken eenheden gedurende het eerste kwartier van dit uur verplichten tot een terugkeer naar het dagelijks programma, en dit voor de laatste drie kwartieren van het beschouwde uur; afwijkingen van het dagelijks programma in reële tijd zijn in dit tijdsvenster niet toegestaan. Dit neemt niet weg dat alle marktpartijen (mits enkele zeer specifieke beperkte uitzonderingen) vooraf,

¹⁴² De situaties die aanleiding geven tot een vergoeding en de voorwaarden voor deze vergoeding staan beschreven in de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA).

¹⁴³ Meer bepaald na 15u00 op dag D-1.

¹⁴⁴ Dit poneert Elia in de Regels voor Coördinatie en Congestiebeheer.

¹⁴⁵ Elektrische zones worden vastgelegd op basis van de identificatie van gemonitorde netelementen. Gemonitorde netelementen zijn elektrische zone-overschrijdende netelementen waarvoor Elia een relevant congestierisico heeft geïdentificeerd.

tot aan de *redispatching gate closure time*, wel de kans krijgen om alle marktopportunities te benutten, zelfs in zones met een *medium* of *high* CRI-niveau.¹⁴⁶

Elia gebruikt de CRI-niveaus niet alleen als input voor het evalueren van de noodzaak van remediërende maatregelen wanneer een programma-agent een update van het dagelijks programma indient. Op basis van de CRI zorgt Elia er ook voor dat er geen balanceringsenergie geactiveerd wordt in een elektrische zone als dat een congestie in de betrokken elektrische zone zou veroorzaken of verergeren. Hiertoe past Elia een filterproces toe op mFRR- en aFRR-energiebiedingen met minstens één leveringspunt in een elektrische zone met een medium of high CRI-niveau.¹⁴⁷

IV.4.2.3.2. De gefaseerde implementatie via het iCAROS-project

Zoals besproken onder Titel IV.2.3.1, is het aanleveren van informatie over de niet-beschikbaarheid en de dagelijkse programma's verplicht voor significante productie-, verbruik- en energieopslageenheden.

Transmissiegegekoppelde¹⁴⁸ elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW of hoger zijn strikt verplicht om hun onbeschikbaarheid en dagelijks programma door te geven. Ook voor distributiegegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW of hoger is een dergelijke verplichting voorzien in de regelgeving, maar met een mogelijkheid tot vrijstelling door de transmissienetbeheerder. Eenzelfde regeling – een verplichting met mogelijkheid tot vrijstelling – is ingeschreven voor transmissiegegekoppelde en distributiegegekoppelde verbruiksinstallaties.

Om de praktijkimplementatie van deze verplichte informatie-uitwisseling te stroomlijnen, initieerde Elia in 2017 het **iCAROS-project** (of voluit, *Integrated Coordination of Assets for Redispatching and Operational Security*).¹⁴⁹ Het iCAROS-project beoogt een **gefaseerde implementatie** van de verplichtingen inzake niet-beschikbaarheidsplanning (of nog, *outage planning*) en programmering (of nog, *scheduling*).

- **Fase 1** (= overgangperiode):
Niet-beschikbaarheidsplanning en programmering: verplichte deelname voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden, power park modules per primaire energiebron en energieopslageenheden met een geïnstalleerd vermogen van 25 MW en meer, rechtstreeks aangesloten op het Elia-net of via een gesloten distributiesysteem; dit zijn de zogenaamde CIPU-eenheden, die voordien conform het niet-gereguleerde CIPU-contract verplicht moesten deelnemen aan de coördinatie van de niet-beschikbaarheidsplanning en de programmering (zoals besproken onder Titel IV.2.3.1).
- **Fase 2**:
Niet-beschikbaarheidsplanning: verplichte deelname voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden, power park modules per primaire energiebron en energieopslageenheden met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW en meer, ongeacht hun aansluiting,¹⁵⁰ alsook voor

¹⁴⁶ Dit in tegenstelling tot de vroegere aanpak op basis van *red zones*, waarbij er in *intraday* voor de uren met een *red zone* geen enkele afwijking van het dagelijks programma toegestaan was.

¹⁴⁷ Voor een meer gedetailleerde bespreking verwijzen we de geïnteresseerde lezer door naar de Regels voor de Compensatie van de Kwartieronevenwichten (ook gekend als de Balanceringsregels), opgesteld door Elia.

¹⁴⁸ Al dan niet binnen een gesloten distributienet dat op zijn beurt is aangesloten op het transmissienet.

¹⁴⁹ iCAROS - Integrated Coordination of Assets for Redispatching and Operational Security; <https://www.elia.be/en/users-group/wq-migo/task-force-icaros>.

¹⁵⁰ Dus ook: distributiegegekoppelde eenheden.

verbruikersinstallaties rechtstreeks aangesloten op het Elia-net.

Programming: verplichte deelname voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden, power park modules per primaire energiebron en energieopslageenheden met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW en meer, rechtstreeks aangesloten op het Elia-net of via een gesloten distributiesysteem; verbruikersinstallaties rechtstreeks aangesloten op het Elia-net moeten slechts deelnemen aan de programmering indien zij vrijwillig redispatch flexibiliteit aanbieden.

Fase 2 is op zijn beurt ingedeeld in twee stappen met meerdere releases.

- **Stap 1:**

Evoluties in verband met de niet-beschikbaarheidsplanning en de CRI.

- **Release 1:**

Implementatie van het volledige ontwerp van de niet-beschikbaarheidsplanning voor productie- en opslaginstallaties met een geïnstalleerd vermogen van 25 MW en meer, rechtstreeks aangesloten op het Elia-net of via een gesloten distributiesysteem.

- **Release 2:**

Uitbreiding van de CRI naar het lokale netwerk (< 150 kV tot 36/30 kV) en het distributienet.

- **Release 3:**

Implementatie van het volledige ontwerp van de niet-beschikbaarheidsplanning voor productie- en opslaginstallaties met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW en meer, ongeacht hun aansluiting,¹⁵⁰ alsook voor verbruikersinstallaties rechtstreeks aangesloten op het Elia-net.

- **Stap 2:**

Evoluties in verband met de programmerings- en redispatchingprocessen.

- **Fase 3:**

Niet-beschikbaarheidsplanning: verplichte deelname voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden, power park modules per primaire energiebron en energieopslageenheden met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW en meer, ongeacht hun aansluiting,¹⁵⁰ alsook voor verbruikersinstallaties rechtstreeks aangesloten op het Elia-net.

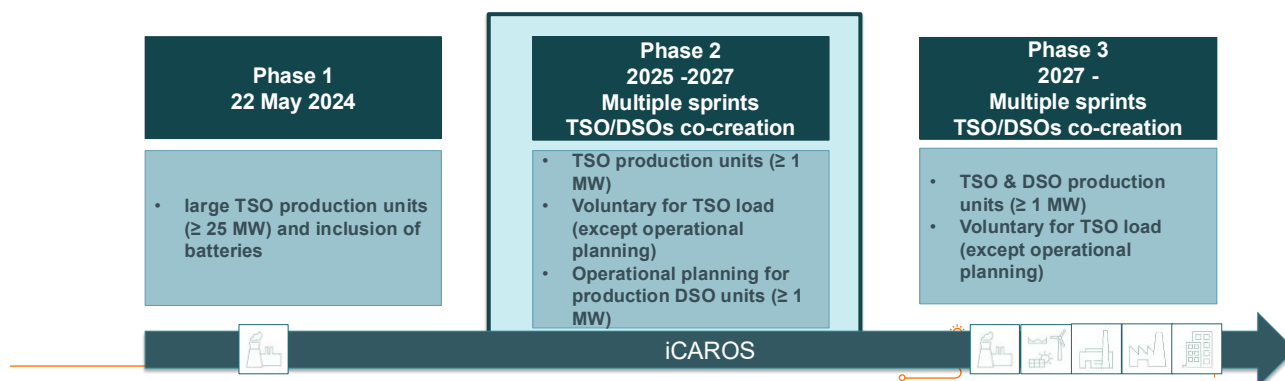
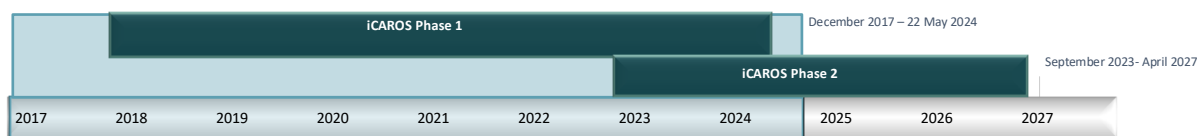
Programming: verplichte deelname voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden, power park modules per primaire energiebron en energieopslageenheden met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW en meer, ongeacht hun aansluiting;¹⁵⁰ verbruikersinstallaties rechtstreeks aangesloten op het Elia-net moeten slechts deelnemen aan de programmering indien zij vrijwillig redispatch flexibiliteit aanbieden.

Ter samenvatting geeft Tabel 2 een overzicht van de deelnameverplichtingen inzake niet-beschikbaarheidsplanning en programmering voor alle relevante eenheden. De gefaseerde implementatie via het iCAROS-project zoals voorzien door Elia wordt visueel samengevat in Figuur 19.

Tabel 2 Overzicht van de deelnameverplichtingen inzake niet-beschikbaarheidsplanning en programmering.

Type eenheid	Maximaal vermogen	Aangesloten op	Deelname aan de coördinatie van de niet-beschikbaarheidsplanning	Deelname aan de programmering
Elektriciteitsproductie-eenheid Energieopslaginstallatie Power park module	≥ 25 MW	rechtstreeks aangesloten op het Elia-net of via een gesloten distributiesysteem	verplicht (v.a. fase 1)	verplicht (v.a. fase 1)
Elektriciteitsproductie-eenheid Energieopslaginstallatie Power park module	≥ 1 MW en < 25 MW	rechtstreeks aangesloten op het Elia-net of via een gesloten distributiesysteem	verplicht (v.a. fase 2)	verplicht (v.a. fase 2)
Verbruikssite	n.v.t.	rechtstreeks aangesloten op het Elia-net	verplicht (v.a. fase 2)	vrijwillig (v.a. fase 2)
Elektriciteitsproductie-eenheid Energieopslaginstallatie Power park module	≥ 1 MW	distributienet	verplicht (v.a. fase 2)	verplicht (v.a. fase 3)

iCAROS Phased Implementation : current focus phase 2



Figuur 19 De gefaseerde implementatie van de verplichte deelname aan de niet-beschikbaarheidsplanning en programmering via het iCAROS-project (met fase 2 als huidige focus).

Bron: Elia, slides WG Grid (04/10/2024),

<https://www.elia.be/en/users-group/wg-migo/20241004-meeting>.

IV.4.2.3.3. **De gereguleerde documenten: de regels voor coördinatie en congestiebeheer, T&C OPA, T&C SA**

Het operationeel kader voor “coördinatie en congestiebeheer” is gereguleerd, en is vastgelegd in **drie gereguleerde documenten** die door Elia worden opgesteld, met name, (i) de regels voor coördinatie en congestiebeheer, (ii) de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning en (iii) de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent.

De “**Regels voor Coördinatie en Congestiebeheer**” beschrijven de rechten en plichten van Elia om het net op een veilige manier te beheren, om eenheden te coördineren (in termen van niet-beschikbaarheid en van werkzaam vermogen) en om congestieproblemen te identificeren en beheren.

De “**Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning**” (hierna afgekort: “**T&C OPA**”) is de typeovereenkomst afgesloten tussen de netbeheerder en de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning. Dit contract legt de voorwaarden vast voor de gegevensuitwisseling met betrekking tot de beschikbaarheid van installaties, voor zover die belangrijk is voor het handhaven van de operationele veiligheid van het net. Dit contract beschrijft in detail de operationele verplichtingen van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning, de modaliteiten voor het aanduiden van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning, de modaliteiten en procedures voor en de inhoud van de gegevensuitwisseling, de mechanismen voor het aanpassen van het beschikbaarheidsplan, de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding en de voorwaarden voor die vergoeding.

De “**Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent**” (hierna afgekort: “**T&C SA**”) is de typeovereenkomst afgesloten tussen de netbeheerder en de programma-agent. Dit contract legt de voorwaarden vast voor de gegevensuitwisseling met betrekking tot de geplande injecties en/of afnames van actief vermogen (in de vorm van het dagelijks programma) en de beschikbare redispatch flexibiliteit. Dit contract beschrijft in detail de operationele verplichtingen van de programma-agent, de modaliteiten voor het aanduiden van de programma-agent, de modaliteiten en procedures voor en de inhoud van de gegevensuitwisseling, de mechanismen voor het aanpassen van het dagelijks programma, de omstandigheden waarin die aanpassingen of redispatching aanleiding geven tot een vergoeding en de voorwaarden voor die vergoeding.

IV.4.2.3.4. **Beoordeling van de regels voor coördinatie en congestiebeheer, T&C OPA en T&C SA door de Vlaamse Nutsregulator**

De **regels voor coördinatie en congestiebeheer**, de **T&C OPA** en de **T&C SA** werden op 11 december 2023 voor de **eerste maal** aan de Vlaamse Nutsregulator ter goedkeuring voorgelegd.¹⁵¹

De belangrijkste wijzigingen aan de documenten ten opzichte van de op dat moment geldende situatie, waren de volgende.

- De introductie van de in de SOGL geïntroduceerde beschikbaarheidsstatussen, en een vereenvoudiging en facilitering van wijzigingen in de beschikbaarheidsstatus dicht bij reële tijd.

¹⁵¹ Deze documenten werden verder in het verleden wel reeds voorgelegd aan en beoordeeld door de CREG.

- Een transitie naar **close-to-realtime congestiebeheer**, met **freedom of dispatch**¹⁵² in *intraday*. Drie cruciale aspecten hierbij zijn i) de introductie van de *redispatching gate closure time*, ii) de invoering van de *congestion risk indicator*,¹⁵³ en iii) de invoering van de terugkeer naar het dagelijks programma.¹⁵⁴
- Een omvorming van het huidige proces van impliciete bepaling van redispatching volumes door Elia naar een proces met **expliciete redispatching energiebiedingen** door marktpartijen, nodig om de kwaliteit van de ingeschatte beschikbare redispatch volumes te verbeteren en te kunnen deelnemen aan het ROSC-proces¹⁵⁵ voor regionale coördinatie van operationele veiligheid. De biedvereisten zijn maximaal gealigneerd met de biedvereisten voor mFRR-balanceringsbiedingen om onder meer de deelname aan het Europese mFRR-platform MARI te faciliteren.
- Het overstappen van een marktgebaseerde naar een **op-kosten-gebaseerde vergoeding** voor redispatching in *intraday*.

Deze voorstellen tot wijziging kaderden in fase 1 van het iCAROS-project.

Gezien de **complexiteit** van de materie, de grote omvang van de overgemaakte documenten, de beperkte voorafgaande betrokkenheid van de Vlaamse Nutsregulator door Elia, en het aanzienlijke belang van het iCAROS-project voor de energiemarkt, vroeg een grondige beoordeling een ruimere analysetijd dan 2 maanden. Gelet op de toepassing van artikel I.3.1.1. van het TRPV (2020) leidde dit tot een **impliciete goedkeuring**. Dit nam niet weg dat de Vlaamse Nutsregulator, na grondige analyse, zijn bemerkingen en bezorgdheden ten aanzien van de drie ter goedkeuring voorgelegde documenten wenste mee te geven. Dit gebeurde via de VNR-beslissing BESL-2024-10.¹⁵⁶

Ten eerste formuleerde de Vlaamse Nutsregulator een belangrijk **voorbehoud** naar de toekomst toe. Gelet op het feit dat iCAROS fase 1 enkel focuste op de voormalige CIPU-eenheden, **conformeerde** de Vlaamse Nutsregulator, voor wat betreft de eenheden op het plaatselijk vervoernet, zich in de VNR-beslissing BESL-2024-10 **aan de beslissingen van de CREG**. Dit **weerhoudt de Vlaamse Nutsregulator er echter niet van om in volgende beslissingen de volledige inhoud** van de T&C OPA, de T&C SA en de CC-regels **opnieuw ten gronde te beoordelen**.

Een tweede belangrijke opmerking van de Vlaamse Nutsregulator was dat Elia in de toekomst **alle stakeholders, inclusief alle regulatoren, voldoende tijdig** (en op inhoudelijk grondige en transparante wijze) dient **te betrekken** bij alle verdere stappen die worden gezet bij de verdere implementatie van het iCAROS-project. De Vlaamse Nutsregulator vroeg om daarbij voldoende aandacht te geven aan het feit dat er voldoende analysetijd dient te zijn tussen het ter goedkeuring indienen van de documenten en een mogelijke “go-live” van de implementaties.

De Vlaamse Nutsregulator merkte ook op dat **marktpartijen** in hun consultatiereacties aankaartten dat er **onvoldoende rekening** werd gehouden met hun feedback tijdens de workshops, en dat er ook bijkomende elementen waren toegevoegd die niet in de workshops met marktpartijen zouden zijn besproken. Dit deed uitschijnen dat er geen consensus was over de inhoud van de geconsulteerde

¹⁵² Zie Titel IV.4.2.2 voor een meer gedetailleerde bespreking.

¹⁵³ Ter vervanging van het concept van de red zones, zie voetnoot 146.

¹⁵⁴ Zie Titel IV.4.2.3.1.2 voor een meer gedetailleerde bespreking van deze concepten.

¹⁵⁵ Core ROSC methodologie, ACER Beslissing 34/2020; geplande go-live in 2025.

¹⁵⁶ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning (T&C OPA), het voorstel voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA), en het voorstel voor de regels van de coördinatie en het congestiebeheer*, d.d. 2 april 2024, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-10>.

documenten. De Vlaamse Nutsregulator meende dat er daarom een **tussentijdse return on experience** nodig was om de geïntroduceerde designelementen te evalueren en indien nodig te verbeteren of te herzien, en dit in nauwe samenspraak met de marktpartijen. De Vlaamse Nutsregulator verzocht Elia om een evaluatierapport van deze *return on experience* in te dienen ten laatste 1 jaar na de go-live van iCAROS fase 1.

Daarnaast concludeerde de Vlaamse Nutsregulator dat er **niet** werd **voldaan** aan de **vereiste van transparantie**, en vroeg om hier in iCAROS fase 2 bijzondere aandacht aan te besteden. De Vlaamse Nutsregulator benadrukte daarbij het belang van een goed uitgewerkt, robuust marktdesign en juridisch kader, dat voor alle marktpartijen duidelijk is en correct nageleefd kan worden.

Een ander belangrijk aandachtspunt was dat de **vereiste van niet-discriminatie niet voldaan** is. De SOGL legt immers een strikt verplichte gegevensuitwisseling over de niet-beschikbaarheidsplanning en de dagelijkse programma's op voor alle transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een geïnstalleerd vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW. De federale gedragscode elektriciteit voorziet daarnaast een verplichting voor elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW om actief vermogen ter beschikking van de transmissienetbeheerder te stellen voor onder meer corrigerende acties van redispatching. Ook het Energiebesluit legt een verplichte deelname aan technische flexibiliteit op voor alle elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW. De mogelijkheid tot een **gefaseerde implementatie** via het iCAROS-project wordt door de CREG toegelaten via de overgangsbepalingen in artikel 240 en artikel 243 van de federale gedragscode elektriciteit. De Vlaamse Nutsregulator is voorstander van een snelle openstelling van iCAROS (in lijn met de SOGL), maar diende akte te nemen van het feit dat de CREG hieromtrent een overgangsbepaling heeft voorzien. De Vlaamse Nutsregulator spoorde Elia aan om zo snel mogelijk werk te maken van de implementatie van de volgende fases van het iCAROS-project, ter garantie van conformiteit met het Europese, het Belgische en het Vlaamse regelgevend kader, en ter garantie van een fair, niet-discriminerend marktdesign.

De Vlaamse Nutsregulator evalueerde ook of de regels voor coördinatie en congestiebeheer, de T&C OPA en de T&C SA **conform het Vlaamse regelgevend kader inzake congestiebeheer** waren. Meer specifiek ging de Vlaamse Nutsregulator na of de inzet van redispatching – zoals beoogd in de regels voor coördinatie en congestiebeheer en in de T&C SA – met een niet-marktgebaseerd opzet, een verplichte deelname en een op-kosten-gebaseerde vergoeding, voldoet aan de regels voor (gereserveerde) **technische flexibiliteit**, in termen van toepassingsvoorwaarden (i.e., geldigheid buitengewone omstandigheden), in termen van onderworpen categorieën van netgebruikers, en in termen van vergoeding.

De Vlaamse Nutsregulator concludeerde dat aan de geldigheid van **buitengewone omstandigheden voldaan** is. Bijgevolg vallen de verplichte redispatching energiebiedingen met een op-kosten-gebaseerde vergoeding – in het kader van iCAROS fase 1 – onder de noemer van gereserveerde technische flexibiliteit. De Vlaamse Nutsregulator benadrukte wel dat de motivering van de geldigheid van buitengewone omstandigheden herzien zal moeten worden in het kader van iCAROS fase 2, waar de scope uitbreiding voor meer liquiditeit zal zorgen, en de mogelijkheid voor een marktgebaseerde vergoeding kan faciliteren.

De Vlaamse Nutsregulator concludeerde dat er **niet voldaan** is aan de conformiteit met het Energiebesluit wat betreft de **categorieën van gebruikers** aangesloten op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit op wie gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is (zoals hierboven reeds

toegelicht bij de bespreking van de vereiste van niet-discriminatie). De Vlaamse Nutsregulator spoorde Elia dan ook met aandrang aan om zo snel mogelijk werk te maken van de implementatie van de volgende fases van het iCAROS-project, ter garantie van conformiteit met het regelgevend kader.

Aangezien de T&C SA bepalingen bevat inzake de vergoeding voor een redispatching activatie, met kostenreflectiviteit als strikte vereiste, beschouwde de Vlaamse Nutsregulator de conformiteit met het Energiebesluit wat betreft de **vergoeding** dan ook als **voldaan**.

Volgend op de impliciete goedkeuring door de Vlaamse Nutsregulator (en de goedkeuring door de CREG), ging **fase 1 live** op 22 mei 2024.

In het voorjaar van 2025 werden de **T&C OPA** en de **T&C SA opnieuw ter goedkeuring** aan de Vlaamse Nutsregulator **voorgelegd**, respectievelijk op 2 april 2025 en 22 april 2025.

De aanpassing aan de **T&C SA** kaderde nog in **fase 1** van het iCAROS-project. De aanpassing was beperkt tot drie punctuele wijzigingen, gebaseerd op de **return on experience** oefening van Elia, zoals gevraagd door de Vlaamse Nutsregulator via zijn eerdere beslissing BESL-2024-10.

De aanpassing aan de **T&C OPA** kaderde in **release 1 van fase 2** van het iCAROS-project. Het ging om een grondige herwerking van het proces voor de OPA om zijn informatie aan te leveren aan de transmissienetbeheerder. Hierbij werd afgestapt van een proces met *gates* naar een **meer continu proces voor indiening**, waarbij de OPA enkel nog relevante updates dient door te geven. Het toepassingsgebied van de T&C OPA blijft na deze aanpassing nog steeds beperkt tot eenheden vanaf 25 MW aangesloten op het Elia-net. De uitbreiding naar kleinere eenheden en eenheden aangesloten op het distributienet voorziet Elia pas in een volgende stap van het iCAROS-project (fase 2 release 3).

De Vlaamse Nutsregulator **keurde** beide documenten **goed**, via de VNR-beslissingen BESL-2025-23¹⁵⁷ en BESL-2025-24¹⁵⁸, maar maakte bij beide beslissingen het nodige **voorbehoud**, rekening houdend met de nog door Elia te nemen stappen om de T&C OPA en T&C SA volledig in lijn te brengen met het regelgevend kader. Het gaat dan in het bijzonder om de **uitbreiding van het toepassingsgebied**, via de verdere uitrol van het iCAROS-project. Daarnaast dient ook nog een **ontkoppeling** te gebeuren van de **rollen** OPA, SA en evenwichtsverantwoordelijke, met een duidelijke afbakening van de verschillende rollen.

De aangepaste T&C SA trad **in werking** op 1 oktober 2025. De aangepaste T&C OPA trad op zijn beurt in werking op 14 oktober 2025.

Ter **voorbereiding** van de verdere implementatie van de niet-beschikbaarheidsplanning voor kleinere (ook distributiegekekoppelde) eenheden in het kader van **iCAROS fase 2**, organiseerde Synergrid van 16 juli 2025 tot 10 oktober 2025 een gezamenlijke **informele consultatie**¹⁵⁹ in naam van alle

¹⁵⁷ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de NietBeschikbaarheidsplanning (T&C OPA)*, d.d. 28 mei 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-23>.

¹⁵⁸ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de programma-agenten (T&C SA)*, d.d. 27 juni 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-24>.

¹⁵⁹ <https://www.synergrid.be/nl/documentencentrum/openbare-raadpleging/informele-consultatie-ontwerpnota-over-de-coördinatie-van-onbeschikbaarheden-van-technische-faciliteiten-outage-planning-coordination>.

elektriciteitsnetbeheerders. Het voorwerp van deze consultatie was een ontwerpnota¹⁶⁰ met een voorstel voor een **geharmoniseerd proces voor de coördinatie van de onbeschikbaarheden**, ongeacht het net waarop een installatie aangesloten is. Voor transmissiegegekoppelde eenheden gaat het om een uitbreiding van het bestaande proces; voor distributiegegekoppelde eenheden gaat het om een nieuwe verplichting. Deze informele consultatie dient als voorbereiding voor de toekomstige formele uitwerking en bijhorende consultatie van het contractuele kader tussen de relevante netbeheerders en de betrokken marktpartijen.

IV.4.2.4. Flexibele aansluitingsovereenkomsten

Zoals reeds toegelicht onder Titel IV.4.1.4, wordt er in Vlaanderen momenteel werk gemaakt van de omzetting van artikel 6bis van de Vijfde Elektriciteitsrichtlijn (zie Titel IV.2.4.3.1), dat voorziet in een juridisch kader voor **flexibele aansluitingsovereenkomsten**. Net als voor het distributienet, werd ook voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit gezocht naar een tijdelijke en tussentijdse oplossing. Dit wordt in wat volgt meer in detail besproken.

IV.4.2.4.1. “Fall-back flex PVN” als tussentijdse oplossing

Ook op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit resulteert de **energietransitie** in een **stijgend aantal aansluitingsaanvragen** van netgebruikers voor hernieuwbare energie, opslag en elektrificatie van (reeds bestaande) industriële processen. Hierdoor worden ook netgebruikers op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit – in afwachting van de noodzakelijke netinvesteringen – geconfronteerd met een **potentieel geweigerde aansluiting**, wegens gebrek aan capaciteit op het net.

Om tegemoet te komen aan de heersende aansluitingsnoden (en bijgevolg als alternatief voor de weigering van een aansluiting), heeft de Vlaamse Nutsregulator samen met Elia gezocht naar de mogelijkheid tot een **tijdelijke oplossing** die op relatief korte termijn geïmplementeerd kon worden. Deze tijdelijke oplossing neemt bij Elia voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit de vorm aan van een marktproduct “Fall-back flex PVN”¹⁶¹, dat tijdelijk kan bestaan binnen het kader van de markttesten ter uitwerking van de specificaties voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer. Zoals in detail besproken onder Titel IV.4.1.4.1, keurde de Vlaamse Nutsregulator eerder (op 8 mei 2025) al een tijdelijk marktproduct “Fall-back flex” van Fluvius goed onder een aantal voorwaarden.¹⁶²

We benadrukken hierbij nogmaals dat het **marktproduct “Fall-back flex PVN”** – net zoals het marktproduct “Fall-Back Flex” van Fluvius – een **tijdelijk** product is, dat enkel dient om het juridisch hiaat in te vullen tot de omzetting van artikel 6bis van de Vijfde Elektriciteitsrichtlijn gerealiseerd is. Contractuele overeenkomsten die voortvloeien uit dit product, gaan automatisch over op het toekomstig regelgevend kader van flexibele aansluitovereenkomsten – zodra dit finaal van kracht is – met de modaliteiten die aan dit laatste kader gekoppeld zijn. Deze modaliteiten vervangen dan deze van het tijdelijk product “Fall-back flex PVN”. De beoordeling door de Vlaamse Nutsregulator van

¹⁶⁰ Synergrid, *Ontwerpnota voor de nietbeschikbaarheidscoördinatie voor kleine, op het TNB-/DNBnet aangesloten productie- en energieopslageenheden en transmissiegegekoppelde verbruikssites*, d.d. 16 oktober 2025, https://www.synergrid.be/images/downloads/Public_Consultations/CAROS_design_note/Outage_Planning_Coordination_Design_Note_Synergrid%20-%20EN.pdf.

¹⁶¹ PVN als afkorting voor plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Vlaamse Gewest.

¹⁶² Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot een productfiche “Fall-Back Flex” bij de specificaties voor de aankoop van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie of redispatching, voorgelegd door de elektriciteitsdistributienetbeheerders, zoals vermeld in artikel 4.1.17/4, §1 Energiedecreet en artikel 2.3.22, §2 Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest*, d.d. 8 mei 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-06>.

zowel het “Fall-back flex” product van Fluvius als het “Fall-back flex PVN” product van Elia doet dan ook **geen enkele voorafname** aan de invulling van het definitieve en finale kader inzake flexibele aansluitingsovereenkomsten.

Elia diende op 11 juli 2025 een beschrijvend document in met de algemene specificaties/beschrijving van het marktproduct “Fall-back flex PVN”, alsook een productfiche die deel uitmaakt van deze specificaties. De ingediende specificaties voorzien in twee opties om flexibiliteit te vinden voor een aansluitingsaanvraag in een gebied met beperkte netcapaciteit: een ‘**optie a**’ waarbij de **netgebruiker** met de aansluitingsaanvraag **zelf kosteloos** instaat voor de benodigde flexibiliteit, en een ‘**optie b**’ waarbij een **multilaterale marktvraag** gehouden wordt om de benodigde flexibiliteit te zoeken onder meerdere netgebruikers die in **concurrentie** kunnen treden met elkaar voor wat betreft de vergoeding van hun flexibiliteit.

Op 24 september 2025 nam de Vlaamse Nutsregulator, via de VNR-beslissing BESL-2025-62,¹⁶³ een beslissing tot **voorwaardelijke goedkeuring** van het “Fall-back flex PVN” product van Elia. De regulator toetste daarbij aan verschillende toetsingscriteria, waaronder de conformiteit met de hogere regelgeving (met toetsingsgronden als transparantie, niet-discriminatie en objectiviteit), en bepalingen uit het Energiedecreet en het TRPV met betrekking tot marktgebaseerde flexibiliteit.

De Vlaamse Nutsregulator stelde in de finaal ingediende productfiche een aantal **positieve elementen** vast. Zo werd in de productfiche, na herhaaldelijk aandringen van de Vlaamse Nutsregulator, uiteindelijk uitgegaan van een **marktgebaseerd opzet**, waarbij het opzetten van een marktvraag het **uitgangspunt** is. Via deze marktvraag kunnen meerdere netgebruikers (waaronder ook de aansluitingsaanvrager zelf) flexibiliteit tegen een vergoeding aanbieden om een nieuwe aansluiting (of een verzwaring van de bestaande capaciteit van de aansluiting) van één specifieke netgebruiker in een gebied met beperkte netcapaciteit mogelijk te maken. Hoewel Elia hier spreekt van deze piste als een ‘optie b’, is dit principe volgens de Vlaamse Nutsregulator evenwel het primerende uitgangspunt. Slechts in tweede instantie, wanneer er onvoldoende interesse is binnen de marktvraag of wanneer de netgebruiker die de aansluitingsaanvraag heeft gelanceerd zelf zijn flexibiliteit bewust kosteloos wenst aan te bieden,¹⁶⁴ kan Elia beroep doen op deze kosteloze flexibiliteit (voor Elia ‘optie a’). Het is daarbij voor de Vlaamse Nutsregulator van belang dat het opteren voor de marktvraag niet per definitie een langere doorlooptijd mag genereren om zo de netgebruiker toch te duwen richting het kosteloos aanbieden van flexibiliteit (in termen van **niet-discriminatie**).

De Vlaamse Nutsregulator had daarnaast ook een groot aantal **opmerkingen** bij de specificaties. In eerste instantie hadden de opmerkingen betrekking op het principe van de marktvraag (voor Elia ‘optie b’), waarbij Elia uitging van een **bilaterale overeenkomst tussen twee netgebruikers**, waarbij de netgebruiker die wenst aan te sluiten, de flexibiliteit van de andere netgebruiker die meedeelt met de marktvraag, zou moeten vergoeden. De aanvrager van de aansluiting zou dan het prijsplafond bepalen. Voor de Vlaamse Nutsregulator was deze werkwijze **niet toelaatbaar**. De Europese en Vlaamse regelgeving (meer bepaald, artikel 4.1.17/4 van het Energiedecreet en de titel van

¹⁶³ Vlaamse Nutsregulator, *Beslissing van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de goedkeuring van het tijdelijke marktproduct “Fall-back flex PVN” van Elia Transmission Belgium*, d.d. 24 september 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2025-62>.

¹⁶⁴ De Vlaamse Nutsregulator begrijpt dat, indien een netgebruiker zelf kosteloos wil in staan voor de benodigde flexibiliteit om met zekerheid zijn (flexibele) nettoegang mogelijk te maken, een multilaterale marktvraag zoals voorzien in ‘optie b’ “zonder voorwerp” wordt en praktisch geen zin meer heeft. Er is immers geen andere netgebruiker aanwezig die tegen dezelfde prijs, namelijk kosteloos, op een even goede manier kan bijdragen aan de door de netgebruiker met de aansluitingsaanvraag gecreëerde (tijdelijke) congestiesituatie. Het is dan niet zinvol om andere netgebruikers nog middelen te laten vrijmaken voor de opmaak van een aanbieding.

Onderafdeling III: *De aankoop van flexibiliteitsdiensten en ondersteunende diensten door de netbeheerder*) schrijven duidelijk voor dat het aan de **netbeheerders** is om **marktgebaseerde flexibiliteit aan te kopen**; zij kunnen deze verplichting niet doorschuiven naar de aansluitingsaanvrager zelf. De Vlaamse Nutsregulator heeft dan ook als voorwaarde opgenomen dat Elia de marktgebaseerde flexibiliteit moet aankopen en daarbij een **prijsplafond** kan bepalen, dat weliswaar **niet standaard nul** mag zijn.

De Vlaamse Nutsregulator legde verder aan Elia op dat de **integrale specificaties** (dus het geheel van de beschrijving en de productfiche) door de flexibele netgebruiker moeten **ondertekend** worden, en dit met het oog op transparantie naar de netgebruiker toe. Verder moest ook verduidelijkt worden dat de specificaties bestaan **naast het aansluitingscontract**, waarbij beiden simultaan van toepassing zijn, tenzij de specificaties afwijken van het aansluitingscontract (dan hebben de specificaties voorrang).

Naar transparantie ten aanzien van de **evenwichtsverantwoordelijke** toe, legde de Vlaamse Nutsregulator op dat de netgebruiker het uitdrukkelijk **akkoord** van de evenwichtsverantwoordelijke dient te hebben om deel te kunnen nemen aan het “Fall-back flex PVN” product van Elia, en dat hij dit akkoord ook schriftelijk aan Elia dient voor te leggen.

Wat betreft **rapportage**, vroeg de Vlaamse Nutsregulator niet enkel een rapportage te verkrijgen in geval van een marktvraag (‘optie b’), maar tevens bij elk aansluitingsdossier waarbij de netgebruiker met een aansluitingsaanvraag opteert voor ‘optie a’. Om verder te garanderen dat er daadwerkelijk een netinvestering wordt voorzien en wordt uitgevoerd, legde de Vlaamse Nutsregulator Elia een **bijkomende rapporteringsplicht** op, waarbij per individuele markttest een rapport moet worden overgemaakt aan de Vlaamse Nutsregulator met daarin minstens een overzicht van het congestiegebied waarin de aansluitingsaanvraag zich situeert, de desbetreffende eraan gekoppelde investering, het gevraagd flexibel vermogen, het aangeboden vermogen, het prijsplafond, de vergoeding van de geselecteerde bieding, en de bevestiging van het akkoord van de evenwichtsverantwoordelijke van de dienstverlener van flexibiliteit; dit binnen de twee maanden na de toekenning van de opdracht.

De Vlaamse Nutsregulator stelde verder vast dat Elia **voldeed aan de minimum vereiste inhoud** van de specificaties, die vermeldt staat in artikel 4.4.30 van het TRPV.

Verder had de Vlaamse Nutsregulator nog een aantal punctuele **detailopmerkingen**, bijvoorbeeld inzake de gehanteerde terminologie.

De Vlaamse Nutsregulator **concludeerde** dat, aangezien (i) de specificaties nog een aantal elementen bevatten die **aangepast** dienden te worden en (ii) de maatschappelijke noodzaak aan een tijdelijke oplossing aanzienlijk en urgent is, een **voorwaardelijke goedkeuring**, met een eenduidige en limitatieve oplijsting van de concreet vereiste wijzigingen, de meest correcte beoordeling vormde van de specificaties. Bij zijn beslissing heeft de Vlaamse Nutsregulator de specificaties van Elia opgenomen, waarbij duidelijk in *track changes* werd opgenomen welke aanpassingen de Vlaamse Nutsregulator nog aan Elia oplegde vooraleer Elia van start kan gaan met de daadwerkelijke toepassing van het tijdelijke product.

IV.5. Mogelijke andere relevante maatregelen

In de bespreking hierboven onder Titel IV.4 ligt de focus op de uitrol en implementatie van flexibiliteit door de netbeheerders zoals vereist door de regelgeving. Daarnaast zouden er volgens de Vlaamse Nutsregulator ook nog **andere bijkomende maatregelen** relevant kunnen zijn met het oog op **congestiebeheer**, waarbij ook **andere actoren** dan de netbeheerders betrokken kunnen zijn. Deze maatregelen komen hieronder aan bod. We focussen hierbij achtereenvolgens op mogelijke maatregelen gelinkt aan de toewijzing en inzet van beschikbare capaciteit, besproken onder Titel IV.5.1, en mogelijke maatregelen gelinkt aan de beschikbaarheid van flexibiliteit, besproken onder Titel IV.5.2.

Ook hier geldt de bedenking dat de toepassing van flexibiliteit voor congestiebeheer in volle ontwikkeling is. De bespreking hieronder dient dan ook opnieuw beschouwd te worden als een momentopname, met het nodige voorbehoud en zonder daarbij enige voorafname te doen op mogelijke toekomstige ontwikkelingen of nieuwe/voortschrijdende inzichten.

Het spreekt voor zich dat bij de uitwerking van diverse maatregelen rekening zal worden gehouden met de nieuwe Europese regelgeving die op komst is, zoals de Netcode Demand Response en het EU Grids Package, met daarin onder andere de verschillende maatregelen uit de *toolbox* die vermeld staan in het richtlijngevend document van de Europese Commissie inzake “Guidance on efficient and timely grid connections” (zie bespreking onder Titel IV.2.6.2).

IV.5.1. Maatregelen met betrekking tot de toewijzing en inzet van beschikbare capaciteit

Zoals reeds gekaderd onder Titel IV.1, is **congestie** onlosmakelijk verbonden met (een beperkte) **beschikbaarheid van capaciteit** op de gemeenschappelijke delen van de elektrische netinfrastructuur. Het is daarom belangrijk om beschikbare capaciteit **zo efficiënt mogelijk toe te wijzen en in te zetten** (voorafgaand aan een eventuele inzet van flexibiliteit).

Hieronder bespreken we een aantal mogelijke maatregelen die de **capaciteitstoewijzing** op het elektriciteitsnet mogelijks kunnen verbeteren. We bespreken daarbij eerst mogelijke maatregelen die betrekking hebben op alle netgebruikers, inclusief de bestaande. Dit komt aan bod onder Titel IV.5.1.1. Onder Titel IV.5.1.2 bespreken we vervolgens mogelijke maatregelen die betrekking hebben op nieuwe aansluitingsaanvragen.

IV.5.1.1. Verbetering van de capaciteitstoewijzing voor alle – inclusief bestaande – netgebruikers

In wat volgt, bespreken we mogelijke relevante maatregelen die **de capaciteitstoewijzing op het elektriciteitsnet voor alle netgebruikers, inclusief bestaande aansluitingen**, zouden kunnen verbeteren. Het gaat daarbij meer specifiek om maatregelen met als doel om de toegewezen capaciteit beter af te stemmen op de daadwerkelijke noden van netgebruikers.

IV.5.1.1.1. Afstemming van de toegewezen capaciteit op de werkelijke noden

De Vlaamse Nutsregulator onderscheidt twee mogelijke manieren om ervoor te zorgen dat de **capaciteit toegewezen** aan netgebruikers **beter afgestemd** wordt op hun **daadwerkelijke noden**,

met name via een *pay-it-or-lose-it* principe of via een *use-it-or-lose-it* principe. Deze maatregelen komen hieronder aan bod onder Titel IV.5.1.1.1.1.

IV.5.1.1.1.1. *Pay-it-or-lose-it en use-it-or-lose-it (of nog, GOTORK)*

De maatregel “**pay-it-or-lose-it**” houdt in dat aan alle **toegewezen capaciteit** op het net een **periodieke vergoeding** gekoppeld wordt. Deze periodieke vergoeding reflecteert het principe dat de **netbeheerders** een **continue kost** hebben om deze **toegang via hun netten te faciliteren**. Vanuit het standpunt van de **netgebruiker** kan een dergelijke periodieke vergoeding dienen als **stimulans** om hun **gevraagde capaciteit** af te stemmen op hun **werkelijke noden**.

Een andere mogelijke maatregel, die nog een stap verder gaat dan “*pay-it-or-lose-it*”, is “**use-it-or-lose-it**”, ook wel **GOTORK** (“Gebruik-Op-Tijd-Of-Raak-Kwijt”) genoemd. Deze maatregel heeft als doel om **toegewezen capaciteit** die **niet gebruikt** wordt door een netgebruiker, en waarvoor de netgebruiker ook geen concrete plannen heeft, **onder bepaalde voorwaarden** opnieuw **in te trekken** en vrij te geven voor andere (kandidaat-)netgebruikers die de capaciteit wel concreet zouden gebruiken. In die zin kan een *use-it-or-lose-it* systeem een zinvolle aanvulling zijn op het standaard *pay-it-or-lose-it* basisconcept. Er bestaat bij het *pay-it-or-lose-it* concept immers een risico dat een netgebruiker met grote financiële draagkracht en/of met beperkte nettarieven in verhouding met zijn toegevoegde waarde, capaciteit contractueel vastlegt zonder concrete plannen, uit strategische overwegingen.

De context van toenemende congestieproblematiek, nopen tot **reflectie** over de **toekomstige modaliteiten en/of vergoedingen** gekoppeld aan enerzijds het **aansluitingsvermogen**, dat de capaciteit van de aansluitingsinstallaties weerspiegelt, en anderzijds het **toegangsvermogen**, dat de toegang tot het gemeenschappelijke net weerspiegelt. Dit is een complexe oefening, die **verdere analyse** vereist binnen de **juridische en contractuele context**. De **interne denkoefening** hieromtrent is opgestart bij de **Vlaamse Nutsregulator**.

IV.5.1.2. **Verbetering van de capaciteitstoewijzing voor nieuwe aansluitingsaanvragen**

Onder deze titel bespreken we mogelijke relevante maatregelen die de **capaciteitstoewijzing voor nieuwe aansluitingsaanvragen** kunnen verbeteren.

IV.5.1.2.1. **Verbetering van de methodologieën en assumpties van de netbeheerders bij hun netstudies**

Een eerste mogelijke relevante maatregel ter verbetering van de capaciteitstoewijzing voor nieuwe aansluitingsaanvragen – in zijn algemeenheid – is een evaluatie en daaruit volgende mogelijke bijsturing van de **methodologieën** en **assumpties** die de netbeheerders gebruiken bij hun **netstudies voor nieuwe aansluitingsaanvragen**.

Zoals reeds in detail gekaderd onder Titel IV.1.2 houden de netbeheerders bij de capaciteitstoewijzing voor nieuwe aansluitingsaanvragen **rekening** met de **verwachte congestie**, omdat ze – gegeven hun kerntaak om een veilig, betrouwbaar en efficiënt net te ontwikkelen – zullen vermijden dat congestie structureel in hun netten zal optreden. Die verwachte congestie volgt rechtstreeks uit de **methodologieën voor netstudies** – zowel gericht op de algemene netontwikkeling als gericht op individuele aansluitingsaanvragen – van de netbeheerders. De methodologieën en assumpties die de netbeheerders hanteren bij netstudies voor nieuwe aansluitingsaanvragen hebben dus een grote

impact op de beoordeling van (de beschikbare capaciteit voor) nieuwe aansluitingsaanvragen, in het bijzonder in congestiegevoelige gebieden zoals transformatorstations met beperkte vrije capaciteit.

De methodologieën en assumpties dienen daarbij een zinvol **evenwicht** te weerspiegelen tussen het **maximaliseren van de onthaalcapaciteit op korte termijn** enerzijds, en het inbouwen van de **nodige veiligheidsmarges ter garantie van een veilig en betrouwbaar beheer van de netten op langere termijn** anderzijds.

De Vlaamse Nutsregulator erkent dat dit **geen evidente oefening** is, maar ziet een verdere analyse, evaluatie en eventuele bijsturing van de huidige methodologieën als een **belangrijke werf** voor de **netbeheerders**. Getuige hiervan is onder meer het antwoord van de Vlaamse Nutsregulator op de publieke raadpleging van Elia met betrekking tot de *Local Redistribution of Injections and Offtakes taskforce*,¹⁶⁵ via de VNR-consultatiereactie RAPP-2025-24.¹⁶⁶

Een in het bijzonder **belangrijke assumptie** is de **inschatting** van de verwachte **organische/oncontroleerbare groei** (zie Titel IV.1.2), en de capaciteit die hiervoor opzij wordt gehouden als veiligheidsmarge. Deze assumptie is **sterk gelinkt** aan onder meer de verwachte **evolutie** van (de liquiditeit van) marktgebaseerde flexibiliteit, de evolutie van het regelgevend kader (onder meer wat betreft het toepassingsgebied van niet-marktgebaseerde flexibiliteit), etc. **Beschikbaarheid van (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit** kan er immers voor zorgen dat er minder fysieke netcapaciteit opzij gehouden moet worden om de oncontroleerbare groei op te vangen, waardoor bijkomende onthaalcapaciteit gecreëerd kan worden.

IV.5.1.2.2. Verbetering van de methodologie voor de capaciteitstoewijzing van Elia ter vrijwaring van capaciteit voor het middenspanningsnet

Een tweede mogelijke relevante maatregel ter verbetering van de capaciteitstoewijzing voor nieuwe aansluitingsaanvragen – specifiek op het middenspanningsnet – is het garanderen van een **vrijwaring van capaciteit voor het middenspanningsnet** binnen de **methodologie voor de capaciteitstoewijzing van Elia**.

De **beschikbare capaciteit op het distributienet** wordt immers in belangrijke mate **geïmpacteerd** door de **methodologie voor capaciteitstoewijzing van Elia**. Het vervoer van elektriciteit van centrale elektriciteitsproductie-eenheden naar het distributienet vereist immers de **nodige capaciteit**, zowel op het niveau van het **koppelpunt** van het distributienet met het Elia-net, als op het niveau van het **hogerliggend Elia-net** – t.t.z., het vermaasde transmissienet en de regionale vervoersnetten (i.e., in Vlaanderen het plaatselijk vervoernet van elektriciteit)¹⁶⁷. De **methodiek** die Elia hanteert voor zijn **netontwikkeling** en **netstudies** voor het hogerliggend net en voor de koppelpunten naar het distributienet is dan ook cruciaal voor de aansluitingsmogelijkheden op de distributienetten.

¹⁶⁵ Het doel van de *Local Redistribution of Injections and Offtakes taskforce* van Elia is het tot stand brengen van een dialoog over de methodologieën die in netstudies toegepast worden om de nationale of regionale ambities met betrekking elektrisch verbruik en productie te verdelen over lokale niveaus en zo de lokalisatie van toekomstig verbruik en productie in rekening te brengen. Nadenken over een representatieve verdeling is belangrijk om te weten waar het netwerk versterkt of ontwikkeld moet worden.

¹⁶⁶ Vlaamse Nutsregulator, *Reactie op de publieke raadpleging van Elia met betrekking tot de Local Redistribution of Injections and Offtakes taskforce*, d.d. 17 november 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-24>.

¹⁶⁷ In Vlaanderen volgens Artikel 1.1.3 van het Energiedecreet: “100° plaatselijk vervoernet van elektriciteit : het geheel van elektrische leidingen met een nominale spanning tot en met 70 kilovolt en de bijbehorende installaties, die gelegen zijn in het Vlaamse Gewest, dat voornamelijk gebruikt wordt om het vervoer van elektriciteit naar distributienetten mogelijk te maken en dat wordt vastgesteld overeenkomstig artikel 4.1.2”. Laatst vastgesteld bij beslissing van de Vlaamse Nutsregulator op 5 augustus 2024: <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/besl-2024-34>.

Een sleutelement uit de methodologie voor de capaciteitstoewijzing van Elia, dat een belangrijke impact heeft op de beschikbare capaciteit voor het middenspanningsnet, is het **verdelingsmechanisme** van de nog **vrije netcapaciteit** over verschillende typecategorieën van netgebruikers (zoals bijvoorbeeld verbruik of batterijen). Volgens het begrip van de Vlaamse Nutsregulator maakt Elia voor de analyse van de nog beschikbare capaciteit op het hogerliggend net en de verdeling ervan, gebruik van **gemeenschappelijke typecategorieën**, waarbij toekomstige netgebruikers op **hoogspanning** (t.t.z. transmissiegekoppelde netgebruikers) en **middenspanning** (t.t.z. distributiegekoppelde netgebruikers) als **één geheel** worden beschouwd binnen een bepaalde typecategorie.¹⁶⁸ **Hoogspanningsklanten** zijn bijgevolg **directe concurrenten** van **middenspanningsklanten** op het distributienet voor capaciteitsaanvragen. Dit impliceert dat een **zeer beperkt aantal grote aanvragen op het Elia-net** binnen een bepaalde typecategorie ervoor kan zorgen dat er in netgebieden met een beperkte netcapaciteit **geen marge** meer overblijft voor **netgebruikers op het middenspanningsnet** binnen dezelfde typecategorie. Netgebruikers op het middenspanningsnet zijn typisch eerder kleinere netgebruikers in termen van aansluitingsvermogen, maar wel **groot in aantal**, waardoor **potentieel zeer veel bedrijven getroffen** worden door het gebruik van gemeenschappelijke typecategorieën binnen de methodologie van capaciteitstoewijzing. Dit is voor de Vlaamse Nutsregulator een **belangrijk aandachtspunt voor de netbeheerders**, en bij uitbreiding ook de **federale regulator**, bij de toekomstige evolutie (en evaluatie) van deze methodologie voor capaciteitstoewijzing van Elia.

Een bijkomend aandachtspunt in deze context is (het ontbreken van) de **mogelijkheid voor herberekening van flexibiliteitsgegevens** voor **distributienetbeheerders**. Elia heeft recent voor de methodologie voor de capaciteitstoewijzing van toepassing op de aansluitingsaanvragen van zijn **directe klanten** een mogelijkheid voor herberekening van flexibiliteitsgegevens voorgesteld, voor situaties waar een vaste aansluiting niet mogelijk is wegens een verwachte congestiesituatie op basis van deze methodologie, en de netgebruiker een zekere mate van flexibiliteit dient te leveren om hieraan tegemoet te komen.¹⁶⁹ De insteek van deze herberekening is dat er op een later tijdstip sprake kan zijn van een **verbeterde verwachte congestiesituatie**, bijvoorbeeld door het wegvallen van projecten met eerder gereserveerde capaciteit die zich toch niet materialiseren. In de ontwerpbeslissing van de CREG tot wijziging van de gedragscode,¹⁷⁰ volgend op dit voorstel van Elia, staan om dezelfde reden twee mogelijkheden tot herberekening op vraag van de netgebruiker, één tijdens de fase van de detailstudie en één tijdens de realisatiefase van een project. De **Vlaamse Nutsregulator erkende de zin** hiervan in zijn reactie op de publieke consultatie van deze ontwerpbeslissing.¹⁷¹

De ontwerpbeslissing bevat twee mogelijke tijdstippen voor herevaluatie van de flexibiliteitsgegevens, één keer binnen de geldigheidsperiode van de detailstudie (Art. X3) en één keer tijdens de periode van realisatie. Hierbij mag een netgebruiker met een aansluitingsaanvraag die niet in volledig vast

¹⁶⁸ Dit in tegenstelling tot netgebruikers op laagspanning; immers, voor laagspanning anticipeert Elia op de verwachte toekomstige groei/elektrificatie gelinkt aan de energietransitie door middel van een prereservatie van capaciteit.

¹⁶⁹ CREG, *Ontwerpbeslissing tot wijziging van de gedragscode van 20 oktober 2022 wat betreft de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet, met inbegrip van de aansluitingsprocedures*, d.d. 17 juli 2025, <https://www.creg.be/nl/openbare-raadplegingen/prd3027>.

¹⁷⁰ CREG, *Ontwerpbeslissing tot wijziging van de gedragscode van 20 oktober 2022 wat betreft de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet, met inbegrip van de aansluitingsprocedures*, d.d. 17 juli 2025, <https://www.creg.be/nl/openbare-raadplegingen/prd3027>.

¹⁷¹ Vlaamse Nutsregulator, *Reactie op de publieke raadpleging van CREG met betrekking tot zijn ontwerpbeslissing tot wijziging van de gedragscode van 20 oktober 2022 wat betreft de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet, met inbegrip van de aansluitingsprocedures (PRD)3027*, d.d. 5 september 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-15>.

aansluitingsvermogen beantwoord kon worden door de netbeheerder, een herberekening van de netstudie aanvragen om na te gaan of de situatie intussen nog niet is verbeterd ten opzichte van de originele berekening. Dit is een zinvolle insteek. De situatie kan immers in realiteit reeds verbeterd zijn ten opzichte van het moment waarop de originele netstudie berekening werd uitgevoerd, bijvoorbeeld door het wegvallen van een aantal gereserveerde capaciteiten van projecten die toen nog in rekening waren gebracht, maar intussen werden gestaakt.

Onder de huidige methodologie met **gemeenschappelijke typecategorieën voor hoogspanning en middenspanning**, dienen de **distributienetbeheerders** toekomstig over **evenwaardige mogelijkheden tot herberekening** te beschikken. De resultaten van deze herberekening(en) kunnen de distributienetbeheerders, indien gunstig, vervolgens doorvertalen naar hun (kandidaat-)netgebruikers. Het wegvallen van capaciteitsreservaties van projecten die zich niet materialiseren, dient ook ten goede te komen aan het middenspanningsnet. Dit is voor de Vlaamse Nutsregulator een bijkomend **aandachtspunt** voor de **netbeheerders**, en bij uitbreiding ook de **federale regulator**, bij de toekomstige **evolutie (en evaluatie)** van deze **methodologie voor capaciteitstoewijzing** van Elia.

IV.5.1.2.3. Verbetering van de aansluitingsprocedures, inclusief de modaliteiten rond capaciteitsreservering en -allocatie, voor een nieuwe aansluitingsaanvraag

De Vlaamse Nutsregulator ziet **aansluitingsprocedures**, inclusief de **modaliteiten rond reservering en allocatie van capaciteit voor nettoegang**, eveneens als een belangrijke werf, waar verdere verbetering mogelijk zou kunnen zijn.

Een **belangrijk aandachtspunt** in deze context zijn aanvragen met capaciteitsreservering die zich finaal niet realiseren. Het bestaan van dergelijke “**spookaanvragen**” met een capaciteitsreservering leidt immers tot “papiercongesties”, die een ongewenste negatieve invloed hebben op aansluitingsaanvragen van (kandidaat-)netgebruikers met concrete plannen.

De Vlaamse Nutsregulator stelt vast dat de CREG momenteel de aansluitingsprocedure in de **federale gedragscode elektriciteit** aan het **herwerken** is, en las in het voorstel van de CREG enkele interessante pistes,¹⁷² zoals bijvoorbeeld het feit dat er maar één type aanmelding meer is voor de netgebruiker bij een aansluitingsaanvraag,¹⁷³ alsook de introductie van **maturiteitscriteria**, waaronder een zekere mate van betrokkenheid van de eigenaar van het terrein waarop de installaties zich (zullen) bevinden waarop de aansluitingsaanvraag betrekking heeft, om zo speculatie tegen te gaan.

Gegeven de wijzigende maatschappelijke context (zie bespreking onder Titel III.2) erkent de **Vlaamse Nutsregulator** de zin van dergelijke **herevaluatie/herwerking** en overweegt hij zelf ook om de **aansluitingsprocedure in het TRPV en TRDE** tegen het licht te houden.

¹⁷² Vlaamse Nutsregulator, *Reactie op de openbare raadpleging van de CREG met betrekking tot zijn ontwerpbeslissing tot wijziging van de gedragscode van 20 oktober 2022 wat betreft de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet, met inbegrip van de aansluitingsprocedures*, d.d. 5 september 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2025-15>.

¹⁷³ Op basis van een volledig bevonden aansluitingsaanvraag kan vervolgens door de transmissienetbeheerder bepaald worden welke type aansluitingsstudie dient te worden uitgevoerd en welke stappen concreet in de aansluitingsprocedure dienen te worden gevolgd.

IV.5.1.2.4. Prioriteringskader

De Vlaamse Nutsregulator erkent dat ook een **prioriteringskader**, waarbij aansluitingsaanvragen **niet langer volgens het ‘first-in-first-out’ principe** afgehandeld worden, een mogelijke relevante maatregel zou kunnen zijn ter verbetering van de capaciteitstoewijzing voor nieuwe aansluitingsaanvragen. Een dergelijk prioriteringskader wordt vandaag reeds gebruikt in onder meer Nederland¹⁷⁴ en het Verenigd Koninkrijk. De Vlaamse Nutsregulator acht zich echter niet bevoegd om zich uit te spreken over de maatschappelijke wenselijkheid van een dergelijk prioriteringskader in Vlaanderen, noch over de beleidskeuzes die daarin vervat zullen liggen. Naar de visie van de Vlaamse Nutsregulator dient een prioriteringskader opgemaakt te worden **in samenspraak met alle betrokken entiteiten** (regering en parlement, de administratie, de netbeheerders en de regulator). De **beleidskeuzes** dienen daarbij eerst en vooral gemaakt te worden door het **politieke niveau**; een eventuele **nadere technische invulling** kan aan de **regulator** worden overgelaten binnen het kader van zijn bevoegdheden inzake het aannemen van of goedkeuren van aansluitings- en toegangsvoorwaarden.

De Vlaamse Nutsregulator ziet bij een verdere analyse van een eventueel prioriteringskader een **fundamenteel onderscheid** tussen enerzijds een prioritering tussen de categorieën productie-eenheden, energieopslagsystemen en verbruiksinstallaties, en anderzijds een prioritering binnen elk van deze categorieën. In zijn advies van 26 juni 2025 over voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten,¹⁷⁵ wees de Vlaamse Nutsregulator op de verschillende rollen van opslageenheden, injectie- en verbruiksinstallaties in het elektriciteitssysteem:

Daar waar de kern van bestaan voor productie-eenheden¹⁷⁶ en energieopslagsystemen in het elektriciteitssysteem zelf ligt, geldt dit typisch niet voor verbruiksinstallaties. Die vinden hun bestaansreden buiten het elektriciteitssysteem, maar vormen op hun beurt wel zelf de bestaansreden van dat elektriciteitssysteem. Productie-eenheden en energieopslagsystemen zijn dan weer essentiële schakels opdat het elektriciteitssysteem kan functioneren. Elk van deze drie categorieën heeft dus zijn een specifieke rol in het elektriciteitssysteem, wat ook tot uiting komt in specifieke voorwaarden. Voorbeelden hiervan zijn de onderscheiden Europese netcodes RfG¹⁷⁷ en DCC¹⁷⁸, en specifieke bepalingen rond energieopslagsystemen in de technische reglementen, zowel regionaal (TRPV¹⁷⁹ en TRDE) als federaal (Gedragscode CREG). Specifiek rond capaciteitsreservering bevatten het TRPV (artikel 3.2.16) en de federale CREG Gedragscode (artikels 33 en 34) reeds een (onderling gealigneerde) aparte behandeling voor verbruiksinstallaties enerzijds, en productie-eenheden en opslag anderzijds, en dit wat betreft de timing voor aanvang van de capaciteitsreservering. Zoals aangegeven in zijn beslissing

¹⁷⁴ ACM, Codebesluit prioriteringsruimte bij transportverzoeken, d.d. 18 april 2024, <https://www.acm.nl/nl/publicaties/codebesluit-prioriteringsruimte-bij-transportverzoeken>.

ACM, Ontwerp codebesluit prioriteringsruimte transportverzoeken 2025, d.d. 26 juni 2025, <https://www.acm.nl/nl/publicaties/ontwerp-codebesluit-prioriteringsruimte-transportverzoeken-2025>.

¹⁷⁵ Vlaamse Nutsregulator, Advies van Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten, 26 juni 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/adv-2025-06>.

¹⁷⁶ Dit geldt niet voor procesgeneratoren, aangezien die in regel rechtstreeks gelinkt zijn aan het verbruiksproces en aldus voor het elektriciteitssysteem te beschouwen zijn als negatief verbruik.

¹⁷⁷ Verord. (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, Pb.L. 27 april 2016, <http://data.europa.eu/eli/req/2016/631/oj>.

¹⁷⁸ Verord. (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van verbruiksinstallaties op het net, Pb.L. 18 augustus 2016, <http://data.europa.eu/eli/req/2016/1388/oj>.

¹⁷⁹ Bijvoorbeeld artikel 3.3.21 van het TRPV.

(B)289935, werkt de CREG momenteel aan een ontwerpbeslissing voor wijziging van de gedragscode waarin “de procedures voor aanvraag van aansluitingsstudies (oriëntatie- en detailstudies) en de bepalingen met betrekking tot de reservering en toewijzing van aansluitingscapaciteit” op het federale net worden behandeld. De Vlaamse Nutsregulator overweegt om bij een volgende aanpassing aan zijn technische reglementen ook het aansluitingsproces en de eraan gekoppelde modaliteiten rond capaciteitsreservatie verder te analyseren, en ziet een verdere differentiatie tussen boven genoemde categorieën hierbij als een verder te onderzoeken piste.

IV.5.2. Maatregelen met betrekking tot de beschikbaarheid van flexibiliteit

Onder deze titel focussen we op mogelijke relevante maatregelen om de beschikbaarheid van flexibiliteit te verhogen die (als alternatief voor fysieke netcapaciteit)¹⁸⁰ kan ingezet worden voor congestiebeheer. We maken daarbij een onderscheid tussen maatregelen die de beschikbaarheid verhogen van enerzijds marktgebaseerde flexibiliteit (Titel IV.5.2.1) en anderzijds niet-marktgebaseerde flexibiliteit (Titel IV.5.2.2).

IV.5.2.1. Verhogen van de liquiditeit van marktgebaseerde flexibiliteit

Een eerste relevante (set van) maatregelen om meer flexibiliteit beschikbaar te maken, zijn acties om de **liquiditeit van marktgebaseerde flexibiliteit** te verhogen. De aan te pakken obstakels hieromtrent kwamen reeds aan bod onder Titel IV.4.1.2.1.3, en worden hier kort hernomen. Het gaat onder meer om het **gebrek aan zekerheid** rond de toekomst van de marktproducten, de vereiste **administratie** en de vereiste **investeringen** en **aanpassingen** wat betreft (onder meer) **IT**, en de onduidelijkheid rond een correcte **waardering** van flexibiliteit. Deze obstakels vereisen volgens de Vlaamse Nutsregulator **verscheidene acties** van een **brede groep actoren**, waaronder de regering en parlement, de administratie, de netbeheerders en de regulator.

IV.5.2.2. Uitbreiding van het toepassingsgebied van niet-marktgebaseerde redispatching/technische flexibiliteit

Naast het verhogen van de liquiditeit van marktgebaseerde flexibiliteit, is een andere mogelijke relevante werf in eerste instantie het bestendigen, en daarnaast ook mogelijks het verhogen van de beschikbaarheid van niet-marktgebaseerde flexibiliteit.

IV.5.2.2.1. De rol van batterijen voor het leveren van technische flexibiliteit

Het **correct in rekening** brengen van de **beschikbaarheid** van **niet-marktgebaseerde flexibiliteit** is volgens de Vlaamse Nutsregulator in het bijzonder een aandachtspunt bij **batterijen**.

Zoals reeds aangekaart onder Titel IV.5.1.2.4 (waar een extract uit het VNR-advies ADV-2025-06¹⁸¹ geciteerd wordt dat ook voor dit punt relevant is), ziet de Vlaamse Nutsregulator een belangrijk onderscheid tussen de rollen van opslageenheden, injectie- en verbruiksinstallaties in het

¹⁸⁰ We focussen hier specifiek op (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit als alternatief voor een netinvestering (cf. Titel IV.3.1.1). Flexibiliteit kan daarbij ingezet worden om het net uitbaatbaar te houden en om bijkomende groei mogelijk te maken (cf. Intermezzo 1 *De afweging tussen een netversterking/-uitbreiding en de inzet van flexibiliteit*).

¹⁸¹ Vlaamse Nutsregulator, *Advies van Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot Voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de invoering van een regelgevend kader voor flexibele aansluitingsovereenkomsten*, 26 juni 2025, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/adv-2025-06>.

elektriciteitssysteem. **Energieopslagsystemen** (alsook productie-eenheden) zijn daarbij **essentiële schakels** opdat het **elektriciteitssysteem kan functioneren**, waarvoor de **kern van het bestaan in het elektriciteitssysteem zelf** ligt.

Dit onderscheid ligt ook aan de oorsprong van het Vlaams regelgevend kader voor technische flexibiliteit zoals opgenomen in het Energiedecreet en het Energiebesluit, met verplichte deelname voor alle injectie- en opslageenheden, ongeacht hun aansluitingsmodaliteiten.¹⁸² Ook op federaal niveau voorziet artikel 130 van de federale gedragscode elektriciteit in een verplichting voor grote transmissiegegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten om beschikbare flexibiliteit voor redispatching aan te bieden.

De **flexibiliteit** die op die manier beschikbaar is, wordt door **Fluvius expliciet in rekening** gebracht bij het evolueren van de beschikbare capaciteit. Zo stelt Fluvius in het nieuwe investeringsplan voor 2026-2035:¹⁸³ *“Gezien we ondertussen ook kunnen sturen op afname kan de impact van batterijen geneutraliseerd worden via technische flex waardoor ze niet meegenomen worden in de investeringsplannen.”*.

Volgens het begrip van de Vlaamse Nutsregulator houdt de huidige methodologie van **Elia** daarentegen **niet (significant) rekening** met de mogelijkheden van redispatching en technische flexibiliteit bij de volledige pool van injectie- en opslageenheden.¹⁸⁴ Hierdoor wordt er vandaag door Elia een belangrijk potentieel aan flexibiliteit¹⁸⁵ niet benut om **bijkomende onthaalcapaciteit** te creëren voor extra productie-eenheden of verbruiksinstallaties,¹⁸⁶ en dit zowel op het transmissienet als op het distributienet. De Vlaamse Nutsregulator ziet het **in rekening brengen** van het **potentiële net-ondersteunend-effect van batterijen** in de **methodologie voor netstudies** dan ook als een **belangrijk aandachtspunt** voor **Elia** in de nabije toekomst.

IV.5.2.2. Inbouwen van modulatiezekerheid voor de netbeheerders op het moment van capaciteitstoewijzing

Aangezien **niet-marktgebaseerde flexibiliteit structureel ingezet** kan worden om **capaciteit vrij te maken of te vrijwaren**,¹⁸⁷ is het belangrijk voor de netbeheerders dat dit moduleerbaar vermogen op een correcte manier in rekening wordt gebracht bij de capaciteitstoewijzing, en dat de mogelijkheden tot **modulatie** nadien ook **operationeel gevrijwaard** blijven, om in alle omstandigheden de **operationele veiligheid** van het net te kunnen **waarborgen**.

¹⁸² Artikel 1.1.3. 56° /1/2 gereserveerde technische flexibiliteit: de flexibiliteit op verzoek van de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, waarbij de deelname verplicht is in het kader van de exploitatie van het elektriciteitsdistributienet of plaatselijk vervoernet van elektriciteit onder buitengewone omstandigheden, met een gereguleerde compensatie, vermeld in artikel 4.1.17/5, § 1, eerste lid;

¹⁸³ Fluvius, *Investeringsplan 2026-2035*, versie voor publieke consultatie juni 2025, <https://over.fluvius.be/nl/publicatie/investeringsplan-2026-2035-consultatie>.

¹⁸⁴ Er is volgens het begrip van de Vlaamse Nutsregulator onrechtstreeks wel een zeer beperkte link via de ondergrenzen bepaald in Art. 61ter. §2 van de federale gedragscode elektriciteit: “§ 2. De transmissienetbeheerder kent een vaste aansluitingsvermogen toe voor een deel of voor het geheel van het gevraagde aansluitingsvermogen indien: 1° de verwachte preventieve afregeling per jaar in termen van tijd 0,1% of minder bedraagt; en 2° de verwachte curatieve afregeling per jaar in termen van tijd 0,1% of minder bedraagt; en onder voorwaarde dat andere middelen beschikbaar zijn voor netuitbating om operationele criteria te kunnen respecteren zonder vermindering van het beschikbare vermogen.”.

¹⁸⁵ Als aanvulling op marktgebaseerde flexibiliteit onder buitengewone omstandigheden.

¹⁸⁶ Rekening houdend met het afwegingskader beschreven in Artikel 4.1.19 van het Energiedecreet: “(...) 4° een transparante beschrijving van de toepassing van de methodologie, vermeld in artikel 4.2.1, § 2, 14°, waarmee een afweging wordt gemaakt tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten, in functie van het beheer van lokale congestie binnen hun eigen dekkingsgebied, en van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en een netinvestering;”

¹⁸⁷ Zie ook bespreking onder Intermezzo 1 *De afweging tussen een netversterking/-uitbreiding en de inzet van flexibiliteit* en onder Titel IV.3.1.1.

Dit is in het bijzonder een aandachtspunt bij de capaciteitstoewijzing voor **opslageenheden** (zoals bijvoorbeeld batterijen), aangezien zij op vandaag als enige technologie ook wat betreft hun **afname** onder het toepassingsgebied van **technische flexibiliteit** vallen. Zonder bijkomende maatregelen bestaat het **risico** dat een netgebruiker de **toegewezen capaciteit** voorzien voor de **stuurbare afname** van opslageenheden **later** zou gebruiken voor **niet-aanstuurbare verbruikstoepassingen**. De vrijgemaakte/gevrijwaarde capaciteit is in dat geval niet langer gegarandeerd, en bijgevolg ook de operationele veiligheid van het net mogelijk niet, gelet op de mogelijke congestierisico's veroorzaakt door deze ingreep.

De Vlaamse Nutsregulator erkent deze problematiek, en begrijpt de **noodzaak** voor het **inbouwen** van een **modulatiezekerheid** voor **flexibel vermogen** dat onder het toepassingsgebied van **technische flexibiliteit** valt. Een mogelijke oplossing voor de **netbeheerders** kan erin bestaan om dit te borgen via het **aansluitingscontract**. We wensen daarbij wel te benadrukken dat in de operationele fase de noodzakelijke flexibiliteit steeds gezocht moet worden binnen de volledige groep van moduleerbare installaties die onder het toepassingsgebied van technische flexibiliteit vallen, en niet enkel bij de opslageenhe(i)d(en) met ingebouwde modulatiezekerheid; het kader van technische flexibiliteit gaat immers duidelijk uit van types installaties (concreet dus injectie- en opslageenheden) binnen de volledige verzameling van netgebruikers. Bovendien, indien dit niet het geval zou zijn, dan wordt feitelijk afgedwongen dat de noodzakelijke flexibiliteit louter en alleen door de betreffende aansluiting geleverd wordt, waardoor deze contractuele bepalingen een (permanente) flexibele aansluitingsovereenkomst in het leven zouden roepen. Een dergelijke oplossing is op heden nog niet voorzien in de regelgeving, en dus ook nog niet mogelijk.

IV.5.2.2.3. Mogelijke uitbreiding naar kleinere vermogens

Op vandaag is het **toepassingsgebied** van **technische flexibiliteit** in Vlaanderen beperkt tot **grote productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten** met een geïnstalleerd vermogen van **1 MVA of meer**, of uitgerust met **telecontrole** (zie ook bespreking onder Titel IV.2.3.2). Het toepassingsgebied van telecontrole, zoals vastgelegd in artikel 2.2.54 van het TRDE, kan daarbij ruimer zijn dan installaties met een geïnstalleerd vermogen van 1 MVA of meer.

De **energietransitie** vertaalt zich in een **toename van aansluitingsaanvragen** voor eenheden met een groot vermogen van **enkele honderden kVA**, maar weliswaar kleiner dan de huidige drempel van 1 MVA. Indien dit soort eenheden als geheel samen een grote omvang bereikt, dan wordt het vanuit netbeheerperspectief belangrijker om er ook de **nodige controle** over te behouden.

In het licht van deze evolutie overweegt de **Vlaamse Nutsregulator** om de huidige **vermogensgrenzen** waarboven **telecontrole** verplicht is, zoals opgelegd in het **TRDE**, tegen het licht te houden.

IV.5.2.2.4. Nieuwe technische oplossingen voor telecontrole

Zoals hierboven gekaderd onder Titel IV.5.2.2.3, wordt het **toepassingsgebied** van **technische flexibiliteit** in Vlaanderen in belangrijke mate mee bepaald door de bepalingen inzake **telecontrole**.

Op vandaag gebeurt telecontrole door de distributienetbeheerders op middenspanning aan de hand van communicatie via een **fysieke telecontrolekast** die geïnstalleerd wordt ter plaatse bij de netgebruiker. **Nieuwe innovatieve, technologische oplossingen** zijn **denkbaar**, waarbij minder gebruik wordt gemaakt van de klassieke hardware. Dergelijke oplossingen moeten **voldoende**

robuust zijn en de netbeheerders de nodige zekerheid bieden om de netten veilig en betrouwbaar te blijven uitbaten.

De Vlaamse Nutsregulator ziet een **belangrijke rol** weggelegd voor de **netbeheerders** om zelf de robuustheid en betrouwbaarheid van de activatie van technische flexibiliteit te bewaken, en om in die zin zelf **alternatieve technische invullingen** voor een aansturing via **telecontrole** uit te werken.

IV.5.3. Link met de Vlaamse conceptnota over congestiebeheer

Een aantal van bovenvermelde maatregelen komen ook aan bod in de **conceptnota over congestiebeheer** die begin oktober gepubliceerd werd door Vlaams minister-president Matthias Diependaele, Vlaams viceminister-president Melissa Depraetere en Vlaams minister Jo Brouns. Deze nota kwam er naar aanleiding van de toenemende druk op het Vlaamse elektriciteitsnet. Om die uitdagingen het hoofd te bieden, wordt in de schoot van de Vlaamse Regering een **geïntegreerde beleidsaanpak** uitgewerkt door een ad hoc werkgroep die bestaat uit de betrokken administraties, netbeheerders en sinds kort ook de Vlaamse Nutsregulator. De beoogde beleidsaanpak bestaat onder meer uit een kader voor flexibele aansluitingen, de prioritering van vermogensaanvragen, financiële incentives voor efficiënt netgebruik en een versterkte samenwerking tussen overheid, netbeheerders en ondernemingen. In de conceptnota wordt de Vlaamse Nutsregulator tientallen keren vermeld. **Flexibiliteit benutten en congestie vermijden** zal in 2026 met andere woorden een **belangrijke werf** voor de Vlaamse Nutsregulator blijven.

V. FLEXIBILITEIT IN CIJFERS

In dit deel bespreken we de belangrijkste cijfers over de toepassing van flexibiliteit in Vlaanderen. Onder Titel V.1 bespreken we eerst enkele algemene statistieken, die een idee geven over de hoeveelheid beschikbare flexibiliteit in Vlaanderen. Onder Titel V.2 focussen we vervolgens op de statistieken met betrekking tot congestiebeheer. Dit doen we eerst voor het distributienet onder Titel V.2.1, en vervolgens voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit onder Titel V.2.2.

De cijfers die hier gerapporteerd worden, zijn afkomstig uit volgende **bronnen**:

- de **jaarlijkse flexibiliteitsrapportering**, die sinds 2023 telkens op 15 april voor het voorgaande jaar (i.e., stand van zaken op 31 december J-1) door de distributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit wordt opgeleverd aan de Vlaamse Nutsregulator, conform artikel 2.3.27 van het TRDE en artikel 4.4.28 van het TRPV; *(Deze data geven een beeld tot en met 31 december 2024)*
- de **investeringsplannen** van Fluvius¹⁸⁸ en Elia¹⁸⁹, die een volumerapportering van activiteiten van flexibiliteitsdiensten door congestie moeten bevatten, conform artikel 4.1.19 van het Energiedecreet; *(Deze data geven een beeld tot en met 31 december 2024)*
- de datasets die door Fluvius openbaar ter beschikking worden gesteld via het **Fluvius Open Data** platform.^{190,191} *(Deze data geven een beeld tot op heden)*

¹⁸⁸ Fluvius, *Investeringsplan 2026-2035 – Versie ingediend ter goedkeuring bij de Vlaamse Nutsregulator oktober 2025*, <https://over.fluvius.be/nl/publicatie/investeringsplan-2026-2035-versie-ingediend-bij-vlaamse-nutsregulator>

¹⁸⁹ Elia, *Investeringsplan Vlaams Gewest 4 juli 2025 – Voorlopige versie 2025 – 2035*, https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2025/20250630_public-consultation-on-the-investment-plan-flemish-region-2025-2035/investeringsplan-vlaams-gewest-2025---2035_voorlopige-versie.pdf.

¹⁹⁰ <https://opendata.fluvius.be/>

¹⁹¹ Alle datasets van het Fluvius Open Data platform die gebruikt werden voor dit rapport, werden op 18 november 2025 gedownload.

V.1. Algemeen

Om een idee te geven over de hoeveelheid beschikbare flexibiliteit in Vlaanderen, bespreken we onder deze titel eerst een aantal algemene statistieken.

V.1.1. Flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet

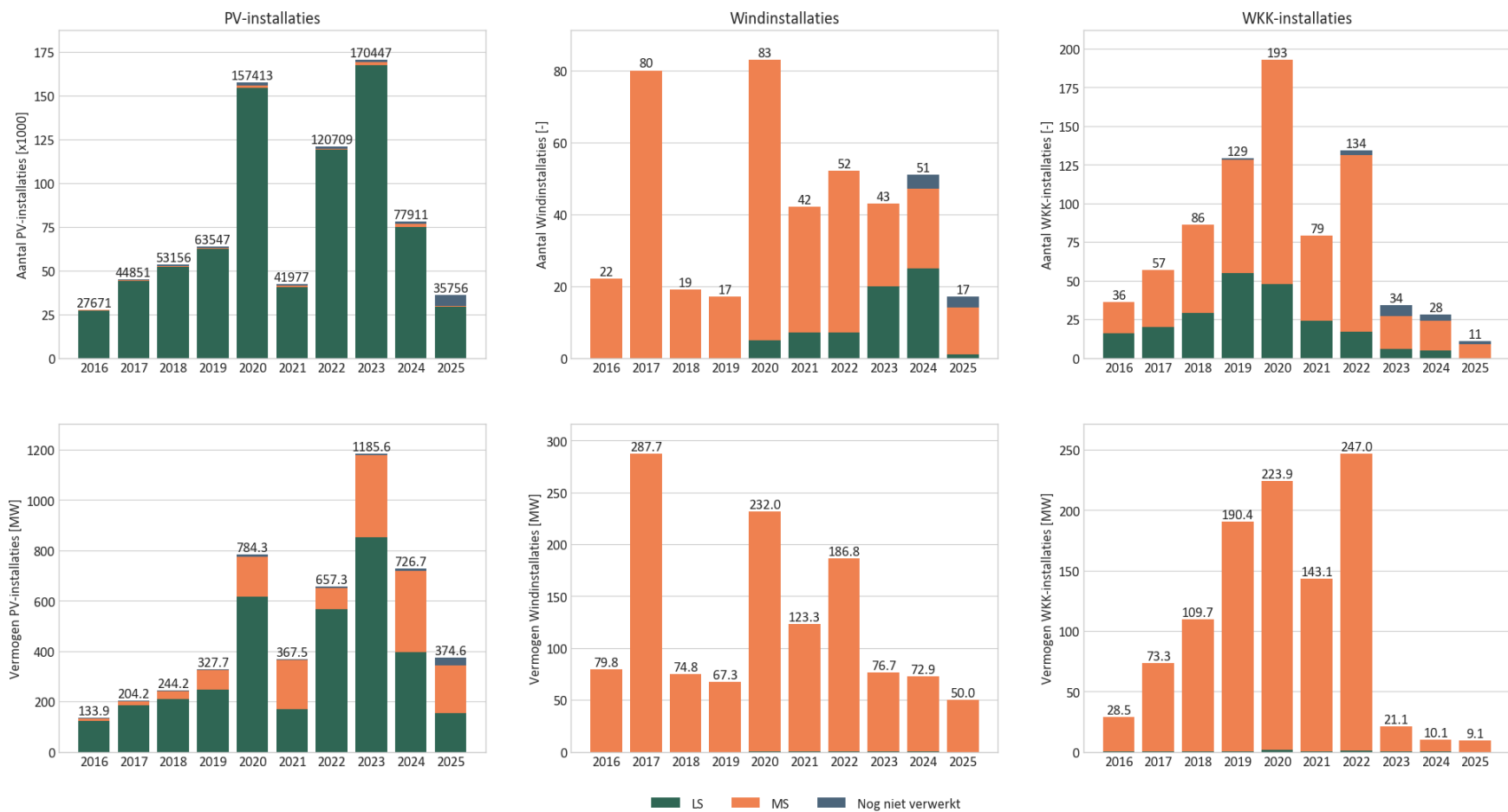
De **hoeveelheid flexibiliteit** aanwezig in het **distributiesysteem** is **niet eenduidig te kwantificeren**. Desalniettemin zijn er een aantal statistieken voorhanden die als **proxy/indicator** kunnen dienen, om toch een enigszins genuanceerd beeld te krijgen. We bespreken eerst de beschikbare cijfers over inherent flexibele installaties die gekoppeld zijn aan het elektriciteitsdistributienet, met name decentrale productie-installaties (onder Titel V.1.1.1), opslagsystemen (onder Titel V.1.1.2) en oplaadpunten voor elektrische voertuigen (onder Titel V.1.1.3). Deze lijst van flexibele installaties is niet-exhaustief; de gerapporteerde technologieën zijn technologieën waarover data publiek beschikbaar zijn, via het Fluvius Open Data platform. Onder Titel V.1.1.4 bespreken we vervolgens het aantal regelbare installaties dat voorzien is van de nodige hardware om van op afstand aangestuurd te worden door de distributienetbeheerder. Dit zijn met andere woorden installaties die onder het toepassingsgebied van technische flexibiliteit vallen. Tot slot bespreken we onder Titel V.1.1.4 het aantal slimme meetsystemen, als bijkomende facilitator voor flexibiliteit.

V.1.1.1. Decentrale productie

Figuur 20 geeft een overzicht van de verschillende **decentrale productie-installaties** die aan het **laagspannings- en middenspanningsdistributienet** gekoppeld zijn **per jaar van indienstname**. Deze cijfers volgen uit de dataset “*Lijst van decentrale productie-installaties gekoppeld aan het distributienet*” van Fluvius Open Data.¹⁹²

Uit deze figuur volgt dat op het laagspanningsdistributienet voornamelijk PV-installaties aangesloten zijn. Bij opmaak van dit rapport zijn er ongeveer 1.023.924 aangesloten PV-installaties met een gecombineerd vermogen van ongeveer 4,9 GW. Er zijn ook wind- en warmtekrachtkoppeling-installaties aangesloten op het laagspanningsdistributienet maar hun vermogen is niet significant in vergelijking met die van de PV-installaties. Op het middenspanningsdistributienet bevinden zich momenteel ongeveer 13.366 PV-installaties met een totaal vermogen van 2,6 GW, 478 windinstallaties met een totaal vermogen van 1,7 GW en 766 WKK-installaties met een totaal vermogen van 1,4 GW.

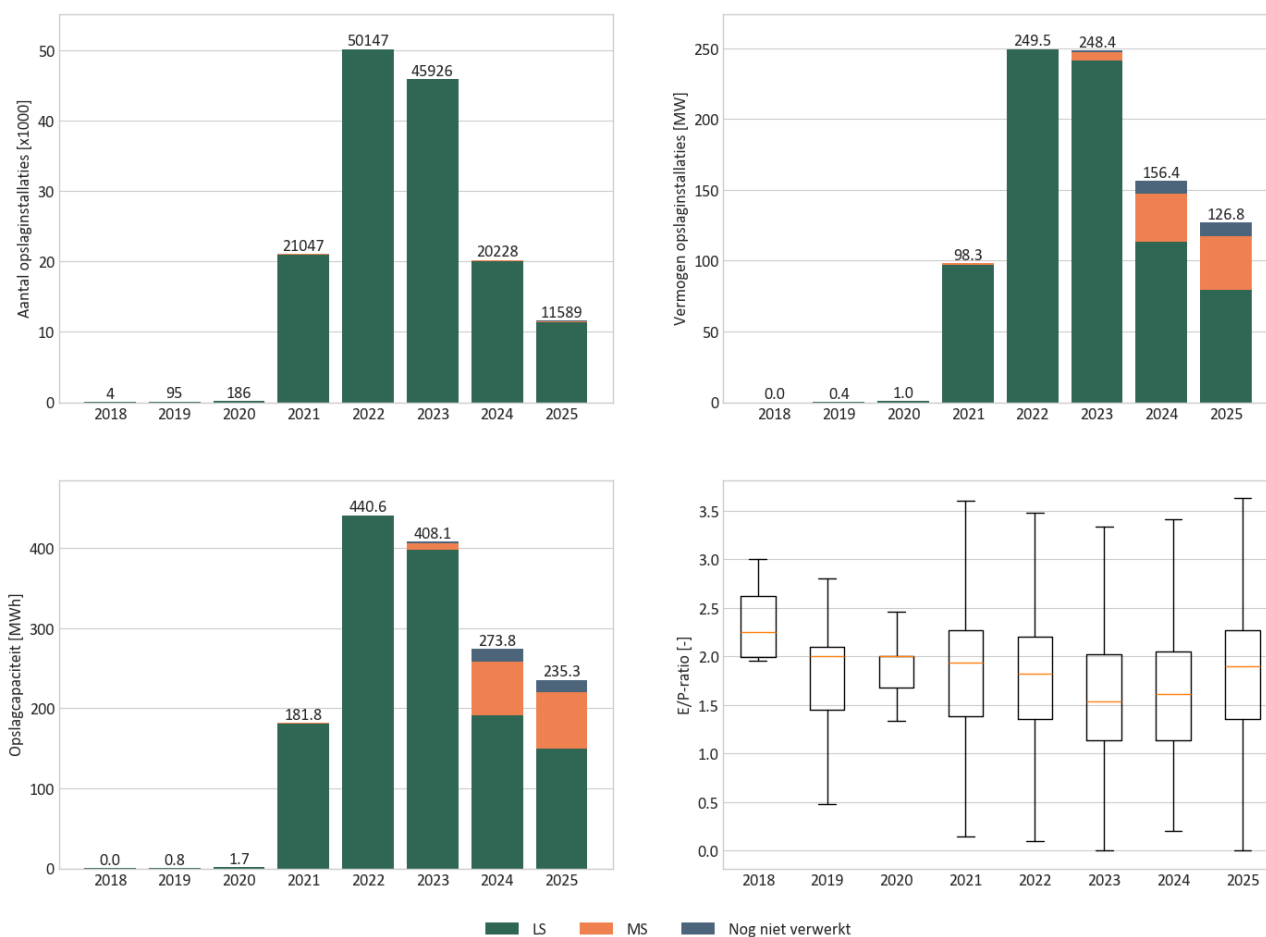
¹⁹² https://opendata.fluvius.be/explore/dataset/1_20-lijst-van-decentrale-productie-installaties-gekoppeld-aan-het-distributienet/information/



Figuur 20 Overzicht van decentrale productie-installaties aangesloten op het Vlaamse distributienet en hun geïnstalleerd vermogen per jaar van indienstname.
Bron: Fluvius, Fluvius Open Data, Lijst van decentrale productie-installaties gekoppeld aan het distributienet,
https://opendata.fluvius.be/explore/dataset/1_20-lijs-van-decentrale-productie-installaties-gekoppeld-aan-het-distributiene/information/.

V.1.1.2. Opslag

Figuur 21 biedt een overzicht van de **evolutie** van **opslaginstallaties** aangesloten op de **Vlaamse distributienetten per jaar van indienstname** op basis van de dataset “*Energieopslagsystemen die gekoppeld zijn aan het distributienet*”.¹⁹³ Deze opslaginstallaties zijn **bijna uitsluitend thuisbatterijen** die zich op het laagspanningsdistributienet bevinden. Momenteel zijn er ongeveer 149.007 opslaginstallaties op het laagspanningsdistributienet met een totaal laadvermogen van ongeveer 804 MWh. De opslagcapaciteit bedraagt ongeveer 1.391,0 MWh. De energie-vermogen verhouding ligt typisch rond de 2h. Daarnaast zijn er nog **enkele batterij-installaties** met een ‘**zeer hoog vermogen**’ die zich op het middenspanningsdistributienet bevinden. Dit zijn grote batterijen die in combinatie met PV of eventueel voor het leveren van (expliciete) flexibiliteitsdiensten worden geplaatst. Van deze batterijen wordt de opslagcapaciteit niet structureel geregistreerd waardoor deze niet worden weergegeven op de figuur.



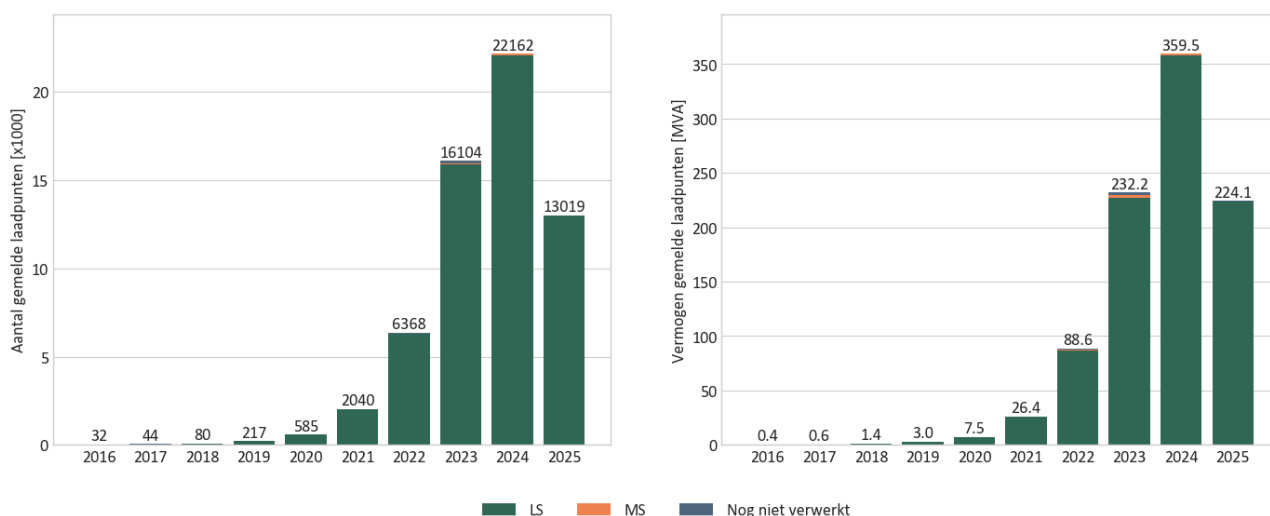
Figuur 21 Overzicht van de evolutie van het aantal opslaginstallaties aangesloten op de Vlaamse distributienetten, hun vermogen, oplaadcapaciteit en energie-vermogen verhouding per jaar van indienstname.

Bron: Fluvius, Fluvius Open Data, Energieopslagsystemen die gekoppeld zijn aan het distributienet, https://opendata.fluvius.be/explore/dataset/1_22-energieopslagsystemen-gekoppeld-op-distributienet/information/.

¹⁹³ https://opendata.fluvius.be/explore/dataset/1_22-energieopslagsystemen-gekoppeld-op-distributienet/information/

V.1.1.3. Gemelde laadpunten

Naast cijfers over de decentrale productie-installaties en de opslaginstallaties die aangesloten zijn op het distributienet, bevat Fluvius Open Data ook een dataset over de **gemelde oplaadpunten** voor elektrische voertuigen.¹⁹⁴ Figuur 22 visualiseert deze cijfers per jaar van indienstname sinds 2013 en toont aan dat er de laatste jaren een sterke stijging was in het aantal oplaadpunten. Momenteel zijn er in totaal 60.458 gemelde oplaadpunten met een totaal laadvermogen van 944 MW, waarvan de grote meerderheid zich bevindt op het laagspanningsdistributienet. Merk op dat deze cijfers waarschijnlijk een **onderschatting** zijn, aangezien niet alle oplaadpunten in praktijk werden gemeld aan Fluvius (ondanks de geldende verplichting). Bovendien zijn ook de gegevens omtrent de oplaadpunten voor het jaar 2025 nog niet volledig.



Figuur 22 Overzicht van de evolutie van het aantal gemelde oplaadpunten voor elektrische voertuigen die sinds 2016 aangesloten werden op de Vlaamse distributienetten en hun laadvermogen per jaar van indienstname.

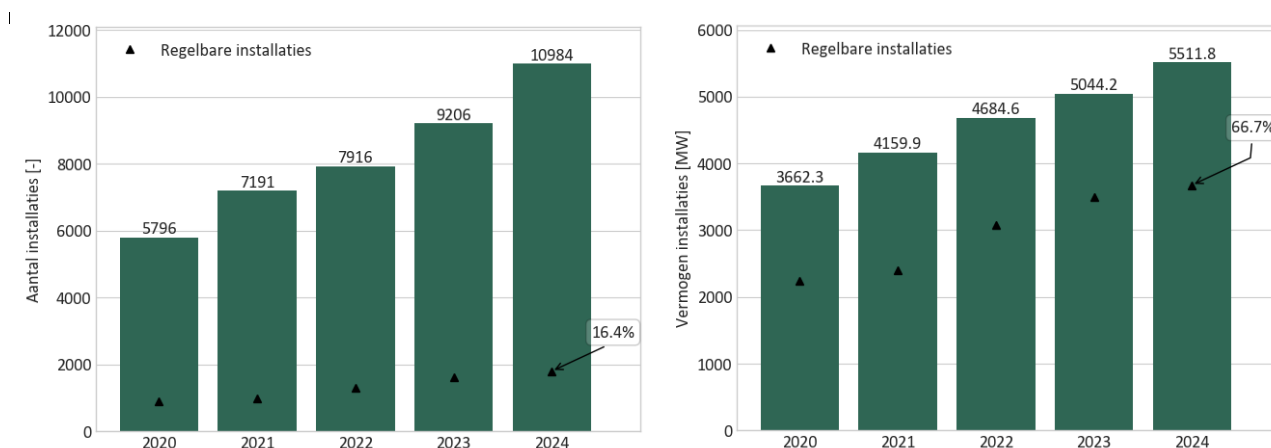
Bron: Fluvius, Fluvius Open Data, Aangemelde private laadpunten voor elektrische voertuigen, https://opendata.fluvius.be/explore/dataset/1_21-aangemelde-oplaadpunten-voor-ev/information/.

¹⁹⁴ https://opendata.fluvius.be/explore/dataset/1_21-aangemelde-oplaadpunten-voor-ev/information/

V.1.1.4. Regelbare installaties

Zoals hierboven reeds gekaderd, bedoelen we met **regelbare installaties** de eenheden die voorzien zijn van de nodige hardware om van op afstand aangestuurd te worden door de distributienetbeheerder in het kader van technische flexibiliteit. Het gaat om grote productie- en opslaginstallaties aangesloten op het middenspanningsnet uitgerust met **telecontrole**.¹⁹⁵

Figuur 23 toont de recente **evolutie** van het aantal **productie-installaties** aangesloten op het **middenspanningsdistributienet** en hun geïnstalleerde vermogens (louter productie, geen opslag). De driehoekjes geven het aandeel weer dat regelbaar is in de context van technische flexibiliteit. Uit deze figuur blijkt dat het aantal regelbare productie-installaties de afgelopen vijf jaren systematisch gestegen is. Daarnaast toont de figuur ook dat hoewel eind 2024 slechts 16% (of in absolute aantallen, 1.798) van de productie-installaties op middenspanning regelbaar was, dit overeenstemde met ongeveer 67% van het geïnstalleerde vermogen (goed voor 3.674,2 MW aan regelbaar vermogen).

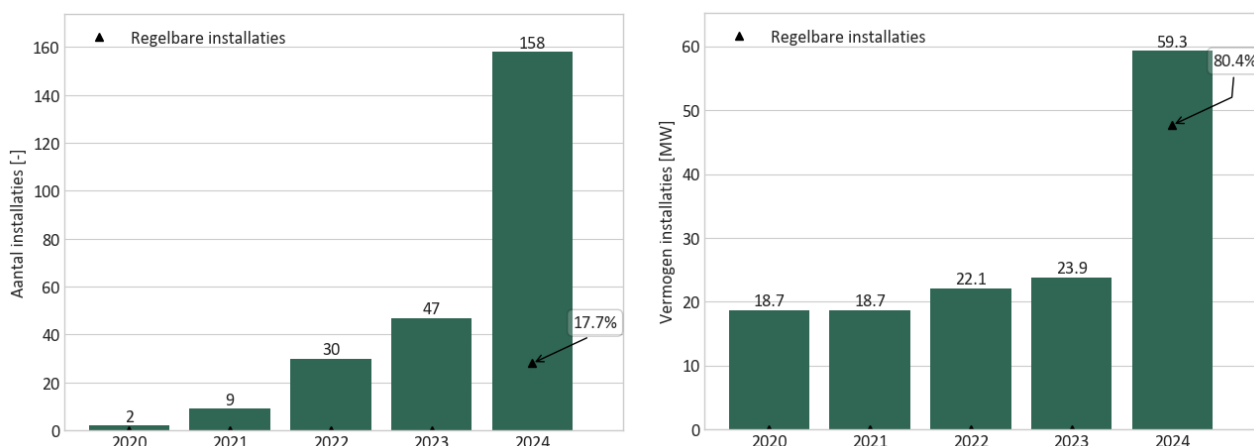


Figuur 23 Recente evolutie van het aantal productie-installaties aangesloten op het middenspanningsdistributienet en hun geïnstalleerde vermogens. De driehoekjes geven telkens het aandeel weer dat regelbaar is in het kader van technische flexibiliteit.

Bron: Fluvijs, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.

Op een gelijkaardige manier toont Figuur 24 de recente **evolutie** van het aantal **opslaginstallaties** aangesloten op het **middenspanningsdistributienet** en hun geïnstalleerde vermogens. In 2024 steeg het aantal opslaginstallaties aangesloten op het middenspanningsdistributienet tot 158 waarvan ongeveer 18% (of in absolute aantallen, 28) regelbaar zijn. Dit komt overeen met ongeveer 80% van het vermogen (goed voor 47,7 MW aan regelbaar vermogen).

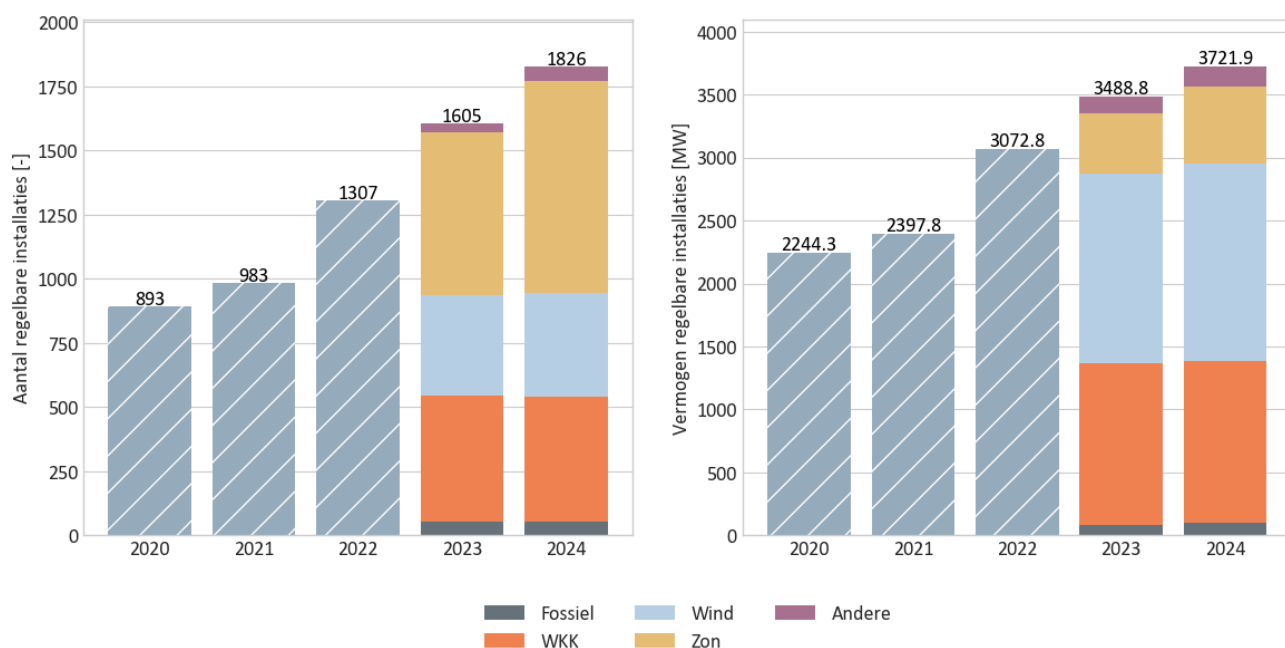
¹⁹⁵ Naast grote productie- en opslaginstallaties uitgerust met telecontrole, vallen ook uitvallende omvormers onder het toepassingsgebied van technische flexibiliteit. Uitvallende omvormers worden in de strikte zin van het woord niet van op afstand aangestuurd, maar vallen automatisch uit wanneer de spanning ter hoogte van de aansluiting te hoog wordt. Om die reden worden ze hier niet als 'regelbare installaties' gerapporteerd.



*Figuur 24 Recente evolutie van het aantal opslaginstallaties aangesloten op het middenspanningsdistributienet en hun geïnstalleerde vermogens. De driehoekjes geven telkens het aandeel weer dat regelbaar is.
Bron: Fluvius, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.*

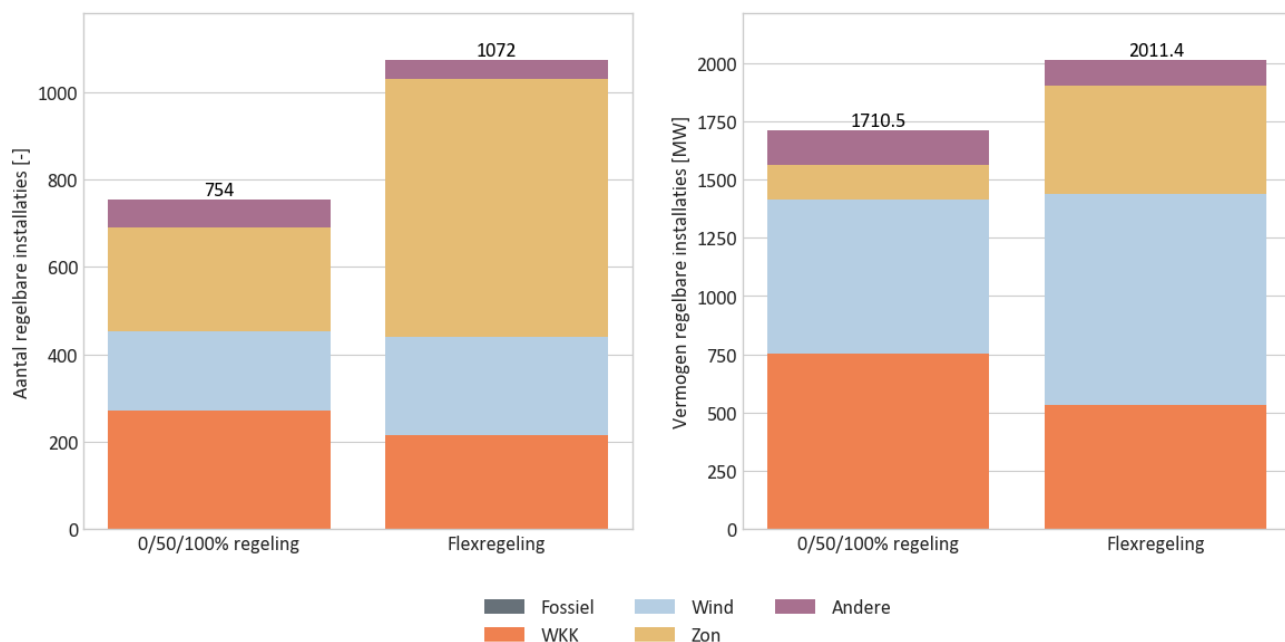
Figuur 25 geeft op zijn beurt meer inzicht in het soort regelbare installaties aangesloten op het middenspanningsnet. Vanaf 2023 is namelijk detailinformatie beschikbaar om deze installaties op te splitsen per **technologietype**. We maken daarbij een onderscheid tussen productie-installaties op fossiele brandstoffen, WKK-installaties, windturbines, PV-installaties en andere installaties. Onder deze categorie 'andere' vallen onder meer waterkrachtinstallaties en ORC-installaties (organische rankine cyclus), alsook opslaginstallaties. Merk dus op dat in tegenstelling tot Figuur 23 en Figuur 24 er hier niet langer een expliciet onderscheid wordt gemaakt tussen productie en opslag. Uit Figuur 25 blijkt dat WKK-installaties, windturbines en PV-installaties het grootste aandeel uitmaken van de regelbare installaties.

Figuur 26 toont tot slot welk **type aansturing** er voor de distributienetbeheerders eind 2024 beschikbaar was bij de verschillende types regelbare productie-/opslaginstallaties aangesloten op het middenspanningsdistributienet. Ook hier wordt opslag opnieuw onder de categorie 'andere' gerekend. Er zijn twee mogelijke opties: grofregeling of fijnregeling. In geval van **grofregeling**, is de telecontrolekast slechts in staat om het vermogen trapsgewijs te moduleren, tot 50% dan wel 0% van het nominale vermogen. In geval van **fijnregeling** is een meer continue modulatie mogelijk. De figuur toont dat er in 2024 754 installaties, goed voor 1.710,5 MW, gemoduleerd konden worden via grofregeling; 1.072 installaties, goed voor 2.011,4 MW, waren moduleerbaar via fijnregeling.



Figuur 25 Recente evolutie van het aantal regelbare installaties aangesloten op het middenspanningsdistributienet en hun geïnstalleerde vermogens, opgesplitst per technologie (vanaf 2023). Regelbare opslaginstallaties worden onder de categorie 'andere' gerekend.

Bron: Fluvius, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.



Figuur 26 Het aantal regelbare installaties aangesloten op het middenspanningsdistributienet uitgerust met grofregeling dan wel fijnregeling, opgesplitst per technologie, voor het jaar 2024 (status op 31 december). Regelbare opslaginstallaties worden onder de categorie 'andere' gerekend.

Bron: Fluvius, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.

V.1.1.5. Slimme meetsystemen

Naast flexibele assets, zijn ook **slimme meetsystemen** van de distributienetbeheerder een belangrijke facilitator voor de toepassing van flexibiliteit.

Bij laagspanningsaansluitingen fungeren **digitale meters** als slim meetsysteem. Aangezien deze slechts gedimensioneerd zijn om stromen tot 80 A aan te kunnen, worden voor middenspanningsaansluitingen bijkomend **AMR-meters** gebruikt als van op afstand uitleesbare meetinrichtingen.

Figuur 27 toont een recente evolutie van de **samenstelling van het meterpark** op het laagspannings- en middenspanningsdistributienet. Eind 2024 waren 70% van de geplaatste elektriciteitsmeters op laagspanning een digitale meter of een AMR-meter.



Figuur 27 Recente evolutie van de samenstelling van het meterpark op het laagspannings- en middenspanningsdistributienet, met digitale meters (DM), klassieke Ferrarismeters (KM), meters met automatische uitlezing (AMR) en meters met maandelijkse uitlezing (MMR).

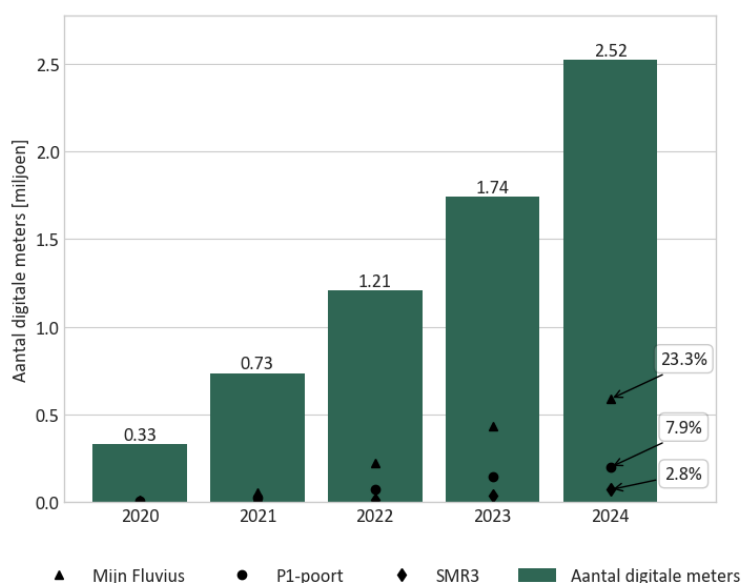
Bron: Fluvijs, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.

Een digitale meter is in staat om het elektriciteitsverbruik te registreren per kwartier. Vanaf 1 januari 2026 leest de distributienetbeheerder deze kwartiervolumes ook werkelijk uit bij elke digitale meter. Voorheen werden enkel de dagvolumes **uitgelezen**. Wat het ter beschikking stellen van de **meetgegevens aan de leveranciers** betreft zijn er twee mogelijkheden. In het standaardgeval worden enkel de geaggregeerde maandvolumes gecommuniceerd in de markt. Enkel wanneer de netgebruiker hiervoor toestemming geeft of bij specifieke toepassingen (energiedelen of een dynamisch prijscontract) worden de kwartiergegevens ter beschikking gesteld aan de leverancier. Bij deze laatste optie wordt gezegd dat de digitale meter in meetregime 3 (SMR3) staat. In 2024 was dit het geval bij ongeveer 3% van de digitale meters.

De **digitale meter** biedt ook verschillende mogelijkheden voor netgebruikers om **slim om te gaan** met hun **energiegebruik**. Zo kan een netgebruiker accuraat zijn (door de netbeheerder

geregistreerde) verbruik opvolgen via het webportaal MijnFluvius. In 2024 werden de gegevens van ongeveer 23% van de geplaatste digitale meters online geconsulteerd via dit webportaal. Ook kunnen netgebruikers lokaal toegang krijgen tot hun gebruiksgegevens via de zogenaamde P1-poort. Hiervoor dienen ze deze P1-poort via het webportaal te activeren. De lokaal ter beschikking gestelde gegevens kunnen o.a. gebruikt worden voor energiemanagementsystemen die een slimme sturing van toestellen in de binneninstallatie van de netgebruiker toelaat. In 2024 was van ongeveer 8% van de geplaatste digitale meters de P1-poort geopend.

Figuur 28 geeft een recente evolutie van het aantal geplaatste digitale meters en het gebruik van de verschillende functionaliteiten.



*Figuur 28 Recente evolutie van de het aantal digitale elektriciteitsmeters, alsook het aandeel digitale meters waarvan de P1-poort geactiveerd werd, het aandeel digitale meters waarvan de meetgegevens geraadpleegd werden via het webportaal MijnFluvius, en het aandeel digitale meters in Meetregime 3 (SMR3).
Bron: Fluvius, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.*

V.1.2. Flexibiliteit aanwezig in het plaatselijk vervoernet van elektriciteit

De hoeveelheid flexibiliteit aanwezig in het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit**, kan afgeleid worden uit de **T&C SA** die Elia afsluit met zijn netgebruikers. In deze contracten moeten netgebruikers namelijk hun installaties oplijsten en aangeven in welke mate deze opwaarts en/of neerwaarts coördineerbaar zijn. Gelet op het wijzigende kader doorheen 2024, met de overstap van de CIPU-contracten naar een gereguleerd contractueel kader en bijhorende go live van iCAROS fase 1 op 22 mei 2024, was Elia nog niet in staat om deze informatie op te leveren voor het rapporteringsjaar 2024. Deze gegevens zouden wel in de **nabije toekomst beschikbaar** moeten worden.

V.2. Congestiebeheer

In onderstaande bespreking focussen we specifiek op de toepassing van flexibiliteit voor **congestiebeheer** op het elektriciteitsdistributienet (onder Titel V.2.1) en op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit (onder Titel V.2.2).

Zoals reeds in detail gekaderd bij de bespreking onder Titel IV.1.2, zijn de situaties van congestie in Vlaanderen vandaag incidenteel van aard, omdat netbeheerders – gegeven hun kerntaak om een veilig, betrouwbaar en efficiënt net te ontwikkelen – zullen vermijden dat congestie structureel in hun netten zal optreden.¹⁹⁶ Het is dan ook binnen deze context dat de gerapporteerde cijfers over de toepassing van flexibiliteit kaderen.

V.2.1. Congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet

Op vandaag zijn er voor Fluvius **twee vormen** van flexibiliteit **beschikbaar** voor congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet (cf. bespreking onder Titel IV.4.1), met name **marktgebaseerde flexibiliteit** – weliswaar in **testfase** – en **niet-marktgebaseerde flexibiliteit**. Flexibele aansluitingsovereenkomsten zijn op vandaag nog niet mogelijk in Vlaanderen; hierover kunnen dan ook nog geen cijfers gerapporteerd worden.

V.2.1.1. Marktgebaseerde flexibiliteit

Zoals in detail besproken onder Titel IV.4.1.2.1.3, voerde Fluvius reeds twee rondes **markttesten** uit. Onder deze titel bespreken we de resultaten van deze testen.

De aankoop van marktgebaseerde flexibiliteit, in de vorm van de producten ShortFlex™, LongFlex™ en MaxUsage™, werd een eerste maal getest tijdens de winter 2024-2025 in 12 geografisch afgebakende zones. De focus lag daarbij op het oplossen van mogelijke congesties op transformatorniveau veroorzaakt door een voorspelbare en terugkerende hoge afname vanuit het distributienet in de winterperiodes. De gezochte flexibiliteit bestond dus uit het reduceren van de afname of het verhogen van de injectie op het distributienet.

Figuur 29 vat de resultaten van deze eerste **wintertesten** samen, en geeft eveneens een detailoverzicht van de betrokkenheid van dienstverleners van flexibiliteit in het proces. Er werd een totaal flexibiliteitsvolume van 1.304 kWh gerealiseerd over 89 leveringen, met een gemiddelde van 15 kW per levering. De totaal uitbetaalde vergoeding bedroeg 1.002 euro. Deze eerste resultaten toonden aan dat de testopzet werkt; de schaal bleef weliswaar nog beperkt.

Gedurende de zomer van 2025 vond er een reeks vervolgtesten plaats op 19 locaties. Hierbij lag de focus op het onderzoeken van oplossingen voor een congestie op transformatorniveau veroorzaakt door een te hoge injectie vanuit het distributienet in de zomerperiodes. De gezochte flexibiliteit bestond in dit geval uit het verhogen van de afname of het reduceren van de injectie op het distributienet. Bij deze vervolgtesten werd enkel het product ShortFlex™ geveild.

¹⁹⁶ We stellen wel vast dat Fluvius en Elia sinds 2024 een sterke toename ervaren van het aantal aanvragen voor zwaardere industriële elektriciteitsaansluitingen, samen met aanvragen voor nieuwere technologieën zoals datacentra en industriële batterijen. Rekening houdend met de verwachte organische groei in elektriciteitsverbruik (zoals elektrische voertuigen en residentiële warmtepompen), stellen we vast dat de netbeheerders, in afwachting van de realisatie van investeringen voor netversterkingen om een betrouwbaar net te kunnen garanderen, en als ze geen flexibiliteit kunnen aanspreken om een situatie van lokale congestie op te lossen, de grote aanvragen niet meer overal kunnen inwilligen. In die context zou zich nu een wachtrij aan aansluitingsaanvragen vormen.

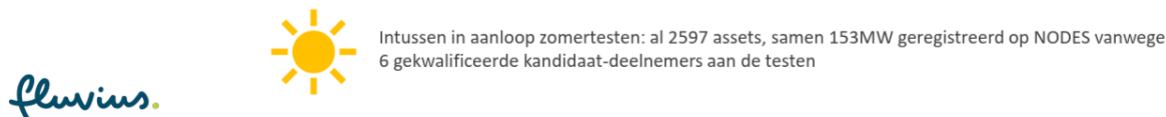
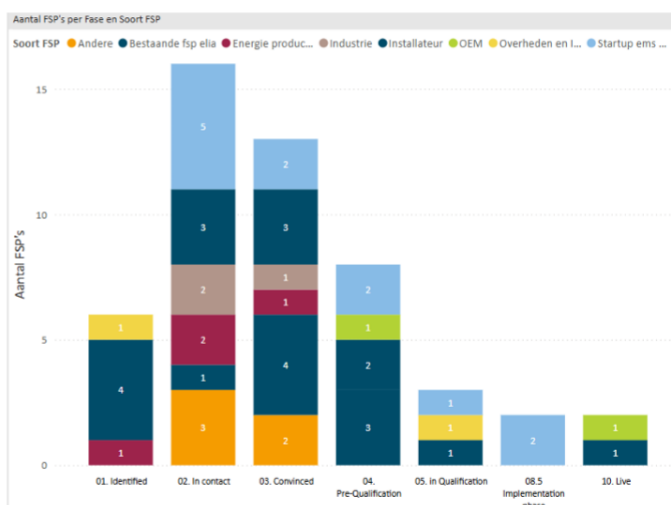
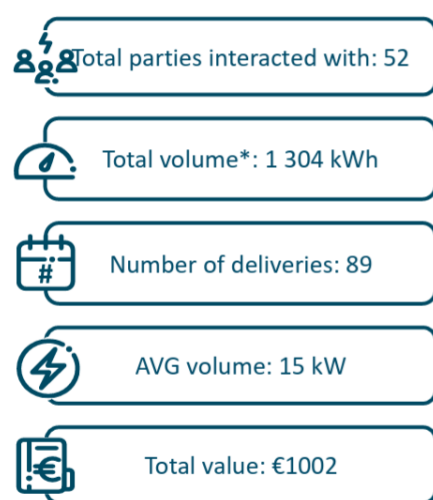
In aanloop naar deze **zomertesten** werden 2.597 flexibele eenheden geregistreerd op het NODES platform, goed voor een totaal vermogen van 153 MW verdeeld over 6 gekwalificeerde kandidaat dienstverleners van flexibiliteit. Tijdens de zomertesten werd uiteindelijk een totaal flexibiliteitsvolume van 17,52 MWh gerealiseerd over 53 leveringen, met een gemiddelde van 331 kW per levering. De totaal uitbetaalde vergoeding bedroeg 2.292 euro. Figuur 30 toont opnieuw een samenvatting van deze resultaten, alsook een detailoverzicht van de betrokkenheid van de dienstverleners van flexibiliteit.

Ook voor de winter van 2025-2026 voorziet Fluvius een **nieuwe ronde wintertesten** in 70 zones. De focus ligt daarbij op het verbeteren van de producten en de markttiming, en het verhogen van de deelname en de liquiditeit.

In aanloop naar deze testen zijn er intussen reeds 2.649 flexibele eenheden geregistreerd op het NODES platform, goed voor een totaal vermogen van 351 MW verdeeld over 10 gekwalificeerde kandidaat dienstverleners van flexibiliteit.¹⁹⁷

Uit bovenstaande tendensen kan voorzichtig geconcludeerd worden dat de markt zich verder lijkt voor te bereiden op een bredere inzet van flexibiliteit. Bijkomend inzicht uit volgende testen is echter noodzakelijk om een beter beeld te krijgen van het verdere verloop van de opschaling van marktgebaseerde flexibiliteit.

Resultaten na winter test

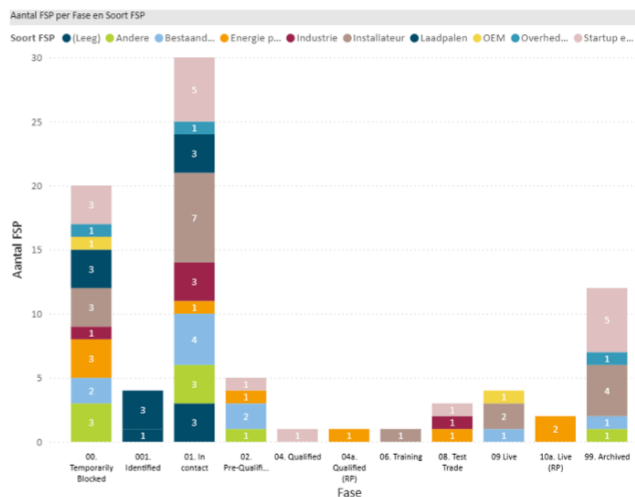
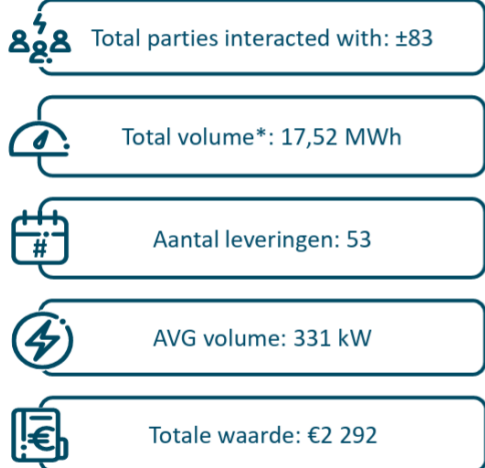


Figuur 29 De gerealiseerde inzet van marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet in het kader van de wintertesten 2024-2025.

Bron: Fluvius.

¹⁹⁷ Hierbij dient wel opgemerkt te worden dat er nog een belangrijk verschil is tussen het geprekwalificeerd zijn van eenheden, en een daadwerkelijke deelname van deze eenheden aan de markt door het indienen van biedingen.

Zomer 25



Intussen in aanloop wintertesten: al 2649, samen 351 MW geregistreerd op NODES vanwege 10 gekwalificeerde kandidaat-deelnemers aan de testen.



Figuur 30 De gerealiseerde inzet van marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet in het kader van de zometesten 2025.

Bron: Fluvius.

In afwachting van een volgende rapportering kan de verdere evolutie van de lokale flexibiliteitsmarkt in Vlaanderen door geïnteresseerde lezers ook continu opgevolgd worden via de dashboards die NODES publiceert op zijn website.¹⁹⁸

V.2.1.2. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit

Zoals besproken onder Titel IV.2.3.2, kan Fluvius sinds de finalisering van het Vlaams regelgevend kader inzake technische flexibiliteit in 2023 **grote distributiegekoppelde productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten** onder specifieke voorwaarden verplicht moduleren met behulp van een centraal besturingssysteem (**telecontrole**).

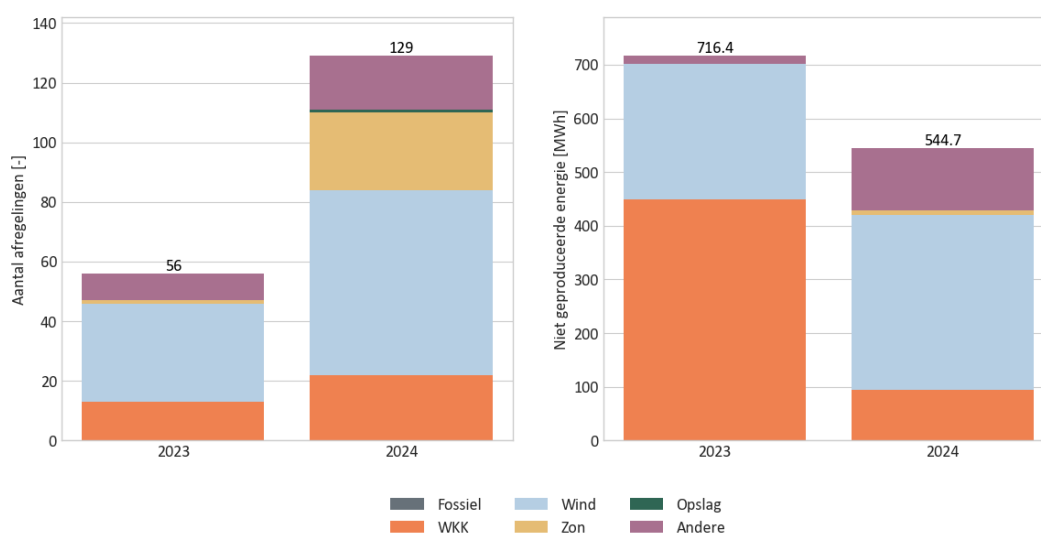
Merk op dat Fluvius ook voor 2023 reeds eenheden moduleerde wanneer dit noodzakelijk was om de operationele veiligheid van het net te garanderen. De **historiek** van deze modulaties is terug te vinden in het rapport van de Vlaamse Nutsregulator over de kwaliteit van de dienstverlening en de aansprakelijkheid van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Vlaamse Gewest in 2022, VNR-rapport RAPP-2023-15.¹⁹⁹ Het is hierbij belangrijk om te benadrukken dat de cijfers over de niet-geproduceerde energie in het VNR-rapport RAPP-2023-15 niet één-op-één te vergelijken zijn met de cijfers die in dit rapport besproken worden. In de jaren voor 2023 werd er immers een **andere baselining-methodologie** gebruikt, waarbij het geïnstalleerde vermogen als referentie diende ten opzichte waarvan het gemoduleerde

¹⁹⁸ <https://portal.nodesmarket.com/onboarding/dashboard>

¹⁹⁹ Vlaamse Nutsregulator, Rapport van de Vlaamse Nutsregulator met betrekking tot de kwaliteit van de dienstverlening en de aansprakelijkheid van de elektriciteitsdistributienetbeheerders en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in het Vlaamse Gewest in 2022, d.d. 19 juli 2023, <https://www.vlaamsenutsregulator.be/publicaties/rapp-2023-15>.

volume bepaald werd (*worst-case-benadering*). Aangezien er op dat moment nog geen vergoeding aan de modulatie gekoppeld was, was de noodzaak kleiner om een complexere baselining-methodologie te hanteren; de berekende hoeveelheid niet-geproduceerde energie was dus eerder indicatief. Sinds 2023 hanteert Fluvius voor wind en zon een baselining-methodiek waarbij metingen van vergelijkbare, naburige niet-aangestuurde leveringspunten gebruikt worden als referentie; dit type baseline is ook gekend als het controlegroep principe. Voor andere flexibele eenheden in afname en productie wordt de meting voorafgaand aan de aansturing als baseline gebruikt; dit type baseline is ook gekend als het *meter before-meter after* principe.

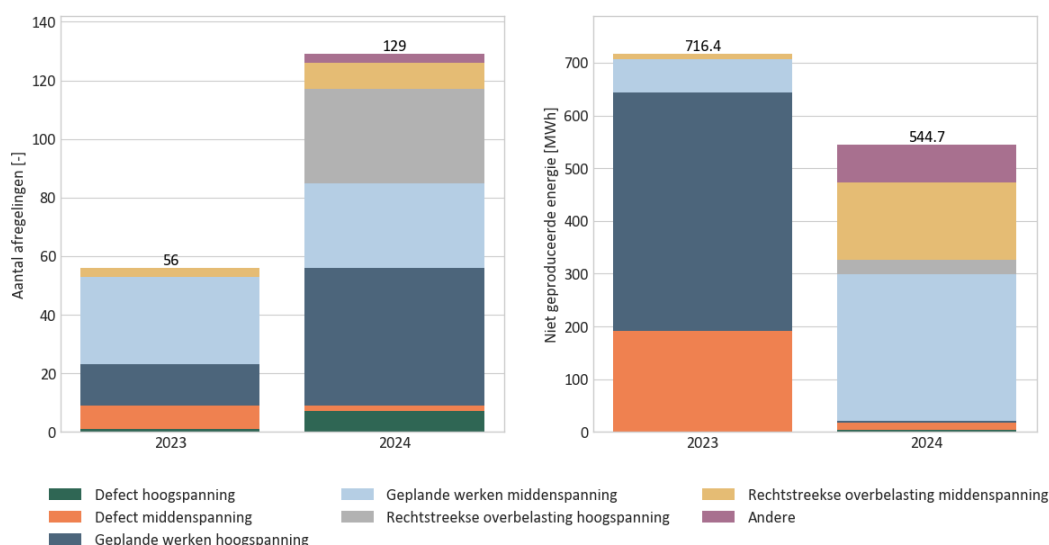
Figuur 31 toont het **aantal afregelingen** van distributiegekoppelde eenheden uitgerust met telecontrole in het kader van gereserveerde technische flexibiliteit voor 2023 en 2024, en de ermee gekoppelde **niet-geproduceerde energie**, opgesplitst **per technologie**. We maken hierbij een onderscheid tussen productie-installaties op fossiele brandstoffen, WKK-installaties, windturbines, PV-installaties, opslaginstallaties en andere installaties. Onder de categorie 'andere' vallen combinaties van wind-, zon- en/of WKK-installaties. Uit deze figuur blijkt dat voornamelijk wind-, WKK-, of gecombineerde installaties de afgelopen twee jaren een belangrijke impact ondervonden in termen van niet-geproduceerde energie ten gevolge van afregelingen in het kader van congestiebeheer.



Figuur 31 De toepassing van niet-marktgebaseerde flexibiliteit bij distributiegekoppelde eenheden (productie en opslag) uitgerust met telecontrole in 2023 en 2024, in termen van aantal afregelingen en gemoduleerde/niet-geproduceerde energie, opgesplitst per technologie.

Bron: Fluvius, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.

Figuur 32 toont, net als Figuur 31, het aantal afregelingen en de niet-geproduceerde energie, maar nu opgesplitst **per oorzaak**. We maken hierbij een onderscheid tussen defecten op hoog- of middenspanning, geplande werken op hoog- of middenspanning, rechtstreekse overbelastingen op hoog- of middenspanning, of andere oorzaken. Onder de categorie 'andere' vallen bijvoorbeeld modulaties op vraag van en in samenspraak met de klant. Uit deze figuur blijkt dat in 2023 geplande werken op het middenspannings- en hoogspanningsnet, alsook defecten op het middenspanningsnet, belangrijke aanleidingen waren voor modulaties. In 2024 waren voornamelijk modulaties vereist naar aanleiding van geplande werken, alsook omwille van rechtstreekse overbelastingen op het middenspannings- of hoogspanningsnet.



Figuur 32 De toepassing van niet-marktgebaseerde flexibiliteit bij distributiegekoppelde eenheden (productie en opslag) uitgerust met telecontrole in 2023 en 2024, in termen van aantal afregelingen en gemoduleerde/niet-geproduceerde energie, opgesplitst per oorzaak.

Bron: Fluvius, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.

De figuren hierboven geven de **modulaties** weer op het **distributienet**. Deze modulaties zijn echter **niet louter ten voordele van het distributienet**. Distributiegekoppelde eenheden met telecontrole kunnen immers ook gemoduleerd worden voor congestiebeheer op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of transmissienet. Om hier meer inzicht te geven, splitst Tabel 3 de belangrijkste statistieken van de modulaties van distributiegekoppelde eenheden uitgerust met telecontrole op in de modulaties voor congestiebeheer op het distributienet dan wel voor congestiebeheer op het hogerliggende net.

Tabel 3 Het aantal modulaties, de gemiddelde duur, het gemiddeld gereduceerd vermogen, de niet-geproduceerde energie en de uitbetaalde vergoeding voor modulaties van distributiegekoppelde eenheden (productie en opslag) in het kader van congestiebeheer. De statistieken worden opgesplitst in statistieken voor de modulaties van distributiegekoppelde eenheden ten dienste van het distributienet, en voor modulaties van distributiegekoppelde eenheden ten dienste van het hogerliggende net (het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of het transmissienet).

Bron: Fluvius, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.

	Aantal modulaties	Gemiddelde duur [h]	Gemiddeld gereduceerd vermogen [MW]	Niet-geproduceerde energie [MWh]	Uitbetaalde vergoeding [EUR]
Modulaties voor congestiebeheer op het distributienet					
2023	43	73,8	4,4	268,1	3.430,7
2024	53	17,6	5,2	509,2	18.341,6
Modulaties voor congestiebeheer op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit/transmissienet					
2023	13	42,7	6,2	448,3	0,0
2024	76	1,5	4,2	35,5	402,7

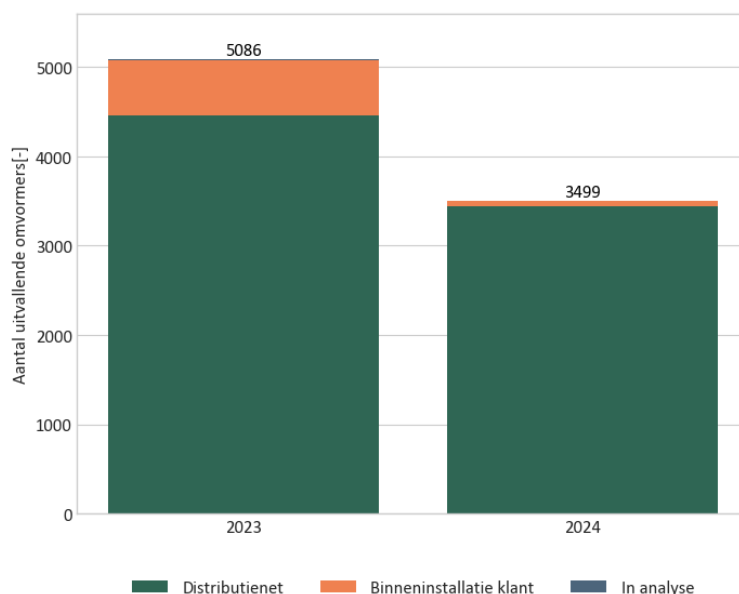
We staan hier graag kort nog even stil bij twee ogenschijnlijke bijzonderheden uit Tabel 3.

De hoge gemiddelde duur in 2023 voor de modulaties van distributiegekoppelde eenheden uitgerust met telecontrole in het kader van congestiebeheer op het distributienet, is te wijten aan één specifieke situatie. Door een verkeerde instelling van het setpoint in de betrokken installatie werd deze langer dan vereist gemoduleerd. De hoeveelheid niet-geproduceerde energie bleef echter beperkt. Inmiddels werden de nodige procesaanpassingen geïmplementeerd om dit in de toekomst te voorkomen.

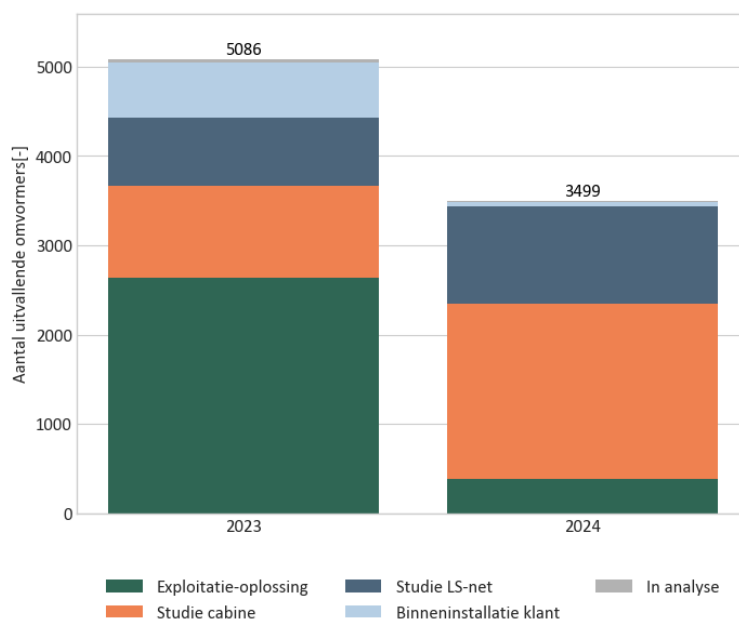
Het feit dat er in 2023, ondanks het feit dat de niet-geproduceerde energie groter was dan 0, uiteindelijk toch geen vergoeding werd uitbetaald voor modulaties ten dienste van het hogerliggend net, is te verklaren door het feit dat elkeen van deze modulaties betrekking had op een WKK-installatie. Bij het bepalen van de vergoeding voor gereserveerde technische flexibiliteit moet, conform artikel 3.1.34/3 van het Energiebesluit, ook de vermeden brandstofkosten in rekening gebracht worden. Dit leidde ertoe dat de vergoeding uiteindelijk netto 0 werd. Merk op dat dit effect ook meespeelde in de andere rijen in Tabel 3. Aangezien hier naast WKK-installaties ook andere technologieën gemoduleerd werden, is de totale vergoeding over alle uitgevoerde modulaties heen in dat geval wel groter dan 0.

Naast grote productie- en opslaginstallaties uitgerust met telecontrole, worden ook **uitvallende omvormers** in Vlaanderen onder het toepassingsgebied van technische flexibiliteit gerekend. Het gaat in dit geval om een automatische uitschakeling van de omvormer van zonnepanelen, wanneer de spanning ter hoogte van de aansluiting te hoog wordt. Die spanningsverhoging kan optreden bij momenten van hoge injectie door decentrale productie-installaties (zoals zonnepanelen), op plaatsen waar veel zonnepanelen dicht bij elkaar staan of waar deze installaties op een lang stuk laagspanningskabel zijn aangesloten. De capaciteit van het lokale laagspanningsnet kan in dat geval onvoldoende zijn om die hoge injectie op te vangen.

Figuur 33 toont het aantal uitvallende omvormers voor het jaar 2023 en 2024, opgesplitst **per oorzaak**. Het aantal uitvallende omvormers daalde van 5.086 in 2023, naar 3.499 in 2024. Het merendeel van de uitvallende omvormers was te wijten aan problemen op het net, en niet aan de binneninstallatie van de klant. Figuur 34 toont aan dat in 2023 voor het merendeel van de uitvallende omvormers een **oplossing** gevonden kon worden via een kleine operationele ingreep, binnen de 30 dagen na het eerste bezoek ter plaatse (een zogenaamde exploitatie-oplossing). Voor het merendeel van de gevallen in 2024 bleek daarentegen een meer structurele oplossing vereist. Hiervoor werd ofwel een structurele versterking van het lokale elektriciteitsnet overwogen (oplossing “studie LS-net” in Figuur 33), of de inpassing van een nieuwe distributiecabine (oplossing “studie cabine” in Figuur 33). De realisatie van deze oplossingen neemt tijd in beslag. Voor een lokale versterking van het laagspanningsnet heeft Fluvius ongeveer vier maanden nodig. Het inpassen van een nieuwe distributiecabine vraagt één tot twee jaar, gelet op het feit dat Fluvius een geschikt stuk grond moet vinden en de vereiste vergunningen moet verkrijgen.



Figuur 33 Het aantal uitvallende omvormers in 2023 en 2024, opgesplitst per oorzaak.
Bron: Fluvijs, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.



Figuur 34 Het aantal uitvallende omvormers in 2023 en 2024, opgesplitst per vereiste oplossing.
Bron: Fluvijs, jaarlijkse flexibiliteitsrapportering aan de Vlaamse Nutsregulator.

V.2.2. Congestiebeheer op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit

Aangezien er op vandaag voor het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit** nog geen marktproducten voor congestiebeheer werden uitgewerkt (zie Titel IV.4.2.2), en aangezien flexibele aansluitingsovereenkomsten op vandaag nog niet mogelijk zijn in Vlaanderen, rapporteren we voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit **enkel over de toepassing van niet-marktgebaseerde flexibiliteit**.

Wat betreft de modulaties van distributiegekoppelde eenheden voor congestiebeheer op het plaatselijk vervoernet, verwijzen we naar de bespreking hierboven horend bij Tabel 3 op pagina 129.

Elia meldde daarnaast dat er noch in 2023, noch in 2024 activaties van **redispatching** gebeurden bij **eenheden op het plaatselijk vervoernet** van elektriciteit in het kader van congestiebeheer.

VI. CONCLUSIE

Dit rapport heeft als doel om een stand van zaken te geven wat betreft de uitrol en toepassing van expliciete flexibiliteit aanwezig in het elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit in Vlaanderen, voor congestiebeheerdoeleinden, tot en met het jaar 2024. Waar relevant worden ook reeds verdere ontwikkelingen in 2025 besproken.

Dit rapport kadert binnen onze informerende taak opgenomen in het Decreet over de operationalisering van een Vlaamse Nutsregulator, met name het jaarlijks rapporteren in welke mate het decretale kader rond flexibiliteit en de verdere uitwerking ervan zorgt voor een flexibeler gebruik van het bestaande net en een versnelling van een duurzame energietransitie waarin de burger centraal staat. Daarnaast geeft dit rapport ook invulling aan de rapporteringsverplichting over de situaties waarbij gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit worden toegepast en geactiveerd, zoals opgelegd door het Energiedecreet.

Als gevolg van de energietransitie zien we vandaag een toename van de elektrificatie, alsook van de uitrol van hernieuwbare energiebronnen. Deze veranderingen brengen een risico op congestie met zich mee. Dit houdt in dat er een verhoogd risico ontstaat dat er onvoldoende transportcapaciteit is voor de vraag en/of het aanbod van elektriciteit, waardoor de netten overbelast kunnen geraken.

De situaties van congestie in Vlaanderen zijn vandaag louter incidenteel van aard, als gevolg van een uitval van een element van de gedeelde netinfrastructuur (zoals bijvoorbeeld een transformatorstation), waardoor de netcapaciteit tijdelijk daalt en onvoldoende kan zijn als dit samenvalt met een moment van hoge netbelasting. Aangezien het Energiedecreet oplegt aan de netbeheerders dat zij een veilig, betrouwbaar en efficiënt net moeten ontwikkelen, zullen de netbeheerders te allen tijde vermijden dat congestie structureel in hun netten zal optreden. Wanneer de huidige belasting van het net blijft toenemen, door de elektrificatie en nieuwe aanvragen, zal dit tot gevolg hebben dat netbeheerders meer acties moeten ondernemen om congestie te vermijden. Strikt gezien hebben de netbeheerders daarbij twee opties: ofwel het voorzien van bijkomende netcapaciteit door middel van netinvesteringen, ofwel de inzet van flexibiliteit om de bestaande netcapaciteit maximaal en optimaal te benutten.

De mogelijke acties die de netbeheerders kunnen ondernemen voor congestiebeheer, zijn sterk gereguleerd. Het regelgevend kader inzake congestiebeheer bestaat uit vier grote luiken. Het eerste grote luik zijn de bepalingen die betrekking hebben op de beslissing om ofwel te investeren, ofwel flexibiliteit toe te passen. De bepalingen onder de andere drie luiken introduceren drie verschillende types flexibiliteitsproducten die kunnen ingezet worden voor congestiebeheer, met name marktgebaseerde flexibiliteit, niet-marktgebaseerde flexibiliteit en flexibele aansluitingsovereenkomsten. Het regelgevend kader bakent de productdefinities, het toepassingsgebied en de toepassingsmodaliteiten van elkeen van deze producten af.

Het kader rond (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit werd in Vlaanderen gefinaliseerd in 2023 voor het distributienet, en begin 2025 voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Voor deze vormen van flexibiliteit ligt de hoofdfocus nu op de operationalisering door de netbeheerders.

Een eerste belangrijke werf voor de netbeheerders is de concrete uitwerking van het afwegingsmodel, waarmee de beslissing wordt gemaakt om ofwel te investeren ofwel flexibiliteit toe te passen.

Voor de distributienetbeheerders is de verplichting om een afweging te maken tussen een investering en flexibiliteit sinds 2021 opgenomen in het Energiedecreet. Een eerste voorstel, in de vorm van een

kwalitatieve beschrijving, werd opgenomen in het investeringsplan voor de periode 2023-2032. Op vandaag is het afwegingsmodel nog steeds in volle ontwikkeling, en vereist het nog verdere bijsturing, onder meer op basis van inzichten uit lopende testen. Dit neemt niet weg dat de Vlaamse Nutsregulator Fluvius aanspoort om op korte termijn een concrete, toepasbare versie van het afwegingsmodel voorhanden te hebben, waarbij er concrete keuzes en aannames gemaakt worden die vervolgens op basis van voortschrijdend inzicht geoptimaliseerd kunnen worden. Het gaat onder meer om keuzes en aannames wat betreft de beslissingsparameters en de frequentie van toepassing. Ook de aanpak om op voorhand tot een onderbouwde inschatting van de beschikbaarheid van marktgebaseerde flexibiliteit te komen, en de mate waarin de beschikbaarheid van niet-marktgebaseerde flexibiliteit als terugvaloptie in rekening gebracht wordt, zijn belangrijke vast te leggen vrijheidsgraden.

Voor de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit werd er pas in 2024 een gelijkaardige verplichting in het Energiedecreet ingeschreven. In het investeringsplan van Elia voor het plaatselijk vervoernet van elektriciteit voor de periode 2025-2035 vermeldt Elia dat hij vandaag reeds in beperkte mate een afweging toepast bij het definiëren van zijn netinvesteringen. Deze huidige afweging is gebaseerd op een risico-inschatting, waarbij flexibiliteit wordt ingezet indien het risico op het optreden van congesties zeer laag is en de noodzakelijke middelen voorhanden zijn. Het gaat dan bijvoorbeeld om congesties die enkel optreden in geval van onderhoud op specifieke delen van het net, of congesties ten gevolge van een incident waarbij de overbelasting de tijdelijke overbelastbaarheid van de netelementen niet overschrijdt. Elia werkt momenteel aan de uitwerking van een nieuw afwegingskader, waarbij ook significantere hoeveelheden aan flexibiliteit in rekening worden gebracht als mogelijk alternatief voor een netinvestering.

De verdere ontwikkeling van het afwegingsmodel, zowel door de distributienetbeheerders als door de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, is absoluut noodzakelijk, omdat het afwegingsmodel één van de kernelementen is van het kader voor congestiebeheer. De toepassing van flexibiliteit staat of valt met deze afweging.

Een tweede belangrijke werf is het opzetten van een lokale flexibiliteitsmarkt voor congestiebeheer, en de uitwerking van bijhorende marktproducten.

Fluvius is reeds sinds midden 2022 aan de slag met het opzetten van een lokale flexibiliteitsmarkt in Vlaanderen, en het uitwerken van marktproducten voor congestiebeheer. Midden 2024 contracteerde Fluvius het NODES flexibiliteitsmarktplatform, om markttesten te kunnen faciliteren ter verdere ontwikkeling/onderbouwing van marktproducten. In de winter van 2024-2025 organiseerde Fluvius een eerste set van testen in twaalf geografisch afgebakende potentieel toekomstige congestiegebieden. Er werd een totaal flexibiliteitsvolume van 1.304 kWh gerealiseerd over 89 leveringen, met een gemiddelde van 15 kW per levering. De totaal uitbetaalde vergoeding bedroeg 1.002 euro. In de zomer van 2025 plande Fluvius een reeks vervolgtesten op 19 testlocaties. In aanloop naar deze zomertesten werden 2.597 flexibele eenheden geregistreerd op het NODES platform, goed voor een totaal vermogen van 153 MW verdeeld over 6 gekwalificeerde kandidaat dienstverleners van flexibiliteit. Tijdens de zomertesten werd uiteindelijk een totaal flexibiliteitsvolume van 17,52 MWh gerealiseerd over 53 leveringen, met een gemiddelde van 331 kW per levering. De totaal uitbetaalde vergoeding bedroeg 2.292 euro. Ook voor de winter van 2025-2026 voorziet Fluvius een volgende ronde wintertesten, ditmaal op 70 testlocaties. De uitbreiding van het aantal testlocaties biedt volgens Fluvius meer mogelijkheden voor deelname en draagt bij tot een bredere representativiteit van het net. De focus van de nieuwe testen ligt op het verbeteren van de producten

en de markttiming, en het verhogen van de deelname en de liquiditeit. In aanloop naar deze testen zijn er intussen reeds 2.649 flexibele eenheden geregistreerd op het NODES platform, goed voor een totaal vermogen van 351 MW verdeeld over 10 gekwalificeerde kandidaat dienstverleners van flexibiliteit. De lokale flexibiliteitsmarkt in Vlaanderen lijkt zich dus verder voor te bereiden op een bredere inzet van flexibiliteit. Bijkomend inzicht uit volgende testen is echter noodzakelijk om een beter beeld te krijgen van het verdere verloop van de opschaling van marktgebaseerde flexibiliteit.

Op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit bestaan er vandaag geen marktproducten voor congestiebeheer. De motivering van Elia voor het ontbreken van deze marktproducten is het gebrek aan liquiditeit in de markt, en het risico op (inc-dec) gaming in geval van een marktgebaseerde vergoeding. Een verdere uitrol van het operationele kader voor congestiebeheer door Elia zal ertoe leiden dat er meer assets beschikbaar zullen zijn voor het aanbieden van flexibiliteit voor congestiebeheer, waaronder ook distributiegegekoppelde eenheden. Dit zal voor meer liquiditeit zorgen in de toekomst, en dus de inzet van marktgebaseerde flexibiliteit faciliteren. Elia startte op 28 oktober 2025 een marktbevraging bij alle gebruikers van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, om de beschikbare flexibele assets op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en de omstandigheden waaronder deze flexibel aangestuurd kunnen worden, in kaart te brengen. Deze informatie kan gebruikt worden als input voor het ontwikkelen van specifieke marktproducten. Dit neemt niet weg dat deze verdere ontwikkeling nog grote stappen van de kant van Elia zal vereisen.

Een derde belangrijke werf is de uitrol en correcte toepassing van niet-marktgebaseerde flexibiliteit als strikt gereguleerde noodoplossing. Dit type flexibiliteit kan slechts bij zeer specifieke netgebruikers en onder zeer specifieke toepassingsvoorwaarden geactiveerd worden.

Aangezien het merendeel van de regels van toepassing op niet-marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer op het elektriciteitsdistributienet verankerd zijn in hogere regelgeving, was er na de invoering van het nieuwe regelgevend kader inzake congestiebeheer weinig specifieke bijkomende implementatie door de elektriciteitsdistributienetbeheerders vereist om niet-marktgebaseerde flexibiliteit te operationaliseren. Toch waren er een aantal aanpassingen vereist aan enkele gereguleerde documenten, met name het aansluitingscontract, de technische voorschriften van Synergrid en de Samenwerkingsovereenkomst, die in lijn dienden gebracht te worden met het (nieuwe) regelgevend kader inzake congestiebeheer. Zo werden de garanties qua aansluitvermogen verduidelijkt/bestendigd, en werden de mogelijkheden voor de netbeheerders om voorafgaand aan de activering van flexibiliteit structureel beperkingen op te leggen duidelijk afgebakend. Daarnaast moet de onderlinge verhouding tussen de verschillende flexibiliteitsproducten nog verduidelijkt worden, en moet de samenwerking tussen de distributienetbeheerders en de transmissienetbeheerder – onder meer wat betreft de gegevensuitwisselingen en de financiële compensaties – nog beter uitgewerkt worden.

De regelgeving inzake niet-marktgebaseerde flexibiliteit van toepassing op het Vlaamse plaatselijk vervoernet van elektriciteit is ruimer dan die van toepassing op het distributienet, aangezien het plaatselijk vervoernet van elektriciteit ook kwalificeert als een lokaal transmissienet. Het operationele kader wordt hier – in tegenstelling tot bij het distributienet – wel vastgelegd in gereguleerde documenten en contracten opgesteld door Elia, met name de regels voor coördinatie en congestiebeheer, de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning en de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent. De basisprincipes opgenomen in deze documenten liggen weliswaar in lijn met de regels van toepassing op het distributienet. Een belangrijk verschil is de huidige invulling van het toepassingsgebied. Waar

voor congestiebeheer op het distributienet vandaag reeds alle grote productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten met een geïnstalleerd vermogen groter of gelijk aan 1 MW moeten deelnemen aan niet-marktgebaseerde flexibiliteit, geldt deze verplichting voor congestiebeheer op het transmissienet en bij uitbreiding op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit slechts voor zeer grote eenheden van 25 MW. Deze verplichte deelname zal geleidelijk aan uitgebreid worden naar kleinere eenheden, alsook naar eenheden aangesloten op het distributienet. Bij deze verdere uitrol zullen samenwerking en harmonisatie belangrijke aandachtspunten zijn voor Elia en Fluvius.

Distributiegekoppelde eenheden uitgerust met telecontrole werden in 2024 129 keer afgeregeld in het kader van niet-marktgebaseerde flexibiliteit. Van deze 129 modulaties gebeurden 53 modulaties voor congestiebeheer op het distributienet. De modulaties gebeurden voornamelijk naar aanleiding van geplande werken, alsook omwille van rechtstreekse overbelastingen. Voornamelijk wind-, WKK-, en gecombineerde (wind-, zon- en/of WKK-) installaties ondervonden een belangrijke impact in termen van niet-geproduceerde energie ten gevolge van afregelingen in het kader van congestiebeheer. In totaal werd 509,2 MWh afgeregeld ten dienste van de distributienetbeheerders. Hier stond een vergoeding van 18.341,6 euro tegenover.

De activatie van niet-marktgebaseerde flexibiliteit voor congestiebeheer op het Vlaamse plaatselijk vervoernet van elektriciteit gebeurde in 2023 en 2024 enkel bij distributiegekoppelde eenheden; er gebeurde geen enkele activatie bij eenheden aangesloten op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Distributiegekoppelde eenheden uitgerust met telecontrole werden in 2024 76 keer gemoduleerd ten dienste van het hogerliggend net (i.e., het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en het transmissienet). Er werd in totaal 35,5 MWh afgeregeld. Hier stond een vergoeding van 402,7 euro tegenover.

Het regelgevend kader rond flexibele aansluitingsovereenkomsten is een relatief nieuw gegeven. Deze mogelijkheid werd in 2024 ingevoerd in het Europees regelgevend kader. De omzetting hiervan in Vlaanderen is lopende.

Van zodra flexibiliteit ook in deze vorm ingezet kan worden, zal een vierde belangrijke werf erin bestaan om de onderlinge verhouding/samenhang tussen de verschillende flexibiliteitsproducten – (niet-)marktgebaseerde flexibiliteit en flexibele aansluitingsovereenkomsten – af te bakenen en te vrijwaren, en te vertalen naar transparante regels rond activatievolgorde. Deze uitwerking zal van primordiaal belang zijn voor een goed werkend operationeel kader voor congestiebeheer.

Tot slot wordt er ook nog nieuwe regelgeving verwacht, waaronder de Europese Netcode inzake Demand Response en het EU Grids Package. De Europese Netcode stelt de belangrijkste principes vast voor de ontwikkeling van bindende EU-brede regels voor vraagrespons. De nieuwe regels zijn bedoeld om de deelname van meer vormen van vraagrespons te vergemakkelijken, waaronder het elektriciteitsverbruik van consumenten, opslag en decentrale opwekking (zoals zonnepanelen op daken of elektrische voertuigen) aan de groothandelsmarkten voor elektriciteit. Daarnaast moeten ze ook de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteit voor balanceringsdoeleinden, voor congestiebeheer en voor spanningsregeling vergemakkelijken. Het EU Grids Package omvat bijkomende regelgeving die onder andere als doel heeft om grensoverschrijdende planning en realisatie van projecten (interconnectoren, netwerken tussen landen) beter te coördineren. Daarbij moet het toekennen van vergunningen sneller en eenvoudiger worden, om vertragingen bij netinvesteringen en andere energieprojecten te vermijden. De hervorming richt zich echter niet enkel op grootschalige transmissienetten, maar ook op distributienetten. Er komt meer aandacht voor digitalisering en innovatie in netwerken, om de energie-infrastructuur toekomstbestendig te maken.

Naast de acties die de regelgeving vereist van de netbeheerders voor de uitrol en implementatie van flexibiliteit voor congestiebeheer, identificeren we nog andere mogelijke relevante maatregelen, waarbij ook andere actoren dan de netbeheerders betrokken kunnen zijn. We maken daarbij een onderscheid tussen maatregelen die gericht zijn op een verbetering van de toewijzing en inzet van beschikbare capaciteit enerzijds, en maatregelen die gericht zijn op een verbetering van de beschikbaarheid van flexibiliteit anderzijds.

Een verbetering van de toewijzing en inzet van beschikbare capaciteit zou eventueel verwezenlijkt kunnen door een betere afstemming van de toegewezen capaciteit op de werkelijke noden via een *pay-it-or-lose-it* of *use-it-or-lose-it* mechanisme. Een andere mogelijkheid bestaat erin om eventuele verbeteringen door te voeren aan de methodologieën en assumpties van de netbeheerders bij hun netstudies, die een zinvol evenwicht dienen te weerspiegelen tussen het maximaliseren van de onthaalcapaciteit op korte termijn enerzijds, en het inbouwen van de nodige veiligheidsmarges ter garantie van een veilig en betrouwbaar beheer van de netten op langere termijn anderzijds. Ook aan de methodologie voor de capaciteitstoewijzing van Elia zijn eventuele aanpassingen mogelijk, met specifieke aandacht voor de impact van de directe concurrentie die vandaag bestaat tussen enerzijds aansluitingsaanvragen op hoogspanning op het transmissienet en anderzijds aansluitingsaanvragen op middenspanning op het distributienet. Daarnaast zouden ook de aansluitingsprocedures aangepast kunnen worden, onder meer door het invoeren van maturiteitscriteria om speculatieve aanvragen – en daaruit volgende papieren congesties – tegen te gaan. De laatste geïdentificeerde maatregel is een eventuele invoering van een prioriteringskader, waarbij aansluitingsaanvragen niet langer volgens het *'first-in-first-out'* principe afgehandeld zouden worden in gebieden met een beperkte netcapaciteit.

Om de beschikbaarheid/liquiditeit van marktgebaseerde flexibiliteit te verhogen, dienen een aantal obstakels weggewerkt te worden, waaronder het gebrek aan zekerheid rond de toekomst van de marktproducten, de vereiste administratie en de vereiste investeringen en aanpassingen wat betreft (onder meer) IT, en de onduidelijkheid rond een correcte waardering van flexibiliteit. Ook de noodzakelijke verdere ontwikkeling en verbetering van het afwegingsmodel is belangrijk in deze context, aangezien de inzet van marktgebaseerde (en bij uitbreiding ook niet-marktgebaseerde) flexibiliteit staat of valt met deze afweging.

De beschikbaarheid van niet-marktgebaseerde flexibiliteit zou op zijn beurt verhoogd kunnen worden door het toepassingsgebied uit te breiden naar kleinere productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten, en door nieuwe technische oplossingen voor telecontrole te introduceren, waarbij minder gebruik wordt gemaakt van de klassieke hardware zoals vandaag het geval is bij de fysieke telecontrolekast. Een ander belangrijk actiepunt in deze context is het correct in rekening brengen van het potentiële net-ondersteunend-effect van batterijen, in het bijzonder in de methodologie voor netstudies van Elia. Naast het correct in rekening brengen van dit moduleerbaar vermogen bij de capaciteitstoewijzing, dienen de mogelijkheden tot modulatie nadien ook operationeel gevrijwaard te blijven. Dit zou geborgd kunnen worden door het inbouwen van een modulatiezekerheid voor flexibel vermogen dat onder het toepassingsgebied van technische flexibiliteit valt, bijvoorbeeld in het aansluitingscontract.

Gelet op de verwachte verdere ontwikkeling van het regelgevend kader inzake congestiebeheer, de vereiste verdere operationalisering van dit regelgevend kader door de netbeheerders, en de mogelijke implementatie van de bijkomend geïdentificeerde relevante maatregelen, zal congestie vermijden en flexibiliteit ontsluiten ook in de nabije toekomst een belangrijke werf blijven.