

# Reactie Eandis en Infrac op beleidsplatform VREG

---

Eandis en Infrac hebben met veel belangstelling de presentatie van de VREG gevolgd met als titel "Flexibiliteit op het Distributienet" zoals gepresenteerd op het Beleidsplatform van 21 september 2015.

We waarderen de inspanningen die de VREG levert om een wetgevend kader voor flexibiliteit te willen ontwikkelen in overleg met alle partijen, en we ondersteunen in belangrijke mate de ingenomen posities van de VREG.

Vooraf juichen wij de intenties van de VREG toe om:

- maximale consistentie te zoeken met Europese en federale ontwikkelingen;
- de scope van het wetgevend kader voor flexibiliteit in distributienetten in eerste instantie te beperken tot hoogspanningsdistributienetten;
- onder "flexibiliteit" zowel de reactie op activatiesignalen als prijssignalen te begrijpen;
- een onderscheid te maken tussen marktflexibiliteit en ondersteunende diensten voor de DNB;
- een marktrol FSP te definiëren;
- de problematiek van transfer of energy te behandelen op een manier waarbij betrokken marktpartijen (leverancier en diens BRP, en de FSP met diens BRP) zoveel mogelijk onafhankelijk van elkaar te kunnen opereren volgens het model zoals voorgesteld in de Network Code on Electricity Balancing. Dit is de meest toekomstgerichte manier om mogelijke barrières voor deelname aan de flexibiliteitsmarkt te mitigeren;
- de rol van marktfacilitator en databeheerder toe te kennen aan een neutrale partij, namelijk de DNB, die hiervoor gebruik maakt van een Flex Toegangsregister en een Flex Activatieregister.
- een kader te creëren voor ondersteunende diensten voor de DNB, met de invoering van flex-regels en een wettelijke vergoedingsregeling, in functie van aansluitscenario's, in het specifieke geval dat de DNB een modulatiesignaal verzendt naar productie-installaties.

Uit het voorstel voor vergoedingsregeling, waarop we verder in dit schrijven nog terugkomen, blijkt dat de VREG een flexibele aansluiting - mits gepaste vergoedingsregeling - beschouwt als een volwaardig alternatief voor een niet-flexibele aansluiting. Dit is een evolutie ten opzichte van de huidige bepalingen in het TRDE (versie 2015, waar flexibele aansluitingen in regel enkel tijdelijk kunnen worden aangeboden) waar we volledig achterstaan.

Hierna geven wij enkele suggesties bij enkele specifieke slides uit de presentatie van de VREG.

### **Slide 22: scope = hoogspanningsdistributienet**

Slide 22 bakent de scope van dit beleidsadvies af tot hoogspannings- en middenspanningsdistributienetten, terwijl enkel hoogspanning gedefinieerd is in de Vlaamse energiewetgeving.

We gaan er van uit dat alle distributienetten met een nominale spanning > 1000V (definitie hoogspanning) in scope van dit advies zijn.  
Is ook het plaatselijk vervoernet in scope?

### **Slide 25: definitie van Flexibiliteit**

Aan de door de VREG voorgestelde definitie

*“Flexibiliteit is de wijziging van een productie injectie profiel en/of consumptieprofiel in reactie op een extern signaal om een dienst te verlenen in het energie systeem”*

stellen we volgende toevoegingen voor:

- we stellen voor om systematisch de termen “afname”, “injectie”, “productie” of “verbruik” te hanteren (zie ook de Synergrid- reactie, §2.4, op de CREG consultatie i.v.m. vraagzijdebeheer).
- We stellen voor om te verduidelijken dat het enkel over de wijziging van het profiel van **actieve** energie gaat.

Inzake de modulatie van **reactieve** energie werken de Belgische DNB's, in dialoog met Elia, nog een visie uit in welke mate TNB en DNB en netgebruikers kunnen samenwerken in de levering van ondersteunende diensten, om de reactieve energiestromen zo goed mogelijk te beheren, al dan niet door middel van een marktmodel.

Wij gaan ervan uit dat enkel netbeheerders de eindgebruiker kunnen zijn van regelbare reactieve energie (in tegenstelling tot actieve energie waar ook BRP's eindgebruiker van de flexibiliteit kunnen zijn). Gezien de technische eigenheid van reactieve energie denken we dat, mocht er een markt voor reactieve energie ontwikkeld worden tot op het niveau van de distributienetten, dit in elk geval een ander model is dan de bekende flexibiliteit voor actieve energie. Evenwichtsverantwoordelijken zijn wellicht minder betrokken.

Wij kunnen dan ook vandaag niet met zekerheid stellen dat alle consequenties om dit als “flexibiliteit” te labelen (bijvoorbeeld opname in flex register om betrokken FSP en BRP bij te houden) ook van toepassing zouden zijn op de aanstuurbaarheid van reactieve energie. De visievorming over dit type van ondersteunende diensten verloopt dus best apart van de visievorming over flexibiliteit.

- We stellen voor om in de definitie te expliciteren dat de wijziging van het gedrag zich moet voordoen bij een distributienetgebruiker.
- We stellen voor om “dienst in het energiesysteem” nauwkeuriger te omschrijven:
  - “Energiesysteem” is weinig afgebakend, het is wellicht duidelijker om exhaustief op te lijsten vanuit welke marktrol een partij eindgebruiker kan zijn van flexibilitiediensten.
  - Anderzijds is het begrip “dienst” mogelijk te afgebakend. Een netgebruiker die ToU tariefprijkkels volgt, afkomstig van een leverancier of netbeheerder, doet dit in hoofdzaak om een tarifair voordeel te bekomen, zonder dat hiervoor noodzakelijkerwijze een dienstenrelatie bestaat tussen de netgebruiker en de leverancier of netbeheerder.

Vandaar stellen wij volgende definitie voor:

*“Flexibiliteit op het distributienet is de wijziging van het profiel van productie, injectie, verbruik of afname van actieve energie bij een distributienetgebruiker of groep van distributienetgebruikers, in reactie op een extern signaal, om – al dan niet via een derde partij – ofwel een dienst te verlenen aan een leverancier, evenwichtsverantwoordelijke (BRP) of netbeheerder ofwel om een tarifair voordeel te bekomen bij een of meerdere van deze partijen.”*

Verder vermeldt slide 25 ook enkele parameters van flexibiliteit. Een andere vermeldenswaardige parameter is het rebound effect.

Wanneer flexibiliteit de wijziging van het afnameprofiel betreft kan er nog onderscheid gemaakt worden tussen *reductie* van de vraag (vb verlichting die wordt uitgeschakeld) of *verplaatsing* van de vraag (vb een koelproces dat naar een ander tijdstip wordt verschoven). In dit laatste geval is er een kans op rebound effect, namelijk een extra hoge afname na beëindigen van activatie van de flexibiliteit. De impact op de netbelasting is dus niet enkel tijdens de activatie van flexibiliteit, maar ook in de periode ervoor of erna. De huidige NFS studies voor de Elia producten (conform Synergrid C8-1) onderzoeken nu ook al of er in dat geval risico is op bv verminderde spanningskwaliteit.

### **Slide 28: externe signalen:**

#### **Enkel dynamische prijssignalen in scope**

We zijn akkoord dat zowel activatiesignalen als prijssignalen in scope van flexibiliteit vallen, waarbij er nog bijkomende afbakening nodig is van wat als prijssignaal wordt verstaan.

We denken dat het voorgestelde criterium om een prijssignaal al dan niet in scope te nemen, namelijk of het signaal al dan niet het specifieke doel heeft om een afname- of injectieprofiel aan te passen, in de praktijk voor discussie vatbaar zal zijn.

Het is bijvoorbeeld denkbaar dat een BRP/leverancier een tariefformule bedenkt waarbij het voor hem kostenneutraal is of een DNG wel of niet reageert op een prijssignaal. Als de DNG wel reageert, heeft dit een goede impact op de onevenwichtskosten of -opbrengsten voor de BRP; als de DNG niet reageert is het bedrag dat hij door het prijssignaal extra betaalt aan de leverancier/BRP waarschijnlijk voldoende om diens verhoogde onevenwichtskost te dekken. Zodat het moeilijk af te bakenen valt of de leverancier/BRP met dit prijssignaal nu wel of niet de uitdrukkelijke bedoeling had om een gedragsverandering te veroorzaken.

Voor de DNB's is de impact, om iets al dan niet onder de noemer flexibiliteit te categoriseren, vooral de ontwikkeling van nieuwe methodes voor handhaving van de operationele veiligheid, en het inspelen op nieuwe databehoeften van de marktspelers.

Vanuit dit uitgangspunt denken we dat het zinvol is om een onderscheid te maken tussen statische en dynamische signalen, waarbij de eerste niet en de tweede wel in scope van flexibiliteit vallen.

Met *statische prijssignalen* bedoelen we tariefomschakelingen die op voorhand vastgelegd zijn, onveranderlijk in de tijd, en met een beperkt aantal omschakelingen per dag.

Zo is de normale dagelijkse omschakeling tussen normale uren en stille uren een op voorhand bekend en stabiel fenomeen. De distributienetten zijn nu ook al gedimensioneerd om te kunnen omgaan met de belastingspieken die tijdens zo een omschakeling kunnen voorkomen (vb piekverbruik tussen c.a. 21u en c.a. middernacht bij de opstart van verwarmingstoestellen). Dit werkt goed in de huidige energiemarktwerking: er is geen behoefte aan bijkomende netstudies voor operationele veiligheid, geen specifieke rol voor een FSP, geen extra databehoeften.

Onder *dynamische prijssignalen* verstaan we signalen of prijsformules (ook zonder dat er actief signalen verstuurd worden door een FSP), die afhangen van ogenblikkelijke markt- of netomstandigheden. Bijvoorbeeld een energieleveringscontract op basis van de ogenblikkelijke BELPEX-prijs of (hypothetisch) een ToU nettarief in functie van de ogenblikkelijke kans op congestie.

Dit zijn de signalen waar we vandaag nog geen ervaring hebben met de impact op gelijktijdig gedrag van netgebruikers en op netbelasting, en die dus een aangepaste netstudie (NFS), en op lange termijn een actief netmanagement, noodzakelijk maken.

Dit zijn ook de gevallen waar flexibiliteit enkel in de markt kan gevaloriseerd worden als hiervoor voldoende data aanwezig zijn (gemeten lastprofiel), en waar nieuwe marktspelers in de rol van FSP zich aanmelden. Het is dus voor deze gevallen dat een beleidsadvies flexibiliteit nodig is.

### *Lokaal gemeten grootheden*

Verder zien we ook enkele mogelijke toekomstige evoluties waarbij het gedrag van netgebruikers wordt aangepast in functie van ter plaatse gemeten grootheden, en waaraan eventueel het label flexibiliteit kan toegekend worden.

Bijvoorbeeld:

- de uitbreiding van de Elia R1-producten naar het distributienet, waar de activatie geïnitieerd wordt door een lokaal gemeten frequentie-afwijking.
- een dienst van de DNG aan de DNB waarbij de DNG zijn afname- of injectieprofiel aanpast in functie van de lokaal gemeten netspanning.

Hier is het aangewezen om een onderscheid te maken tussen:

- gedragsverandering op basis van een wettelijke verplichting/voorschrift: bijvoorbeeld de verplichte afschakeling van een generator als de netfrequentie een drempelwaarde overschrijdt of als eilandwerking gedetecteerd wordt (conform C10/11). Dit is geen flexibiliteit.
- gedragsverandering op basis van een gecontracteerde dienstverlening, bv deelname aan R1-product of lokale spanningsregeling. Dit kan als flexibiliteit aanzien worden.

### *Slide 26: Markttrollen FSP en FRP*

#### *Marktrol FSP*

We verwelkomen het feit dat de marktrol FSP gedefinieerd wordt als een aanbieder van flexibiliteitsdiensten, maar we zouden deze rol niet omschrijven als verzamelnaam voor verschillende marktspelers. FSP is een aparte marktrol met eigen rechten en plichten, met een specifieke functie in de marktprocessen, en een specifieke plaats in de keten van datastromen.

Het is mogelijk dat een zelfde rechtspersoon tegelijkertijd zowel FSP als een andere marktrol kan uitoefenen, zoals nu ook de rollen van toegangshouder, leverancier en evenwichtsverantwoordelijke dikwijls door een zelfde rechtspersoon worden uitgeoefend. Het is anderzijds ook denkbaar dat een partij uitsluitend de rol van FSP opneemt.

We gaan ervan uit dat er ook een lijst van criteria zullen opgesteld worden om eenduidig vast te leggen wanneer een partij wel of niet erkend is als FSP. Bijvoorbeeld de ondertekening van een flex-toegangscontract tussen FSP en DNB. Verder is het ook denkbaar (zonder dat we standpunt innemen over de wenselijkheid ervan) dat de VREG eerst een vergunning moet uitreiken aan de partij die kandideert voor FSP, net zoals dit gebeurt bij leveranciers – voor zover deze al niet over een vergunning van een buitenlandse regulator beschikt.

### *Marktrol FRP niet strikt noodzakelijk*

Naar ons inzien heeft het enkel nut om een marktrol te definiëren indien deze een specifieke missie of functie heeft in de marktprocessen, in een specifieke relatie met andere marktrollen of netbeheerders, en waaruit specifieke rechten en plichten (bijvoorbeeld: toegang tot marktdata) volgen.

Dit is bijvoorbeeld het geval voor de rol van leverancier, BRP, FSP, en later misschien ook DSP en RSP (Defence Service Provider en Restoration Service Provider zoals gedefinieerd in de draft Network Code on Emergency and Restoration).

De term “FRP” daarentegen verwijst naar onze mening niet naar de rol die een partij uitoefent in een marktproces, maar wel naar een manier waarop een partij zijn rol kan uitoefenen.

De activiteit die er in bestaat om flexibiliteit te gebruiken is volgens ons een manier, voor een partij met een bestaande rol (netbeheerder, BRP...), om de specifieke taken die bij deze bestaande rol horen zo efficiënt mogelijk in te vullen. De rechten, plichten, benodigde data e.a., wanneer deze partij gebruik maakt van flexibiliteit, kunnen beschreven worden in functie van de bestaande rol die hij heeft.

Het is dus niet nodig om een marktrol FRP te definiëren.

Om dezelfde reden lijkt ons overigens ook de aggregator geen aparte marktrol te zijn (hoewel al gedefinieerd in het energiedecreet). Aggregatie is volgens ons eerder een beschrijving van de wijze waarop een partij invulling geeft aan zijn marktrol (BRP, FSP...), dan een rol op zich.

### *Slide 27: soorten Flexibiliteit*

We ondersteunen de positie dat er een onderscheid moet gemaakt worden tussen flexibiliteit in het kader van ondersteunende diensten voor de DNB (voor zover dit impact heeft op het profiel van actieve energie, zie hoger), en marktflexibiliteit.

Slide 27 van de presentatie vermeldt echter drie soorten flexibiliteit:

- 1) vraagbeheer
- 2) marktflexibiliteit
- 3) ondersteunende diensten voor de DNB

Het is volgens ons niet nodig om de soorten 1) en 2) apart te definiëren in de wetgeving. Het is ons uit het vervolg van de presentatie ook niet volledig duidelijk in welke mate een onderscheid tussen 1) en 2) zal resulteren in verschillende benaderingen / marktprocessen.

Verder is het inderdaad zo dat flexibiliteit een middel kan zijn om ondersteunende diensten voor de DNB te bekomen. Het is ook denkbaar dat ondersteunende diensten voor de DNB met andere middelen dan flexibiliteit (zoals hierboven gedefinieerd) worden opgebouwd.

### *Slide 32: BRP's voor leverancier en FSP verschillend?*

We ondersteunen dat de VREG maximaal de network code Electricity Balancing volgt, en we volgen de redenering dat zowel FSP als leverancier met een BRP moeten gelieerd zijn om de problematiek van TOE te behandelen.

Zelf hebben we twijfels of de definitieve versie van deze EB-code nog zal bevatten dat de BRP van de FSP absoluut moet verschillend zijn van de BRP van de leverancier (EB code vermeldt “onafhankelijk” i.p.v. “verschillend”).

De voorwaarde voor verschillende BRP's was bedoeld om de onafhankelijkheid tussen leverancier en FSP te garanderen, maar we vangen signalen op (zonder ons zelf uit te spreken over een voorkeur) dat de voorwaarde dat de BRP's verschillend moeten zijn eerder als marktbelemmerend dan faciliterend wordt aanzien.

Het is dus mogelijk voorbarig om in de Vlaamse wetgeving de vereiste op te nemen dat de twee betrokken BRP's verschillend zijn.

### **Slide 38 e.v.: neutraliteit van de databeheerder**

We ondersteunen de voorwaarde dat de databeheerder een neutrale partij moet zijn, en de conclusie dat de DNB de meest aangewezen partij is.

We willen echter een kleine nuance maken bij de formulering op slide 38 van de voorwaarde:

*“Databeheerder mag op geen enkele manier de rol van producent, leverancier, FSP, aggregator of andere op zich nemen.”*

Zoals bekend beschikken zowel Infrax als Eandis over eigen productie-installaties voor de voeding van eigen gebouwen. Een van de voorwaarden onder dewelke de VREG dit heeft gedoogd is dat de geproduceerde elektriciteit niet vermarkt mag worden. Daarom stellen we hier ook een andere formulering voor van deze neutraliteitsvoorwaarde, waarbij de niet-deelname aan de markt doorslaggevend is.

Verder zou de toevoeging “of andere” in deze voorwaarde de indruk kunnen wekken dat de databeheerder ook geen FRP mag zijn (indien de VREG toch van mening is dat de rol van FRP wel als aparte rol moet erkend worden, zie hoger). Dit is wellicht niet de bedoeling. Daarom stellen we voor om de marktrollen die de databeheerder niet mag innemen exhaustief op te sommen (waarbij ook aggregator volgens ons geen gedefinieerde marktrol is -zie hoger).

Vandaar onderstaand voorstel voor de formulering van de neutraliteitsvoorwaarde:

*“Databeheerder mag op geen enkele manier actief aan de elektriciteits- of flexibiliteitsmarkt deelnemen in de rol van producent, leverancier, BRP of FSP”.*

Deze formulering laat voor de DNB bovendien nog ruimte om de ondersteunende diensten, die hij nodig heeft voor goede netuitbating, met zo efficiënt mogelijke middelen in te vullen, eventueel op basis van eigen assets.

Bijvoorbeeld zou de DNB zelf eigenaar of uitbater kunnen zijn van condensatorbanken (voor beheersing van reactieve energiestromen - dit is nu al het geval) of van batterijsystemen (voor beheersing van actieve energiestromen – mogelijk toekomstscenario) op specifieke plaatsen in het net, met de enige bedoeling om deze in te zetten voor congestiebeheer / spanningsbeheer en zonder deze te gebruiken voor marktprocessen of voor commerciële doeleinden. Dit doet dan ook op geen enkele manier afbreuk aan de neutraliteit van de DNB.

### **Slide 41 en 42: Flex-toegangsregister**

We ondersteunen de stelling dat de DNB een flex-register moet beheren.

We voegen er aan toe dat dit register wellicht ook een veld “BRP van de FSP” zal moeten bevatten (afhankelijk van de eindconclusie in de discussie rond Transfer of Energy).

Verder gaan we er van uit dat de DNB dit flex toegangsregister in eerste instantie manueel bijhoudt en instaat voor de databehoeften van marktspelers, zonder automatische koppeling met het toegangsregister (zoals vandaag gebeurt voor de Elia-producten).

Daarna kan dit flex-toegangsregister stapsgewijs geautomatiseerd worden in functie van de marktbehoeften en in overleg met marktpartijen, wellicht in een MIG6-context.

Het is vooralsnog niet aan de orde dat elke EAN uit het gewone toegangsregister (inclusief LS) wordt voorzien van bijkomende velden voor FSP/..., wanneer deze velden voor een groot deel van de netgebruikers, die niet deelnemen aan de flexibiliteitsmarkt, ongebruikt blijven.

#### **Slide 44: tijdelijke periode NFS**

Zoals we ook al opmerkten tijdens de presentatie van de VREG, interpreteren we de voorwaarde

*de limitering kan enkel voor een tijdelijke periode zijn;*

dat een limitering volgend uit de NFS in een zo afgebakend mogelijk tijdvenster moet beschreven worden (fictief voorbeeld: beperking enkel van toepassing tussen 10-14u 's middags in de zomermaanden...).

We interpreteren deze voorwaarde niet als een verplichting voor de DNB om binnen zekere tijd een netinvestering uit te voeren die de beperking volledig wegwerkt. We aanvaarden wel dat de DNB verplicht wordt een eventueel voorkomende beperking te motiveren. We hebben er ook geen bezwaar tegen om er nog expliciet aan toe te voegen de bevoegdheid van de VREG voor bemiddeling of beslechting van geschillen ook in die gevallen van toepassing is.

#### **Slide 48: Metering en submetering**

##### **Definities**

We ondersteunen de stelling dat headmetering en submetering duidelijk moeten gedefinieerd worden.

We wijzen er wel op dat deze of gelijkaardige definities misschien ook zullen terugkomen voor de gewone energiemarkt, in het kader van MIG6 en de noties "Service Delivery Point" en "Headpoint". Als voorbereiding op de volgende herziening van het TRDE wensen we in de loop van 2016 voorstellen te formuleren om (Nederlandstalige equivalenten van) deze noties te integreren in het TRDE.

Dit zal vooral impact hebben op de beschrijving van het toegangsregister in het TRDE, maar er zal ook een verwijzing zijn naar de bijhorende (sub)meetinrichtingen die gebruikt worden voor marktprocessen of datastromen.

Definities van submeters en hoofdmeters worden best consistent opgesteld zodat ze zowel voor MIG6 als voor flexibiliteit kunnen van toepassing zijn. Het is dan ook waarschijnlijk aangewezen dat definities van type meters op het niveau van het TRDE worden gegeven en niet op het niveau van het Energiedecreet.

##### **Hoofdmeter voor het leveranciersmodel**

Slide 49 vermeldt dat de hoofdmeter de referentie blijft voor het leveranciersmodel. Dit is vandaag inderdaad het geval. Later zal MIG6 de basis leggen om te voorzien dat verschillende leveranciers, elk via een SDP gekoppeld aan een submeter, actief zijn op een zelfde aansluiting.

##### **Bestaande privé-submeters**

We nemen akte van het standpunt van de VREG om bestaande private submeters te gebruiken voor de marktprocessen.

De DNB's hebben zich inmiddels in het huidige Synergrid voorschrift C8-2 geëngageerd om – indien we de vraag krijgen voor concrete bestaande privesubmeters – de haalbaarheid hiervan te onderzoeken.

Tot nu toe hebben we, voor het Elia-product R3DP2016, nog geen aanvragen ontvangen voor gebruik van eigen submeters (enkel Eandis ontving een vraag om een bestaande productiemeter, indertijd door Eandis zelf geplaatst, als submeter te gebruiken).

Verder onderzoeken we in een Synergrid werkgroep de nodige technische voorwaarden van de verschillende alternatieve opties (specificaties van teller en randapparatuur) om deze te kunnen implementeren.

Wel menen we dat er, voor de opties waar de DNB niet de eigenaar of beheerder van de meetinrichting is, nog verdere uitklaring nodig is over het regulatorisch kader bij meter- of dataproblemen.

In de gereguleerde energiemarkt is de DNB verantwoordelijk voor het hele end-to-end proces, van meterplaatsing en –uitlezing tot aanlevering van gevalideerde en geaggregeerde data aan de marktspelers.

Het aanleveren van meterdata voor deze markt impliceert dan ook, conform TRDE, dat de DNB de verantwoordelijkheid heeft over de juistheid van deze data, dat hij deze data valideert (zoals ook vermeld op slide 48), en dat hij reglementaire procedures toepast ingeval van betwisting en rechtzetting van meterdata.

Verder moet de DNB volgens het TRDE voorzien in een testprogramma indien de DNG een slechte werking van de meter vermoedt, en zijn DNB-tellers onderworpen aan steekproefcontroles door FOD economie: indien een teller tot een afgekeurd lot behoort moet de DNB deze (gratis) vervangen. Het is ons niet duidelijk welke rol de DNB in deze scenario's zou hebben bij privesubmeters.

### Slide 59 ev: aansluiting van productie-installaties met flexibele toegang

#### Aansluitingstype versus modulatie en vergoeding

We begrijpen het principe van slide 59 e.v. dat de mate waarin een DNG (voorlopig enkel producenten in scope) zelf kiest voor een al dan niet flexibele aansluiting, en bijdraagt in de kosten ervan, bepalend is voor zijn recht op vergoeding indien hij toch gemoduleerd wordt. Dit principe ondersteunen we. Het voorstel van de VREG (slide 59 en 60) interpreteren wij als volgt;

<b>Voorstel VREG (slide 59-60°)</b>		
<b>Type aansluiting</b> ↓	<b>Kost voor producent voor aansluiting &amp; netuitbreiding</b> ↓	<b>Aanspraak producent op vergoeding bij modulatie</b> ↓
<b>Normale aansluiting</b> (def slide 59)	Ten laste DNG	Modulatie komt normaal niet voor → concrete impact: DNG wordt altijd vergoed indien toch modulatie (behoudens overmacht)
<b>Flex (N-1)</b>	Verdeelsleutel DNB/DNG	Modulatie komt normaal enkel voor bij N-1 → Concrete impact: <ul style="list-style-type: none"> <li>• altijd vergoeden indien toch modulatie bij N</li> <li>• geen vergoeding voor de eerste X% bij N-1</li> </ul>
<b>Flex (N)</b>	Verdeelsleutel DNB/DNG	<b>vergoeden</b>

Wij zien in het voorstel van de VREG een inconsistentie in het Flex(N) scenario, namelijk in de redenering dat de DNG altijd wordt vergoed bij N-toestand terwijl hij zelf inspraak had in de keuze om de aansluiting uit te voeren met mogelijkheid tot modulatie bij N (wat voor hem wellicht de goedkoopste aansluitingskost inhoudt).



De DNG kan op die manier de kosten van een normale aansluiting vermijden, en toch het risico op inkomstenverlies door modulatie afwentelen op de DNB.

Wij menen dat er een betere consistentie wordt bereikt door onderstaand schema toe te passen.

We suggereren in dit schema ook een andere benaming voor de aansluiting zonder modulatie. "Normale" aansluiting geeft al te zeer de indruk dat dit op lange termijn de standaard blijft. Bijvoorbeeld fix aansluiting, als tegenhanger van flex.

<b>Tegenvoorstel DNB's</b>		
<b>Type aansluiting</b> ↓	<b>Kost voor DNG voor aansluiting &amp; netuitbreiding</b> ↓	<b>Aanspraak DNG op vergoeding bij modulatie</b> ↓
<b>Fix aansluiting</b>	<b>Aansluitingskost wordt altijd kostenreflectief aangerekend aan de DNG</b>	Modulatie komt normaal niet voor → concrete impact: DNG wordt altijd vergoed indien toch modulatie (behoudens overmacht)
<b>Flex (N-1)</b>		Modulatie komt normaal enkel voor bij N-1 → Concrete impact: <ul style="list-style-type: none"> <li>• altijd vergoeden bij N (behoudens overmacht)</li> <li>• geen vergoeding voor de eerste X% bij N-1</li> </ul>
<b>Flex (N)</b>		<b>Modulatie kan voorkomen en wordt vergoed, maar</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• geen vergoeding voor de eerste Y% bij N</li> <li>• geen vergoeding voor de eerste Z% bij N-1 (waarbij Z &gt; Y)</li> </ul>

Een noodzakelijke voorwaarde om deze redenering te kunnen toepassen is, zoals de VREG zelf aangeeft, een herziening van het Energiebesluit artikel 6.4.13. De aansluitingskost die aan de DNG wordt aangerekend moet in elk van de scenario's even kostenreflectief zijn, en niet gebaseerd op de kost van een virtuele aansluiting op een dichtstbijzijnde net.

Onder de kosten voor aansluiting en netuitbreiding die de DNG in bovenstaande tabel ten laste neemt verstaan we zowel:

- vermogenrecht (forfaitair x euro / kVA)
  - dit is forfaitair: x euro / kVA
  - het is denkbaar om gedifferentieerde forfaitair bedrag voor het vermogenrecht aan te rekenen in functie van het type aansluitingen (met en zonder zekere nettoegang in N-1 of N)
- noodzakelijke netuitbreiding en netversterking tot aan een voldoende sterk punt (dit bedrag volgt uit de detailstudie van een aansluiting).

Huidige artikel 6.4.13 van het Energiebesluit stelt dat de netuitbreiding en -versterking ten laste is van de DNB. De normale aansluitingsstarieven (voor netgebruikers die niet onder Artikel 6.4.13 vallen) voorzien wel een tarief voor netuitbreiding (vanaf > 400m).

We rekenen erop dat, in een voorstel voor herziening van Art 6.4.13, niet alleen de aansluitingskost maar ook de kost voor netuitbreiding en -versterking (deels) ten laste komt van de DNG. Anders blijft de trade-off voor de DNG in bovenstaand schema gebaseerd op een niet-kostenreflectieve berekening.

- andere componenten van de aansluitingskost (plaatsing van teller etc...) zijn dezelfde voor elk van de drie types aansluitingen.

We geven bij bovenstaande tabel nog bijkomende commentaren:

- Het is denkbaar dat een aansluiting met gegarandeerde nettoegang in N en N-1 niet eenvoudig kan aangeboden worden, bijvoorbeeld indien hiervoor een grote investering in het transmissienet nodig is.  
In dat geval is een afbakening nodig welke kosten wel en niet deel zouden uitmaken van de aansluitingskost voor de DNG indien hij toch gegarandeerde nettoegang wenst.  
In het geval dat dergelijke investering of netversterking niet meer toewijsbaar is aan de concrete aansluiting (en dus niet eenduidig kan verwerkt worden in de aansluitingskost) is het volgens ons de keuzebevoegdheid van de DNB of andere betrokken netbeheerder (TNB) om deze investering al dan niet uit te voeren.  
De “redelijkheid” van deze investering (zie ook het Waals Energiedecreet) kan dan een criterium zijn om te bepalen of de DNG al dan niet vergoed moet worden bij modulatie, als de netbeheerder beslist om de investering niet uit te voeren..
- Anderzijds is het ook denkbaar dat de problematiek van flexibele aansluiting in een niet-congestiegebied niet aan de orde is. Ook in dit scenario is het moeilijk afdwingbaar dat de DNB absoluut drie verschillende aansluitscenario's moet voorstellen aan de DNG.
- Er is ook een scenario mogelijk dat de DNB, in overleg met de DNG, een investering inplant om een normale aansluiting aan te bieden, en in de tussentijd een aansluiting aanbiedt tegen flexibele voorwaarden. Het Waals Energiedecreet voorziet in dat geval ook dat de DNB in die tussentijd geen vergoeding betaalt voor modulatie. Het lijkt redelijk om dit ook in Vlaanderen toe te passen, aangezien in dit kader de DNG zijn risico's ook kan inschatten (mits vastlegging van een uiterste datum voor de realisatie van deze investering).
- Het kan nuttig zijn om de vergoeding voor modulatie pas te laten ingaan als de periode gedurende dewelke wordt gemoduleerd langer is dan bijvoorbeeld 1 uur. Dit verlaagt de administratieve belasting voor kleine evenementen.
- Onder N-1 verstaan we zowel de geplande als de ongeplande onbeschikbaarheid van een element in het distributienet of eventueel een gekoppeld net (zie de voorgestelde definitie in het geconsulteerde aansluitingscontract). We zijn er ons van bewust dat de definitie van N-1 anders is in de ontwerp netwerk code on Operational Security, maar de context is ook anders. In de netwerk code is het N-1 criterium voor een transmissienetbeheerder een criterium om te bewaken dat een incident in een transmissienet geen ongecontroleerd cascade-effect tot gevolg heeft, en waarbij de TNB dit criterium ten allen tijde moet handhaven (bijvoorbeeld: de afschakeling van netgebruikers kan een middel zijn om dit N-1 criterium te handhaven).

In de hier besproken context is N-1 een parameter in de relatie tussen DNB en DNG, met betrekking tot de nettoegang van deze individuele DNG. Het criterium om in N-1 al dan niet nettoegang te verlenen is in dit geval een parameter die aanleiding kan geven tot een andere investeringsbeslissing.

#### *Onderscheid onderbreking / modulatie, maar gelijkaardig principe*

Voor de duidelijkheid wijzen we er nog expliciet op dat we er van uitgaan dat de voorstellen van de VREG op het beleidsplatform enkel de *modulatie* van productie-installaties in scope hebben, en niet de situaties met *netonderbreking*.

In geval van modulatie:

- blijft de netgebruiker over netspanning beschikken ter hoogte van zijn aansluiting, maar het injectie- of productievermogen waarover hij kan beschikken wordt tijdelijk beperkt omdat er anders congestie optreedt in het net (overbelasting of overschrijven van spanningsgrenzen);
- moet de vergoeding aan de netgebruiker wettelijk geregeld worden: dit is het onderwerp van de huidige discussies.

In het geval van netonderbreking

- ziet de netgebruiker geen spanning meer ter hoogte van zijn aansluiting, omdat de verbinding tussen zijn aansluiting en het hoger liggende net verbroken is, door de onbeschikbaarheid van een netelement gelegen tussen het hoger liggende net en de installatie van de DNG;
- zijn de vergoedingsmodaliteiten van toepassing zoals decretaal (forfaitaire vergoeding) en contractueel (aansluitingscontract algemene voorwaarden) beschreven;
- voorzien we in de algemene voorwaarden van ons geconsulteerd aansluitingscontract dat de DNG niet vergoed wordt bij onderbreking ingeval hij is aangesloten op een Antennenet. De DNG heeft evenwel de mogelijkheid om een offerte te vragen voor aansluiting met redundante voedingsweg ten eigen laste.

Hoewel onderbreking en modulatie dus verschillende evenementen zijn, zijn de principes qua vergoeding, zoals voorgesteld in dit schrijven (modulatie) en in onze contractuele algemene voorwaarden (onderbreking) dezelfde: door zelf inspraak te hebben in het type aansluiting, en daarbij ook de gevolgen te dragen inzake de kostprijs van de aansluiting, kan de DNG het risico op modulatie/onderbreking verlagen, en wordt hij vergoed indien de onderbreking/modulatie zich toch voordoet.

Weliswaar is de vergoeding bij netonderbreking (zowel decretaal als contractueel) gebaseerd op een forfaitaire berekening, terwijl het bij modulatie op basis van de energieprijis zou zijn.

### ***Wijze van vergoeden & perimetercorrectie***

We ondersteunen het principe dat enkel de energie in aanmerking komt voor vergoeding door de DNB, en dat het inkomstenverlies uit gemiste certificaten op een andere manier, bijvoorbeeld met uitgestelde toekenning.

Verder denken we dat er nader onderzoek nodig is in welke mate de modaliteiten over vergoeding (in euro's) aan de producent enerzijds, en over perimetercorrectie voor de betrokken BRP anderzijds, met elkaar gekoppeld zijn. We moeten er over waken dat er, door zowel een vergoeding uit te betalen aan de producent als de perimeter van de betrokken BRP aan te passen, geen dubbele vergoeding ontstaat.

Voor wat betreft de regels om al dan niet perimetercorrectie toe te passen, voor een activatie die rechtstreeks door de DNB is gebeurd (zonder tussenkomst van een FSP) denken we dat dit best wordt afgestemd onder alle gewesten, en op een manier waarbij de complexiteit voor implementatie van dit proces in verhouding moet staan met het aantal activiteiten dat de DNB uitvoert.