



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas  
Nijverheidsstraat 26-38  
1040 Brussel  
Tel.: +32 2 289 76 11  
Fax: +32 2 289 76 09

## COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

### **STUDIE**

(F)160122-CDC-1459

over

“de middelen die moeten worden toegepast om de toegang tot het vraagbeheer in België te faciliteren”

### **TUSSENTIJD'S VERSLAG**

gedaan met toepassing van artikel 23, §2, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

22 januari 2016

# INHOUDSOPGAVE

|      |   |    |
|------|---|----|
| I.   | INLEIDING .....   | 7  |
| II.  | VOORWERP VAN DE STUDIE .....                                      | 8  |
| III. | VERKLARENDE WOORDENLIJST EN TYPOLOGIEËN .....                     | 9  |
|      | III.1 Verklarende woordenlijst.....                               | 9  |
|      | III.2 Typologieën .....   | 11 |
| IV.  | BELEMMERINGEN VOOR DE DEELNAME VAN DE VRAAG AAN DE MARKTEN ...    | 12 |
|      | IV.1 Inleiding .....  | 12 |
|      | IV.2 Belemmeringen vastgesteld door de marktspelers.....          | 12 |
|      | IV.3 Door de Europese regulatoren vastgestelde belemmeringen..... | 18 |
|      | IV.4 Conclusie.....   | 21 |
| V.   | DEFINITIE VAN EEN MARKTMODEL VOOR HET VRAAGBEHEER .....           | 22 |
|      | V.1 Principes.....  | 22 |
|      | V.2 Marktfuncties .....   | 27 |
|      | V.3 Voorstel voor een marktmodel voor energieoverdracht .....     | 28 |
| VI.  | VERBETERING VAN DE PRODUCTEN .....                                | 60 |
| VII. | CONCLUSIE .....   | 71 |
|      | VII.1 Aanbevelingen.....  | 71 |
|      | VII.2 Actieplan.....  | 72 |
|      | BIJLAGE 1 .....   | 73 |
|      | BIJLAGE 2 .....   | 84 |

# EXECUTIVE SUMMARY

1. In een systeem waarin de intermitterende productiemiddelen sterk toenemen, zouden de prijsspieken kunnen worden uitgevlakt en de veilige uitbating van de netten en de bevoorradingszekerheid van het systeem verhoogd kunnen worden aan de hand van een verbeterd vraagbeheer. In deze context acht de CREG het van belang de deelname van de vraag aan de verschillende elektriciteitsmarkten te bevorderen.

2. Om de ontwikkeling van het vraagbeheer in België te bevorderen, heeft de CREG een interactieve aanpak gevolgd. In eerste instantie heeft ze de marktspelers geraadpleegd om hen te vragen wat volgens hen de voornaamste belemmeringen waren. Dankzij de analyse van de antwoorden kon de CREG drie belemmeringen vaststellen die onder haar bevoegdheid vallen:

- het gebrek aan een marktmodel dat de eindverbruikers in de mogelijkheid stelt hun flexibiliteit te valoriseren bij een andere derde dan hun leverancier (energieoverdracht);
- de moeilijke of zelfs onmogelijke toegang van het vraagbeheer tot bepaalde producten van de beheerder van het transmissienet;
- de moeilijke toegang tot de elektriciteitsmarkten.

3. In tweede instantie stelt de CREG aan de hand van dit verslag de mogelijke oplossingen om deze belemmeringen weg te nemen voor aan de marktspelers en wenst de CREG hun reactie hierop te krijgen. Hiertoe organiseert ze met name begin 2016 een openbare raadpleging en een *workshop*.

De mogelijke oplossingen zijn van drieërlei aard:

- **een voorstel tot marktmodel voor de energieoverdracht** waardoor de toegang tot het vraagbeheer voor de verschillende markten kan worden gefaciliteerd. Dit model is gebaseerd op het principe van de vrijheid van de eindafnemer om zijn flexibiliteit te valoriseren bij de dienstverlener van flexibiliteit (FSP) van zijn keuze, zonder dat noch zijn leverancier noch de BRP van de leverancier zich hiertegen kunnen verzetten. Hiervoor is het niet nodig een nieuwe markt te creëren, maar moeten alle bestaande markten zodanig worden opengesteld dat er gezonde concurrentie mogelijk is tussen de verschillende soorten aanbieders van flexibiliteit. Dit houdt in dat er **een wettelijk kader moet worden vastgesteld** om de functie van de verschillende spelers die betrokken zijn bij de uitwisseling van

de flexibiliteit van de vraag en hun rechten en verplichtingen te bepalen. Het voorgestelde marktmodel is gebaseerd op de volgende basisprincipes.

*Principe 1 – elke eindafnemer heeft het recht om zijn flexibiliteit te valoriseren zonder dat zijn leverancier of de BRP van de leverancier zich daartegen kunnen verzetten.*

*Principe 2 – elke eindafnemer heeft het recht om zijn FSP te kiezen, ongeacht van zijn elektriciteitsleverancier.*

*Principe 3 – de FSP moet de evenwichtsverantwoordelijkheid op zich nemen van de activering van de flexibiliteit verbonden met de vraag die hij beheert.*

*Principe 4 – de tussenkomst van een FSP mag niet ten nadele zijn van andere partijen. Dit houdt het volgende in:*

*4.1. de noodzaak om de evenwichtssperimeter van de oorspronkelijke BRP te corrigeren*

*4.2. de noodzaak om de elektriciteitsleverancier van de oorspronkelijke eindafnemer financieel te compenseren.*

*Principe 5 – de evenwichtssperimeters moeten gecentraliseerd worden gecorrigeerd door een neutrale instantie die over de vereiste bevoegdheid beschikt.*

*Principe 6 – wat betreft de financiële compensatie, indien dit niet automatisch gebeurt, (en in tweede instantie eventueel de keuze van de baseline), moet de voorkeur worden gegeven aan de commerciële onderhandelingen. Als dit niet tot een resultaat leidt, of onderhandelingen niet in overweging genomen worden, moet er een standaard oplossing kunnen worden opgelegd om te voorkomen dat offertes inzake vraagbeheer niet in aanmerking kunnen worden genomen.*

*Principe 7 – vanuit het oogpunt van de werking van de markt is het wenselijk dat elke activering die wordt verhinderd door een netbeheerder wordt vergoed (NB Voor de EAN-punten aangesloten op het distributienet, valt dit onder de gewestelijke bevoegdheid).*

*Principe 8 – de eindafnemer is de houder van zijn meet- en telgegevens en kan deze vrij doorgeven.*

*Principe 9 – de vertrouwelijkheid van de commercieel gevoelige gegevens moet worden gewaarborgd.*

*Principe 10 – aan de eindafnemer moet één enkele factuur voor zijn elektriciteitsverbruik worden overgemaakt.*

De CREG stelt enerzijds voor een **gecentraliseerd model voor het beheer van de gegevens** inzake de volumes aan flexibiliteit door te voeren waarmee de evenwichtspereimeter van de BRP van de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer kan worden gecorrigeerd en de door de FSP geleverde flexibiliteit kan worden gecontroleerd en anderzijds ofwel een **systeem van bilaterale financiële compensatie tussen de FSP en de leverancier** van de oorspronkelijke eindafnemer door te voeren met een **standaardoplossing** die in het geval van onenigheid van toepassing zou zijn op beide partijen, zodat wordt voorkomen dat offertes inzake vraagbeheer niet in aanmerking kunnen worden genomen, ofwel de meting van het verbruik van de oorspronkelijke eindafnemer te corrigeren en een compensatiefonds op te zetten;

**voorstellen tot aanpassing van bepaalde producten van de transmissienetbeheerder (TNB)**, om de toegang ertoe mogelijk te maken/te faciliteren voor de vraag, in concurrentie met de productie, en deze in overeenstemming te brengen met het voorgestelde marktmodel. Hiertoe beveelt de CREG aan de definitie van producten op basis van de eigenschappen van een technologie te vervangen door een definitie op basis van de behoeften van de TNB, waarbij de enige reden voor uitsluiting van een technologie erin bestaat dat zou blijken dat deze niet kan voldoen aan de behoefte. Dit houdt meer bepaald het volgende in:

- de openstelling van de producten R1 symmetrisch 100 mHz, 200 mHz en R1 asymmetrisch neerwaarts voor andere middelen dan de eenheden die verband houden met een CIPU-contract en, derhalve, de openstelling van deze producten voor de vraag;
- de openstelling van de R2 voor de vraag, eventueel na het opstarten van een proefproject;
- de herziening van de producten van de R3 om de toegang tot de verschillende technologieën mogelijk te maken en een activeringsprijs in te voeren waardoor activering op basis van een *merit order* mogelijk is.
- De openstelling van de vrije offertes van R3 voor alle technologieën, wat de installatie van het *bid ladder* platform in 2017 inhoudt. De overdracht van de offertes tussen de Belpex CIM-markt en dit platform moet worden vereenvoudigd.

Deze ontwikkelingen moeten zich voordoen in het kader van de overgang naar een geïntegreerde *balancing* markt op Europees niveau.

- Wat betreft de toegang tot de elektriciteitsmarkten, werd geen enkele bijzondere belemmering vastgesteld, hoewel de ontwikkeling van nieuwe producten die meer rekening houden met de specifieke eisen van bepaalde soorten afschakelingen kan worden voorzien op de Belpex DAM. Op de Belpex CIM is de voornaamste belemmering het gebrek aan liquiditeit. De ontwikkeling van kwartierproducten op deze twee markten zou voordelig zijn, maar zou nog efficiënter zijn indien dit gerealiseerd wordt in samenwerking met de buurlanden.

4. De CREG ontvangt graag de reacties van de marktspelers op haar voorstel tot marktmodel via e-mail op het volgende adres: [consult.demand@creg.be](mailto:consult.demand@creg.be) en organiseert begin 2016 een workshop.

# I. INLEIDING

5. In het kader van de gedeeltelijke omzetting van de Europese Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie, kent artikel 6 van de wet van 28 juni 2015 houdende diverse bepalingen inzake energie de CREG een nieuwe bevoegdheid toe. Krachtens artikel 23, §1, 5<sup>o</sup> bis van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna de „electriciteitswet”) dient de CREG voortaan alle redelijke maatregelen te nemen om middelen met betrekking tot de vraag, zoals afschakelingen van het verbruik, aan te moedigen om op dezelfde wijze deel te nemen aan de groothandelsmarkt als de middelen met betrekking tot het aanbod.

6. Daarenboven heeft de federale regering in haar eerste pakket maatregelen om de bevoorradingszekerheid in België te verzekeren de CREG belast om „*de middelen te onderzoeken die moeten toegepast worden om de toegang tot de markt voor vraagbeheer te faciliteren*”.

7. Daarom en in het kader van haar gebruikelijke opdrachten (in het bijzonder het toezicht op de werking van de elektriciteitsmarkt, de regulering van ondersteunende diensten en het toezicht op de strategische reserve) heeft de CREG na raadpleging van de marktspelers deze studie uitgevoerd met betrekking tot de mogelijkheden om de belemmeringen voor de ontwikkeling van het vraagbeheer weg te nemen.

8. Deze studie werd uitgevoerd naar aanleiding van een rapport van de vier Belgische regulatoren betreffende de aanpassing van het regelgevend kader voor de ontwikkeling van het vraagbeheer, gepubliceerd op 3 februari 2014<sup>1</sup>.

9. In dit kader wenst de CREG eerst een tussentijds rapport voor te leggen aan de marktspelers, dat moet dienen als basis voor de organisatie van een openbare raadpleging en een *workshop* begin 2016.

10. Naast de *executive summary* en de inleiding, bevat dit document zes hoofdstukken:

- in hoofdstuk 2 wordt het voorwerp van de studie beschreven;
- hoofdstuk 3 bevat de definitie van bepaalde gebruikte termen;

---

<sup>1</sup> <http://www.creg.info/pdf/Diversen/Rapport140203NL.pdf>

- in hoofdstuk 4 vat de CREG de door de marktspelers en Europese regulatoren geïdentificeerde belemmeringen samen;
- hoofdstuk 5 bevat de voorstellen van de CREG voor een marktmodel.
- hoofdstuk 6 bevat de verbeteringen die de CREG voorstelt voor de op de verschillende markten voorgestelde producten;
- hoofdstuk 7 bevat de conclusie van de studie en het voorstel van een tijdschema voor de uitvoering.

Het Directiecomité van de CREG heeft dit tussentijdse rapport goedgekeurd via schriftelijke procedure op 22 januari 2016.

## **II. VOORWERP VAN DE STUDIE**

11. Het vraagbeheer omvat talrijke aspecten. De CREG heeft haar analyse willen concentreren op de aan te brengen aanpassingen aan het ontwerp van de verschillende markten (de elektriciteitsmarkt, de markt van de ondersteunende diensten en de markt van de strategische reserve) om de deelname van de vraag aan deze markten te bevorderen.

Er wordt dus gestreefd naar de doorvoering van een gunstig kader voor de commercialisering van het vraagbeheer. Dit kader houdt een duidelijke definitie van de functies, rechten en verplichtingen van de verschillende betrokken partijen, de mogelijkheid om energie over te dragen en de toegang tot de informatie in.



# III. VERKLARENDE WOORDENLIJST EN TYPOLOGIEËN

## III.1 Verklarende woordenlijst

**Aggregator** betekent een dienstverrichter aan de vraagzijde die meerdere consumentenbelastingen van korte duur combineert om in georganiseerde energiemarkten te verkopen of te veilen<sup>2</sup>.

**Bid ladder** betekent het platformproject van de TNB waarop de markspelers alle beschikbare flexibiliteit kunnen aanbieden voor de mFRR-producten (tertiaire reserve).

**BRP** (*balance responsible party*) betekent een evenwichtsverantwoordelijke (*A market participant or its chosen representative responsible for its imbalances*<sup>3</sup>). In deze studie verwijst **oorspronkelijke BRP** naar de BRP die het toegangspunt van de oorspronkelijke eindafnemer in zijn portefeuille heeft, de **BRP van de FSP** naar de aan de FSP geassocieerde BRP en de **BRP van de FRP** naar de aan de FRP geassocieerde BRP. In het geval van producten van de TNB, zijn de FRP en zijn BRP de TNB zelf.

**Eindafnemer** betekent elke natuurlijke persoon of rechtspersoon die elektriciteit koopt voor eigen gebruik<sup>4</sup>

**Oorspronkelijke eindafnemer** betekent de eindafnemer die zijn flexibiliteit valoriseert.

**FDM** (flexibility data manager) betekent de beheerder van de gegevens met betrekking tot het volume aan flexibiliteit en de identiteit van de betrokken partijen bij de flexibiliteitstransacties.

**Flexibiliteit** is de capaciteit van de eindverbruikers om hun verbruiksprofiel aan te passen in functie van de externe signalen verzonden door de elektriciteitsmarkspelers.<sup>5</sup>

---

<sup>2</sup> Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en van de Raad van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie, artikel 1, 45).

<sup>3</sup> *Framework Guidelines on Electricity Balancing*, ACER, FG-2012-E-009, 18 September 2012

<sup>4</sup> Art. 2, 14° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

<sup>5</sup> Rapport van de vier energieregulators van 3 februari 2014 met betrekking tot de aanpassing van het regelgevend kader voor het vraagbeheer.

**Leverancier** betekent elke rechts persoon of natuurlijke persoon die elektriciteit levert aan één of meerdere eindafnemer(s); de leverancier produceert of koopt, de aan de eindafnemers verkochte, elektriciteit<sup>6</sup>

**FRP** (*flexibility requestor party*) betekent de koper van de flexibiliteit.

**FSP** (*flexibility service provider*) betekent een dienstverlener van flexibiliteit en in het kader van deze studie een dienstverlener van flexibiliteit van de vraag.

De **BSP** (*balancing service provider*) is de naam die de FSP krijgt wanneer deze de *balancing*-diensten verleent zoals voorzien in het ontwerp *network code balancing*. In het kader van deze studie wordt deze dus niet onderscheiden van de FSP.

**Vraagbeheer** of **deelname van de vraag** betekent het vermogen van een oorspronkelijke eindafnemer om zijn nettoafname (actief vermogen), gemeten door een meter of submeter, vrijwillig opwaarts of neerwaarts aan te passen afhankelijk van externe signalen.

De verwijzing naar de nettoafname van elektriciteit betekent dat het concept vraagbeheer in ruime zin wordt beschouwd. De manier waarop de afname op het net wordt beheerd, kan het gevolg zijn van een afname van het verbruik, maar ook van een toename van de productie achter de hoofdmeter of de submeter of van het gebruik van opslagcapaciteit. Deze optie biedt het voordeel neutraal te zijn op technologisch gebied, maar brengt eveneens het risico met zich mee dat er meer weinig efficiënte en verontreinigende hulpproductie-eenheden worden ontwikkeld ten nadele van de flexibilisering van het verbruiksprofiel.

**NB** (netbeheerder) betekent zonder onderscheid de TNB of de DNB.

**DNB** betekent een distributienetbeheerder.

**TNB** betekent een transmissienetbeheerder.

**Tussenpersoon** betekent de oorspronkelijke eindafnemer of de FSP die elektriciteit aankoopt met als doel die te verkopen

**Activeringsperiode** betekent de periode waarin de activering daadwerkelijk wordt gevraagd door de koper van de flexibiliteit.

---

<sup>6</sup> Art. 2, 15*bis* van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

**Meetpunt** betekent de plaats van een NB-net of een privénet waar de geactiveerde flexibiliteit van de vraag wordt gemeten. Deze meting kan worden uitgevoerd door middel van een hoofdmeter of een submeter.

**Energieoverdracht** betekent de activering van de flexibiliteit van de vraag waarbij twee BRP's en/of twee verschillende leveranciers zijn betrokken.

## III.2 Typologieën

### Gebruik van het vraagbeheer:

#### Gebruik in functie van een prijssignaal:

ENDEX  
BELPEX DAM  
BELPEX CIM  
Onevenwichtsmarkt<sup>7</sup>

De leveranciers en hun BRP's zien dit als een diversificatie van hun bevoorradingsbronnen en als een nieuw instrument in het beheer van hun relatie met hun afnemers.

#### Gebruik in functie van een extern signaal (in het kader van een contract met de TNB):

Strategische reserve  
Ondersteunende diensten:  
FCR (R1)  
aFRR (R2)  
mFRR (R3 met inbegrip van *free bids*)  
Congestiebeheer  
Vrijwillige, niet-vergoede afschakeling (plan off on,...)

### Aansluitingsniveau van de eindafnemers:

Op het transmissienet: meer dan 70 kV  
Op het plaatselijke en gewestelijke transmissienet: van 30 kV tot 70 kV  
Op het distributienet:  
Hoogspanning: van 1 kV tot 30 kV  
Laagspanning: minder dan 1 kV

### Meetregime van het verbruik:

AMR-meter: kwartiermeting van het verbruik  
MMR-meter: maandelijkse meting van het verbruik  
YMR-meter: jaarlijkse meting van het verbruik (verbruiksprofiel berekend op basis van statistische gemiddelden)

---

<sup>7</sup> Op deze markt kan de BRP, of een eindafnemer als zijn contract dit toelaat, reageren op het prijssignaal van onevenwicht door met opzet in onevenwicht te gaan in tegenovergestelde richting van het onevenwicht van de zone.

## **IV. BELEMMERINGEN VOOR DE DEELNAME VAN DE VRAAG AAN DE MARKTEN**

### **IV.1 Inleiding**

12. De CREG heeft van 7 tot 30 september 2015 een openbare raadpleging van de marktspelers georganiseerd aan de hand van de vragenlijst in bijlage 1.

13. Er werden achtentwintig antwoorden ontvangen. Deze zijn afkomstig van de volgende categorieën marktspelers:

|   |
|---|
| Eindafnemer aangesloten op:<br>het transmissienet |
| het distributienet met meter op kwartierbasis     |
| Leveranciers/BRP's                                |
| Onafhankelijke aggregatoren                       |
| Gewestelijke regulatoren                          |
| Netbeheerders (TNB's, DNB's)                      |
| Belpex  |
| Edora   |
| Consultant  |

De CREG heeft geen antwoord gekregen van residentiële afnemers. Met uitzondering van deze groep, kan de steekproef dus als representatief worden beschouwd.

14. Momenteel kunnen sommige eindafnemers hun flexibiliteit reeds valoriseren, hetzij bij hun elektriciteitsleverancier als deze hun deze dienst aanbiedt, hetzij beperkt bij een aggregator, hetzij bij de TNB.

### **IV.2 Belemmeringen vastgesteld door de marktspelers**

15. De voornaamste belemmeringen voor een betere ontwikkeling van het marktbeheer die door de deelnemers aan de openbare raadpleging werden geïdentificeerd, zijn ofwel gemeenschappelijk aan alle markten ofwel specifiek voor een markt. Ze worden hieronder in categorieën ingedeeld. De CREG benadrukt dat de belemmeringen in dit hoofdstuk de

belemmeringen zijn die door een of meerdere marktspelers maar niet noodzakelijk door de CREG werden vermeld.

#### **IV.2.1 Algemene belemmeringen**

##### **- Regelgevingsbelemmering**

Gebrek aan een duidelijk regelgevend kader waarin de functies en verantwoordelijkheden van de partijen zijn gedefinieerd. Gebrek aan een definitie van de functie van FSP, van de relatie tussen FSP, BRP en leverancier wat betreft de energieoverdracht en de financiële compensatie, waarbij het voornaamste struikelblok het probleem van de vertrouwelijkheid van de gegevens is wanneer de flexibiliteit wordt geactiveerd door een andere FSP dan de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer. Enerzijds willen de onafhankelijke aggregatoren de vertrouwelijkheid bewaren met betrekking tot de EAN-punten waarbij ze flexibiliteit hebben gecontracteerd terwijl de leveranciers en de BRP's over informatie willen beschikken om te kunnen voldoen aan hun evenwichtsverplichtingen en de eventuele meerkosten te evalueren waarmee ze rekening moeten houden in het kader van de toekomstige contractuele relaties met hun afnemer. Anderzijds willen de leveranciers de vertrouwelijkheid bewaren met betrekking tot de leveringsprijs van de elektriciteit aan hun afnemers, terwijl deze informatie in sommige marktmodellen nodig is om hen financieel te kunnen compenseren in het geval van activering van de flexibiliteit.

Specifiek voor afnemers aangesloten op het distributienet (valt niet onder de bevoegdheid van de CREG)

De kleinste afnemers aangesloten op het laagspanningsdistributienet kunnen niet hun eigen toegangshouders zijn en bijgevolg niet rechtstreeks deelnemen aan de markt. Aangezien er nog geen kader is vastgesteld om hun flexibiliteit te valoriseren, kan er geen vergoeding aan worden verbonden.

Volgens de huidige procedures voor de toewijzing van de geïnjecteerde of afgenomen hoeveelheden energie kan de laagspanningsflexibiliteit niet worden gebruikt om de portefeuille van de BRP's in evenwicht te brengen.

Er moet op worden toegezien dat bepaalde bedingen van de aansluitingscontracten geen ongegronde beperkingen opleggen om de flexibiliteit uit te oefenen.

De openstelling van de markt van het vraagbeheer wordt te langzaam geacht voor de op het net van de DNB's aangesloten eindafnemers en de administratieve taken voor de prekwificatie worden te zwaar geacht (controle van de conformiteit van het aansluitingscontract, NFS-studie<sup>8</sup>, volmachten, DNB/FSP-contract, TNB/FSP-contract, installatie en keuring van een submeter,...).

- **Economische en commerciële belemmeringen**

Voor residentiële afnemers en naast het feit dat ze niet hun eigen toegangshouder kunnen zijn, ontbreekt het aan een afdoende positieve *business case* om hen te motiveren hun flexibiliteit te valoriseren, in die zin dat de energiecomponent van de factuur relatief onbelangrijk is.

In sommige gevallen kan het rebound-effect de afnemer benadelen door hem bloot te stellen aan een hoger nettatarief als hij zijn contractuele capaciteit overschrijdt.

De commerciële kosten en investeringskosten zijn relatief hoog in verhouding met de onzekerheden met betrekking tot de marktrente en de inkomsten.

De komst van nieuwe spelers op de markt wordt belemmerd door het feit dat de aggregatoren hun afnemers langlopende contracten of contracten met stilzwijgende verlenging laten ondertekenen

De kostprijs van de door de TNB en de DNB's voorgestelde oplossingen voor submeting wordt hoog geacht en er is weinig aanbod en expertise van onafhankelijke spelers van de TNB/DNB.

- **Gedragbelemmering**

Gebrek aan interesse van de afnemers. Voor de industriële afnemers betreft het een activiteit die buiten hun *core business* valt. Ze willen dat deze zo min mogelijk verstoord wordt en zijn doorgaans dus niet bereid om op regelmatige basis te worden geactiveerd. Het ontbreekt sommigen aan kennis van de elektriciteitsmarkt en mogelijkheden aangeboden door het vraagbeheer. Bovendien verkiezen de afnemers een vaste vergoeding en weinig activeringen.

Voor de residentiële afnemers is het comfort het belangrijkste.

---

<sup>8</sup> *Network Flex Study*: netstudie die de DNB in de mogelijkheid stelt het risico van congestie van het net na te gaan in het geval van gelijktijdige activeringen.

#### - Technische belemmeringen

Gebrek aan kwartiermeting (uurmeting) van het verbruik van de meeste afnemers van de DNB's. Het is echter een vereiste om de afnemer bloot te stellen aan het prijssignaal van de markt en zijn flexibiliteit te meten.

Gebrek aan standaarden voor de technische apparatuur (met name de submeters), met voornamelijk het risico dat de door een FSP geïnstalleerde apparatuur niet door een andere kan worden gebruikt, waardoor de ontwikkeling van de mededinging tussen FSP's wordt belemmerd.

### IV.2.2 Belemmeringen met betrekking tot de organisatie van de verschillende markten

#### Endex

- Op de Endex stemt de definitie van het product (*baseload blocks*) niet overeen met de eigenschappen van flexibele producten.

#### Belpex DAM

- Aangezien de toegang enkel aan de BRP's voorbehouden is, is de rechtstreekse toegang van een FSP tot de *day ahead* en *intraday* markten onmogelijk.
- Om de status van BRP te verwerven, zijn de functies van de door de TNB ter beschikking gestelde IT-tool om te nomineren niet volledig aangepast aan de eisen van de afnemers-verbruikers.
- Het feit dat er offertes van minstens 1 MW moeten worden gedaan, vormt een belemmering voor de komst van met name nieuwe aggregatoren op de markt.

#### Belpex CIM

Naast de vermelde beperkingen voor de Belpex DAM:

- Een gebrek aan liquiditeit.
- Er bestaat slechts één uurproduct, voornamelijk gebruikt om de onevenwichtskosten te verminderen, hoewel deze kosten in veel gevallen relatief laag zijn. Een markt op kwartierbasis zou gunstig zijn.

## Markt van de ondersteunende diensten

- Complexiteit van de producten, veel verschillende producten, wat de investeringsbeslissingen om het vraagbeheer te ontwikkelen, remt.
- Gebrek aan *level playing field* tussen ondersteunende diensten (met name wat betreft de aanbestedingskalender).
- Gebrek aan stabiliteit van de werkingsregels en de gecontracteerde volumes.
- Te korte termijnen tussen de publicatie van de *balancing rules* en de uiterste datum voor het indienen van inschrijvingen om een goed onderzoek van de klanten mogelijk te maken.
- Toegang van het vraagbeheer beperkt tot de producten R1 load en R3 DP, wat de ontwikkeling van een brede portefeuille van flexibiliteit op de vraag verhindert. R1 symmetrisch en R2 zijn niet opengesteld voor de vraag. In dit kader vormt de deelname van enkel de eenheden met een CIPU-contract en de beperking van de toekenning van deze contracten aan de eenheden met een vermogen van meer dan 25 MW een belemmering voor het dienstenaanbod voor warmtekrachtkoppelingseenheden.
- Onvoldoende geschiktheid van het ICH-product voor de aggregatoren aangezien de offertes per EAN-punt en niet via een puntenportefeuille moeten worden bezorgd.
- Te lange looptijd van de contracten waardoor het financiële risico toeneemt. *Sourcing* per week of per dag zou het vraagbeheer, maar ook de warmtekrachtkoppelingseenheden, hydraulische eenheden en biogaseenheden in staat stellen betere offertes te doen. Het project *bid ladder* is nog niet ontwikkeld terwijl het alle vormen van flexibiliteit met elkaar zou kunnen doen concurreren.
- Het feit dat er offertes van minstens 1 MW moeten worden gedaan, vormt een belemmering voor de komst van nieuwe aggregatoren op de markt. Bovendien zou de minimale aangroei moeten worden verminderd, bijvoorbeeld voor het product R3DP.
- Zolang er geen duidelijkheid heerst rond het al dan niet corrigeren van de evenwichtspereimeter en zolang er afwijkingen bestaan tussen producten, heeft de FSP te kampen met enorme onzekerheden om zijn portefeuille te ontwikkelen en om bilaterale contracten op te stellen met de houder van de flexibiliteit. Het niet-corrigeren van de perimeteer van de BRP zorgt voor concrete problemen voor producten waarmee veel energie zou kunnen worden geactiveerd (R1 sym en R2):



- in het geval van afname van de vraag, geniet de BRP van het onevenwichtstarief. De FSP kan enkel competitieve aanbiedingen doen als zijn BRP hem de windfall profit overmaakt waarvan hij geniet (verschil tussen de verkoopprijs en het onevenwichtstarief);
- in het geval van toename van de vraag, wordt de BRP blootgesteld aan het onevenwichtstarief en gaat hij zich bijgevolg verzetten tegen de deelneming van de FSP als zijn perimeter niet wordt gecorrigeerd;
- voor de symmetrische producten: er kunnen ook aanzienlijk hogere of lagere volumes zijn, wat leidt tot hetzelfde probleem.

Er moet een duidelijk onderscheid worden gemaakt tussen FSP en BRP om te waarborgen dat elk van hen wordt vergoed voor de dienstverlening die hij daadwerkelijk heeft verricht.

- Bij R2 is de activeringsprijs beperkt (*cap* en *floor*), bij R3DP is er geen activeringsprijs. Alle producten zouden een activeringsprijs moeten hebben en de activeringen zouden moeten worden uitgevoerd op basis van een *merit order* (met uitzondering van het product R1 waarvoor dit niet mogelijk is aangezien de activering snel en automatisch verloopt in antwoord op een frequentieafwijking).

De argumenten zijn de volgende:

- de mogelijkheid om een activeringsprijs aan te bieden waardoor de markt kan worden opengesteld voor nieuwe technologieën en nieuwe vraagbeheerprocedures;
- de procedures met hoge activeringskosten zouden minder vaak worden geactiveerd;
- dit geldt al in Nederland en Duitsland en zou bijgevolg de grensoverschrijdende stromen kunnen faciliteren.

### **Markt van de *adequacy* (strategische reserve)**

- Complexiteit van de producten en van de formules die de contractuele relatie tussen de FSP en de flexibiliteitshouder bemoeilijkt.
- De perimeter van de BRP is nog steeds niet gecorrigeerd.

- Te strikte regels opgelegd door Elia.
- Geen mogelijkheid om rekening te houden met de plaatselijke productie (met name de noodgroepen in eilandbedrijf, m.a.w. niet aangesloten op het net). De wetgeving moet worden aangepast om de flexibiliteit van de vraag te definiëren als een vermindering van de afname en niet enkel als een vermindering van het verbruik.
- De strategische reserve mag geen oneerlijke mededinging inhouden voor de *balancing*-producten door een hogere vergoeding aan te bieden.
- Behoefte aan meer tijd voor onderzoek tussen de publicatie van de werkingsregels en de indiening van de inschrijvingen.
- De mogelijkheid voorzien door de wet om een prijs op te leggen wanneer de inschrijving kennelijk onredelijk is, kan bepaalde inschrijvingen ontmoedigen.

#### **Evenwichtscontracten van de portefeuille van de BRP**

- De flexibiliteit van de residentiële afnemers kan niet worden gebruikt om de portefeuille van een BRP in evenwicht te brengen (vgl. geldende procedures voor toewijzing).

### **IV.3 Door de Europese regulatoren vastgestelde belemmeringen**

16. In hun gezamenlijke antwoord op de raadpleging van de Europese Commissie met betrekking tot een nieuw *design* van de elektriciteitsmarkt, hebben CEER en ACER de volgende belemmeringen vastgesteld:

*There are numerous obstacles that could be identified as hampering the participation of demand-side response in the market.*

- a) **Price incentives.** *The energy market is currently going through the transition where there is an oversupply on the generation side and policy interventions driving the electricity prices to historically low and less volatile levels. Thus, for the time being, limited price incentives seem to be the main cause of low participation of DSR. In many European countries, regulated prices for household customers continue to apply, acting as a major entry barrier. As a general principle, regulated prices distort competition in the market and prevent a level playing field between competing suppliers.*

- b) **Cultural barriers.** *These include a lack of understanding of the value of flexibility, or a lack of willingness to provide or use flexibility due to, e.g. institutional biases, lack of confidence in the flexibility programmes, lack of trust in market actors (e.g. even with smart meters, consumers may not see the value – in terms of € saved). In this respect, identifying “business models” for the development of DSR might address some of these barriers.*
- c) **Regulatory barriers.** *These include a lack of clarity regarding the roles and responsibilities of parties in using and providing flexibility and gaps in the regulatory framework (e.g. for aggregators, where a definition of roles and responsibilities is either not existent or not clear). Data management can also be a barrier to entry in a regulatory context. We believe that efficient, safe and secure data exchange between stakeholders is vital to reducing entry and growth barriers and to ensuring retail market functioning.*
- d) **Structural barriers.** *These may include costs relating to investment, R&D and economies of scale which may make procuring or providing flexibility costly (this particularly applies to other sources of flexibility, such as battery storage, where costs are still too high to make it a competitive option) in relation to the economic benefits. Moreover, insufficient unbundling may be a structural entry barrier for new suppliers. For example, the use of similar branding (brand bundling) can result in customers associating a DSO with its vertically-integrated incumbent, giving the supplier of the same group a competitive advantage in the market (vis-à-vis new entrants).*
- e) **Metering barriers.** *The expansion of DSR beyond large industrial consumers requires that end-user consumers have appropriate metering in place to record their consumption and timely and user-friendly access to their data to be able to respond to price signals.*

*Day-ahead, intraday and balancing market rules should effectively remove barriers that hamper the participation of consumers. Such market rules are expected to enable a fair participation of DSR in energy markets where economically sensible. In any case, the provision of DSR services should remain voluntary and should not benefit from non-competitive advantages. The purpose of any market rules developed for this purpose should not be to unconditionally increase DSR volumes, but to do so only if the price signals reveal that there is a market need and an added value in such participation. These rules should:*

- a) *remove any form of price caps or price regulation at the wholesale and retail levels in order to establish transparent price signals, both for consumers and generators.*

*As a general principle, regulated prices distort competition in the market and prevent a level playing field between competing suppliers. They should be abolished as soon as practicable. Regulated prices set below cost levels represent an absolute barrier for actors entering the market and trying to acquire customers and they are therefore detrimental to the functioning of retail markets. But even when they are set above entry costs, they may discourage switching. Regulators fully support the European Commission's call to phase out regulated prices. In addition to adequate pricing revealing scarcity conditions, this would facilitate the emergence of proper price signals and incentives for the development of DSR;*

- b) DSOs need to facilitate new arrangements by acting as neutral market facilitators with the interest of the IEM at the forefront. This requires a sufficient level of unbundling between suppliers and associated DSOs. With the increasing penetration of distributed (including RES-based) generation, DSOs will be called to manage their systems in a more active way, similarly to TSOs, including by taking responsibility for managing congestions using local resources connected at the distribution level (with DSR among them). Therefore, the cooperation between DSOs and TSOs should be enhanced. Moreover the same level of separation of DSO functions from other activities, as envisaged for TSOs, should be considered. Exceptions could be maintained for very small DSOs, which are unlikely having to perform TSO-like functions. In this respect, we suggest significantly reducing the current de minimis threshold;*
- c) provide for flexible short-term markets and enhance the opportunities for participation of all flexible responses, and in particular of DSR in these markets;*
- d) enable efficient functioning of retail markets that facilitates new entry and companies to innovate and offer their clients new products and services. If there is value and a positive business case for these (DSR) products up the value chain, and consumers gain interest in such products, they will develop in the market.*

*Transparent, efficient and, where feasible, widely harmonised data management processes are essential. In addition, the need for new entrants to contract/interact with many DSOs in order to offer DSR services in a country can also be a barrier to entry. The existence of standardised data formats, contracts and data hubs could help address this. Furthermore, with the arrival of aggregators and other third parties in retail markets, new opportunities and challenges arise related to data access. Data protection and standardisation at national and European level are key to any well-functioning data management system. The availability of smart metering equipment and systems which allow time-of-use meter readings is a*

*prerequisite for consumers to be able to opt into implicit DSR schemes. Smart meters may also enable explicit DSR services through a dedicated standard interface, either as mandatory equipment or as an option.*

## **IV.4 Conclusie**

17. Het gebrek aan definitie van bepaalde marktfuncties en het gebrek aan een oplossing voor de energieoverdracht blijken duidelijk de voornaamste belemmeringen voor de deelname van de vraag aan de elektriciteitsmarkten te zijn, terwijl deze de prijsspieken zouden kunnen uitvlakken en beter zouden kunnen bijdragen tot de veilige uitbating van de netten en tot de bevoorradingszekerheid.

Bepaalde producten moeten eveneens worden herzien om de belemmeringen voor de deelname van de vraag aan de markten weg te nemen en om mededinging tussen de flexibiliteitsvormen (productie, vraag, opslag) mogelijk te maken.

# V. DEFINITIE VAN EEN MARKTMODEL VOOR HET VRAAGBEHEER

## V.1 Principes

18. Voor de ontwikkeling van het vraagbeheer is het niet nodig een nieuwe markt te creëren, maar moeten alle bestaande markten worden opengesteld onder zodanige omstandigheden dat er gezonde concurrentie mogelijk is tussen de verschillende soorten aanbieders van flexibiliteit. Hiertoe is de CREG van mening dat aanpassingen van het bestaande marktmodel noodzakelijk zijn.

19. Evenwel dient te worden opgemerkt dat niet alle landen het eens zijn met deze aanpak; met name Duitsland en de Scandinavische landen zijn van mening dat de flexibiliteitsdienst vroeg of laat door de leverancier aan zijn klant zal worden aangeboden. De leveranciers die de flexibiliteit van hun klanten valoriseren, zullen immers een concurrentievoordeel hebben. Zo zullen ze bijvoorbeeld een lagere prijs kunnen aanbieden voor de *commodity*. Rekening houdend met het gemak waarmee een klant van leverancier kan veranderen, zijn deze landen van mening dat deze praktijk uiteindelijk algemeen zal worden toegepast.

Volgens de CREG zou een aanpassing van het marktmodel het tempo van de ontwikkeling van het vraagbeheer echter kunnen versnellen, op voorwaarde dat de voorgestelde oplossing zelf geen aanvullende belemmering vormt omwille van de complexiteit en de kosten ervan. De CREG meent bovendien dat marktspelers die energiediensten aanbieden, waaronder de valorisering van de flexibiliteit, nicheposities op de markt zouden kunnen innemen. Om die redenen zet de CREG ertoe aan pragmatische oplossingen te zoeken. De marktspelers die de raadpleging hebben beantwoord, delen deze mening.

20. De CREG stelt voor dat het marktmodel de volgende basisprincipes eerbiedigt:

**Principe 1** – elke eindverbruiker heeft het recht om zijn flexibiliteit te valoriseren zonder dat zijn leverancier of de BRP van de leverancier zich daartegen kunnen verzetten.

**Principe 2** – elke eindverbruiker heeft het recht om zijn FSP te kiezen, ongeacht van zijn elektriciteitsleverancier.

- Principe 3** – de FSP moet de evenwichtsverantwoordelijkheid op zich nemen van de activering van de flexibiliteit met betrekking tot de vraag die hij beheert.
- Principe 4** – de tussenkomst van een FSP mag niet ten nadele zijn van andere partijen. Dit houdt het volgende in:
- 4.1. de noodzaak om de evenwichtssperimeter van de oorspronkelijke BRP te corrigeren
  - 4.2. de noodzaak om de elektriciteitsleverancier van de oorspronkelijke eindafnemer financieel te compenseren.
- Principe 5** – de evenwichtssperimeters moeten gecentraliseerd worden gecorrigeerd door een neutrale instantie met de vereiste bevoegdheid.
- Principe 6** – wat betreft de financiële compensatie, indien dit niet automatisch gebeurt, (en in tweede instantie eventueel de keuze van de *baseline*), moet de voorkeur worden gegeven aan commerciële onderhandelingen. Als dit niet tot een resultaat leidt of onderhandelingen niet in overweging genomen worden, moet er een standaard oplossing kunnen worden toegepast om te voorkomen dat offertes inzake vraagbeheer niet in aanmerking kunnen worden genomen.
- Principe 7** – vanuit het oogpunt van de marktwerking is het wenselijk dat enige activering die wordt verhinderd door een netbeheerder wordt vergoed (NB Voor de op het distributienet aangesloten EAN-punten valt dit onder de gewestelijke bevoegdheid).
- Principe 8** – de eindafnemer is de houder van zijn meet- en telgegevens en kan deze vrij doorgeven.
- Principe 9** – de vertrouwelijkheid van de commercieel gevoelige gegevens moet worden gewaarborgd.
- Principe 10** – aan de eindafnemer moet één enkele factuur voor zijn elektriciteitsverbruik worden overgemaakt

### **V.1.1 Principe 1 – elke eindafnemer heeft het recht om zijn flexibiliteit te valoriseren zonder dat zijn leverancier of de BRP van de leverancier zich daartegen kunnen verzetten**

21. Het voorgestelde marktmodel moet helemaal om de eindafnemer draaien. Hij moet vrij kunnen beslissen om zijn flexibiliteit al dan niet te valoriseren. Wanneer het economisch rendabel is, moet het vraagbeheer toegang kunnen hebben tot de markten. Een leverancier of de BRP<sup>9</sup> van de leverancier mag de eindafnemer niet verhinderen om zijn flexibiliteit te valoriseren door, in voorkomend geval, gebruik te maken van de diensten van een FSP. Het gebrek aan een oplossing voor de energieoverdracht zorgt momenteel voor juridische onzekerheid. De CREG kent dan wel geen contractvoorbeeld dat de klant uitdrukkelijk verbiedt zijn flexibiliteit te valoriseren, maar volgens de regels van het gemeen recht inzake eigendom is het in beginsel niet toegestaan dat de afnemer, die pas op het ogenblik van de levering van elektriciteit de eigenaar ervan wordt, iets verkoopt dat niet aan hem is geleverd en dat in feite nog steeds toebehoort aan de leverancier.

### **V.1.2 Principe 2 – elke eindafnemer heeft het recht om zijn FSP te kiezen, ongeacht zijn elektriciteitsleverancier**

22. Als de eindafnemer beslist zijn flexibiliteit te valoriseren, moet het marktmodel de mogelijkheid voorzien dat hij deze ofwel via een aanbieder van flexibiliteit (FSP) van zijn keuze ofwel rechtstreeks (hij is dan zijn eigen FSP) kan aanbieden, zonder dat zijn leverancier zich hiertegen kan verzetten en zonder hiervoor een voorafgaande goedkeuring te verkrijgen. De leverancier van de eindafnemer mag immers geen belang hebben bij het ontwikkelen van de flexibiliteit van zijn afnemer en het correct vergoeden wanneer deze flexibiliteit in concurrentie komt met zijn piekproductie-eenheden of indien aan zijn flexibiliteitsbehoeften wordt voldaan.

Dit houdt de definitie van een nieuwe marktfunctie in, namelijk die van FSP, om zijn rechten, verplichtingen en relaties met de andere spelers te bepalen.

---

<sup>9</sup> Het verband dat de CREG tussen de leverancier en de “zijn” BRP legt is in feite een vereenvoudigde weergave. Inderdaad, de BRP is strikt genomen niet verbonden aan zijn leverancier maar wel aan zijn toegangsverantwoordelijke. Desalniettemin, aangezien de toegangsverantwoordelijke, in de meeste gevallen, de leverancier is, werd de voorkeur gegeven te veronderstellen dat een direct verband tussen de leverancier en de BRP bestaat



### **V.1.3 Principe 3 – de FSP moet de evenwichtsverantwoordelijkheid op zich nemen van de activering van de flexibiliteit van de vraag die hij beheert**

23. Het marktmodel moet voorzien, als één van de verplichtingen die door de FSP moet worden opgenomen, dat hij de contractuele gevolgen op zich moet nemen van de activering die niet voldoet aan de door de koper van de flexibiliteit (FRP) verwachte dienstverlening. Dit betekent dat de FSP zijn eigen BRP is of zich bij een BRP aansluit.

### **V.1.4 Principe 4 – de tussenkomst van een FSP mag niet ten nadele zijn van andere partijen**

24. Om te voorkomen dat er bezwaar wordt aangetekend tegen het voorgestelde marktmodel, mag geen enkele partij worden benadeeld bij de activering door een FSP van de flexibiliteit van de vraag binnen de perimeter van de oorspronkelijke BRP **naar een BRP van de FRP of van de netbeheerder (energieoverdracht)**. Deze transactie mag de oorspronkelijke BRP niet blootstellen aan het onevenwichtstarief en de omzet van de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer moet zo weinig mogelijk worden beïnvloed.

Dit houdt het volgende in:

**4.1. de noodzaak om de evenwichtspereimeter van de oorspronkelijke BRP te corrigeren**

**4.2. de noodzaak om de elektriciteitsleverancier van de oorspronkelijke eindafnemer financieel te compenseren.**

Deze kan immers verschillen van de BRP en, in dat geval, ondervindt deze financiële gevolgen door de activering van de flexibiliteit door een derde, aangezien dit het verbruik beïnvloedt van de oorspronkelijke eindafnemer die als factureringsbasis dient.

### **V.1.5 Principe 5 – de evenwichtspereimeters moeten gecentraliseerd worden gecorrigeerd door een neutrale instantie met de vereiste bevoegdheid**

25. Wanneer de activering van de vraagflexibiliteit de evenwichtspereimeter van meerdere BRP's beïnvloedt, raakt deze transactie het algemene evenwicht van de markt en moeten bijgevolg de geldende bepalingen worden toegepast, via de door de TNB beheerde hub.

**V.1.6 Principe 6 – wat betreft de financiële compensatie, indien dit niet automatisch gebeurt, (en in tweede instantie eventueel de keuze van de *baseline*), moet de voorkeur worden gegeven aan commerciële onderhandelingen. Als dit niet tot een resultaat leidt, of onderhandelingen niet in overweging genomen worden, moet er een standaard oplossing kunnen worden toegepast om te voorkomen dat offertes inzake vraagbeheer niet in aanmerking kunnen worden genomen.**

26. Het marktmodel mag enkel het strikt noodzakelijke regelen. Er wordt bijgevolg voorkeur gegeven aan de onderhandeling tussen de partijen. Om deze belemmering voor de deelname van de vraag aan de markten weg te nemen, moet het voorgestelde marktmodel echter een standaard oplossing voorzien die aan de partijen wordt opgelegd wanneer deze niet tot een commercieel akkoord komen wat betreft de financiële compensatie. In tweede instantie zou de keuze tussen meerdere *baselines* ook aan de partijen kunnen worden gelaten.

Een andere mogelijke optie is gebaseerd op de correctie van het gemeten verbruik verbonden met een compensatiefonds. De compensatie gebeurt dan automatisch.

**V.1.7 Principe 7 – vanuit het oogpunt van de marktwerking is het wenselijk dat elke activering die wordt verhinderd door een netbeheerder wordt vergoed (voor de op het distributienet aangesloten EAN-punten valt dit onder de gewestelijke bevoegdheid).**

27. Deze vergoeding lijkt strikt noodzakelijk om de economische criteria vast te stellen van de keuze tussen enerzijds een beperking van de ontwikkeling van het vraagbeheer en anderzijds de investeringen in het dynamisch beheer en de versterking van de netten. Bij gebrek hieraan bestaat het risico dat het vraagbeheer wordt ingepalmd door de netbeheerders en bijgevolg niet wordt aangeboden op de elektriciteitsmarkten. Aangezien dit de distributienetten betreft, overschrijdt dit de federale bevoegdheden van de CREG op het gebied van marktwerking, waardoor het de gewestelijke autoriteiten zijn die de kwestie moeten afhandelen.

**V.1.8 Principe 8 – de eindafnemer is de houder van zijn meet- en telgegevens en kan deze vrij doorgeven**

28. Een gebrek aan standaardisering van de meet- en telapparatuur zou in het voordeel kunnen zijn van pseudo-monopolies wat betreft het vraagbeheer en de toe-eigening van de gegevens door een derde partij. Het voorgestelde marktmodel moet dit struikelblok voorkomen.

29. Bovendien moet de overdracht van deze gegevens eerst worden goedgekeurd door de eindafnemer.

### **V.1.9 Principe 9 – de vertrouwelijkheid van de commercieel gevoelige gegevens moet worden gewaarborgd**

30. Het marktmodel mag het handelsverkeer tussen de partijen niet benadelen noch concurrentievervalsing veroorzaken. Bovendien mag het geen aanleiding geven tot de bekendmaking van commercieel gevoelige gegevens noch de persoonlijke levenssfeer aantasten.

### **V.1.10 Principe 10 – aan de eindafnemer moet één enkele factuur voor zijn elektriciteitsverbruik worden overgemaakt**

31. Het marktmodel mag de enkele factuur niet op losse schroeven zetten, gezien de kosten die voor alle eindafnemers zouden voortvloeien uit een opsplitsing van de factuur in de net- en belastingencomponent enerzijds en de energiecomponent anderzijds

## **V.2 Marktfuncties**

32. De marktfuncties die in het voorgestelde marktmodel tussenkomen, worden in de onderstaande tabel voorgesteld.

Tabel 1: Marktfuncties

| <b>Functie</b>                                      | <b>Marktspelers die de functie kunnen vervullen</b>   |
|---|---|
| <b>Oorspronkelijke eindafnemer</b>                  | Eindafnemer voorzien van een meter op kwartierbasis   |
| <b>Leverancier</b>                                  | Houder van een leveringsvergunning  |
| <b>Tussenpersoon</b>                                | Oorspronkelijke eindverbruiker, FSP   |
| <b>BRP</b> oorspronkelijk / van de FSP / van de FRP | Elke ARP (deze functie kan worden gecombineerd met die van leverancier, eindafnemer, FSP)   |
| <b>FSP</b>  | Houder van een vergunning voor de levering van flexibiliteit (deze functie kan worden gecombineerd met die van leverancier, BRP, eindafnemer, onafhankelijke aggregator, FRP) |
| <b>FRP</b>  | Elke koper van de flexibiliteit (deze functie kan worden gecombineerd met die van leverancier, BRP, NB, eindafnemer)  |
| <b>FDM</b>  | Aangestelde partij om de functie van beheerder van de flexibiliteitsgegevens te waarborgen  |
| <b>NB</b>   | TNB, DNB  |

## **V.3 Voorstel voor een marktmodel voor energieoverdracht**

33. Het betreft een complex onderwerp waarover reeds heel wat is gepubliceerd. De CREG heeft niet de bedoeling om een globale oplossing aan te reiken, maar wenst in deze fase een aantal concrete voorstellen en verbeteringsmaatregelen op korte termijn te formuleren voor de aspecten die onder haar bevoegdheden vallen. De bedoeling is een gefaseerde aanpak te hanteren. De in dit document voorgestelde oplossingen zullen met de gewestelijke regulatoren en de marktspelers worden besproken. Hoe het ook zij, deze oplossingen zullen moeten worden aangepast aan de ontwikkelingen op het gebied van de Europese wet- en regelgeving wat betreft vraagbeheer.

34. In dit opzicht wordt de deelname van de eindafnemers met een vast profiel (zonder meter op kwartierbasis) gezien als een doelstelling op langere termijn die in het kader van deze studie niet aan bod komt rekening houdend met de specifieke problemen die ermee gepaard gaan.

35. Er wordt aan herinnerd (of : er dient te worden herinnerd) dat in het kader van deze studie enkel de flexibiliteit in verband met het vraagbeheer in aanmerking wordt genomen. Er wordt dus niet stelselmatig rekening gehouden met de specifieke kenmerken die eigen zijn aan de flexibiliteit van de productie-eenheden noch van de opslag.

36. Het hieronder beschreven marktmodel moet voor elk geval van energieoverdracht worden toegepast, zowel in het kader van handelstransacties als in het kader van de producten van de NB, daar de FSP en zijn BRP allebei verschillen van de leverancier en de oorspronkelijke BRP.

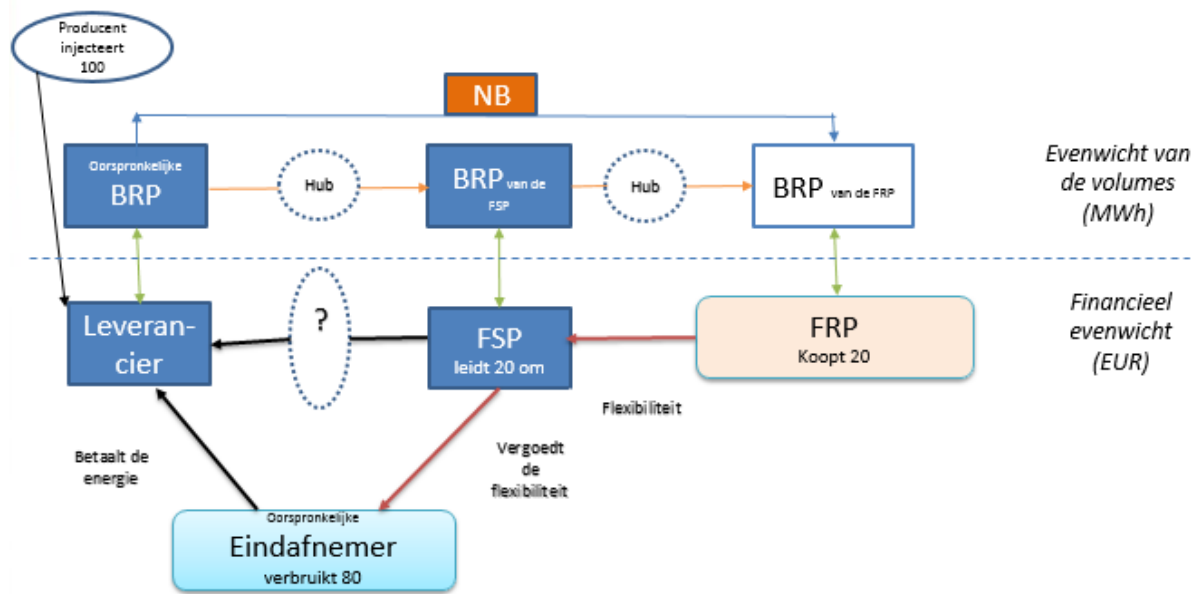
37. Gezien de talrijke contractuele bepalingen die mogelijk zijn tussen de marktfuncties en de talrijke functies die een marktspeler op verschillende niveaus kan vervullen, stelt de CREG een marktmodel voor dat is gebaseerd op een standaard definitie van de functies en het aan de partijen overlaat hun contractuele relaties eventueel aan te passen in functie van dit model. Deze standaard definitie berust met name op het principe dat de leverancier de energie koopt die de vraag van zijn afnemer dekt en dat de BRP de eindverantwoordelijkheid draagt voor het evenwicht van zijn portefeuille.

### **V.3.1 Principe van de energieoverdracht**

38. In het volgende schema worden de bestaande marktfuncties voorgesteld. Het illustreert het meest complexe geval waarin de oorspronkelijke eindafnemer zijn flexibiliteit

valoriseert via een FSP die is verbonden aan een andere BRP dan de BRP van zijn leverancier. De FSP verkoopt die flexibiliteit vervolgens aan een FRP die ofwel een derde onder de evenwichtspereimeter van een derde BRP (de BRP van de FRP) ofwel een netbeheerder kan zijn. In dit laatste geval is deze niet aan een BRP verbonden maar neemt hij er bepaalde eigenschappen op het gebied van evenwicht van over.

Schema 1: Bestaande marktfuncties – geval van een neerwaartse activering<sup>10</sup>



Bron: CREG

NB = transmissie- of distributienetbeheerder

FSP = flexibiliteitsleverancier

BRP = verantwoordelijke voor het evenwicht van een portefeuille van injectie- en afnamepunten

FRP = koper van de flexibiliteit

Oorspronkelijke eindafnemer = eindafnemer die zijn flexibiliteit valoriseert

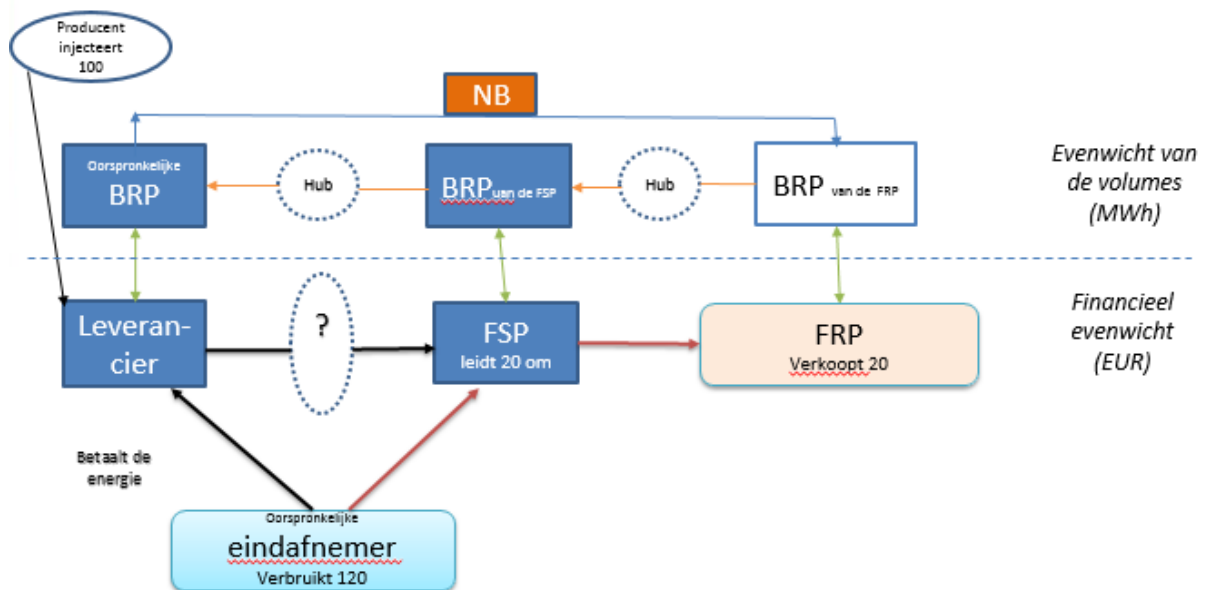
In dit voorbeeld doet de FSP bij neerwaartse activering van de flexibiliteit van de oorspronkelijke eindafnemer het verbruik van deze klant verminderen ( $100-20=80$ ), waardoor een deel (20) van de voor hem bestemde energie (100) vrijkomt voor overdracht naar een FRP (20).

39. Door de handeling van de FSP wordt een deel van de geïnjecteerde energie om het verwachte verbruik van de oorspronkelijke eindafnemer te dekken (20) niet door hem verbruikt maar omgeleid naar een derde klant die het wel gaat verbruiken. Er is dus sprake van **energieoverdracht**. Deze energieoverdracht vereist een specifieke behandeling als de FSP en zijn BRP allebei verschillen van de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer en zijn BRP, aangezien de factuur van de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer en het

<sup>10</sup> D.w.z. een vermindering van de nettoafname

evenwicht van de portefeuille van de oorspronkelijke BRP worden beïnvloed als het marktmodel geen corrigerende maatregelen voorziet.

**Schema 2:** Bestaande marktfuncties – geval van een opwaartse activering



Bron: CREG

In het omgekeerde geval, verhoogt de FSP bij een opwaartse activering van de flexibiliteit van de oorspronkelijke eindafnemer het verbruik van zijn klant, waarbij een deel van de door een derde geïnjecteerde overtollige energie wordt overgenomen.

### V.3.2 Gevolgen van de energieoverdracht

40. Het kenmerk van de transactie met betrekking tot de flexibiliteit van de vraag is dat de door de FSP verkochte energie in het kader van de flexibiliteit niet rechtstreeks of onrechtstreeks wordt geproduceerd door de FSP maar „niet wordt verbruikt” (neerwaartse activering) of „wordt oververbruikt” (opwaartse activering) door zijn klant (de oorspronkelijke eindafnemer). De FSP treedt dus op als een *broker*, door de partijen in contact te brengen zonder zelf de energie op te wekken.

41. In het geval van een energie-overdracht tussen BRP's, bijvoorbeeld bij een neerwaartse activering van de vraag (vermindering van de nettoafname), brengt deze overdracht de oorspronkelijke BRP in een situatie van onevenwicht, aangezien de geïnjecteerde energie om de vraag van de oorspronkelijke eindafnemer te dekken niet volledig werd verbruikt in zijn portefeuille. Zonder verdere tussenkomst stelt de energieoverdracht hem dus bloot aan het onevenwichtstarief.

42. De neerwaartse activering benadeelt eveneens de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer, aangezien de gekochte elektriciteit om aan zijn klant te leveren hem zal worden aangerekend hoewel hij aan zijn afnemer enkel zijn reëel gemeten verbruik zal kunnen aanrekenen. Het verschil tussen deze gekochte en gemeten energie werd verworven door de FRP.

43. In het geval van een opwaartse activering van de vraag ondervinden de oorspronkelijke BRP en de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer eveneens gevolgen, maar in omgekeerde zin. De evenwichtssperimeter van de oorspronkelijke BRP bevindt zich dan in een situatie waarin het verbruik van de oorspronkelijke eindafnemer hoger is dan de geïnjecteerde energie. Deze activering „bevoordeelt” de leverancier, die de oorspronkelijke eindafnemer meer energie kan aanrekenen dan de energie aangekocht om aan hem te leveren.

44. In het geval van een overdracht tussen BRP's ondervindt het evenwicht van de portefeuille van de BRP van de FRP eveneens gevolgen.

45. De onmogelijkheid om de energieoverdracht uit te voeren, zorgt dan voor het volgende:

- voor de oorspronkelijke BRP, een onevenwicht dat moet worden gecorrigeerd;
- voor de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer, een winstderving (in het geval van neerwaartse activering, bijkomende opbrengsten) die gecompenseerd moet worden;
- voor de oorspronkelijke eindafnemer, bijkomende inkomsten naar aanleiding van de verkoop van zijn flexibiliteit aan de FSP;
- voor de FSP:
  - o de ontvangst (in het geval van neerwaartse activering):
    - ofwel van inkomsten van de energieoverdracht aan een derde
    - ofwel van de vergoeding van de dienst door de NB (vergoeding van de reservering en/of de activering volgens de producten);

waarbij de aan de oorspronkelijke eindafnemer overgemaakte vergoeding van de flexibiliteit wordt afgetrokken. Deze vergoeding kan toenemen door het portefeuille-effect als de dienst wordt verleend via samenvoeging van meetpunten waarvan de afnamecurves worden gecombineerd;

- o het op zich nemen van de verantwoordelijkheid dat het overgedragen volume overeenstemt met het gekochte flexibiliteitsvolume, voorgesteld in de vorm van een onevenwicht tussen het bestelde volume en het daadwerkelijk geleverde volume, of het op zich nemen van de functie van BRP (rechtstreeks of via een betrokken BRP).

De drie punten die moeten worden opgelost, zijn dus:

- de wijze waarop het onevenwicht van de oorspronkelijke BRP wordt gecorrigeerd;
- de wijze waarop de financiële compensatie van de leverancier wordt berekend (verschuldigd door de leverancier in het geval van opwaartse activering);
- de controle van de activering van de flexibiliteit door de FSP;

rekening houdend met het feit dat bij de noodzakelijke informatie-uitwisseling de vertrouwelijkheid moet worden geëerbiedigd, uit hoofde van de voorschriften op het gebied van mededinging en bescherming van de persoonlijke levenssfeer.

In ieder geval moeten er volumes en een prijs worden bepaald.

### **V.3.3 Aard van de uitwisselingen**

46. Wanneer de oorspronkelijke eindafnemer van tevoren een blok energie koopt, m.a.w. een bepaalde hoeveelheid elektriciteit, kan hij deze in principe al doorverkopen voordat deze geleverd is, zonder compensatie van de leverancier, aangezien hij er al de eigenaar van is.

47. Als dit niet het geval is wordt de eindafnemer echter pas de eigenaar van zijn elektriciteit wanneer het verbruik is geregistreerd, m.a.w. gemeten op zijn meter<sup>11</sup>. Deze situatie komt het meest voor.

Voor zover de eindafnemer de energie niet heeft verbruikt, kan deze de in het leveringscontract beschouwde energie strikt genomen niet op voorhand doorverkopen. Het leveringscontract kan hem echter een zekere flexibiliteit wat betreft de hoeveelheid energie die hij kan afnemen, geven, waardoor de eindafnemer deze flexibiliteit (wat als een optie beschouwd wordt) en niet de energie zelf van tevoren kan valoriseren.

---

<sup>11</sup> Dit vloeit voort uit een lezing van de gebruikelijke leveringscontracten voor elektriciteit



48. Het zou nuttig zijn een wettelijke bepaling te voorzien die verduidelijkt dat de oorspronkelijke eindafnemer de flexibiliteit gekocht in het kader van zijn leveringscontract mag valoriseren en deze voortaan mag „doorverkopen”; de eigendom van de elektriciteit mag geen belemmering vormen voor de valorisering van deze flexibiliteit.

49. Volgens deze redenering, verkoopt de leverancier de flexibiliteit eerst aan zijn oorspronkelijke klant, die deze vervolgens kan valoriseren.

### **V.3.4 Analyse van de vertrouwelijkheidseisen**

#### **V.3.4.1 Vertrouwelijkheid van de klantenlijst van de FSP**

50. De bezorgdheid om de vertrouwelijkheid van bepaalde gegevens maakt het probleem nog meer ingewikkeld. De gegrondheid ervan moet dus worden geëvalueerd.

51. De terughoudendheid van de FSP om de oorspronkelijke BRP de lijst van EAN-punten die hij activeert mee te delen, lijkt niet gegrond wat betreft de grote industriële afnemers, waarvan het verbruik nauwkeurig en in real-time wordt opgenomen. Het is hoogst waarschijnlijk dat de leverancier of zijn oorspronkelijke BRP na één of meerdere activeringen de EAN-punten kan identificeren waarop de flexibiliteit wordt geactiveerd. Dit is echter veel minder waarschijnlijk voor kleinere eindafnemers.

De bekendmaking van deze informatie op het ogenblik van een activering lijkt de ontwikkeling van de portefeuille van de aggregatoren en met name de onafhankelijke aggregatoren niet te benadelen. Op het ogenblik van de activering hebben deze immers reeds een contract afgesloten met de oorspronkelijke eindafnemer, soms zelfs met een looptijd van meerdere jaren. Het is echter zo dat door de bekendmaking van deze informatie de leverancier gratis kan genieten van de commerciële investeringen en het onderzoek van de FSP om de flexibiliteit in zijn klantenportefeuille aan het licht te brengen, wat de concurrentie tussen onafhankelijke FSP's en FSP-leveranciers zou benadelen.

52. Er wordt nog een tweede argument aangehaald om deze vertrouwelijkheid te eisen. Het betreft het risico van „vergeldingsmaatregelen” van de leveranciers ten opzichte van hun klanten, in de vorm van een aanpassing van het lopende leveringscontract wanneer ze hun flexibiliteit bij een derde hebben gecommmercialiseerd. Dit risico is *a priori* laag, rekening houdend met het feit dat:

- het hierna voorgestelde marktmodel waarborgt dat de leverancier en zijn BRP niet worden benadeeld door deze activering;

- de meeste eindafnemers eenvoudig van leverancier kunnen veranderen;
- het contract een flexibiliteitsmarge van de belastingscurve voorziet waarvan de kosten in aanmerking worden genomen voor de leveringsprijs. Zolang de activering van de flexibiliteit het afnameprofiel van de oorspronkelijke eindafnemer binnen deze marges houdt, is het dus niet gerechtvaardigd dat de leverancier een contractaanpassing eist;
- dat het leveringscontract sancties voorziet als de afname buiten de toegestane marges valt;
- als de activeringen het historische verbruiksprofiel van de afnemer aantasten, zal de leverancier hiermee rekening houden bij de vernieuwing van het contract.

Ondanks deze punten zouden verscheidene overwegingen, zoals marktaandeelstellingen, de wil om de productie te bevorderen in vergelijking met de deelname van de vraag, de inachtneming van onvoldoende marges voor de regelmatige deelname van de vraag (naast contracten zoals R3 ICH of R3 DP) of een te lange termijn voor de vernieuwing van het contract, ertoe kunnen leiden dat de valorisering van de flexibiliteit van een oorspronkelijke eindafnemer bij een derde FSP niet in goede aarde valt bij de leverancier.

53. Het behoud van de vertrouwelijkheid van deze informatie kan dus worden gerechtvaardigd. Het is echter strikt noodzakelijk de oorspronkelijke BRP op de hoogte te brengen van de in zijn portefeuille geactiveerde flexibiliteit. Immers, als de BRP niet op de hoogte wordt gebracht van de activering, zou hij kunnen proberen te reageren op een onverwacht onevenwicht van zijn portefeuille om zijn evenwicht te herstellen. In dergelijke omstandigheden zou hij geen energie hebben om over te dragen en zou de afschakeling van verbruik geen enkele toegevoegde waarde hebben.

Dit probleem kan worden opgelost door de tussenkomst van een neutrale partij (FDM) die per meetpunt op de hoogte is van de activeringen van de flexibiliteit die voorzien zijn in de portefeuille van een oorspronkelijke BRP en die deze informatie samengevoegd aan elke oorspronkelijke BRP bezorgt indien deze afwijkt van de BRP van de FSP.

#### V.3.4.2 Vertrouwelijkheid van de leveringsprijs

54. De weigering van de leveranciers om hun verkoopprijs mee te delen, is gerechtvaardigd. Hoewel deze voor residentiële afnemers en bepaalde KMO's wordt

gepubliceerd<sup>12</sup>, wordt deze voor de andere eindafnemers onderhandeld in functie van verbruiksparementen en eigen keuzes van de afnemers, die vertrouwelijk moeten blijven. Daar de FSP's zelf leveranciers kunnen zijn, zou de bekendmaking van deze informatie de mededinging kunnen vervalsen. Bovendien zou deze prijs ook een commercieel gevoelig gegeven kunnen zijn voor de eindafnemers die in hun *core business* blootgesteld zijn aan een sterke concurrentie en waarvan het aandeel van de elektriciteitskosten in de kostenstructuur aanzienlijk is.

55. De regelgeving zou dus voortaan nauwkeurig moeten vaststellen welke informatie mogen en/of moeten worden overgedragen en aan welke partij(en). De identificatie van deze informatie hangt af van het gekozen marktmodel. De prijs van de levering behoort normaliter niet tot de informatie die wordt overgedragen aan andere partijen dan de oorspronkelijke eindafnemer in kwestie en zijn leverancier zonder hun voorafgaande toestemming.

### **V.3.5 Volumeaspect van de energieoverdracht**

#### **V.3.5.1 Algemene principes**

56. Het volumeaspect van de energieoverdracht kadert in een reeds bestaande formele uitwisselingsprocedure van energieblokken tussen BRP's. In feite stemt dit overeen met om het even welke transactie op de markt, waarbij de functies duidelijk gedefinieerd zijn. De TNB speelt als verantwoordelijke voor het bepalen van het onevenwicht van de portefeuille van elke BRP en voor de *settlement* van dit onevenwicht een centrale functie.

57. In het kader van de energieoverdracht waarbij twee BRP's zijn betrokken, moet de FDM de GRT voor deze activiteit nieuwe gegevens met betrekking tot de flexibiliteit bezorgen. De TNB moet immers op de hoogte worden gebracht van elke activering van flexibiliteit waaruit een energieoverdracht tussen BRP's voortvloeit. De TNB krijgt deze informatie wanneer de activering op zijn verzoek wordt uitgevoerd (en in de toekomst moet deze informatie door de DNB worden overgedragen als deze verantwoordelijk is voor de activering) of wanneer de energie in kwestie op Belpex wordt verkocht. Als het echter bilaterale transacties (OTC) betreft, wordt de TNB echter niet automatisch op de hoogte gebracht en is het mogelijk dat de leverancier of zijn oorspronkelijke BRP zichzelf niet onmiddellijk identificeert (ofwel omdat de activering binnen de toegestane marges voorzien in het leveringscontract valt, ofwel omdat de activering niet frequent is). De CREG is van mening dat dit probleem enkel kan worden

---

<sup>12</sup> In het kader van het vangnet hebben de KMO's in kwestie een jaarlijks verbruik van minder dan 50MWh.

opgelost als de FSP wordt verplicht elke bilaterale flexibiliteitstransactie per meetpunt mee te delen aan de FDM en de FDM deze kennisgeving aan de TNB moet bezorgen.

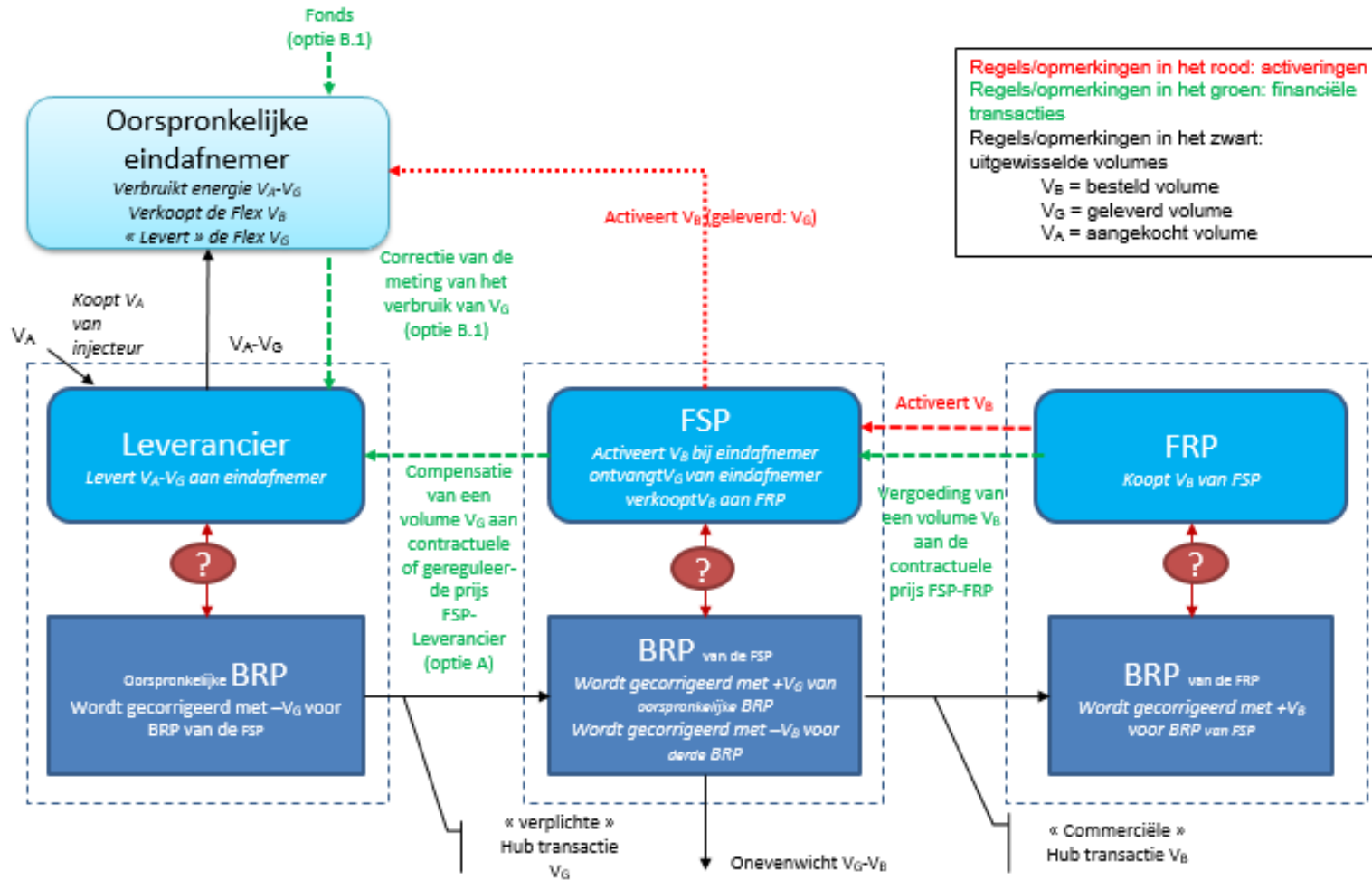
58. In het meest complexe geval zijn hierbij drie BRP's of twee BRP's en de NB betrokken:
- de oorspronkelijke BRP;
  - de BRP van de FSP;
  - de BRP van de FRP of de NB.

Er moeten twee volumes worden gedefinieerd:

- het „bestelde volume” ( $V_B$ ) dat overeenstemt met het volume aan flexibiliteit dat de FSP moet leveren. Dit stemt overeen met ofwel een nominatie door de BRP van de FSP en de BRP van de FRP op de hub, ofwel, in het kader van de ondersteunende diensten en de strategische reserve, het door de TNB gegeven activeringssignaal. Het bestelde volume moet worden overgedragen van de perimeter van de BRP van de FSP naar de perimeter van de BRP van de FRP;
- het „geleverde volume” ( $V_G$ ) dat overeenstemt met het volume aan flexibiliteit dat daadwerkelijk door de oorspronkelijke eindafnemer geleverd wordt. Het betreft het verschil tussen de schatting aan de hand van de *ad hoc* methode (*baseline*) van wat zijn verbruik zou zijn geweest zonder activering en zijn daadwerkelijk gemeten verbruik. Deze berekening wordt uitgevoerd door de FDM. Conceptueel is dit volume onderhevig aan een ex post nominatie op de hub door de FDM voor een transactie tussen de oorspronkelijke BRP en de BRP van de FSP, die dus wordt gebruikt om de perimeter van de oorspronkelijke BRP te corrigeren. Dit volume wordt eveneens gebruikt om de leverancier financieel te compenseren. De FDM voegt dus eveneens de kwartiergegevens van het geleverde volume per leverancier en per FSP samen en deelt deze waarden mee aan de leveranciers en FSP's in kwestie.
- Wat betreft de transactie wordt het verschil tussen het geleverde volume en het bestelde volume ( $V_G - V_B$ ) op die manier toegeschreven aan de evenwichtspereimeter van de BRP van de FSP. Dit volume wordt gebruikt om hem het onevenwichtstarief aan te rekenen en, in het kader van de producten van de TNB, de FSP eventuele sancties aan te rekenen zoals voorzien in de werkingsregels. In de praktijk wordt het verschil  $V_G - V_B$  opgenomen in de evenwichtspereimeter van de BRP van de FSP en wordt het onevenwichtstarief toegepast op het globale onevenwicht van deze BRP en dus niet afzonderlijk op dit verschil zelf.

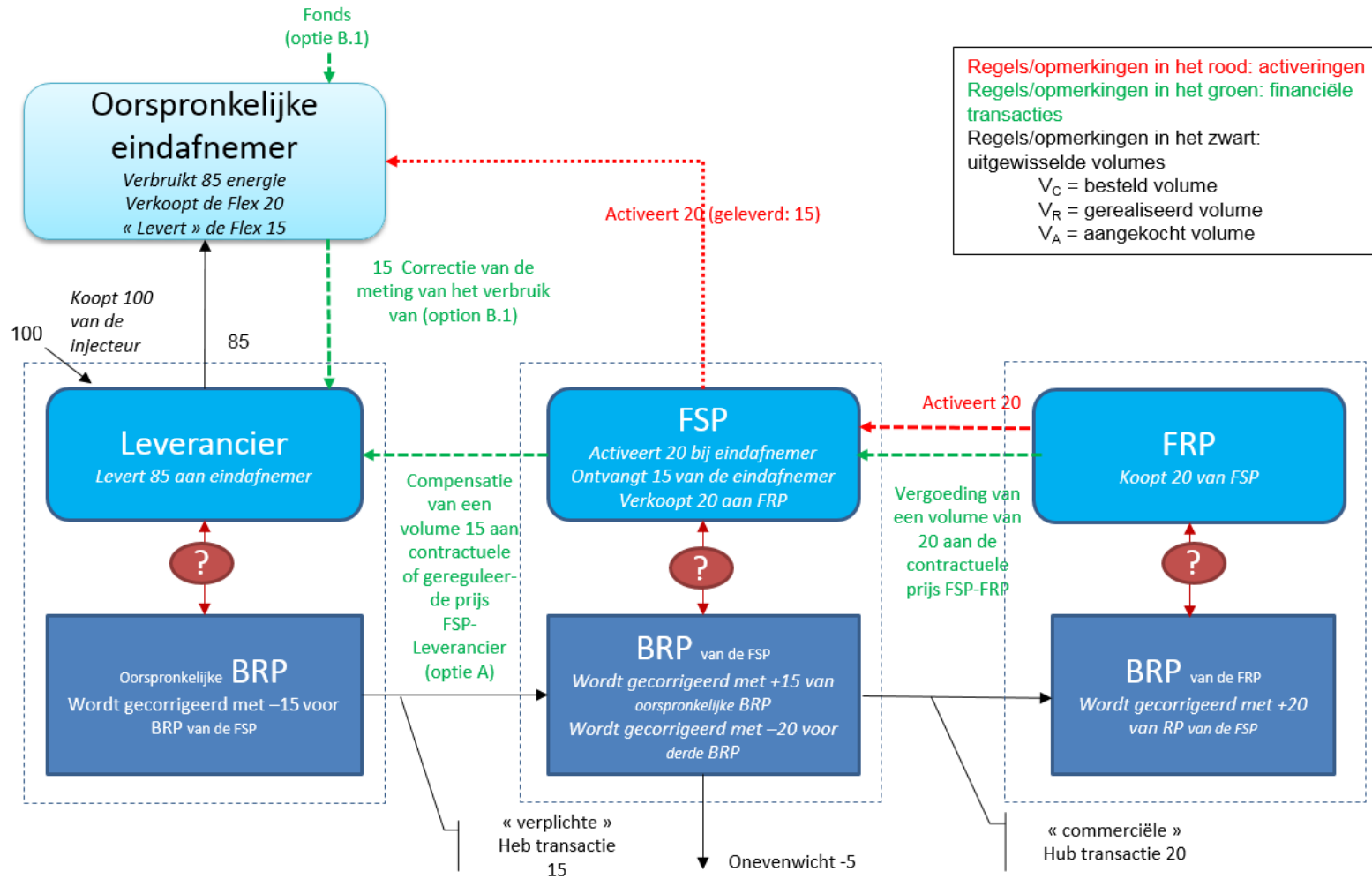
59. In de volgende schema's wordt het door de CREG voorgestelde model geïllustreerd.

Schema 3: In aanmerking genomen volumes – theoretisch model



Bron: CREG

Schema 4: In aanmerking genomen volumes – cijfervoorbeeld



Bron: CREG

60. Verscheidene elementen in het schema staan vast: de leverancier levert aan de oorspronkelijke eindafnemer, de BRP's zijn verantwoordelijk voor het evenwicht van hun portefeuille t.a.v. de TNB. De verhoudingen leverancier – BRP zijn echter niet gekend.

Om de contractuele vrijheid te handhaven en om te voorkomen rekening te moeten houden met de erg uiteenlopende interactie tussen de contractanten, is het model gericht op marktfuncties die zijn vastgesteld in functie van nauwkeurig gedefinieerde principes. In dit model kopen de BRP's geen energie (of alleszins uitsluitend als tussenpersoon) en is hun verantwoordelijkheid beperkt tot het evenwicht van de volumes. In het kader van de compensatiemechanismen wordt de impact van de volumes op de evenwichtspereimeters voortaan behandeld bij de BRP's terwijl de financiële aspecten worden behandeld tussen de FSP en de leverancier (dit punt komt aan bod in het volgende hoofdstuk). De marktspelers zullen vervolgens vrij zijn hun contractuele relaties op deze basis aan te passen.

61. De impact op de evenwichtspereimeters wordt geïllustreerd aan de hand van de zwarte pijlen.

In het cijfervoorbeeld koopt de FRP 20 MWh van de FSP. Op het ogenblik van de levering, activeert de FSP een afschakeling van verbruik van 20 MWh bij zijn oorspronkelijke eindafnemer. Deze kan zijn verbruik slechts met 15 MWh verminderen. Dit betekent het volgende:

- bij de verkoop worden 20 MWh overgedragen van de perimeter van de BRP van de FSP naar die van de BRP van de FRP, wat de perimeter van laatstgenoemde in evenwicht brengt, of naar de NB. Deze transactie verschilt niet van een klassieke verkooptransactie van energie;
- de activering draagt 15 MWh over van de perimeter van de oorspronkelijke BRP naar die van de BRP van de FSP; dientengevolge
  - o moeten de oorspronkelijke BRP en de leverancier slechts met 15 MWh worden gecompenseerd;
  - o De BRP van de FSP moet het onevenwichtstarief voor de ontbrekende 5 MWh dragen;
- de onevenwichtssituatie van de BRP van de FSP veroorzaakt een onevenwicht van de door de TNB gecompenseerde zone. Het evenwicht van zijn portefeuille wordt hersteld.

### V.3.5.2 Bepaling van het volume voor de correctie van de perimeter van de oorspronkelijke BRP en de compensatie van de leverancier

#### a) Keuze en berekening van de baseline

62. Het doel van de corrigerende maatregelen bestaat erin de situatie bij de leverancier en de oorspronkelijke BRP te herstellen zoals deze zou zijn geweest zonder activering van de flexibiliteit van de oorspronkelijke eindafnemer door zijn FSP. Er moet dus worden geëvalueerd wat het normale verbruik van de oorspronkelijke eindafnemer op dat ogenblik zou zijn geweest, wat wordt gedaan door de *baseline* te bepalen.

De eigenschappen waaraan de *baseline* moet voldoen, zijn de volgende:

- ze moet de activeringsperiode dekken, m.a.w. de periode waarin de activering daadwerkelijk wordt gevraagd door de koper van de flexibiliteit; hieronder valt dus niet de *ramp down* periode, noch de *ramp up* periode, noch het eventuele rebound-effect dat zich zou voordoen buiten de activeringsperiode (dit punt wordt later behandeld);
- ze moet duidelijk zijn voor alle partijen om zelf de geactiveerde energie te kunnen berekenen;
- voor de keuze ervan moet rekening worden gehouden met de eigenschappen van het product (duur van de activering, duur tussen de kennisgeving en de activering) en de *gaming* mogelijkheden moeten zo veel mogelijk worden beperkt (bij wijze van voorbeeld, de referentieperiode voor de berekening van de baseline mag geen periodes dekken waarin de activering van de strategische reserve werd aangekondigd);

63. Er bestaan verschillende technieken:

- methoden gebaseerd op gemeten historische gegevens: gemiddelde- methoden, regressiemethoden, meting uitgevoerd vóór/na, enz. met of zonder correcties<sup>13</sup> ;
- methode van de rechthoek met dubbele gecorrigeerde referentie (cf. NEBEF<sup>14</sup> voor korte activeringen);
- methode door schatting van verbruik (cf. NEBEF voor de afnamepunten aangesloten op het transmissienet).

---

<sup>13</sup> Elia, expert working group 17 november 2014

<sup>14</sup> NEBEF = Notifications d'Echanges de Blocs d'Effacement. Het gaat om regels die Frankrijk aangenomen zijn om de afschakeling van verbruik op de energiemarkten te valoriseren.



Bij wijze van voorbeeld wordt de *baseline*, in het kader van de strategische reserve, voor de leveringspunten die geen toegangspunt tot het ELIA-net zijn (DNB, op een industriële locatie, in een CDS) berekend op basis van de historische verbruiksgegevens van dit leveringspunt volgens de methode X van Y<sup>15</sup>.

64. In een eerste fase stelt de CREG voor **één enkele *baseline* per product te kiezen** in overleg met de marktspelers of, bij gebrek aan akkoord, voor de *balancing* en de strategische reserve, na voorstel van Elia en goedkeuring van de CREG en voor de andere producten, door de bevoegde instantie. De gebruikte *baseline* voor eenzelfde product moet identiek zijn ongeacht het spanningsniveau waarop de oorspronkelijke eindafnemer is aangesloten. De FDM staat in voor de berekening van de *baseline* voor elk meetpunt van de lijst van geactiveerde punten tijdens de activeringsperiode. Deze lijst wordt verstrekt door de FSP in kwestie en kan per activering variëren.

65. In tweede instantie zou uit een beperkte lijst per product de keuze kunnen worden gelaten aan de FSP en de leverancier en in het geval van onenigheid zou er een standaard *baseline* kunnen worden bepaald.

*b) Meting van het werkelijke verbruik*

66. Voor elk meetpunt van een activeringsprogramma voor flexibiliteit, wordt het werkelijke verbruik op afstand opgenomen door de FDM via de hoofdmeter of, in voorkomend geval, via de submeter.

*c) Berekening van het geleverde volume*

67. Het geleverde volume stemt overeen met het volume aan flexibiliteit dat beschouwd wordt als daadwerkelijk door de oorspronkelijke eindafnemer geleverd. Het wordt berekend door het verschil tussen de *baseline* en het gemeten verbruik gedurende de activeringsperiode per meetpunt van de FSP en per kwartier. Dit geleverde volume wordt zowel voor de correctie van de evenwichtssperimeter van de oorspronkelijke BRP als voor de berekening van de financiële compensatie van de leverancier gebruikt.

Deze benadering moet stelselmatig worden toegepast (zowel in het geval van een opwaartse als in het geval van een neerwaartse flexibiliteitsactivering).

---

<sup>15</sup> X dagen waarop de kwartiermetingen worden gebruikt om de *baseline* te berekenen, gekozen uit de Y laatste dagen die representatief zijn voor een categorie (werkdag of weekend).

d) *Gegevensoverdracht*

68. De FDM draagt de meetgegevens voor de facturering als volgt over:

- voor elke betrokken FSP worden de geleverde volumes van de activeringen op geaggregeerde wijze door de FDM per leverancier naar de FSP en de betrokken leverancier gestuurd;
- voor elke betrokken FSP worden de geleverde volumes van de activeringen op geaggregeerde wijze door de FDM per oorspronkelijke BRP naar de NB, naar de FSP, naar zijn BRP en naar de betrokken oorspronkelijke BRP gestuurd; de FDM voert een ex post nominatie in tussen de oorspronkelijke BRP en de BRP van de FSP op de hub van de TNB, voor een volume dat overeenstemt met het geleverde volume;
- de geleverde volumes van de activeringen voor de portefeuille worden door de FDM naar elke betrokken FSP en naar zijn BRP gestuurd;
- voor elke activering voeren de BRP van de FSP en de BRP van de FRP een transactie in op de hub van de TNB voor een volume dat overeenstemt met het bestelde volume.

Om de betrouwbaarheid van de verschaftte gegevens te waarborgen, moet een audit van de activiteit van de FDM worden voorzien.

### **V.3.6 Meet- en telaspecten van de energieoverdracht**

#### **V.3.6.1 Levering van flexibiliteit door de FSP**

69. De transactie tussen de FSP en de FRP kan worden vergeleken met een klassieke verkoop van energie die reeds vastgesteld is door bestaande procedures, zowel voor de valorisering van de energie als voor de gevolgen van de transactie voor de evenwichtspereimeters van hun respectieve BRP's. Deze transactie wordt niet verder behandeld in dit document.

#### **V.3.6.2 Verwerving van flexibiliteit door de FSP**

70. De energieoverdracht betreft de verwerving van flexibiliteit door de FSP. In dit kader kunnen de gebruikte gegevens afkomstig zijn van submeters. Als dat het geval is, mogen ze niet worden gebruikt om de metingen van de hoofdmeters in twijfel te trekken. Met andere woorden:

- voor de facturering van de energie blijft de gebruikte meting die van de hoofdmeter;
- voor de facturering van de flexibiliteit kan de meting die van de hoofdmeter of die van de submeter zijn, afhankelijk van welke wordt gebruikt om het overgedragen volume te evalueren.

### V.3.6.3 Veiligheid van het net

71. Het moet worden benadrukt dat er een onderscheid zou kunnen worden gemaakt tussen de gegevens noodzakelijk om de transacties te bevestigen en de gegevens noodzakelijk om problemen in verband met de operationele veiligheid van het net te vermijden. Wat betreft de operationele veiligheid van het net, wenst de NB immers op de hoogte te worden gehouden van de activering (omvang, ogenblik, duur) per meetpunt, met een voorafgaande kennisgeving die compatibel is met de doelstelling van de activering (het is niet realistisch te eisen de informatie in D1 te verschaffen als de activering bedoeld is om een storing te compenseren op het ogenblik waarop deze zich voordoet). In het kader van het vraagbeheer is deze informatie echter enkel nuttig wanneer hier een energieoverdracht uit voortvloeit.

### V.3.6.4 Submeting

72. De marktspelers komen overeen dat submeting een onmisbaar instrument is om de flexibiliteit van de vraag te ontwikkelen. Er moet een onderscheid worden gemaakt tussen het gegevensbeheer en de installatie van de uitrusting.

#### a) Gegevensbeheer

73. Wat betreft de verwerking van de gegevens, moet er in het kader van de energieoverdracht waarbij verschillende partijen zijn betrokken, één neutrale partij worden aangesteld (FDM). Volgens de CREG zou de TNB in samenwerking met de DNB's een centrale rol kunnen spelen voor zover het enerzijds geen marktspelers zijn en ze anderzijds over de vereiste bekwaamheid beschikken.

De gegevens moeten bovendien worden opgenomen van gecertificeerde meters.

#### b) Installatie van de uitrusting

74. Wat betreft het transmissienet werd in het kader van de diensten aan de TNB een open oplossing voorgesteld. De TNB heeft een communicatieprotocol en technische normen vastgesteld waaraan de submeter moet voldoen om te kunnen worden gecertificeerd. Wat

betreft de meet- en telapparatuur is de klant vrij om zijn bestaande uitrusting te gebruiken of een beroep te doen op een installateur van zijn keuze of op de diensten van de TNB.

Wat betreft de distributienetten, is er nog geen beslissing genomen over de kwestie. Wat betreft de soorten meters zou het wenselijk zijn dat een communicatieprotocol en nauwkeurige technische normen voor de metingen vastgesteld worden voor de installatie van submeters (idealiter op dezelfde wijze als het nationaal niveau). Deze technische normen moeten zodanig worden ontworpen dat de eindafnemer eenvoudig van FSP kan veranderen.

### **V.3.7 Prijsaspect van de energieoverdracht**

#### **V.3.7.1 Financiële compensatie van de leverancier**

75. Er wordt een alternatief voorgesteld: de financiële compensatie vindt ofwel plaats tussen de FSP en de leverancier (optie A), ofwel tussen de oorspronkelijke eindafnemer en zijn leverancier via een correctie van de meting van het verbruik (optie B).

#### **a) *Optie A- Financiële compensatie tussen de FSP en de leverancier***

76. Wat de functies betreft, is er sprake van financiële compensatie tussen de FSP en de leverancier (hierna „de partijen” genoemd) zonder dat de eindafnemer hierbij is betrokken:

- de oorspronkelijke eindafnemer verbruikt en koopt bijgevolg de omgeleide energie immers niet (als het de activering van een afschakeling betreft);
- er is dus geen enkele reden voor enige wijziging van de op zijn meter gemeten energie;
- De FSP koopt de naar de leverancier omgeleide energie om deze door te verkopen aan de FRP, die geen eindafnemer is; hij heeft hier dus geen leveringsvergunning voor nodig.

De financiële compensatie omvat het bedrag dat de FSP betaalt in ruil voor een energielevering. Het optimale marktmodel is volgens de CREG dat van de contractuele regeling van de vergoedingsvoorwaarden tussen de FSP en de leverancier.

77. Het in aanmerking te nemen volume is het door elke FSP geleverde volume ( $V_R$ ), samengevoegd per leverancier. Dit volume wordt verschaft door de FDM.

78. De eenheidsprijs van de compensatie moet eveneens worden bepaald. Er zijn drie opties: een contractuele leveringsprijs, een tussen de partijen overeengekomen prijs of een standaard referentieprijs.

### Optie A. 1 – contractuele leveringsprijs

79. Enerzijds moet de leverancier de kosten dragen van alle elektriciteit die hij heeft aangekocht en anderzijds mag hij de elektriciteit die de klant niet heeft verbruikt maar die door een derde werd verbruikt naar aanleiding van de activering van zijn flexibiliteit niet aanrekenen (aan die klant).

80. Deze eerste optie heeft in het kader van een bilateraal contract enkel zin als de leverancier, met instemming van de oorspronkelijke eindafnemer, aanvaardt zijn leveringsprijs mee te delen per EAN-punt waarachter de flexibiliteit op de vraag wordt geactiveerd door de FSP en als de FSP aanvaardt de lijst van deze punten mee te delen bij elke activering.

81. Als niet wordt voldaan aan deze voorwaarden, zou een derde partij de functie van tussenpersoon kunnen spelen om facturen op te stellen. Deze partij zou de prijs en het volume per EAN-punt in overeenstemming brengen en zou maandelijks de financiële stromen tussen de FSP en de leverancier vaststellen, de verschuldigde bedragen ontvangen en de betalingen waarborgen. Deze optie houdt echter bijkomende kosten en administratieve lasten in ten opzichte van de bilaterale oplossing.

82. Volgens de CREG kan de financiële compensatie van de leverancier echter nog anders worden bepaald dan enkel op basis van de contractuele leveringsprijs van de afnemer. Er moet namelijk rekening worden gehouden met het volgende:

- de vertrouwelijke aard van bepaalde contractuele informatie;
- de complexiteit van de berekening (cf. talrijke bestanddelen van de leveringsprijs).

### Optie A. 2 – overeengekomen prijs

83. Niets belet om een financiële compensatie vast te stellen op basis van een tussen de partijen contractueel overeengekomen prijs, die verschilt van de leveringsprijs. Deze prijs zal uiteraard niet exact overeenstemmen met de werkelijke verkoopprijs, maar voor zover de activeringen opwaarts of neerwaarts kunnen worden uitgevoerd, zullen de financiële stromen tussen de leverancier en de FSP in deze twee richtingen gaan, wat de onderhandeling over de prijs evenwichtiger zou doen verlopen.

### Optie A. 3 – standaardformule

84. In het geval van onenigheid tussen de partijen, zou er een standaard formule (identiek naar boven toe en naar beneden toe) moeten worden voorzien zodat de ontwikkeling van het vraagbeheer niet belemmerd wordt omdat partijen geen overeenstemming vinden. Deze

standaard formule zou (het verlies of de te grote ontvangst van) de omzet van de leverancier moeten benaderen.

85. De omzet dekt enerzijds de bevoorradingskosten van het geleverde volume ( $V_G$ ) en anderzijds de winstmarge van de leverancier. Volgens de CREG is het absoluut noodzakelijk dat er rekening wordt gehouden met deze winstmarge. Deze winstmarge zou kunnen worden vastgesteld op basis van de bij de Nationale Bank van België neergelegde jaarrekeningen van de vennootschappen die enkel leveringsactiviteiten uitoefenen.

86. Als deze formule niet goed ingeschaald is, zou het evenwicht kunnen worden verstoord en daarom moet deze worden gereguleerd. In het geval van neerwaartse activering zou een te lage prijs de leverancier benadelen en een te hoge prijs de tussenkomst van een FSP onrendabel maken (te betalen compensatie te hoog in vergelijking met de verkoopprijs rekening houdend met de bijkomende transactiekosten: bijkomende BRP, commerciële kosten van klantenwerving, enz.). Een opwaartse activering zou echter het tegenovergestelde effect hebben. Deze gereguleerde prijs gaat tevens gepaard met een risico dat hij de energiemarkt beïnvloedt door als referentie hiervoor te fungeren. Het principe van een gereguleerde prijs op zich wordt bovendien niet ondersteund door de Europese Commissie.

Een dergelijke formule wordt gebruikt in het toewijzings- en afstemmingsproces van de elektriciteit tussen BRP's.

De deelnemers aan de raadpleging stelden de volgende formules voor om de leveringskosten bij benadering te bepalen:

- BDRA: bijvoorbeeld: 40% Weekly average DAM price for a given hour + 20% forward prices 2 years + 20% forward price 1 year + 20% forward price 6 months.
- *Day ahead price* ;
- NEBEF-formule: referentieprij van de markt: *Daily Settlement Price* van de driemaandelijke producten (*base* en *peak* gewogen over het aantal uren) op EEX French Financial Power Futures van 1 oktober tot 30 november van het jaar vóór de publicatie van de prijsschaal.

87. Het standaard contract zou de standaard bepalen van de voorwaarden van de door de FSP aan de leverancier en door de leverancier aan de FSP te betalen financiële compensatie, afhankelijk van de richting van de activering van de flexibiliteit.. Daar het volume gekend is, zou het enkel de transactieprijs betreffen.

b) *Optie B: Correctie van de meting van het verbruik*

88. Als de FDM de meting van het verbruik van de oorspronkelijke eindafnemer zou corrigeren om er de geactiveerde energie aan toe te voegen, zou de leverancier kunnen worden vergoed op grond van de werkelijke leveringsprijs zonder dat het nodig is deze prijs aan de FSP bekend te maken of de identiteit van de betrokken EAN-punten in zijn portefeuille bekend te maken. Niettemin geldt het volgende :

- De correctie van de meter van de oorspronkelijke eindafnemer houdt een aankoop van energie in om deze door te verkopen, waardoor de oorspronkelijke eindafnemer een tussenpersoon (*broker*) wordt.
- Deze optie vereist geen relatie tussen de FSP en de leverancier, maar zorgt er wel voor dat de oorspronkelijke eindafnemer rechtstreeks betrokken wordt. Aangezien de niet-verbruikte energie aan hem wordt aangerekend (in het geval van een afschakeling) , moet hij immers de mogelijkheid hebben om deze ofwel rechtstreeks op de energiemarkt ofwel onrechtstreeks bij een derde FSP te valoriseren. Buiten het in het volgende punt besproken probleem van de facturatie, maakt dit marktmodel het de oorspronkelijke eindafnemer erg moeilijk als deze ervoor heeft gekozen een beroep te doen op een derde FSP, wat de ontwikkeling van het vraagbeheer niet bevordert. Hij wordt immers de tussenpersoon tussen zijn leverancier en zijn FSP hoewel hij niets te maken heeft met de relatie leverancier-FSP-FRP.
- Als zou worden gekozen voor de optie om de meting van de verbruikte energie te wijzigen, zou dit in het huidige factureringsmodel leiden tot dubbele betaling van de belastingen en toeslagen<sup>16</sup> en de nettarieven van toepassing op het geactiveerde volume: één keer door de oorspronkelijke eindafnemer en één keer door de eindafnemer die de flexibiliteit verbruikt. Overeenkomstig de elektriciteitswet moeten deze belastingen en toeslagen, evenals een deel van de tarieven, immers worden betaald voor de hoeveelheid van het net afgenomen elektriciteit. Indien het verbruik van de oorspronkelijke eindafnemer wordt gecorrigeerd, betaalt de eindafnemer gedeeltelijk belastingen en toeslagen voor hoeveelheden elektriciteit die hij niet heeft verbruikt.

Om deze dubbele betaling te vermijden moeten de componenten vergoeding voor het net en de belastingen en toeslagen worden berekend op basis van het werkelijke verbruik. De elektriciteitswet moet worden aangepast om rekening te houden met deze bijzonderheid.

---

<sup>16</sup> Hieronder vallen de federale bijdrage beoogd in artikel 21 bis van de elektriciteitswet en de offshoretoeslag beoogd in artikel 7, § 1, van de elektriciteitswet.

De „reconstructie” van dit werkelijke verbruik zou inhouden dat de FDM de uitgevoerde afschakeling per afnamepunt moet meedelen. Aangezien de totaalfactuur in België door de leverancier wordt opgesteld, met daarin tevens de vergoedingen voor de netten en de belastingen en toeslagen, zou de mededeling van de FDM aan de leverancier moeten worden gericht, waarbij het probleem van de vertrouwelijkheid van de klantenportefeuille van de FSP blijft bestaan. Dit struikelblok zou kunnen worden verholpen door de oprichting van een (of meerdere) compensatiefonds(en).

- De btw-aspecten van deze correctie moeten eveneens worden onderzocht teneinde een dubbele betaling van de btw op het geactiveerde volume te vermijden.

### Optie B.1 - Compensatiefonds

89. Het totaalbedrag van de factuur wordt berekend op basis van het gecorrigeerde verbruik en het te veel ontvangen bedrag wordt overgemaakt aan een (of meerdere) fonds(en) bestemd om de overtollige ontvangst te compenseren.

Bij een neerwaartse activering van de flexibiliteit, betalen de NB en de begunstigden van de belastingen en toeslagen het te veel ontvangen bedrag aan het fonds, dat de eindafnemers compenseert teneinde hun overtollige betalingen voor de net- en belastingencomponent te neutraliseren.

Bij een opwaartse activering vult de afnemer de te weinig ontvangen bedragen voor de netvergoedingen - en de belastingen en toeslagen aan door betaling aan het fonds, dat de NB en de begunstigden van de belastingen en toeslagen compenseert.

Deze optie heeft evenwel volgende nadelen:

- Zij vereist een dubbele berekening van het bedrag van de componenten met betrekking tot het net, belastingen en toeslagen, evenals de opvolging van de ontvangst- en compensatietransacties. De kosten ervan moeten derhalve worden geëvalueerd.



- Indien de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer of zijn BRP beschikt over een meting in real-time van het verbruik van de eindafnemer, kan hij op basis van de mededeling inzake het gecorrigeerde verbruik van de klant per kwartier bepalen welke klanten hun flexibiliteit bij hun FSP valoriseren en krijgt hij nauwkeurige informatie over de door de FSP geactiveerde flexibiliteit van zijn afnemer. Indien de leverancier of zijn BRP beschikt over een meting in real-time van het verbruik, wordt het vertrouwelijkheidsbeginsel geschonden en kan de doelstelling om de vertrouwelijkheid te respecteren, die aan de basis lag van de oprichting van het fonds, niet worden behaald.
- De uitvoering van deze optie vormt in de praktijk een netelige kwestie. Het is immers nodig om een onderscheid te maken tussen elk tarief, elke belasting en elke toeslag aangezien zij elk een specifieke juridische aard en berekeningswijze en facturiemethode hebben. Zo wordt de federale bijdrage betaald aan fondsen onder beheer van de CREG, terwijl de offshoretoeslag door Elia voor eigen rekening wordt ingehouden – als terugbetaling van de kosten die gepaard gaan met de aankoop van offshorecertificaten. Het is dan ook moeilijk om zich in te beelden dat eenzelfde fonds de terugbetaling van de federale bijdragen en de offshoretoeslag zou kunnen beheren. Als we bovendien de vertrouwelijkheid van informatie willen behouden, moeten deze fondsen het te veel ontvangen bedrag rechtstreeks aan de eindafnemer terugbetalen, zonder een omweg via de leveranciers aangezien die met name voor de boekhouding en facturatie een enorme administratieve last zou vormen.

#### Optie B.2 niet gekozen

90. De netkosten en belastingen en toeslagen zouden afzonderlijk worden aangerekend door de TNB/DNB. Er wordt niet gekozen voor deze optie omdat ze verwant is met de problematiek van de cascade van de facturatie en omwille van het feit dat dit principe het voorwerp is van geschillen in de drie regio's. Zij is ook niet weerhouden omdat zij voor niet-verwaarloosbare bijkomende kosten en risico's voor de TNB/DNB zou zorgen (cf. risico van wanbetaling). Bovendien is zij niet in overeenstemming met principe 10.

#### V.3.7.2 Financiële compensatie naar aanleiding van een verbod op activering van de flexibiliteit

91. Dit punt betreft de weigering van de NB om een FSP flexibiliteit te laten activeren op een afnameplaats en de mogelijke te betalen financiële compensatie door de NB aan deze FSP. Dit probleem doet zich nog niet vaak voor maar kan voornamelijk voor de

distributienetten toenemen omwille van hun ontwerp (radiale bedrijfsstructuur in plaats van vermaasde structuur zoals vaak het geval is voor het net van de TNB) en van de wijze van dimensionering op basis van een netting over de verbruiksperiodes. Wat betreft de DNB's valt dit niet rechtstreeks onder de bevoegdheid van de CREG. De CREG houdt het dus bij enkele algemene beschouwingen over dit onderwerp in de mate dat dit een belemmering kan inhouden voor de ontwikkeling van het vraagbeheer, wat treffend werd geïdentificeerd door de marktspelers bij de openbare raadpleging.

92. De veilige uitbating de distributienetten maakt deel uit van de taken van de DNB's. Om het eenvoudig voor te stellen, hebben zij een bepaald zicht en een bepaalde controle over de stromen van de middenspanning. Hun zicht op *real-time* de stromen in hun netten stroomafwaarts van de middenspanning is momenteel erg beperkt. In deze omstandigheden is hun voorzichtige houding wat betreft de netveiligheid ten opzichte van een nieuw gedrag van de eindafnemers te begrijpen.

Elke op het distributienet aangesloten eindafnemer heeft echter het recht om zijn verbruiksprofiel te variëren binnen de limieten van zijn aansluitingscontract en zijn leveringscontract. Elke afnemer is met name vrij om niet te verbruiken wanneer zijn geprofileerde verbruikscurve een verbruik voorziet. Het net is dus gedimensioneerd om een variatie van de verbruikscurve binnen een bepaalde zone mogelijk te maken. De activering van de flexibiliteit van een afnemer door een FSP binnen de limieten van deze zone zou dus geen probleem mogen vormen.

Het is zelfs zo dat enkel activeringen buiten deze limieten en gelijktijdige activeringen op grote schaal in een zone of op hetzelfde vertrekpunt voor een risico kunnen zorgen als er geen corrigerende maatregelen kunnen worden getroffen op een ogenblik dichtbij real-time.

93. In het kader van de levering van ondersteunende diensten aan Elia vanaf op het distributienet aangesloten EAN-punten, beschikken de DNB's over de lijst van de deelnemende EAN-punten en voeren ze een voorafgaande controle (NFS) uit waarna voor een bepaalde periode „groen licht” of „rood licht” wordt gegeven voor de activering. De DNB's zijn er zich van bewust dat dit systeem dynamischer moet worden.

De flexibiliteit die in alle andere gevallen wordt uitgeoefend, bijvoorbeeld tussen een BRP of een leverancier en zijn afnemer, ontsnapt momenteel echter volledig aan hun controle.

Er bestaat tussen de verschillende soorten valorisering van de flexibiliteit dus een verschillende behandeling die de DNB willen afschaffen door de certificering en de controle toe te passen op alle meetpunten die onder een flexibiliteitscontract vallen. Hiervoor moet

enerzijds een certificeringsbestand worden aangemaakt en anderzijds een activeringsregister worden doorgevoerd (met name om dubbele verkoop van eenzelfde activering te voorkomen). Bovendien is dit een van de mogelijke manieren om tegemoet te komen aan de bezorgdheid van bepaalde andere marktspelers over de invoering van een *level playing field* tussen de verschillende soorten flexibiliteitsactivering.

Het betreft procedures met betrekking tot de netveiligheid die onder de bevoegdheid van de gewestelijke autoriteiten vallen.

94. Er moet echter op worden toegezien dat de aangereikte oplossing voor het potentiële netveiligheidsprobleem niet voor belemmeringen zorgt voor de ontwikkeling van het vraagbeheer op hun net. Vanuit het oogpunt van de marktwerking moet de flexibiliteit immers bij voorkeur zodanig op de elektriciteitsmarkten worden aangeboden dat de vraagcurve wordt geflexibiliseerd om prijsspieken te vermijden en bijgevolg de factuur van alle verbruikers te verlagen.

Met een kosten-batenanalyse van het systeem kan de keuze tussen enerzijds uitvoerige controle- en beperkingsmaatregelen met betrekking tot de flexibiliteit van de vraag en anderzijds de investeringen in dynamische beheermiddelen van het net en investeringen voor de versterking van het net, objectief worden beschouwd.

Om deze analyse tot uiting te brengen, meent de CREG dat een vergoedingsmechanisme, bij voorkeur op basis van een marktmechanisme, moet worden ingevoerd waarbij de FSP waaraan de NB een flexibiliteitsactivering van de vraag heeft geweigerd, wordt vergoed. Als de netbeheerder, nadat alle mogelijkheden op het gebied van *redispatching* zijn uitgeput, de FSP moet weigeren de flexibiliteit te activeren, wordt de FSP blootgesteld aan extra kosten (sanctie, onevenwichtstarief, enz.).

95. Om het bedrag van de vergoedingen te beperken, wordt gedacht aan flexibele toegangscontracten. Deze optie kan tijdelijk worden gerechtvaardigd om een versterking van het net te vermijden wegens de aanwezigheid van slechts één bijkomend flexibel punt, in analogie met de bestaande bepalingen voor de aansluitingen. Deze praktijk algemeen toepassen lijkt echter niet wenselijk. Te weten:

- vanuit het oogpunt van de eindafnemer, zou dit zijn toegangsrecht tot het net aantasten;

- vanuit het oogpunt van het netbeheer, zou dit de DNB's in de mogelijkheid stellen hun inkomsten te maximaliseren en de moderniseringskosten van hun net te minimaliseren.

96. De doelstellingen inzake de beheersing van de netwerkkosten (bestanddeel netwerk van de factuur) en de werking van de markt (bestanddeel commodity van de factuur) beïnvloeden elkaar. Het economisch optimum moet worden gevonden op basis van een objectieve methode, zonder in het begin één doelstelling de voorkeur te geven boven een ander.

Deze methode moet worden ontwikkeld om deze kosten-batenanalyse uit te voeren en zo een objectieve basis te voorzien om het evenwicht te bepalen dat het algemene welzijn maximaliseert.

De flexibiliteit moet door de NB kunnen worden gebruikt:

- als dit goedkoper is dan een versterking van het net (vergoeding is noodzakelijk);
- als tijdelijke oplossing in afwachting van de investeringen;

Zonder uit het oog te verliezen dat:

- te omslachtige administratieve procedures een economische belemmering vormen voor de ontwikkeling van de flexibiliteit: ze verhogen de transactiekosten, verlengen de nodige termijn tussen de technisch-commerciële onderhandelingen met de eindafnemers en het ogenblik waarop deze middelen daadwerkelijk kunnen worden gebruikt door de FSP en verlagen op die manier de toegevoegde waarde van de flexibiliteit;
- een evolutie, binnen een termijn die compatibel is met de valorisering van de flexibiliteit, is nodig naar een dynamisch beheer van het net.

### **V.3.8 Definitie van de functies**

97. Om een gunstig kader voor de ontwikkeling van het vraagbeheer door te voeren, is het volgende nodig:

- de toevoeging van drie functies:
  - o FSP (leverancier van een flexibiliteitsdienst);
  - o FDM (beheerder van de flexibiliteitsgegevens);
  - o FRP (koper van de flexibiliteit)

Om de goede werking van de markt te waarborgen, betreft het functies die wettelijk voorzien moeten worden, gezien hun centrale plaats in het voorgestelde marktmodel.

- het vervolledigen van de functies van de bestaande spelers: oorspronkelijke eindafnemer, leverancier, BRP, TNB, DNB.

#### V.3.8.1 Oorspronkelijke eindafnemer

- Hij moet zijn flexibiliteit rechtstreeks kunnen valoriseren, waarbij hij zijn eigen FSP is, of via een FSP die hij vrij kiest en waarvan hij eenvoudig kan veranderen.
- Hij moet dus kunnen investeren in zijn eigen submeetapparatuur voor zover de installatie gehomologeerd is. Hiervoor is in elk geval een materiële oplossing nodig voor een redelijke en voldoende genormaliseerde prijs zodat hij niet aan een specifieke FSP gebonden is.
- Hij moet in real-time kunnen beschikken over alle meetgegevens met betrekking tot zijn installatie en deze ter beschikking kunnen stellen van elke marktspeler waarmee hij een valorisatiecontract van zijn flexibiliteit heeft afgesloten, tijdens de looptijd van dit contract.
- Indien wordt gekozen voor optie B, betaalt hij het aanvullende bedrag voor het nettatarief en de belastingen en toeslagen aan het fonds (zie punt V.3.7.2).

#### V.3.8.2 FSP

- De functie van de FSP bestaat erin de flexibiliteit van de oorspronkelijke eindafnemer te valoriseren teneinde de door de oorspronkelijke BRP geïnjecteerde energie om het verwachte gebruik van de oorspronkelijke eindafnemer te dekken om te leiden naar een andere bestemming, die met name een commerciële marktspeler of een netbeheerder kan zijn. Deze energie wordt beschikbaar gemaakt door de flexibiliteit van de oorspronkelijke eindafnemer te activeren.
- Deze functie kan worden vervuld door verschillende marktspelers: oorspronkelijke eindafnemer, leverancier, onafhankelijke aggregator, FRP (op voorwaarde dat deze niet de NB is).
- Er kan een zekere overeenstemming worden vastgesteld tussen de functie van de FSP voor de valorisering van de flexibiliteit en die van de leverancier op de energiemarkt (*commodity*), met name wat betreft de toegangsvoorwaarden tot het beroep en de noodzaak om een beroep te doen op een BRP.

Een eenvoudige administratieve erkenningsprocedure zou moeten worden ingevoerd zodat enkel de erkende marktspelers de functie van FSP op zich kunnen nemen; de erkenning zou kunnen worden ingetrokken in het geval van schending van de marktvoorschriften of wijziging van de voorwaarden waaronder de erkenning werd toegekend.

- De FSP moet de flexibiliteit van zijn afnemers kunnen commercialiseren zonder de voorafgaande toestemming van de oorspronkelijke BRP of van de leverancier van deze oorspronkelijke eindafnemer.
- De FSP brengt de FDM zo spoedig mogelijk, en in elk geval vóór de activering op de hoogte van de eigenschappen van elke activering (besteld volume, tegenprestatie FRP, begin en einde van de activeringsperiode), ongeacht het type flexibiliteit in kwestie en de contractuele vorm ervan (met inbegrip van de OTC-contracten). Hij brengt de FDM op de hoogte van de verdeling van de activering tussen de betrokken meetpunten van zijn portefeuille.
- Wat betreft het systeem staat de FSP hoofdzakelijk in voor de afstemming tussen de flexibiliteit die hij activeert en de flexibiliteit die hij verkoopt. In de praktijk wordt de verantwoordelijkheid voor dit verschil vertaald in een onevenwicht en wordt deze bijgevolg overgedragen op zijn BRP.
- Het rebound-effect valt, als het wordt vastgesteld, buiten het kader van dit model en moet wat betreft de commerciële aspecten contractueel worden geregeld.
- De FSP moet de beperkingen eerbiedigen die de NB vaststelt voor de veiligheid van het net en ontvangt een vergoeding voor de door de NB geweigerde activeringen als het geldende wettelijke kader dit voorziet.
- Indien gekozen wordt voor optie A moet de FSP de leverancier financieel vergoeden (zie punt V.3.7.2)..
- In het geval van onenigheid met de leverancier over de toegepaste prijs om de financiële vergoeding te berekenen, moet de FSP het standaard contract ondertekenen.

### V.3.8.3 BRP

- Deze functie blijft behouden, het betreft een centrale speler op het gebied van het beheer van het systeem en de werking van de markt.
- De oorspronkelijke BRP kan zich er niet tegen verzetten dat een eindafnemer van zijn portefeuille zijn flexibiliteit uitoefent, ook via een andere marktspeler. Hij

aanvaardt bijgevolg impliciet elke correctie van zijn evenwichtspereimeter die wordt uitgevoerd naar aanleiding van het onderhavige model.

- De oorspronkelijke BRP moet door de FDM *ex ante* op de hoogte worden gebracht van het „bestelde” volume aan flexibiliteit dat door derden in zijn portefeuille gaat worden geactiveerd. Hij moet door de FDM zo spoedig mogelijk op de hoogte worden gebracht van het „geleverde” volume aan flexibiliteit na de activering door derden van flexibiliteit gehouden door eindafnemers van zijn portefeuille.
- De BRP van de FSP staat in voor het verschil tussen het bestelde volume en het geleverde volume, uitgedrukt in onevenwicht. Dit verschil en het overeenkomstige onevenwicht moet nul zijn. Hij aanvaardt bijgevolg impliciet elke correctie van zijn evenwichtspereimeter die wordt uitgevoerd naar aanleiding van het onderhavige model en omwille van dit verschil.
- De BRP van de FRP aanvaardt impliciet elke wijziging van zijn evenwichtspereimeter naar aanleiding van het onderhavige model.

#### V.3.8.4 Leverancier

- Hij kan zich er niet tegen verzetten dat zijn afnemer zijn flexibiliteit gebruikt en commercialiseert bij derden.
- Hij heeft recht op een financiële vergoeding die (bij benadering) overeenstemt met zijn verkoopprijs aan de afnemer, met inbegrip van de winstmarge.
- In het geval van onenigheid tussen de partijen over de gebruikte prijs om de financiële compensatie te berekenen, moet hij het standaard contract ondertekenen.

#### V.3.8.5 GRT

- Hij stelt een communicatieprotocol en technische normen vast voor de installatie van submeters en stelt zelf de dienst voor als een niet-gereguleerde concurrerende activiteit voor de op zijn net aangesloten EAN-punten [zonder rechtstreekse of onrechtstreekse verplichting voor de FSP om voor deze oplossing te kiezen].
- Hij wordt door de FDM op de hoogte gebracht van de flexibiliteitsactiveringen van de vraag voor de in zijn net gelegen EAN-punten.

- Indien wordt gekozen voor optie B, betaalt hij (in voorkomend geval) het te veel ontvangen bedrag voor het transmissietarief, de toeslagen en de belastingen aan het fonds (zie punt V.3.7.2).

In het kader van de producten van *ondersteunende diensten*<sup>17</sup> en de strategische reserve:

- Hij geeft het activeringssignaal van het vraagbeheer.
- Hij brengt de DNB op de hoogte van de flexibiliteitsactiveringen die hij uitvoert op zijn net binnen een termijn die de DNB in de mogelijkheid stelt de operationele veiligheid van zijn net te waarborgen.
- Hij geeft opdracht tot flexibiliteitsactiveringen en past de eventuele sancties wegens non-conformiteit toe.

#### V.3.8.6 DNB (dit punt valt niet onder de bevoegdheid van de CREG)

- Hij kan een activering van flexibiliteit om afdoende gerechtvaardigde veiligheidsredenen met betrekking tot het net beperken en betaalt in voorkomend geval de door het wettelijk of reglementair kader voorziene vergoedingen.
- Hij wordt door de FDM op de hoogte gebracht van de flexibiliteitsactiveringen van de vraag voor de in zijn net gelegen EAN-punten.
- Indien wordt gekozen voor optie B, betaalt hij (in voorkomend geval) het te veel ontvangen bedrag voor het distributietarief, de toeslagen en de belastingen aan het fonds (zie punt V.3.7.2).

In het kader van de producten van *ondersteunende diensten* die onder zijn bevoegdheid vallen:

- Hij geeft opdracht tot flexibiliteitsactiveringen en past de eventuele sancties wegens non-conformiteit toe.

Teneinde hun netveiligheid te waarborgen, wensen de DNB met de FSP een toegangscontract af te sluiten waarin de rechten en verplichtingen zijn vastgesteld op het gebied van informatieuitwisseling met betrekking tot de portefeuille van flexibele afnemers (via het flexibiliteitstoegangsregister) en tot de flexibiliteitsactiveringen (via het activeringenregister). Een beslissing hieromtrent valt onder de bevoegdheid van de gewestelijke autoriteiten.

---

<sup>17</sup> Eventueel met inbegrip van het congestiebeheer



### V.3.8.7 FDM

- Hij stelt een concordantietabel op tussen de meetpunten, de flexibele EAN-punten, de BRP in kwestie en de leverancier in kwestie en een concordantietabel tussen de FSP's en hun BRP. Dankzij de informatie in bijlage 3, 3bis en 3ter en 14 van het toegangscontract kan de TNB het verband leggen tussen een EAN-code, een BRP en een leverancier.

Voor de EAN-punten voor distributie kan de DNB het verband leggen met de leverancier en zijn BRP.

In het geval van een CDS beschikt de beheerder van het gesloten net over de informatie<sup>18</sup>. Hij moet deze meedelen aan de FDM.

- Hij beschikt over de kwartiergegevens van de gebruikte meters om de verbruikte volumes te meten voor de hoofdmeters en de submeters die onder een vraagbeheercontract vallen.
- Hij verzamelt de informatie met betrekking tot de flexibiliteitsactiveringen.
- Voor elk contract met betrekking tot flexibiliteit op de vraag, beheert hij de meetgegevens van de gebruikte hoofdmeters en submeters om de *baseline* en het geleverde volume te berekenen.
- Hij berekent de *baseline* voor elke flexibiliteitsactivering van de vraag en bepaalt het geleverde volume.
- Hij voert de ex post nominaties uit op de hub van de TNB voor de correctie van de evenwichtspereimeter van de oorspronkelijke BRP en van de BRP van de FSP in het kader van de uitgevoerde volumeoverdracht tussen deze twee perimeters.
- Voor elke activering die gevolgen heeft voor de evenwichtspereimeter van een oorspronkelijke BRP, brengt hij de oorspronkelijke BRP in kwestie op de hoogte van de flexibiliteitsactiveringen die in zijn perimeeter zullen worden uitgevoerd van zodra hij over de samengevoegde informatie per FSP beschikt.
- Voor elke activering die gevolgen heeft voor de evenwichtspereimeter van een oorspronkelijke BRP, brengt hij de oorspronkelijke BRP in kwestie zo spoedig mogelijk op de hoogte van de flexibiliteitsactiveringen die in zijn perimeeter werden uitgevoerd van zodra hij over de samengevoegde informatie per FSP beschikt.

---

<sup>18</sup> Cf. art.5 van bijlage 14 van het toegangscontract.

- Voor elke activering waarvoor een eindafnemer van een leverancier de flexibiliteit activeert, brengt hij de leverancier in kwestie op de hoogte van het bij de eindafnemers van zijn portefeuille geleverde volume, samengevoegd per FSP.
- Hij brengt de NB's in kwestie op de hoogte van de flexibiliteitsactiveringen per EAN-punt van hun respectieve netten.
- Hij controleert op basis van de gegevens waarover hij beschikt of er zich dubbele verkoop van flexibiliteit heeft voorgedaan en zo ja, brengt hij de NB en de regulator hiervan op de hoogte.

Op basis van de hierboven opgesomde principes, kunnen de volgende vaststellingen worden gedaan:

- De netbeheerders beschikken, elk in het kader van hun bevoegdheden, over de gegevens van de hoofdmeters en beheren deze.
- Op dezelfde manier zouden ze wettelijk kunnen beschikken over de gegevens van de gebruikte submeters in het kader van flexibiliteitscontracten op de vraag en deze kunnen beheren.
- Omwille van zijn totaaloverzicht van de hele regelzone neemt de TNB een bevoorrechte positie in om kennis te nemen van de mogelijke wisselwerking tussen activeringen in zijn net en in die van de verschillende DNB's enerzijds en van de mogelijke wisselwerking tussen activeringen in de netten van deze DNB's anderzijds; bovendien is de TNB, wanneer het over t het samenvoegen van de gegevens per oorspronkelijke BRP of per leverancier gaat, de enige die beschikt over een voldoende totaaloverzicht om dit te doen op basis van gegevens afkomstig van de netten van de DNB's. Deze globalisatie wat de Belgische regelzone betreft, is des te meer noodzakelijk als er bepaalde evaluaties (zoals die van het afschakelingspotentieel van een portefeuille) niet worden uitgevoerd per meetpunt maar voor de volledige portefeuille van de FSP in kwestie.

Om het model niet nog complexer te maken, lijkt het logisch de functie van FDM aan de TNB toe te vertrouwen. Op dezelfde manier lijkt het eveneens logisch dat elke DNB ervoor instaat om de samengevoegde verbruiksgegevens per BRP en per leverancier in kwestie voor de in zijn net geactiveerde EAN-punten aan de FDM/TNB voor elke activering in de portefeuille van een FSP, te bezorgen Door deze bevoegdheden toe te kennen, kunnen de in de bovenstaande functies beschreven informatieuitwisselingen aanzienlijk verduidelijkt worden .

### **V.3.9 Rebound-effect**

98. Als er een rebound-effect wordt aangetoond, mag het niet worden geregeld door het marktmodel als het voortkomt uit de activeringsperiode van de flexibiliteit. Het valt dus onder de contractuele bepalingen tussen de oorspronkelijke eindafnemer en zijn leverancier. Als het zich voordoet tijdens de activeringsperiode, bijvoorbeeld naar aanleiding van de opeenvolgende activering van meerdere meetpunten, moet de FSP waarborgen dat het geleverde volume aan flexibiliteit in zijn portefeuille gedurende de volledige activeringsperiode zijn contractuele verbintenissen ten aanzien van de koper van de flexibiliteit niet schendt.

99. Het rebound-effect houdt voor de DNB's een probleem voor de veilige uitbating van de netten in aangezien deze netten werden gedimensioneerd op basis van een nettingcoëfficiënt. Als er zich wegens de activering op basis van eenzelfde extern signaal gelijktijdig meer rebound-effecten voordoen dan voorzien door de nettingcoëfficiënt, kan dit leiden tot overbelasting in de aldus gedimensioneerde netten.

100. Voor eindafnemers die zijn aangesloten op het distributienet, zet het tarief in functie van de verbruikte elektriciteit en niet in functie van het aansluitingsvermogen de eindafnemers op geen enkele wijze aan om hun verbruikspiek te beperken. Vandaar de bezorgdheid van de DNB dat ze potentieel aanzienlijke rebound-effecten zullen moeten beheren. Dit punt heeft betrekking op de wijze van tarifieren van de distributienetten en valt niet onder de bevoegdheden van de CREG.

### **V.3.10 Uitbreiding van het laagspanningsmarktmodel**

101. De deelnemers aan de raadpleging zijn het unaniem eens over het feit dat het zonder AMR-meter uiterst moeilijk is de gevolgen van een activering te bepalen en bijgevolg de perimeter te corrigeren. In het kader van deze studie werd bijgevolg niet onderzocht in welke mate er rekening wordt gehouden met het vraagbeheer op basis van geprofileerde afnames. Het moet worden geëvalueerd of het relevant is het vraagbeheer enkel toe te passen op afnamepunten die voorzien zijn van AMR-meters.

## VI. VERBETERING VAN DE PRODUCTEN

### VI.1.1 Verbetering van de producten van de TNB

102. Om te waarborgen dat het marktmodel zo coherent mogelijk is tussen de verschillende markten, zou de energieoverdracht op al deze markten moeten worden behandeld volgens dezelfde principes. Uitzonderingen zouden enkel kunnen worden gerechtvaardigd op basis van technische bijzonderheden.

#### VI.1.1.1 Analyse van de bestaande producten

103. De huidige producten van Elia zijn opgenomen in de volgende tabel.

Tabel 1: Producten van ELIA

| Soort product   | Product                                   | Afkorting |
|---|---|-----------|
| Primaire regeling van de frequentie                             | R1 symmetrisch 200 mHz                    | R1 200    |
|   | R1 symmetrisch 100 mHz                    | R1 100    |
|   | R1 asymmetrisch opwaarts                  | R1 up     |
|   | R1 asymmetrisch neerwaarts                | R1 down   |
| Secundaire regeling van het evenwicht van de zone <sup>19</sup> | R2 asymmetrisch opwaarts                  | R2 up     |
|   | R2 asymmetrisch neerwaarts                | R2 down   |
| Tertiaire regeling van het evenwicht van de zone                | R3 productie                              | R3 prod   |
|   | R3 dynamisch profiel                      | R3 DP     |
|   | R3 betreffende de onderbreekbare afnemers | R3 ICH    |
|   | Vrije offertes van R3                     | ID bids   |
| Strategische reserve  | Op de productie-eenheden                  | SGR       |
|   | Op de afschakeling van de vraag           | SDR       |

De onderstaande tabel geeft voor elk van deze producten aan of deze openstaat voor deelname van de vraag en of de activering ervan tot een correctie van de evenwichtspereimeter van de oorspronkelijke BRP leidt.

<sup>19</sup> In de praktijk laat ELIA toe in eenzelfde offerte R2 opwaarts en R2 neerwaarts op te nemen, in de volumes en voor de prijs die in elke richting worden bepaald door de partij die de offerte doet. Tot op heden kon ELIA omwille van de structuur en de prijzen van de offertes van R2 bij de maandelijkse veilingen nooit offertes van R2 selecteren met een asymmetrische structuur wat betreft aangeboden volumes.

**Tabel 2:** Openstelling van de producten voor deelname van de vraag en correctie van de perimeter per producttype („ + ” = ja, „ - ” = nee)

| Product     | Openstelling voor de vraag | Correctie van de perimeter |
|-------------|----------------------------|----------------------------|
| R1 200      | -                          | +                          |
| R1 100      | -                          | +                          |
| R1 up       | +                          | -                          |
| R1 down     | -                          | -                          |
| R2 up       | -                          | +                          |
| R2 down     | -                          | +                          |
| R3 prod     | -                          | +                          |
| R3 DP       | +                          | -                          |
| R3 ICH      | +                          | +                          |
| ID bids     | -                          | +                          |
| SGR         | -                          | -                          |
| SDR TNB     | +                          | +                          |
| SDR TNB CDS | +                          | -                          |
| SDR DNB     | +                          | -                          |

104. Het niet-corrigeren van de evenwichtspereimeter voor bepaalde producten die niet vaak worden geactiveerd (R3 DP, SDR CDS & SDR GRD), wordt in de praktijk „natuurlijk” gecompenseerd door het feit dat de BRP het onevenwichtstarief ontvangt dat wordt toegepast op het volume van het niet-corrigeren. Gezien deze activeringen zich meestal voordoen wanneer er een fors negatief onevenwicht is in de regelzone, wordt het onevenwichtstarief op dat ogenblik verhoogd. Hoewel deze werkwijze eenvoudig is, geven de markspelers er niet de voorkeur aan. Op economisch gebied is deze werkwijze niet aanvaardbaar aangezien er op die manier *windfall profits* ontstaan die worden aangerekend aan de eindafnemers: het verhoogde onevenwichtstarief dat wordt toegepast op het volume van deze niet-correctie en waarvan de BRP geniet, wordt in mindering gebracht van de marge die op natuurlijke wijze ontstaat door de onevenwichtstarieven<sup>20</sup> en wordt in mindering gebracht van de kosten die door de transmissietarieven gedragen worden.

105. Onderstaande tabel geeft de looptijd van de huidige producten van ELIA in België weer.

<sup>20</sup> Rekening houdend met de combinatie van de pay-as-bid en marginal pricing mechanismen,

Tabel 3: Looptijd van de producten van ELIA op 1 januari 2016

| Product     | Looptijd                                   |
|-------------|--|
| R1 200      | 1 maand                                    |
| R1 100      | 1 maand                                    |
| R1 up       | 1 maand                                    |
| R1 down     | 1 maand                                    |
| R2 up       | 1 maand                                    |
| R2 down     | 1 maand                                    |
| R3 prod     | 1 jaar (grootste deel) / 1 maand (de rest) |
| R3 DP       | 1 jaar (grootste deel) / 1 maand (de rest) |
| R3 ICH      | 1 jaar                                     |
| ID bids     | ¼ uur                                      |
| SGR         | 1 tot 3 jaar                               |
| SDR TNB     | 5 maand                                    |
| SDR TNB CDS | 5 maand                                    |
| SDR DNB     | 5 maand                                    |

106. In sommige Europese landen verschilt de looptijd van de producten. Duitsland heeft bijvoorbeeld wekelijkse R1- en R2-producten en dagelijkse R3-producten.

#### Vergoedingsstructuur van de flexibiliteit

107. De volgende tabel geeft voor elk product aan of hiervoor een vergoeding van de reservering en een vergoeding van de activering geldt, en geeft de waarde van de contractuele beschikbaarheid van het product.

Tabel 4: Wijze van vergoeding en beschikbaarheidsvereisten van de producten van ELIA („ + ” = ja, „ - ” = nee)

| Product | Reservering | Activering                  | Beschikbaarheid   |
|---------|-------------|-----------------------------|---|
| R1 200  | +           | -                           | 100%  |
| R1 100  | +           | -                           | 100%  |
| R1 up   | +           | -                           | 100%  |
| R1 down | +           | -                           | 100%  |
| R2 up   | +           | Vastgelegde<br>plafondprijs | 100%  |
| R2 down | +           | Vastgelegde<br>bodemprijs   | 100%  |
| R3 prod | +           | +                           | 100%  |
| R3 DP   | +           | -                           | 100%  |
| R3 ICH  | +           | Contactuele formule         | gemiddeld >80%  |
| ID bids | -           | +                           | 100%; aanpassing van<br>het volume in functie<br>van de werkelijke<br>productie op het<br>ogenblik van de<br>activering |
| SGR     | +           | +                           | 100% - 1 week   |
| SDR     | +           | +                           | Geen enkele vereiste  |

### Vergoeding van de reservering

108. Volgens de CREG zou enkel voor de reserveproducten voor operationele veiligheid van het net met 100% beschikbaarheid een vergoeding mogen worden aangeboden voor de reservering, voorzover deze beschikbaarheid hen verhindert deel te nemen aan de ENDEX, Belpex DAM, Belpex CIM en *over the counter* markten.

De producten waarvoor geen enkele strenge beschikbaarheidsvereiste geldt (vgl.. R3 ICH ), bieden mogelijk enkel hun restcapaciteit aan na deelname aan de verschillende markten. In dat geval is enkel een vergoeding van de activering gerechtvaardigd.

Het SDR-adequacy volgt een andere logica. Er is geen enkele beschikbaarheidsvereiste voorzien in het geval van activering van de strategische reserve door Elia, waarbij de onderliggende logica erin bestaat dat voor een *adequacy*product het verplichte verbruik tijdens de kritieke periode voor de bevoorradingsveiligheid van het land het probleem zou verergeren.

### Vergoeding van de activering

109. De R1-producten vergoeden niet uitdrukkelijk de activering. Voor de symmetrische producten compenseert de opwaarts en neerwaarts geactiveerde energie zich meestal. Voor de asymmetrische 100-200 mHz producten, is het aantal activeringen relatief laag en zijn de geactiveerde volumes bijgevolg zo goed als verwaarloosbaar.

110. R2 wordt continu geactiveerd. In België worden alle offertes momenteel gelijktijdig naar evenredigheid met de behoefte geactiveerd. Activering op basis van een *merit order*, wat momenteel wordt onderzocht, zou het mogelijk maken de afschaffing van de beperkingen van de activeringsprijzen te overwegen en de activeringsoffertes in real-time met elkaar te laten concurreren. Deze evolutie moet worden gezien vanuit het oogpunt van de “balancing”-netcode en van de overgang naar een geïntegreerde balancingmarkt op Europees niveau.

111. De CREG acht dat alle R3-producten een vergoeding zouden moeten bieden voor activering die vrij wordt bepaald door de aanbieder en dat de opeenvolging van de activeringen zou moeten worden vastgesteld op basis van een economische *merit order*.

### VI.1.1.2 Risico van het opleggen van een prijs en een volume

112. Er bestaat momenteel inderdaad een theoretisch risico dat de prijs- en volumevoorwaarden bij koninklijk besluit worden opgelegd, op basis van een rapport van de CREG waaruit een gebrek aan aangeboden volume of volkomen onredelijke offerteprijzen blijken. Toch moet het volgende worden opgemerkt:

- tot op heden zijn er nooit prijs- en volumevoorwaarden opgelegd aan de vraag;
- de contracten op kortere termijn voor ondersteunende diensten beperken de uitvoerbaarheid van een dergelijke oplegging voor elke veiling van deze producten;
- bij gebrek aan concurrentie op de markt (wat het geval was bij de aanbestedingen voor het aanleggen van de strategische reserve voor de winterperiodes 2014-2015 en 2015-2016 waarbij het totale te contracteren volume groter was dan het totale aangeboden volume), betreft het een onvermijdelijke barrière om misbruik te voorkomen.

De CREG is bijgevolg van mening dat deze bepaling gerechtvaardigd is en behouden moet blijven.

### VI.1.1.3 Aanbevelingen

#### a) Algemene aanbevelingen

113. De CREG stelt vast dat de huidige definitie van de producten van ELIA sterk is gebaseerd op technologie. De CREG meent dat ELIA de definitie van haar producten zodanig moet aanpassen dat er een *level playing field* wordt gewaarborgd tussen technologieën (productie, vraag en opslag). De definitie van de producten zou eerst en vooral gericht moeten worden op de behoeften op het gebied van activering en de aldus gedefinieerde producten zouden moeten worden opengesteld voor alle technologieën die in staat zijn om de op basis van deze behoeften gedefinieerde diensten te kunnen verlenen. Bovendien zou het nuttig zijn zo veel mogelijk aan te sluiten op de definitie van standaard producten die momenteel op Europees niveau uitgewerkt worden. Voorts zouden de methoden om de noodzakelijke volumes te schatten gebaseerd moeten worden op de behoeften en het mogelijk moeten maken de nodige volumes van de aldus gedefinieerde producten vast te stellen, met motivering van het specifiek aan elk product toegewezen volume.



In het geval dat ELIA de deelname van een of meerdere technologieën aan een gegeven product wenst te verbieden, moet ELIA kunnen aantonen (i) dat het product in kwestie onmisbaar is om de veiligheid van het systeem te handhaven en (ii) dat de technologie of technologieën in kwestie technisch niet doeltreffend kunnen deelnemen aan dit product.

114. De CREG meent dat ELIA, in de mate van het mogelijke, de voorstellen tot wijziging van de balancingregels zo veel mogelijk moet groeperen. Een gebrek aan in de werkingsregels wordt door sommige marktspelers naar voren gebracht als een belemmering voor de ontwikkeling van het vraagbeheer.

115. Wat betreft de grootte-orde van de offertes is de CREG van mening dat de momenteel gedefinieerde minimum grootte-orde (1 MW) gezien de totale volumes waarover het gaat redelijk is. De kleinste eenheden hebben de mogelijkheid om zich samen te voegen, waardoor deelname aan de producten van ELIA mogelijk is. De minimale verhoging na de eerste MW kan echter worden herzien en gestandaardiseerd voor de producten zodat de offertes van de kleinste portefeuilles beter kunnen worden aangepast.

#### *b)* Specifieke aanbevelingen

116. In het licht van de hierboven aangegeven algemene aanbevelingen, is de CREG van mening dat de producten R1 symmetrisch 100 mHz en 200 mHz en R1 asymmetrisch neerwaarts zouden moeten worden opengesteld voor andere middelen dan de eenheden die verbonden zijn met een CIPU-contract. In die zin wordt ELIA uitgenodigd om op korte termijn bepalingen door te voeren die de vraag (en de kleine productie-eenheden) toegang verlenen tot deze producten.

117. De toegang tot R2 van de vraag (en van de kleine productie-eenheden) moet ook worden bevorderd. Als de markt uitgesproken gunstig is voor deze evolutie, zou er in een tussenfase een proefproject of een testproject kunnen worden uitgevoerd om de technische capaciteit van de middelen en de geschiktheid van de procedures na te gaan. De CREG vraagt ELIA om in deze richting verder te gaan.

118. In dezelfde context zou ook het ontwerp van de producten R3 productie, R3 ICH en R3 DP moeten worden herzien om tot een algemene aanbeveling te komen met betrekking tot de aanpassing van de definitie van de producten. Op die manier zou het aantal producten kunnen worden verminderd en kan voor alle activeringsoffertes een afroeplijst op basis van economische volgorde tot stand komen (*merit order*) die de verschillende producten integreert. Dit houdt in dat de producten een activeringsprijs van de offertes hebben die vrij kan worden vastgesteld door de marktspeler die de offerte indient.

In dit opzicht zou het ICH-product moeten verdwijnen, enerzijds omdat het gebrek aan strikte beschikbaarheidsvereisten niet overeenstemt met de eigenschappen van een product om de netveiligheid te waarborgen en anderzijds omdat het voornamelijk bestemd is voor één enkel type afnemer, namelijk de grote industriële afnemers die rechtstreeks zijn aangesloten op het ELIA-net. Bovendien zal het product R3 DP, ontwikkeld als een proefproject, eveneens in zijn huidige vorm moeten verdwijnen aangezien het bij de activering, in zijn huidige vorm onmogelijk kan worden opgenomen in een afroeplijst op basis van economische volgorde. Tot slot zal ook het huidige formaat van het product R3 productie moeten verdwijnen, aangezien dit product nagenoeg uitsluitend is gericht op de productiemiddelen.

De toekomstige contractuele R3-producten zouden op die manier, een grotere openstelling voor de verschillende technologieën mogelijk moeten maken, wat bijgevolg voor een betere concurrentie zou zorgen.

119. De vrije offertes van R3 moeten eveneens worden opengesteld voor alle technologieën, waaronder de vraag. Hiertoe moet het platform *bid ladder*, dat sinds 2012 wordt voorbereid, begin 2017 in werking worden gesteld.

120. *Sourcing* van de contractuele R3-producten op kortere termijn zou toelaten het risico dat voortvloeit uit de deelname van de middelen (waaronder de vraag) aan de producten van ELIA te verminderen en zou toelaten de beschikbaarheidsvereisten af te stemmen op die van de andere huidige producten. De impact van de looptijd van de producten op het beschikbaarheidsrisico geldt eveneens voor de R1- en R2-producten en hiervoor geldt dezelfde vaststelling. De vermindering van de looptijd van de producten zou de dekkingskosten van het risico verminderen en op die manier een positieve invloed hebben op de reserveringsprijs van de producten.

121. Bovendien zou *sourcing* op kortere termijn van R3-producten de aanpassing van de producten aan de behoeften veeleer dan aan de technologieën mogelijk maken, door bepaalde beperkingen met betrekking tot de activering minder kritiek of minder specifiek te maken, zoals het maximum aantal activeringen en de maximum activeringsduur.

122. ELIA moet een nauwkeurige kalender opstellen voor de ontwikkeling van deze producten en die van tevoren aankondigen, zodat de tussenpersonen die reserves gecontracteerd hebben een beter zicht op hun mogelijke verkoop hebben

123. De CREG overweegt ELIA ertoe aan te sporen deze aanbevelingen uit te voeren door toepassing van de stimulans die zij naar eigen inzicht kan toekennen, om de afstemming tussen het aanbod en de vraag te bevorderen, in overeenstemming met artikel 27 van de tariefmethodologie. De concrete toepassingsmodaliteiten van deze stimulans naar eigen inzicht zijn vastgelegd op pagina 18 t/m 21 van de overeenkomst over de modaliteiten voor de regulering door middel van stimulansen die van toepassing is op ELIA voor de periode 2016-2019<sup>21</sup>.

## **VI.1.2 Verbetering van de producten ENDEX, BELPEX DAM, Belpex CIM en van de toegang tot de markt**

### *VI.1.2.1 Toegang tot de markt*

124. Het in België gekozen model om het evenwicht van het systeem te waarborgen, berust op het delegeren van de verantwoordelijkheid van Elia aan evenwichtsverantwoordelijken (ARP<sup>22</sup> – *Access Responsible Party*), die het evenwicht tussen de injecties en de afnames van de middelen in hun portefeuille moeten waarborgen; de TNB komt slechts in laatste instantie tussen om het resterende onevenwicht van de zone te doen verdwijnen<sup>23</sup>. De op de spotmarkten (Belpex DAM en Belpex CIM) gekochte en verkochte elektriciteit wordt uitgewisseld tussen de actoren van de transactie en deze uitwisseling wordt in het netbeheer geregistreerd door een nominatie op de hub van ELIA. Dat betekent dat de marktdeelnemers BRP moeten zijn of een BRP moeten hebben aangesteld om de transactie te kunnen nomineren.

125. Het nadeel van dit model is dat de rechtstreekse deelname van de vraag aan de elektriciteitsmarkten wordt beperkt, aangezien het vereist is zowel over injectie<sup>24</sup> als over afname<sup>25</sup> te beschikken in de portefeuille. Marktdeelname is echter mogelijk door de tussenkomst van een derde BRP. De raadpleging heeft geen bijzondere moeilijkheden aan het licht gebracht met betrekking tot de toegang tot de markt via een derde BRP. De beperking

---

<sup>21</sup> <http://www.creg.info/pdf/Diversen/accord-ModalitésRégulationIncitativeNL.pdf>

<sup>22</sup> In de rest van het document wordt de term BRP gebruikt, in overeenstemming met de verklarende woordenlijst.

<sup>23</sup> Om te kunnen deelnemen aan de spotmarkt Belpex, moet men een ARP-contract afgesloten hebben met Elia of moet men een derde partij als ARP hebben aangesteld om het op Belpex + Broker aangegane contract bij Elia System Operator te kunnen nomineren. Wanneer men spreekt overeen rechtstreekse deelneming, moet men ARP zijn. Om deel te kunnen nemen, moet men dus ofwel ARP zijn, ofwel een beroep doen op een tussenpersoon die ARP is.

<sup>24</sup> Fysieke injectie, invoer of aankoopcontract van energie.

<sup>25</sup> Fysieke afname, uitvoer of verkoopcontract van energie.

van de toegang tot deze markten betreft immers niet de bron van de energie maar de status van de marktspelers om te kunnen deelnemen (verplichting om BRP te zijn).

126. De versoepeling van de voorwaarden tot verkrijging van de status van BRP kan verder onderzocht worden en het is niet enkel de deelname van de vraag die hierbij gebaat zou zijn, aangezien dit meer in de richting gaat van het instellen van een *level playing field* tussen middelen. Hoewel dit noodzakelijk is, is deze versoepeling niet enkel de oplossing voor de marktspelers die enkel deelname van de vraag aanbieden. De CREG meent dat het nodig is deze versoepeling te koppelen aan een evolutie van het marktmodel waardoor de energieoverdracht, zoals voorgesteld in het onderhavige document, op gepaste wijze kan worden behandeld zodat de leveranciers van flexibiliteit van de vraag rechtstreekse toegang hebben tot de markten.

#### VI.1.2.2 Specifiek product voor de vraag?

##### Op Endex

127. Sommige deelnemers aan de raadpleging brengen de creatie van een *peak load* product ter sprake. Deze markt lijkt echter niet het meest geschikt om een flexibiliteitsproduct op de vraag te ontwikkelen voorzover het maandelijks, driemaandelijks en jaarlijkse producten betreft. Om de liquiditeit ervan te waarborgen, zouden de offertes alle dagen voor een bepaald aantal uur moeten worden ingediend. Een dergelijk product is bijgevolg niet gericht op de vraag aangezien het een dagelijkse activering vereist terwijl men langs vraagzijde zijn activering wenst te beperken tot enkel de duurste uren.

128. EEX lanceerde op 14 september 2015 een gestandaardiseerd product om de prijsspieken te dekken (German Intraday Cap Futures). Dit dagproduct is gebaseerd op een referentieprijs van 60 EUR/MWh. De koper van het product ontvangt van de verkoper het verschil tussen een intraday marktprijsindex (gewogen gemiddelde van de uur- en kwartierproducten van de drie laatste uren vóór het uur van levering) en de 60 EUR/MWh.

Op die manier kunnen de marktdeelnemers zich tot vier weken van tevoren indekken tegen de prijsspieken die zich voordoen op de *intraday* markt naar aanleiding van de toegenomen aanwezigheid van hernieuwbare productie. Dit product voorziet bovendien een nieuwe prijsindex voor de *intraday* markt die verscheidene uren vóór de levering een signaal van schaarste geeft. Dit is een dekkingsinstrument dat met name nuttig is voor de FSP's en een vroege indicator is van de behoefte aan en de waarde van de flexibiliteit.

Dit product heeft, door zijn eigenschappen, als doel, een expliciete prijsreferentie voor de flexibiliteit op de Duitse markt vast te stellen.

De CREG is echter van mening dat als een dergelijk initiatief de ontwikkeling van de flexibiliteit bevordert, dit enkel op de Belgische markt kan worden overwogen wanneer de *intraday* markt over voldoende liquiditeit beschikt.

#### Op de Belpex DAM

129. Deze markt bepaalt de toewijzing van de marginale middelen. Hoe flexibeler de vraagcurve, hoe minder prijsspieken voorkomen, en lager het risico van schaarste is.

Als er geen enkele belemmering voor deelname van de vraag wordt vastgesteld, zouden nieuwe producten kunnen worden overwogen om meer rekening te houden met de specifieke beperkingen van bepaalde types afschakelingen. De invoering van een kwartierproduct zou met name kunnen worden overwogen, maar in een land dat in belangrijke mate invoert, zoals België, zou het succes ervan kunnen afhangen van het bestaan van een kwartierproduct dat grensoverschrijdend kan worden gecommercialiseerd en bijgevolg van de standaardisering ervan op internationaal niveau.

#### Op de Belpex CIM

130. Op deze markt worden voortdurend aan- en verkoopproducten van energie met een minimum duur van één uur uitgewisseld, tot 5 minuten vóór de fysieke levering. Momenteel en ondanks de invoer van *liquidity providers* blijkt deze markt erg weinig liquide en bij het opstellen van dit document, was de lijst van *liquidity providers* op de site van Belpex leeg.

131. De invoering van een kwartierproduct zou gunstig zijn en niet enkel omdat het de deelname van de vraag faciliteert, maar de beslissing moet op Europees niveau worden genomen. Het succes van de ontwikkeling zou geconfronteerd worden met dezelfde moeilijkheden als dat van een kwartierproduct op de Belpex DAM, zoals hierboven beschreven.

#### VI.1.2.3 Aanbevelingen

132. Volgens de CREG is het wenselijk dat de flexibiliteit met betrekking tot het vraagbeheer bij voorkeur deelneemt aan de markten om prijsspieken en schaarste op de day ahead en intraday markt te voorkomen. Op die manier zouden de BRP's hun portefeuille vóór de real-time kunnen optimaliseren en in evenwicht brengen. De producten waarvoor geen

transactie werd uitgevoerd op deze markten, moeten nog kunnen worden aangeboden in balancing, als de dynamica van de onderliggende processen dit toelaat.

133. Op die manier is de CREG van mening dat de overdracht van offertes tussen de Belpex CIM en het *bid ladder* platform van Elia moet worden gefaciliteerd zodra dit laatste operationeel is. Deze overdracht moet het mogelijk maken dat een offerte automatisch van één markt naar een andere overgaat, zonder dat de aanbieder hiervoor ingewikkelde administratieve formaliteiten moet afhandelen. Aan de hand van een aantal eenvoudig te definiëren parameters van de offerte bij de introductie ervan op de Belpex CIM, zou een gemakkelijkere overgang tussen Belpex CIM en *bid ladder* mogelijk maken voor offertes waarvoor geen transactie heeft plaatsgevonden op de Belpex CIM.

De CREG meent bovendien dat deze verbeteringen de liquiditeit van de Belgische intraday markt kunnen verhogen.

## VII. CONCLUSIE

### VII.1 Aanbevelingen

134. Na afloop van de raadpleging bij de marktspelers, blijkt dat de voornaamste belemmeringen voor de ontwikkeling van het vraagbeheer, die binnen de bevoegdheid van de CREG vallen, te maken hebben met het gebrek aan een kader dat de eindafnemer in de mogelijkheid stelt zijn flexibiliteit te valoriseren bij een derde die zijn elektriciteitsleverancier niet is en met bepaalde moeilijkheden met de toegang tot de producten van de TNB en de elektriciteitsmarkten.

135. Om de toegang van het vraagbeheer tot deze markten te verbeteren, stelt de CREG een marktmodel voor energieoverdracht voor, dat gebaseerd is op een centraal beheer van de gegevens met betrekking tot de volumes en een gedecentraliseerde benadering van de financiële compensatie met een verplichte noodoplossing in het geval van onenigheid tussen de partijen (optie A) of de correctie van de meting van het verbruik en de oprichting van een compensatiefonds (optie B.1).

136. Wat betreft de toegang tot de producten van de TNB, beveelt de CREG eveneens aan producten te definiëren op basis van de behoeften van het systeem en niet meer in functie van de eigenschappen van een technologie, waarbij de enige reden van uitsluiting van een technologie erin bestaat dat wordt vastgesteld dat deze technologie niet voldoet aan de behoefte. Dit houdt meer bepaald in dat de producten R1 symmetrisch 100 MHz, 200 MHz en R1 asymmetrisch neerwaarts worden opengesteld voor andere middelen dan de eenheden verbonden aan een CIPU-contract en dat deze producten derhalve worden opengesteld voor de vraag; dat de R2 wordt opengesteld voor de vraag, eventueel door een proefproject op te starten; dat de producten van de R3 worden herzien om de toegang tot de verschillende technologieën mogelijk te maken en dat er een activeringsprijs wordt ingevoerd waardoor activering op basis van een *merit order* mogelijk is. De vrije offertes van R3 zouden eveneens moeten worden opengesteld voor alle technologieën, wat de installatie van het *bid ladder* platform in 2017 inhoudt. De overdracht van de offertes tussen Belpex CIM en dit platform moet worden vereenvoudigd.

Deze ontwikkelingen moeten zich voordoen in het kader van de overgang naar een geïntegreerde *balancing* markt op Europees niveau.

137. Wat betreft de toegang tot de elektriciteitsmarkten, werd buiten het probleem van de energieoverdracht geen enkele bijzondere belemmering vastgesteld, hoewel de ontwikkeling van nieuwe producten die meer rekening houden met de specifieke eisen van bepaalde soorten afschakelingen kan worden voorzien op de Belpex DAM. Op de Belpex CIM is de voornaamste belemmering het gebrek aan liquiditeit. De ontwikkeling van kwartierproducten op deze twee markten zou gunstig zijn, maar kan enkel overwogen worden in coördinatie met de buurlanden.

## VII.2 Actieplan

138. De ideale *timing* zou de volgende zijn:

- raadpleging van de markt wat betreft de basisprincipes: januari 2016;
- akkoord over de basisprincipes: 1ste trimester 2016;
- aanpassingen aan de wetgeving: 2de trimester 2016;

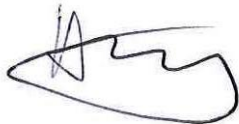
De realisatie hangt echter grotendeels af van de bereidheid van de marktspelers om tot een akkoord te komen.

\*\*\*\*

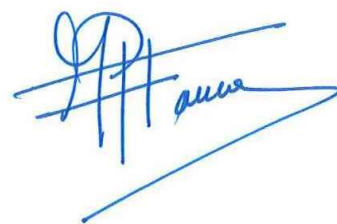
Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



Laurent JACQUET  
Directeur



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Voorzitster van het directiecomité



# BIJLAGE 1

## VRAGENLIJST VAN DE OPENBARE RAADPLEGING

**Openbare raadpleging over de middelen die moeten toegepast worden om de toegang tot het vraagbeheer (*demand side flexibility*) in België te faciliteren**

### Definities

**Vraagbeheer:** het vermogen van een verbruiker om zijn consumptieprofiel vrijwillig (opwaarts of neerwaarts) aan te passen afhankelijk van externe signalen.

**BRP** (*balance responsible party*): een evenwichtsverantwoordelijke (*A market participant or its chosen representative responsible for its imbalances*<sup>26</sup>).

**FSP** (*flexibility service provider*): een dienstverlener van flexibiliteit, en in het kader van deze vragenlijst een dienstverlener van flexibiliteit op consumptieprofielen. Het gaat om een verzamelnaam voor verschillende soorten marktspelers (BRP-aggregator, onafhankelijke aggregator, eindverbruiker die zijn flexibiliteit rechtstreeks verkoopt,...).

#### Gebruik van het vraagbeheer:

##### Gebruik in functie van een prijssignaal:

ENDEX  
BELPEX DAM  
BELPEX CIM  
Onevenwichtstarieven

##### Gebruik in functie van een signaal verstuurd door een netbeheerder:

Strategische reserve

Ondersteunende diensten:

FCR (R1)  
aFRR (R2)  
mFRR (R3 met inbegrip van *free bids*)

Congestiebeheer

##### Ander te specificeren gebruik (*off on*,...)

<sup>26</sup> *Framework Guidelines on Electricity Balancing*, ACER, FG-2012-E-009, 18 september 2012

**Producten:** dekt een groot gamma producten gaande van *futures* en strategische reserve tot ondersteunende diensten (andere reserves) en congestiebeheer. Deze vragenlijst gaat dus zowel over producten aan de hand waarvan flexibiliteit aan de TNB wordt verkocht als over producten aan de hand waarvan ze aan een marktspeeler wordt verkocht.

## Preamble

In welke hoedanigheid neemt u aan de raadpleging deel:

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| Eindverbruiker aangesloten op:      |  |
| transmissienet                      |  |
| distributienet met kwartuurmeter    |  |
| distributienet zonder kwartuurmeter |  |
| BRP                                 |  |
| Leverancier                         |  |
| Onafhankelijke aggregator           |  |
| Netbeheerder                        |  |
| Andere (te verduidelijken)          |  |

Hoe vertrouwelijk wenst u dat uw antwoord wordt behandeld?

|                                       |  |
|---------------------------------------|--|
| Vertrouwelijk en anoniem              |  |
| Vertrouwelijk                         |  |
| Mijn antwoord mag gepubliceerd worden |  |

# Vragenlijst

## I. Tegengekomen obstakels

Onder obstakel verstaat de CREG zowel wetgeving, regelgeving, contractuele bepaling als een operationele of financiële beperking (cf. gebrek aan personeel, technische beperking) die het flexibilitetsaanbod zouden beperken.

Dit gedeelte van de vragenlijst is opgesplitst per type marktspeler. U mag evenwel uw mening geven over de obstakels waarmee andere marktspelers te maken krijgen.

- **Als eindverbruiker**

- 1) Indien u eveneens uw eigen BRP bent, bent u momenteel rechtstreeks actief op ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM en/of de reserve- en *balancing* markten (gelieve gebruik en producten te verduidelijken - zie definities hierboven)?
  - a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die u verhinderen om meer deel te nemen aan deze markten (per markt en per product)?
  - b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen (per gebruik en per product)?
  - c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor en welke elementen zouden u van mening kunnen doen veranderen?
- 2) Bent u via uw leveringscontract momenteel gebonden aan de uurprijzen op de Belpex DAM/CIM en/of de onevenwichtstarieven?
  - a. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen?
  - b. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor en welke elementen zouden u van mening kunnen doen veranderen?

- 3) Heeft u met een derde (uw leverancier/BRP, een andere leverancier/BRP, een onafhankelijke aggregator, een netbeheerder of een andere marktspeler) een contract gesloten die deze derde toelaat een aanpassing van uw afnameprofiel te vragen (cf. moduleringsclausule, afschakelbaar vermogen of onderbreekbaarheid)?
  - a. Indien dit het geval is en u bepaalde obstakels bent tegengekomen, zou u deze kunnen opnoemen en aangeven of deze obstakels nog steeds bestaan (per markt en per product)?
  - b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen (per markt en per product)?
  - c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor?
- **Als leverancier of evenwichtsverantwoordelijke (BRP)**
  - 4) Heeft u met uw klanten of met klanten van andere leveranciers contracten gesloten die u toelaten hen te vragen hun afnameprofiel te veranderen?
    - a. Indien dat het geval is en u bepaalde obstakels bent tegengekomen, zou u deze kunnen opnoemen en aangeven of deze obstakels nog steeds bestaan?
    - b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen het te doen (per markt en per product)?
    - c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor?
  - 5) Indien u dergelijke contracten heeft afgesloten, valoriseert u deze flexibiliteit dan, met uitsluiting van het gebruik voor het balanceren van uw portefeuille, op andere markten? Indien ja, welke obstakels ondervindt u? Indien neen, welke redenen weerhouden u ervan dit te doen?

- **Als onafhankelijke aggregator**

- 6) Welke obstakels komt u tegen bij de ontwikkeling van uw flexibiliteitsportefeuille?
- 7) Welke obstakels komt u tegen bij de commercialisering van deze flexibiliteit (per markt en per product)?
- 8) Bent u momenteel rechtstreeks actief op ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM (gelieve de markt(en) en product(en) aan te geven)?
  - a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die u momenteel verhinderen om meer deel te nemen aan deze markten?
  - b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen het te doen?
  - c. Indien u dit niet overweegt, wat is de reden hiervoor?
- 9) Heeft u met een derde (een leverancier, een BRP, een netbeheerder of een andere marktspeler) een contract gesloten dat deze derde toelaat uw flexibiliteitsportefeuille te gebruiken?
  - a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die een hogere deelname van deze activiteit momenteel verhinderen? (per markt en per product).
  - b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen om het te doen?

- **Als transmissienetbeheerder**

- 10) Voor elk van de ondersteunende diensten, welke obstakels komt u tegen bij de ontwikkeling van de deelname van het vraagbeheer?
- 11) Welke obstakels zijn er volgens u momenteel voor een verhoogde deelname van het vraagbeheer aan de strategische reserve?

- **Als distributienetbeheerder**

- 12) In het kader van uw activiteiten (zowel MS als LS), welke obstakels zijn er volgens u voor de ontwikkeling van vraagbeheer?

## II. Mogelijke oplossingen

Er wordt gevraagd om bij de antwoorden op de vragen, wanneer het relevant is, een onderscheid te maken tussen de verschillende markten waaraan de flexibiliteit op de vraag zou kunnen deelnemen (zie bovenvermelde definities).

Er wordt gevraagd om de gegeven antwoorden uit te werken om de onderliggende redenen te verklaren.

De CREG legt de nadruk op het concrete karakter van de voorgestelde maatregelen.

### II.1 Wettelijke aspecten

- 13) Vindt u dat de regelgeving (elektriciteitswet; technisch reglement;...) - in het bijzonder de federale regelgeving - zou moeten worden aangepast om het vraagbeheer te bevorderen? Welke essentiële punten zouden moeten worden aangepast?
- 14) Bent u voor een wetgeving/regelgeving die vraagbeheer en de manier waarop de flexibiliteit m.b.t. de afnames wordt gevaloriseerd, precies omkadert, naar het voorbeeld van hetgeen in andere landen bestaat?
- 15) Wanneer moet een onderscheid gemaakt worden tussen de brutoafname (uitsluitend de consumptie) en de nettoafname (samenvoeging van de injecties en de consumptie op eenzelfde site)?

### II.2 Functies

- 16) Wat de flexibiliteit van de vraag betreft, welke nieuwe functies zouden moeten worden gedefinieerd in het marktmodel (BSP, aggregator, FSP, andere,...)?
- 17) Is het nuttig of noodzakelijk om een specifieke functie van aggregator te definiëren als de functie van FSP is gedefinieerd? Indien ja, wat zou de toegevoegde waarde daarvan zijn?
- 18) Aan welke specifieke voorwaarden zou een FSP moeten voldoen om een bod voor de deelname van de vraag te doen? Welke verantwoordelijkheden, volgens het soort gebruik, zou die op zich moeten nemen?

## II.3 Specifieke producten

- 19) Is de deelname van de FSP's aan de termijnmarkt (ENDEX) relevant? Indien ja, in welke gevallen? Indien neen, waarom niet?
- 20) Is de deelname van de FSP's aan de vrije biedingen mFRR (zonder betaling van een vaste reserveringstermijn) relevant?
- 21) Kunt u in volgorde van toenemend belang de verschillende soorten gebruik (zie definitie hierboven) opsommen waaraan de flexibiliteit van de vraag momenteel niet deelneemt en waaraan zij volgens u zou moeten kunnen deelnemen? In de lijst van markten kan een onderscheid worden gemaakt tussen de verschillende producten, bijvoorbeeld voor de reserves.
- 22) Vindt u dat de flexibiliteit van de vraag anders moet behandeld worden dan de flexibiliteit van de productie-eenheden (met betrekking tot specifieke producten)?
  - a. Waarom?
  - b. Indien ja, volgens welke kenmerken zou er een onderscheid moeten gemaakt worden tussen deze specifieke producten?

## II.4 Overdracht van energie

### II.4.1 Eigenaar van de energie

- 23) Welk statuut zou energie die in het kader van de flexibiliteit werd geactiveerd moeten hebben? Wie is er eigenaar van en op welk moment?

### II.4.2 Correctie van het onevenwicht van de BRP

We gaan ervan uit dat de evenwichtspositie van een BRP wordt verstoord door een activering (van een derde FSP) van flexibiliteit van eindklanten waarvan de BRP evenwichtsverantwoordelijke is.

- 24) Moet het evenwicht van de BRP worden gecorrigeerd?
- 25) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van het spanningsniveau waarop de eindverbruiker waarvan de flexibiliteit werd geactiveerd, is aangesloten? De beschouwde gevallen zijn een aansluiting op het Elia-net, het MS-net van een DNB (vanaf 1 kV) en het LS-net van een DNB (minder dan 1 kV). Graag verklaring van uw antwoord.

- 26) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van de manier waarop de energie van de eindverbruiker wiens flexibiliteit werd geactiveerd wordt gemeten (AMR of gelijkaardig, jaarlijkse telling)? Graag verklaring van uw antwoord.
- 27) Moet het gebruikte volume voor de eventuele correctie van het onevenwicht van de BRP hetzelfde zijn als het volume gebruikt om de eventuele financiële compensatie te berekenen? Indien neen, hoe moet dit bepaald worden?

### II.4.3 Financiële compensatie

We gaan ervan uit dat een FSP flexibiliteit activeert op een injectiepunt dat deel uitmaakt van de portefeuille van een derde BRP.

- 28) Moet deze activering leiden tot financiële compensatie tussen de FSP en de BRP?

We gaan ervan uit dat dit leidt tot een financiële compensatie.

- 29) Vertrekkend vanuit het principe dat het volume voor de kwartuursdeelname van de vraag bij een activering van een FSP bepaald wordt als het verschil tussen de werkelijke consumptie en een referentieconsumptie ("*baseline*").
- a. Hoe kan deze *baseline* dan worden geschat? Zou u de voorgestelde methodes kunnen omschrijven?
  - b. Wat de toegepaste schattingsmethode betreft:
    - i. zou er één methode moeten zijn die moet worden opgelegd aan alle producten voor deelname aan de vraag?
    - ii. zou er één methode moeten zijn die wordt opgelegd per product voor deelname van de vraag, maar die eventueel verschillend is van product tot product?
    - iii. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor alle producten, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn op het geheel van de producten?
    - iv. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk product, uit een lijst van methodes die eventueel verschillend zijn van product tot product?
    - v. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk injectiepunt, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn voor het geheel van de producten?



- vi. zou de methode moeten gekozen worden door een andere marktspeler (verduidelijk welke marktspeler en welke modaliteiten)?
  - c. Wie moet verantwoordelijk zijn voor de metingen/tellingen die voor de schatting worden gebruikt?
  - d. Wie moet verantwoordelijk zijn voor het beheer van de gegevens die voor de schatting worden gebruikt?
- 30) Wat de bepaling van de eenheidsprijs (EUR/MWh) van de financiële compensatie betreft:
- a. Volgens welke methode(s) moet deze eenheidsprijs worden bepaald?
  - b. Wie zou voor deze bepaling verantwoordelijk moeten zijn?
  - c. Zou de prijs voor een opwaartse activering van flexibiliteit dezelfde moeten zijn dan deze voor een neerwaartse activering? Waarom?
  - d. Indien niet, op welke basis moet er een onderscheid gemaakt worden tussen die twee prijzen?
- 31) Hoe zou het bedrag van de compensatie moeten worden betaald?
- a. Rechtstreeks tussen BRP en FSP.
  - b. Via een tussenpersoon (verduidelijk wie).
- 32) Deze vraag verwijst naar het geval waarin de betreffende BRP niet de energieleverancier is van de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt.
- a. Stelt zich in dit geval een specifiek probleem voor de financiële compensatie? Waarom?
  - b. Indien ja, dient de oplossing voor dit probleem te worden gereguleerd? Indien wel, volgens welke principes?

## II.5 Informatie van de marktspelers

De gevraagde informatie betreft het gebruik van flexibiliteit en (desgevallend) de reserverings- en activeringsaspecten. Gelieve bij elke vraag de behoefte aan deze informatie te rechtvaardigen en het moment waarop deze informatie bij de bestemming zou moeten komen te verduidelijken.

- 33) Over welke specifieke informatie zou de eindverbruiker moeten beschikken?
- 34) Over welke specifieke informatie zou de FSP moeten beschikken?

- 35) Over welke specifieke informatie zou de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?
- 36) Over welke specifieke informatie zou de BRP van de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?
- 37) Over welke specifieke informatie zou de TNB moeten beschikken?
- 38) Over welke specifieke informatie zou de DNB van het net waarop de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt, is aangesloten, moeten beschikken?
- 39) Welke informatie zou vertrouwelijk moeten blijven? Gelieve voor elke informatie aan te geven:
- a. waarom ze vertrouwelijk moet blijven,
  - b. ten opzichte van welke marktspelers ze vertrouwelijk moet blijven en welke marktspelers er toegang toe mogen hebben.
- 40) Is de publieke informatie over prijs en volume van flexibiliteit van de vraag (activering en desgevallend reservering) voldoende? Welke suggesties heeft u in dit verband?
- 41) Welke van de vermelde informatie zou de regels inzake vertrouwelijkheid (met inbegrip van de aspecten voor de bescherming van de privacy) kunnen schenden?
- 42) Welke suggesties heeft u om te vermijden dat de flexibiliteit van de vraag twee keer wordt verkocht?

## II.6 Metingen en tellingen

- 43) Vindt u dat het gebruik van secundaire meters (*metering behind the head meter, submetering*) nuttig of noodzakelijk is? Waarom?
- 44) Vindt u dat het gebruik van *submetering* een specifieke behandeling vereist met betrekking tot de metingen en tellingen op basis van hoofdmeters? Indien ja:
- a. Op welke specifieke elementen zouden deze verschillen betrekking moeten hebben?
  - b. Vereist het gebruik van *submetering* aanpassingen bij de aanpak van de energieoverdracht?

- 45) Wie zou de toelating moeten krijgen om de meet-/telactiviteit uit te voeren in de *submetering*?
- a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?
- 46) Wie zou de toelating moeten krijgen om de activiteit voor het beheer van meet-/telgegevens in de *submetering* uit te voeren?
- a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?

## **II.7 Rebound effect**

- 47) Moet het *rebound* effect worden geïntegreerd in het marktmodel voor de flexibiliteit van de vraag?
- 48) Indien ja, met welke aspecten van het *rebound* effect zou rekening moeten worden gehouden en hoe?

## **III. Andere suggesties**

- 49) Welke andere oplossingen stelt u voor om de hierboven geïdentificeerde obstakels weg te werken (op alle vlakken: wettelijk, regulatorisch, contractueel, operationeel)?
- 50) Heeft u andere ideeën of suggesties?

## **BIJLAGE 2**

**Niet-vertrouwelijke antwoorden van de marktspelers op de openbare raadpleging**

**Felix, Kim**

---

**Van:** Van Bossuyt M. <MVanBossuyt@febeliec.be>  
**Verzonden:** mercredi 30 septembre 2015 18:35  
**Aan:** consult.demand  
**CC:** febeliec; Baerts M.-P.  
**Onderwerp:** Answer of Febeliec to the consultation of the CREG with respect to the means to be applied to facilitate the access to demand side flexibility in Belgium

Dear Sir or Madam,

Please find below the answer of Febeliec to the consultation on Demand Response. We remain at your disposal should you require further information.

Kind regards,

Michaël Van Bossuyt

## **Answer of Febeliec to the consultation of the CREG with respect to the means to be applied to facilitate the access to demand side flexibility in Belgium**

Febeliec welcomes the consultation of the CREG with respect to the means to be applied to facilitate the access to demand side flexibility in Belgium, as it shows an intention of the CREG to get a clear and precise view on the issues that are still hampering the development of the full potential of demand side flexibility in Belgium. Febeliec however deplores the short delay to provide a complete and concise answer to the extensive list of questions of this consultation. Moreover, some terms and definitions should have been clarified more extensively to avoid confusion in comparing answers between respondents.

Febeliec has worked out a number of recommendations for stimulating the development of demand side flexibility:

- **Provide visibility:** There is a need for a stable regulatory framework guaranteeing a fair remuneration for demand side flexibility in order to attract sufficient interest and volumes
- **The first objective of industry is to produce;** therefore, demand side flexibility cannot solve structural capacity shortages and can only be introduced on a voluntary basis. The potential for demand side flexibility can be increased via process adjustments, but this requires investments in time and money and as such need remuneration and a stable regulatory framework
- **Remove barriers:** give priority to cost efficient solutions, remove commercial and legal constraints (e.g. who is the owner of load flexibility), remove system constraints (e.g. minimum size required for demand side flexibility products; duration of products, sometimes incompatible with industrial constraints), adjustment of grid codes and tariffs to allow demand side participation and remove penalizing factors, ...
- **All load flexibility must be able and allowed to find its way to the market or to TSO products**
- **Improve transparency :** give end consumers access to essential information, as current practices are usually designed for generators, not for demand side participation

Finally but importantly, for Febeliec, any market design which forces the consumer to adapt his offtake to the availability of (intermittent) energy sources is unacceptable! Pushing increasing capacity of intermittent renewable energy sources into the electricity system by means of subsidies, will lead to increasing needs for system flexibility. This will not only lead to increasing volatility of the electricity price, but also to a progressively accelerating total cost of the electricity system. Ultimately, this will cause a shift from CAPEX investments in the power industry to CAPEX investments in other segments of the economy in order to increase system flexibility, up to a point where the required

higher CAPEX investment cost for the industrial consumer (more flexible production units and even additional production units only to be operated in periods of low prices) will no longer be compensated by the benefit of producing industrial goods in those periods with a low electricity price. This will lead to an unbearable total cost of the electricity system for the industrial consumers and thus to delocalization.

## Questionnaire

### I. Obstacles

#### As end consumer

**Question1:** Even for large consumers, it is not an easy task to become its own BRP, as many obstacles exist. There is the substantial financial burden of becoming a BRP, be it the requirements concerning guarantees as well as the fees for being active on the Power Exchange, the practical implications for becoming BRP (e.g. the obligation to nominate etc, which require substantial staffing efforts) as well as the need for an end consumer to be able to become a BRP in its own right to have either very flexible load or flexible generation, to be able to balance its own portfolio. For most consumers, even large or very large consumers, this burden is too substantial and limits the potential to become BRP and thus direct participation onto the forward, day-ahead, intraday and/or balancing markets.

**Question2:** With respect to being exposed to hourly power exchange prices, it is quintessential to differentiate between two situations: On the one hand, there are consumers with a Belpex (and/or intraday prices) indexed contract, who are price takers, often because of strategic (hedging) decisions, without specific arrangement with their supplier/BRP allowing them to actively trade on the market(s), and thus do not adapt their consumption to the spot price. On the other hand, there are consumers whose consumption is truly flexible and linked to market price evolutions, and who thus have a real potential to react to price signals, be it in the day-ahead market or on shorter time frames (Intraday). The question should not be whether the supply contract is indexed to Belpex (and/or Intraday), but rather whether it allows for reactions to external price signals. In the aforementioned situations, only the second type of consumers will truly be able to offer demand side flexibility in the market.

For companies connected to the transmission grid, participation in the balancing market should in theory be possible independently of the supply contract; it implies a direct relationship with the TSO or an aggregator, and the supplier should not be a limiting factor for the access of the end user to the balancing market. At distribution grid level, the situation is much more complicated and should accordingly be addressed.

**Question 3:** During a long period, even after the liberalization of the electricity market, suppliers/BRPs have not really been interested to collaborate with the consumers in their portfolio nor third parties to develop demand flexibility. Only recently, market evolutions and events impacting the supply adequacy in Belgium, have caused scarcity that in turn forces suppliers/BRPs to develop flexibility outside of their own (production) portfolio. For Febeliec, it is therefore clear that demand side flexibility offers an important and valid source of flexibility during a limited number of hours of punctual system stress. However, the remarks made under question 2 remain valid here, as contracts of consumers should allow to participate in demand response products.

Febeliec also welcomes the increasing involvement and actions of aggregators, but wants to stress that it is important to guarantee sufficient competition in the aggregator role, to prevent the risk of a monopolistic market evolution.

#### As supplier or Balance Responsible Party (BRP) / As independent aggregator

**Questions 4 to 9:** For Febeliec it remains important that a level playing field for demand side flexibility exists and remains in place. Febeliec welcomes the efforts recently being made by suppliers/BRPs to (finally) develop demand side flexibility as well as the actions taken by new market players as aggregators on the market. However, it is essential for Febeliec that the option of direct participation of end consumers in demand side flexibility products is and remains possible, without intervention of intermediaries.

#### As transmission system operator

**Question 10:** Balancing product requirements should allow for both generation and demand to participate, as currently several products have been developed specifically for generation and are only open to generation offers, even though demand side response could also fulfil the requirements (e.g. R1 symmetrical (not allowed for demand even though technically possible), R2 (certain consumers could also offer R2), R3 (bidladder project still not developed, to put all available flexibility at a certain moment in competition).

Moreover, Febeliec underlines that the balancing market is an important market and that balancing products must remain interesting enough as they are in competition with other products such as strategic reserve.

**Question 11:** Febeliec reminds the CREG of its position towards CRMs, of which a Strategic Reserve is one. Only in case the market fails to lead to generation adequacy, capacity mechanisms can be envisaged as a last resort solution. Even then, if a CRM is introduced, it should comply with a number of strict requirements:



- it should aim at solving a specific, well-defined problem
- the need for its introduction has to be well documented (incl. cost impact assessment)
- it should be temporary, cost efficient and have minimum impact on market functioning and integration
- it should be financed by those who created the problem which CRMs aim to solve: causer / payer principle
- load flexibility should be rewarded on an equal basis compared to (additional) generation capacity

This being said, Febeliec still sees several important obstacles that hamper demand side flexibility to participate in a strategic reserve. Currently, emergency generators are not allowed by the Electricity Law to participate in the SDR product, as they do not reduce consumption. However, as they reduce offtake, they provide a pertinent and competitive solution to help solve the adequacy issue in times of activation of a strategic reserve. Secondly, the Electricity Law also provides the Minister to impose conditions on parties participating in the strategic reserve tender, if the CREG estimates the offer as manifest unreasonable. Febeliec sees a clear logic for generation, as they also have an obligation to participate in the tender, but for the demand side, this possibility prevents many potential suppliers of flexibility to participate, as this would result in an imposed curtailment and thus a non-voluntary participation. Moreover, for demand side flexibility, the concept of opportunity costs is very important to determine an activation price, as the cost of the non-produced goods is the relevant benchmark for the determination of the value and price of the demand side flexibility.

Febeliec insists that the primary criterion when contracting a strategic reserve should be the minimization of the cost for the electric system, and is not convinced that the current split of the Strategic Reserve into two different products, SGR and SDR, with predetermined minimum volume levels for both is the best way to achieve this objective.

Febeliec remains convinced that the current efforts being put forward on the strategic reserve do not capture the full potential of demand side flexibility that currently exists in the industry, and this because this available flexibility can either not be offered for a longer period (such as the five month duration of the electric winter), as this would not match with the production processes and cycles of industrial enterprises, or it is not possible to predetermine the available flexibility potential within the timeframes of the strategic reserve tendering procedure, as these volumes need to be determined long before production schedules are known. Febeliec continues to promote the much more flexible Strategic Reserve Bidladder concept it has proposed to Elia, in order to capture the maximum available short term flexibility that exists in the Belgian system at any given moment.

With respect to transparency, Febeliec believes that the ex post transparency on the results and the costs of the SGR and SDR products of the strategic reserve tender could significantly be improved. Moreover, Febeliec also proposes the publication by Elia of a not only list of all active production units but also of their operational status, including the announced closure date for all units for which such information exists. A centralized overview of the latter information is currently lacking.

#### As Distribution Grid Operator

**Question 12:** With respect to demand side flexibility on the DSO grids, the most important and crucial obstacle for the development of such flexibility is the fact that end consumers cannot be their own access holders, and as a result cannot participate directly to the market. This obstacle in effect limits extensively the development of the ample potential of demand side flexibility and forecloses the market for direct participation of the grid users.

Secondly and as already referred to in previous answers, exposure to market signals such as prices is quintessential for participation in the market and thus in demand side flexibility. This requires contracts that are linked to such price signals (e.g. DA, ID or balancing market, Cf. answers to questions 1 to 3), but also requires metering based on at least hourly measured offtake and/or injection. Each individual consumer should thus have the right to request and/or install such meters, and to deliver consumption and/or injection data to the distribution system operator or a central clearing house according to a predefined format.

Moreover, recent documents related to the functioning and organisation of the DSO grids (e.g. the connection contract proposed by Eandis and Infrax), even though beyond the jurisdiction of the CREG, are not always balanced towards the different roles of the market actors. Often they are written from the perspective of grid operators, and introduce obligations or requirements that prevent or severely limit demand side participation. If grid users have to request upfront permission from a third party (in this case the DSO, but this could also be their BRP or supplier) for any adaptation to their offtake or injection characteristics based on external (price) signals, this creates an unacceptable limitation to the functioning of the market. For Febeliec, a grid user should be the owner of his flexibility and he should be able to offer it to the market, without (non-grid related) restrictions.

## II. Possible solutions

### II.1 Legal aspects

**Question 13:** As already mentioned above, Febeliec still sees several important obstacles that hamper demand side flexibility to participate in a strategic reserve. Currently, emergency generators are not allowed by the Electricity Law to participate in the SDR product, as they do not reduce consumption. However, as they reduce offtake, they provide a pertinent and competitive solution to help solve the adequacy issue in times of activation of a strategic reserve. Secondly, the Electricity Law also provides the Minister to impose conditions on parties participating in the strategic reserve tender, if the CREG estimates the offer as manifest unreasonable. Febeliec sees a clear logic for generation, as they also have an obligation to participate in the tender, but for the demand side, this possibility prevents many potential suppliers of flexibility to participate, as this would result in an imposed curtailment and thus a non-voluntary participation.

In general, Febeliec is a strong proponent of the French vision on demand side flexibility, where ownership of the flexibility resides with the end consumer, who can market this flexibility without his BRP being able to oppose this. Furthermore, the tariff methodologies and tariffs should not preclude nor penalize the participation of demand to flexibility (e.g. rebound-effect, peak tariffs ...).

**Question 14:** Febeliec is not in principle a proponent of regulating demand response, but is in favor to do so if this would be the only way to ensure and safeguard the development and participation of demand side flexibility. At European level for instance, industrial consumer associations have tried for many years to introduce more possibilities for demand response in the different grid codes being developed, but every time with an alternative proposal to bring together all measures concerning load flexibility in a specific demand response grid code.

**Question 15:** Net offtake should be the measure used within the framework of demand side flexibility. This would be in line with the above remark on the definition of demand response and the participation of e.g. emergency generators to demand side products, as they would lower the net offtake and help alleviate issues without reducing the gross offtake. This would also be coherent with the tariff methodology for the TSO tariffs.

On closed distribution systems, it is important for underlying clients to be able to participate in demand response that submetering is allowed.

### II.2 Functions

**Questions 16 to 18:** Febeliec believes that the role of a new actor, be it named a BSP, aggregator or FSP, should be defined. This new actor is the actor who delivers the flexibility without intervention of the BRP/supplier; he should be allowed to do so independently from the immediate cause for action. Febeliec underlines however that such new role should not jeopardize the possibility for end consumers to directly offer their flexibility to the market, without any third party intervention.

For Febeliec, such new actors need to be competent, trustworthy and financially stable and act responsibly.

### II.3 Specific products

**Question 19:** Febeliec a priori sees no reason for an FSP to participate in the current forward market. If however specific peakload/off-peak products were traded on this market, this might be an interesting hedging instrument for FSPs.

**Question 20:** Free bids are relevant, especially for demand side flexibility, as such flexibility often requires relatively small upfront investments but need an activation remuneration. Free bids should thus be allowed for both generation and demand. However, participation to free bids should not be limited to FSPs only.

**Question 21:** For Febeliec, the most important issue is the necessity of all flexibility to be offered directly or indirectly to the day-ahead market. This requires in the first place that all effective flexibility available in the system, be it on generation or load side, should be offered to the market through the BRPs' bids, which is currently not always the case. Febeliec does not want to soften the responsibility of BRPs nor to minimize requirements for market participants to be active on the spot market, but spot prices should correctly reflect the hour-by-hour matching of supply and demand.

Furthermore, Febeliec would like to insist on the need to introduce peak/off-peak products in the forward market, as an early indicator of the value of flexibility in the market, as is already the case in many other European countries.

For Balancing, as already mentioned in previous answers, Febeliec would like to point out:

- The need to allow demand side flexibility to participate in all balancing products;
- The need to develop as soon as possible a bidladder for tertiary reserves.

For Strategic reserves, Febeliec already pointed out the potential of an SRB (Strategic Reserve Bidladder) for bringing a maximum volume of load flexibility to this product.



**Question 22:** For Febeliec, minimizing the total cost of the electricity system is the major goal. Therefore, demand side flexibility should not be treated differently from flexible generation in the day-ahead, intraday and balancing markets, and should be put into competition.

For the Strategic Reserve, which is a regulated product outside of the market, a separate treatment is advisable, as generation with rather high investments costs and low activation costs is not easily put into correct and fair competition with demand flexibility with rather low investment costs but high activation costs (linked to the opportunity costs of the foregone production). Therefore, both products can have a specific role to play in a balanced strategic reserve, e.g. demand response for (very) short activations, and generation units, with a significant start/stop cost, for longer activations.

## II.4 Transfer of Energy

### II.4.1 Owner of the energy

**Question 23:** Febeliec reiterates its position on the ownership of the flexibility. The end consumer is owner of the flexibility, independent of the ownership of the energy. He should have the absolute right to not consume this energy and transfer it to another actor.

### II.4.2 Correction of the BRP's imbalance

**Question 24:** A BRP should not be penalized by an imbalance due to an activation of demand side flexibility. A link should exist between the consumers and the flexibility service provider to remunerate for the transfer of energy. The neutralisation of the impact for the BRP could be done either by the correction of the metering data, or by a specific contract between the end consumer and the flexibility service provider. Febeliec does not have a specific preference of either of these solutions, but insist on the need that the BRP/supplier cannot block the demand response participation of the end consumer.

**Question 25:** The market models are completely different between the transmission and distribution grid (e.g. within the market model of the VREG, the end consumer is not even mentioned). A lot of work is thus still to be done, but in principle, there should not be a different treatment of activations of demand side flexibility within transmission and distribution grids.

**Question 26:** This is self-evident as in the case of end users without AMR or smart meters, it is not possible to determine the impact of the activation and so correction of the perimeter would prove difficult.

**Question 27:** The volume will not be the same because it has to take into account the impact of grid losses, which should be compensated for.

### II.4.3 Financial compensation

**Question 28:** See the reply to question 24.

**Question 29:** For Febeliec, the baseline should be based either on the measures of the time periods previous to the activation (e.g. 4 previous quarter hours) or based on the nomination. The measurements should be conducted by a neutral party (e.g. the grid operator). In principle, every actor should have the possibility to have access to quarter hourly or at least hourly measured data; this is the major key for entering the market and thus for developing demand side response. For closed distribution systems it is important that the administrative and financial burden is limited to a strict minimum. The management of the data should also be conducted by a neutral party (e.g. the grid operator), where it is important to prevent monopolistic misuse.

**Question 30:** The financial compensation should in essence be based on the original supply contract, in order not to introduce losses for the BRP because of the activation. The financial compensation therefore must be calculated as the product of the volume not delivered times the price of the original supply contract, as if it were supplied.

**Question 31:** By the end consumer to his supplier, as no contractual direct link between BRP and FSP is required.

**Question 32:** No, the compensation should be based on the contract with the BRP/supplier whose perimeter is impacted. Involvement of the data clearing house will in all cases be required for transferring the metering data for the compensation.

## II.5 Information of the market actors

In principle, all data and information should be treated as confidential, unless otherwise required.

**Question 33:** The end consumer should have access to his metering data, within the required timeframes, to compare these to his baseline.

**Question 34:** The FSP needs confirmation of the activated volumes by his client, either through access to the metering data or a confirmation by the data clearing house.

**Question 35:** None other than currently already the case.

**Question 36:** None other than currently already the case.

**Question 37:** If any, he needs to know the activated volumes to correct the nominations accordingly; he needs to play the intermediate for the transfer of the activation data and the EAN-codes of all concerned parties.

**Question 38:** If any, he needs to know the activated volumes to correct the flow expectations accordingly. If he plays the role of the data clearing house, he needs to play the intermediate for the transfer of the activation data and the EAN-codes of all concerned parties.

**Question 39:** Febeliec reiterates its position that in principle, all data and information should be treated as confidential, unless otherwise required, because of privacy reasons and commercial sensitivity.

**Question 40:** In order to assure market parties confidence in the markets, the target should be to make sure that all flexibility available in the system is translated in the bidding curves. It would be indicated to publish this data as much as possible on an aggregated level, and this for each market and /or product.

**Question 41:** In order to avoid privacy and/or confidentiality issues, it is advisable that individual data is communicated only to parties which need this information and are covered by confidentiality clauses.

**Question 42:** -

## II.6 Measures and countings

**Question 43:** Allowing for submetering is important from the viewpoint of industrial consumers, as they often have internal meters for their own processes or for metering injection/consumption of underlying clients in closed distribution systems. For Febeliec, submetering should thus be allowed and parties should be allowed to install their own meters, based on clearly defined norms and/or prequalified types and models. Febeliec insists on a pragmatic approach for existing situations (e.g. on closed distribution systems), in order to avoid important cost increases for the concerned companies without proportional improvements in metering quality.

**Question 44:** In general, if the submeters comply with clearly defined norms and/or are prequalified types and models, their data should be considered valid and treated as such by the data clearing house. On closed distribution systems, it is often virtually impossible to allocate correctly the activated flexibility solely on the basis of the head meters.

**Question 45:** On a closed distribution system, this should be entrusted to the closed distribution grid operator. In any other case, it should be entrusted to the distribution or transmission system operator, and/or the data clearing house.

**Question 46:** See answer to question 45

## II.7 Rebound effect

**Question 47:** The rebound effect has important implications for demand side flexibility. End consumers who lower their demand at a certain moment in time, might want or need to catch up on the lost consumption and related production at a later moment. Grid tariffs should not penalize the participation to demand side flexibility and the corresponding rebound effect. The market model should take this into account and compensate for this impact.

**Question 48:** See answer of question 47

## III. Other suggestions

**Question 49:** -

**Question 50:** -

### **Michaël Van Bossuyt**

*Federation of Belgian Industrial Energy Consumers*

Diamant Building

Bld A. Reyers, 80

B-1030 BRUSSELS

☎ +32 473 88 55 83

[mvanbossuyt@febeliec.be](mailto:mvanbossuyt@febeliec.be)

[www.febeliec.be](http://www.febeliec.be)

*Febeliec represents the industrial consumers of electricity and natural gas in Belgium.*



**30 september 2015**

**Bijdrage van Elia System Operator op de openbare raadpleging over de middelen die moeten toegepast worden om de toegang tot het vraagbeheer (*demand side flexibility*) in België te faciliteren.**

Elia System Operator ("Elia") wenst constructief bij te dragen tot het initiatief van de CREG inzake deze raadpleging. De openbare raadpleging betreft een omvangrijk aantal vragen die betrekking hebben op verschillende onderwerpen en marktpartijen. Elia heeft in dit antwoord geopteerd om een zo ruim mogelijk aantal vragen (maar niet alle) te beantwoorden, vanuit het perspectief van de transmissienetbeheerder.

De integrale bijdrage dient niet als vertrouwelijk beschouwd te worden.

Vanzelfsprekend staat Elia ter beschikking van de CREG voor enige verdere toelichting.

## I. Tegengekomen obstakels

### 10) VOOR ELK VAN DE ONDERSTEUNENDE DIENSTEN, WELKE OBSTAKELS KOMT U TEGEN BIJ DE ONTWIKKELING VAN DE DEELNAME VAN HET VRAAGBEHEER?

Aangezien de verkoop van elektriciteit niet de kernactiviteit is van de consumenten, moeten zij de afweging maken om hun flexibiliteit te commercialiseren zonder hun industriële activiteiten al te veel in de war te sturen. Zo zal een industriële site er geen probleem mee hebben om het verbruik te verminderen, zolang dit geen negatieve impact heeft de productiequota die ze verondersteld wordt te halen. Daarenboven kan een individuele site moeilijk voorspellingen maken op langere termijn over de beschikbaarheid van haar flexibiliteit.

Deze randvoorwaarden vertalen zich in de praktijk in volgende beperkingen voor de activatie van flexibiliteit:

- Maximale duurtijd van de activiteiten
- Maximum aantal activiteiten of het aantal opeenvolgende activiteiten binnen eenzelfde periode
- Minimumtijd tussen twee activiteiten
- Beschikbaarheidsgarantie van de flexibiliteit

Elia heeft sinds 2013 verschillende producten in de markt gezet rekening houdende met de bovenvermelde beperkingen van de aanbieders aan de vraagzijde. Door intensief overleg met de marktpartijen, en innovatief inspelen op deze beperkingen van de aanbieders aan de vraagzijde en tegelijkertijd rekening te houden met de bepalingen vanuit de Europese reglementering inzake de ondersteunende diensten (ENTSO-e Policy1) is Elia erin geslaagd om de deelname van de vraag aan de levering van ondersteunende diensten stelselmatig uit te breiden. Hierbij verwijzen we naar de rapportering t.a.v. de federale regering over de vooruitgang van de verdere ontwikkeling van de interconnectiecapaciteit en het vraagbeheer sinds 2013.

Een grotere participatie van de vraag stuit vandaag op een principiële tegenstelling tussen marktpartijen m.b.t. de confidentialiteit van de toegangspunten waarop het vraagbeheer wordt gerealiseerd. Enerzijds pleiten aggregatoren voor een strikte bewaking van de confidentialiteit gezien deze commercieel gevoelige waarde betreft en anderzijds pleiten de BRPs voor de nodige informatie op het niveau van het toegangspunt om hun wettelijke (balancing) verplichtingen zo goed mogelijk na te komen. Voor Elia is het essentieel dat de rol van de BRP, in een reactieve balancing context, gehandhaafd blijft en dat deze over de nodige informatie beschikt om zijn rol in de balanshandhaving zo efficiënt mogelijk te kunnen spelen. Dit impliceert niet alleen een tijdige notificatie in geval van een activatie maar ook een accurate informatie voor het correct voorspellen van de vraag. Elke degradatie van de voorspellingen door de BRP impliceert immers een rechtstreekse impact op het residuele onevenwicht dat Elia dient te beheren. Bijgevolg dient elk vooropgesteld model een kosten-baten-afweging te maken tussen enerzijds het behoud van de commerciële confidentialiteit en anderzijds het risico op een verminderde transparantie in het functioneren van de markt met als resultaat een daling van de kwaliteit van de balanshandhaving en dus een mogelijke stijging van de nood aan reserves.

Een tweede aandachtspunt is de bepaling van de referentiecurve die gebruikt wordt bij de bepaling van de geactiveerde energie. Daar pleit Elia voor een consensus in de markt om gezamenlijk naar een kostenefficiënte oplossing te zoeken. Een unieke en perfecte referentiecurve bestaat niet en dus dienen marktpartijen te aanvaarden dat deze referentiecurve een benadering is en bijgevolg de

geactiveerde energie steeds een best mogelijke inschatting is. Om de participatie van vraagbeheer te faciliteren en een verdere uitbreiding van de producten mogelijk te maken, bijv. op het distributienet waar geen nominaties door de BRP aanwezig zijn, is deze bereidheid tot consensus belangrijk.

**11) WELKE OBSTAKELS ZIJN ER VOLGENS U MOMENTEEL VOOR EEN VERHOOGDE DEELNAME VAN HET VRAAGBEHEER AAN DE STRATEGISCHE RESERVE?**

De obstakels waar het vraagbeheer tegen aankijkt in het kader van strategische reserves zijn dezelfde als voor de ondersteunende diensten, namelijk een beperking van de activiteiten omwille van technische en commerciële randvoorwaarden.

Net zoals voor de ondersteunende diensten, moet ook hier een evenwicht worden gevonden tussen duidelijk omschreven specificaties die rekening houden met de vermelde beperkingen, de noden van het elektrische systeem, evenals het aantal varianten van de verschillende producten (bijvoorbeeld drop to/by, SDR 4/12, submetering, CDS,...), terwijl er moet worden gestreefd naar een zekere harmonisatie en een beperkte complexiteit.

Het wettelijke kader betreffende de strategische reserves bevordert de deelname van de vraag door te voorzien in een directe en volledige concurrentie tussen vraagbeheer en productie, ondanks een duidelijke asymmetrie tussen deze twee segmenten: de eerste soort biedt op vrijwillige basis zijn flexibilitiediensten aan, met de nodige beperkingen en nog steeds deelnemend aan de markt, terwijl de tweede soort verplicht is een offerte in te dienen, buiten de markt te blijven en bovendien volledig ter beschikking te zijn. Een dergelijke discrepantie bestaat ook in de kosten die de verschillende aanbieders van SDR of SGR dienen te dekken, wat aanleiding geeft tot heel uiteenlopende offertes.

Elia heeft selectie- en toekenningsregels opgesteld voor de aanbesteding van de strategische reserves met als doel het respecteren van deze concurrentie en rekening houdend met de verschillen. Daarentegen stelt Elia vast dat het bijzonder moeilijk is om criteria op te stellen die beide diensten met elkaar kunnen vergelijken, waardoor de selectiecriteria complex zijn en onderhevig aan kritiek. Elia betwijfelt de effectiviteit van de rechtstreekse concurrentie tussen beide types strategische reserves, in tegenstelling tot een op voorhand vastgelegde verdeling van de volumes tussen SDR en SGR.

Tot slot wil Elia nog opmerken dat het mogelijks opleggen van een prijs, zoals voorzien in het KB, voor sommige netgebruikers een toetredingsdrempel is, waardoor een deel van het potentieel verloren gaat.



## II. Mogelijke oplossingen

### II.1 Wettelijke aspecten

**13) VINDT U DAT DE REGELGEVING (ELEKTRICITEITSWET; TECHNISCH REGLEMENT;...) - IN HET BIJZONDER DE FEDERALE REGELGEVING - ZOU MOETEN WORDEN AANGEPAST OM HET VRAAGBEHEER TE BEVORDEREN? WELKE ESSENTIËLE PUNTEN Zouden MOETEN WORDEN AANGEPAST?**

In de discussies met de verschillende stakeholders komt telkens de rol van een Flexibility Service Provider (FSP) naar voor. Indien deze FSP effectief een rol in de markt wordt toebedeeld, moet ze minstens nauwkeurig omschreven worden: wat wordt begrepen onder de flexibiliteit en welke zijn de verantwoordelijkheden van de FSP tegenover de andere marktpartijen, in het bijzonder tegenover de netbeheerder, leverancier en BRP. Bijv. in welke mate onderscheidt een FSP zich van een leverancier die dynamische prijssignalen hanteert in zijn leverancierscontract? De huidige marktprocessen volstaan indien de FSP en de BRP in wiens portefeuille er flexibiliteit wordt geactiveerd dezelfde partij zijn of indien er een bilateraal akkoord bestaat tussen beide. Voor de marktwerking dient de rol van FSP bijgevolg enkel gedefinieerd te worden indien FSP en BRP verschillende, onafhankelijke partijen kunnen zijn.

Daarnaast stelt zich de vraag over welke gegevens de verschillende marktpartijen dienen te beschikken in verband met de activatie van flexibiliteit en welke mate van confidentialiteit daarbij gerespecteerd moet worden.

De Europese (cf. Network Code on Balancing), federale en regionale regelgeving dienen op elkaar afgestemd te zijn aangezien flexibiliteit mogelijks een impact heeft op de verschillende elektriciteitsmarkten en bevoegdheidsniveaus. Hiertoe zal overleg met de stakeholders onontbeerlijk zijn.

**14) BENT U VOOR EEN WETGEVING/REGELGEVING DIE VRAAGBEHEER EN DE MANIER WAAROP DE FLEXIBILITEIT M.B.T. DE AFNAMES WORDT GEVALORISEERD, PRECIES OMKADERT, NAAR HET VOORBEELD VAN HETGEEN IN ANDERE LANDEN BESTAAT?**

Een wetgevend kader dat de verschillende rollen in de markt vastlegt zou moeten volstaan. Het definiëren van flexibiliteit en de manier waarop deze verrekend wordt, kan beter worden overgelaten aan de marktpartijen (met inbegrip van goedkeuring door de regulator) gezien de grote diversiteit in de verschillende bronnen van flexibiliteit en gezien de grote en kort opeenvolgende evoluties in de ontwikkeling ervan. Het overleg tussen de marktpartijen dat vandaag al aan de gang is, verdient het om alle kansen te krijgen aangezien dit de manier is om te komen tot een algemeen gedragen model. Een al te strak regelgevend kader riskeert de flexibiliteit dermate te omlijnen dat een deel van het potentieel verloren gaat. In die zin zou het wetgevend kader op zich een obstakel kunnen vormen terwijl ze net als doel heeft om zoveel mogelijk obstakels weg te werken. Bovendien dient op korte termijn rekening gehouden te worden met de bepalingen uit de Network Code on Balancing.

Wat de flexibiliteit in het kader van balancing betreft volstaat de huidige werkwijze waarbij de wet de grote lijnen vastlegt, terwijl de reservediensten worden ontwikkeld in overleg met de marktpartijen en vastgelegd in door de CREG goedgekeurde regels (bijv. werkingsregels voor de kwartieronevenwichten).

**15) WANNEER MOET EEN ONDERSCHIED GEMAAKT WORDEN TUSSEN DE BRUTOAFNAME (UITSLUITEND DE CONSUMPTIE) EN DE NETTOAFNAME (SAMENVOEGING VAN DE INJECTIES EN DE CONSUMPTIE OP EENZELFDE SITE)?**

Voor het beheer van de veiligheid en betrouwbaarheid van het net kan het interessant zijn een opsplitsing te maken tussen de bruto en de netto afname. Meer informatie over de bruto afname laat de netbeheerder namelijk toe om in te schatten welke afname mogelijks door zijn net beleverd moet worden, wat van belang kan zijn voor de dimensionering en de exploitatie. Op gebied van flexibiliteit stelt zich eerder de noodzaak om het volume aan beschikbare en/of geleverde flexibiliteit nauwkeurig vast te stellen. Hiervoor kan een beroep gedaan worden op submetering. (cf vraag 43). Submetering met betrekking tot flexibiliteit zal dus eerder dienen voor een meer nauwkeurige opname van de flexibiliteit dan wel voor een registratie van de totale bruto afname.

## II.2 Functies

**16) WAT DE FLEXIBILITEIT VAN DE VRAAG BETREFT, WELKE NIEUWE FUNCTIES Zouden MOETEN WORDEN GEDEFINIËRD IN HET MARKTMODEL (BSP, AGGREGATOR, FSP, ANDERE,...)?**

De bestaande rollen van netgebruiker, netbeheerder, leverancier en BRP zijn duidelijk gedefinieerd. De Network Code Balancing voorziet in de introductie van de rol van Balancing Service Provider (BSP) als aanbieder van diensten aan de TNB.

De notie van aggregator beschrijft eerder een manier waarop flexibiliteit gerealiseerd wordt: door het aggregeren van verschillende netgebruikers die samen als een geheel hun flexibiliteit aanbieden. Het aanbieden van flexibiliteit kan echter ook door individuele netgebruikers gebeuren, zonder aggregatie.

De rol van FSP is van toepassing op de dienstverlener van flexibiliteit, m.a.w. de partij die flexibiliteit aanbiedt aan een derde partij en deze rol kan zowel vervuld worden door de netgebruiker zelf, zijn leverancier, een onafhankelijke partij of de BRP. De FSP is te beschouwen als een antagonist van de leverancier: waar de leverancier zorgt voor de belevering van zijn netgebruikers met elektriciteit, zorgt de FSP voor de vermarkting van de flexibiliteit van zijn netgebruikers. In de eerste situatie is de netgebruiker de klant van de leverancier; in de tweede situatie is de netgebruiker dienstverlener aan de FSP die op zijn beurt de geaggregeerde flexibiliteit vermarkt aan derde partijen.

**17) IS HET NUTTIG OF NOODZAKELIJK OM EEN SPECIFIEKE FUNCTIE VAN AGGREGATOR TE DEFINIËREN ALS DE FUNCTIE VAN FSP IS GEDEFINIËRD? INDIEN JA, WAT ZOU DE TOEGEVOEGDE WAARDE DAARVAN ZIJN?**

Zie vraag 16: de term aggregator zegt iets over de manier waarop een flexibiliteit wordt aangeboden, maar niet over de rol die de desbetreffende partij speelt op de markt. Een BRP is in zekere zin ook een aggregator, net zoals een BSP een aggregator kan zijn. Het is bijgevolg niet nodig om de term aggregator als specifieke rol te voorzien.

**18) AAN WELKE SPECIFIEKE VOORWAARDEN ZOU EEN FSP MOETEN VOLDOEN OM EEN BOD VOOR DE DEELNAME VAN DE VRAAG TE DOEN? WELKE VERANTWOORDELIJKHEDEN, VOLGENS HET SOORT GEBRUIK, ZOU DIE OP ZICH MOETEN NEMEN?**

De verantwoordelijkheden van de FSP zouden niet mogen afhangen van het soort gebruik voor de flexibiliteit. Indien de FSP flexibiliteit levert aan een derde partij (BRP, BSP of netbeheerder), dan is hij verantwoordelijk voor de kwaliteit en de correcte levering van zijn flexibiliteitsdienst, zoals afgesproken met de afnemer ervan.

Anderzijds dient de FSP de voorschriften van de netbeheerder te volgen (indien van toepassing) om te vermijden dat de activatie van flexibiliteit de veiligheid of betrouwbaarheid van het net in het gedrang brengt.

Daarenboven dient erover gewaakt te worden dat de FSP met de activatie van zijn flexibiliteit geen schade berokkent aan een andere marktpartij, bijvoorbeeld de BRP van de netgebruiker wiens flexibiliteit hij activeert. De beste manier om dit te waarborgen is een transfer van de evenwichtsverantwoordelijkheid voor het geactiveerde volume van deze BRP naar de FSP. Door deze transfer ondervindt de BRP geen effect van de geactiveerde flexibiliteit en is de BRP ook niet geneigd om corrigerende maatregelen te nemen die de activatie van de flexibiliteit binnen zijn portefeuille, maar ook op macroniveau zouden tenietdoen. Dit veronderstelt dat de FSP zelf ook BRP is of op zijn minst een contract heeft met een andere BRP, de zgn. geassocieerde BRP, zoals voor BSP's ook al is opgenomen in de aanbeveling van ACER mbt de Network Code on Balancing.

Het statuut van BRP (of het contract met de geassocieerde BRP) in combinatie met de transfer van de evenwichtsverantwoordelijkheid over de geactiveerde flexibiliteit vermijdt dat de FSP een contract hoeft aan te gaan met de BRP van de netgebruiker waarvan hij de flexibiliteit vermarkt. Dit strookt bovendien met de hierboven vermelde analogie tussen leverancier en FSP: beide dienen voor hun netgebruikers een BRP aan te duiden die de verantwoordelijkheid voor het evenwicht overneemt.

Indien de FSP actief wil zijn op de Day Ahead (DA) of Intraday (ID) markt, dan komt het erop neer dat hij transacties uitvoert met een overdracht van energie van de ene BRP (in wiens portefeuille de flexibiliteit geactiveerd wordt door de FSP) naar de BRP (die de energie koopt) voor een bepaalde periode. De verhandeling van flexibiliteit moet hier worden gezien als een inherent onderdeel van de handel in het product elektriciteit tussen BRP's en niet als een aparte markt van de dienst flexibiliteit. Dit soort transacties dienen toegekend te worden aan de evenwichtspereimeters van de betrokken BRPs en dus genomineerd te worden op de hub van Elia. Door het verwerven van het statuut van BRP of via het afsluiten van een contract met een BRP kan de FSP zijn transacties nomineren op de hub of via Belpex en dus onbeperkt deelnemen.



## II.3 Specifieke producten

**19) IS DE DEELNAME VAN DE FSP'S AAN DE TERMIJNMARKT (ENDEX) RELEVANT? INDIEN JA, IN WELKE GEVALLEN? INDIEN NEEN, WAAROM NIET?**

Het is essentieel dat vraagbeheer de weg vindt naar de reguliere groothandelsmarkten zoals de DA en de ID markt (cf. het vorige antwoord). Deelname van flexibiliteit aan de termijnmarkt is minder vanzelfsprekend aangezien deze heel ver van de real time gebeurt, wat het preferentiële domein van flexibiliteit is. De termijnmarkt is een markt waarop uitsluitend energie wordt verhandeld als een future tussen BRP's en die weinig tot niets met flexibiliteit heeft te maken.

**20) IS DE DEELNAME VAN DE FSP'S AAN DE VRIJE BIEDINGEN MFRR (ZONDER BETALING VAN EEN VASTE RESERVERINGSTERMIJN) RELEVANT?**

De deelname van vraagbeheer in deze markt is uiterst relevant. De draft Network Code on Balancing heeft daartoe de rol van Balancing Service Provider gecreëerd om balancing diensten (zowel capaciteit als energie) aan te bieden. De hogervermelde ACER-aanbeveling op de Network Code on Balancing voorziet tevens dat de BSP een contract dient op te stellen met een BRP die onafhankelijk is van de BRP van de leverancier op het betrokken toegangspunt. M.a.w., de BSP is verplicht zich contractueel te verbinden aan een BRP, zodat de geactiveerde volumes (en de verschillen tussen de gevraagde en geactiveerde energie) eenduidig kunnen toegewezen worden (gealloceerd) aan deze geassocieerde BRP.

**22) VINDT U DAT DE FLEXIBILITEIT VAN DE VRAAG ANDERS MOET BEHANDELD WORDEN DAN DE FLEXIBILITEIT VAN DE PRODUCTIE-EENHEDEN (MET BETREKKING TOT SPECIFIEKE PRODUCTEN)?**

**A. WAAROM?**

De mogelijkheid tot aggregatie van flexibiliteit afkomstig van vraagbeheer en productiemiddelen in éénzelfde vrije bieding (zgn. portfolio based biedingen), zoals voorzien in de draft Network Code on Balancing, impliceert dat een verschillende behandeling niet wenselijk is. Bovendien is een verregaande harmonisatie nodig in de vorm van zgn. standaardproducten, in een streven naar een grensoverschrijdende samenwerking. Elke specifieke behandeling van flexibiliteit van de vraag leidt immers tot een fragmentatie van het aanbod en bemoeilijkt een zgn. level playing field.

Anders is het gesteld voor bepaalde reservediensten die Elia contracteert. Hier kan het wel verantwoord zijn om een afwijkende behandeling toe te passen voor vraagbeheer, namelijk voor redenen van operationele netveiligheid of indien sommige bronnen van vraagbeheer niet kunnen voldoen aan de specificaties van de standaard reservediensten van Elia. Dit onderscheid kan uiteraard alleen worden toegepast op voorwaarde dat deze niet leidt tot een verstoring van de marktwerking.

**B. INDIEN JA, VOLGENS WELKE KENMERKEN ZOU ER EEN ONDERSCHIED MOETEN GEMAAKT WORDEN TUSSEN DEZE SPECIFIEKE PRODUCTEN?**

De belangrijkste kenmerken die vraagbeheer kenmerken zijn de reactietijd, activatieduur, tijd tussen opeenvolgende activaties en de beschikbaarheid. Indien een significant volume van vraagbeheer beperkt wordt door één of een combinatie van deze kenmerken, en aldus geen toegang heeft tot de standaard reservediensten van Elia, kan op deze basis een onderscheid gemaakt worden.

## II.4 Overdracht van energie

### II.4.1 Eigenaar van de energie

#### **23) WELK STATUUT ZOU ENERGIE DIE IN HET KADER VAN DE FLEXIBILITEIT WERD GEACTIVEERD MOETEN HEBBEN? WIE IS ER EIGENAAR VAN EN OP WELK MOMENT?**

Elektriciteit wordt op verschillende markten verhandeld, waarbij het er finaal op neerkomt dat de elektriciteit door tussenkomst van één of meerdere BRP's en leveranciers van de producent naar de verbruiker stroomt. De verschillende transacties op de termijn-, DA- en ID-markt zijn te beschouwen als futures tussen marktpartijen over een bepaalde hoeveelheid energie op een bepaald ogenblik tegen een bepaalde prijs. Als product bestaat elektriciteit slechts een fractie van een seconde, waarbij de eigendom ervan overgaat volgens de afgesloten transacties. Voor alle transacties die niet (volledig) worden uitgevoerd zoals overeengekomen tussen marktpartijen, komt de TSO tussen: de teveel geproduceerde energie wordt via het evenwichtssysteem automatisch en ogenblikkelijk eigendom van de TSO. De TSO stelt deze energie (tegen de onbalansprijs) ter beschikking van de BRP's die op datzelfde ogenblik te weinig productie hebben. De TSO staat er bovendien voor in dat elk residueel overschot of tekort ogenblikkelijk wordt gecompenseerd. De elektriciteit die wordt geconsumeerd wordt de facto eigendom van de eindverbruiker. Dit betekent dat de eigendom van elektriciteit hetzij rechtstreeks via de betrokken BRP's, hetzij via de TSO overgaat van de producent naar de eindgebruiker.

In tegenstelling tot het product elektriciteit is de flexibiliteit te beschouwen als een dienst die door de netgebruiker via een FSP aan marktpartijen wordt aangeboden. De activatie van flexibiliteit in het kader van evenwichtsbeheer (dus op vraag van een BRP voor het beheer van zijn portefeuille of van de TNB voor het beheer van het residuele onevenwicht in de regelzone) is slechts effectief indien de BRP van de geactiveerde netgebruiker zijn dienst verder levert alsof de activatie niet heeft plaatsgevonden. De BRP zal dit alleen doen indien hij voor deze dienst gevrijwaard wordt van het daaruitvloeiende onevenwicht en/of een correcte vergoeding ontvangt (en tijdig genotifieerd wordt). Dit kan op verschillende manieren worden gerealiseerd: naast een correctie in de perimeter van de BRP, gekoppeld aan een correcte vergoeding, zijn ook andere formules mogelijk. De activiteiten van R3DP hebben bijvoorbeeld als doel om de balancingmarkt gedeeltelijk te ontlasten. Hierbij wordt de perimeter van de BRP niet gecorrigeerd en wordt deze vergoed via het mechanisme van de onevenwichtsprijs. De werkingsregels voor de kwartieronevenwichten garanderen immers een voldoende hoge (onbalans)vergoeding voor de dienst die door de betrokken BRP wordt geleverd.

### II.4.2 Correctie van het onevenwicht van de BRP

#### **24) MOET HET EVENWICHT VAN DE BRP WORDEN GECORRIGEERD?**

Het is essentieel dat de BRP van het toegangspunt waarop het vraagbeheer gerealiseerd wordt vergoed wordt aangezien hij verondersteld wordt zijn dienst verder te leveren. Een correctie van de perimeter vrijwaart de BRP van het onevenwicht dat voortvloeit uit de activatie van de flexibiliteit in zijn perimeter door een derde partij. De correctie van de perimeter volstaat echter nog niet als vergoeding voor de geleverde dienst. Een correcte vergoeding vraagt nog een bijkomende financiële compensatie (cf. vraag 28).

Het niet-corrigeren van de BRP-perimeter (bijv. R3DP en SDR) impliceert een vergoeding via de onbalansstarieven. Enkel een geschikt design, afgestemd met de marktpartijen en goedgekeurd door

de CREG, kan ervoor zorgen dat deze vergoeding voldoende hoog is, waardoor deze manier van vergoeden slechts voor een beperkt aantal reservediensten mogelijk is.

**25) HANGT HET ANTWOORD OP DE VORIGE VRAAG AF VAN HET SPANNINGSNIVEAU WAAROP DE EINDVERBRUIKER WAARVAN DE FLEXIBILITEIT WERD GEACTIVEERD, IS AANGESLOTEN? DE BESCHOUWDE GEVALLEN ZIJN EEN AANSLUITING OP HET ELIA-NET, HET MS-NET VAN EEN DNB(VANAF 1 KV) EN HET LS-NET VAN EEN DNB (MINDER DAN 1 KV). GRAAG VERKLARING VAN UW ANTWOORD.**

Vandaag bestaan al verschillen tussen de behandeling van een activatie van flexibiliteit in functie van het spanningsniveau van de aansluiting. Deze komen vnl. voort uit de keuze van voldoende nauwkeurige referentiecurve waarmee de geactiveerde flexibiliteit berekend wordt. Op transmissieniveau beschikken de partijen hiervoor over de nominaties als eventuele referentie, maar op distributienetniveau bestaan die niet en moet een alternatieve berekeningswijze gezocht worden. Zoals eerder vermeld is het belangrijk om een marktconsensus te bereiken over dergelijke referentiecurves als basis voor controle en financiële verrekening. In afwezigheid van deze marktconsensus is het aanvaardbaar dat er verschillen zijn in de berekening en verrekening van de geactiveerde flexibiliteit zolang elke partij correct vergoed wordt voor de geleverde dienst.

**26) HANGT HET ANTWOORD OP DE VORIGE VRAAG AF VAN DE MANIER WAAROP DE ENERGIE VAN DE EINDVERBRUIKER WIENS FLEXIBILITEIT WERD GEACTIVEERD WORDT GEMETEN (AMR OF GELIJKAARDIG, JAARLIJKSE TELLING)? GRAAG VERKLARING VAN UW ANTWOORD.**

Het is essentieel dat de activatie van de flexibiliteit verifieerbaar is. Dit impliceert dat de granulariteit van de periode van de gemeten reactie of geactiveerde energie dient overeen te stemmen met de granulariteit van de settlement periode. Diensten op de balancingmarkt vragen bijgevolg om een meting op kwartierbasis.

**27) MOET HET GEBRUIKTE VOLUME VOOR DE EVENTUELE CORRECTIE VAN HET ONEVENWICHT VAN DE BRP HETZELFDE ZIJN ALS HET VOLUME GEBRUIKT OM DE EVENTUELE FINANCIËLE COMPENSATIE TE BEREKENEN? INDIEN NEEN, HOE MOET DIT BEPAALD WORDEN?**

Indien flexibiliteit geactiveerd wordt door de BSP (als vrije biding in de balancingmarkt) of door een BRP (in de DA- / ID-markt – cf. vraag 18) die niet de BRP is van het betrokken toegangspunt, dan dient het volume, gebruikt voor de correctie van de perimeter, identiek te zijn aan het volume, gebruikt voor de berekening van de financiële compensatie van de BRP.

De activatie van flexibiliteit bij een netgebruiker in de portefeuille van een BRP door een andere partij kan enkel correct gecorrigeerd worden door middel van de werkelijk geactiveerde flexibiliteit. Aan de vragende partij (zijnde de kopende BRP op de DA- / ID-markt, dan wel Elia op de balancingmarkt) wordt het gevraagde volume toebedeeld. In het geval van een transactie op de DA- / ID-markt dient het verhandelde volume genomineerd te worden tussen de vragende BRP en de BRP van de aanbiedende FSP (de zgn. geassocieerde BRP) op de hub van Elia (cf. vraag 18) Het verschil tussen het gevraagde volume en het werkelijk geactiveerde volume komt dan ten laste van de FSP, namelijk in de perimeter van de geassocieerde BRP.

### II.4.3 Financiële compensatie

#### 28) MOET DEZE ACTIVERING LEIDEN TOT FINANCIËLE COMPENSATIE TUSSEN DE FSP EN DE BRP?

Het is belangrijk dat de partijen die niet rechtstreeks betrokken zijn in dergelijke transactie, zoals de derde BRP (bij wie de flexibiliteit geactiveerd wordt), correct vergoed worden. Zoals eerder gesteld vrijwaart de correctie van de perimeter de BRP enkel voor het onevenwicht dat volgt uit een activatie van flexibiliteit bij zijn netgebruikers door een derde partij. Dit volstaat niet als vergoeding voor de geleverde dienst van de BRP, i.e. het verder verzorgen van het evenwicht binnen zijn portefeuille. Bijgevolg dient een correcte vergoeding te worden voorzien van de FSP naar de BRP. Indien de perimeter van de BRP gecorrigeerd wordt, is er geen impact voor de BRP en wordt deze vergoed via de normale marktprocessen,

#### 30) WAT DE BEPALING VAN DE EENHEIDSPRIJS (EUR/MWH) VAN DE FINANCIËLE COMPENSATIE BETREFT:

##### A. VOLGENS WELKE METHODE(S) MOET DEZE EENHEIDSPRIJS WORDEN BEPAALD?

De vergoeding tussen FSP en BRP dient transparant en correct te zijn. De prijs tegen dewelke de geactiveerde flexibiliteit verrekend wordt, dient bovendien marktgebaseerd te zijn om de sourcingkosten van de BRP te reflecteren.

#### 32) DEZE VRAAG VERWIJST NAAR HET GEVAL WAARIN DE BETREFFENDE BRP NIET DE ENERGIELEVERANCIER IS VAN DE EINDVERBRUIKER DIE ZIJN FLEXIBILITEIT VERKOOPT.

##### A. STELT ZICH IN DIT GEVAL EEN SPECIEF PROBLEEM VOOR DE FINANCIËLE COMPENSATIE? WAAROM?

Neen, aangezien het volumerisico bij de BRP ligt: de leverancier vergoedt de BRP enkel voor de verbruikte energie.

## II.5 Informatie van de marktspelers

#### 37) OVER WELKE SPECIEFIEKE INFORMATIE ZOU DE TNB MOETEN BESCHIKKEN?

De TNB dient over alle informatie te beschikken die technisch noodzakelijk is voor het uitvoeren van zijn rol in het kader van de marktprocessen. Het gaat om de allocatie van de energievolumes voor de berekening van het onevenwicht van elke BRP, waarvoor ook de resultaten van de allocatie van elke DNB nodig zijn.

Daarnaast dient de TNB ook te beschikken over alle nodige gegevens voor het verrekenen van de ondersteunende diensten en de strategische reserves. Dit zijn de controles op de gereserveerde en geactiveerde volumes. Als enige koper van deze diensten dient de TNB daarnaast ook de correctheid van de gebruikte gegevens te kunnen verifiëren, bijvoorbeeld indien een deel van de berekeningen wordt uitbesteed aan andere netbeheerders.

#### 42) WELKE SUGGESTIES HEEFT U OM TE VERMIJDEN DAT DE FLEXIBILITEIT VAN DE VRAAG TWEE KEER WORDT VERKOCHT?

Flexibiliteitsvolumes in het kader van reservediensten voor Elia worden gecontroleerd op beschikbaarheid en activatie. Indien de BSP zijn gecontracteerde volumes verkoopt aan een andere marktpartij, zal deze gepenaliseerd worden in de beschikbaarheid bij een activatie die niet op vraag van Elia gebeurt.

Flexibiliteit verhandeld tussen marktpartijen (DA en/of ID) is het voorwerp van een transactie die genomineerd wordt tussen deze partijen, nl. de gevraagde flexibiliteit tussen vragende BRP en de BRP van de FSP. De effectief geactiveerde flexibiliteit wordt geregistreerd door een neutrale partij en gecorrigeerd in de perimeters van zowel de BRP in wiens portfolio de flexibiliteit geactiveerd werd als de geassocieerde BRP. Het verschil tussen de gevraagde en geactiveerde flexibiliteit wordt verrekend met de geassocieerde BRP.

Indien flexibiliteit tweemaal zou verkocht (genomineerd) worden, zal deze slechts eenmaal geregistreerd worden en dus gecorrigeerd in de perimeter de geassocieerde BRP. De teveel verkochte flexibiliteit komt dus als een onevenwicht ten laste van deze geassocieerde BRP.

## II.6 Metingen en tellingen

**43) VINDT U DAT HET GEBRUIK VAN SECUNDAIRE METERS (METERING BEHIND THE HEAD METER, SUBMETERING) NUTTIG OF NOODZAKELIJK IS? WAAROM?**

Het gebruik van secundaire meters kan nuttig zijn voor een meer precieze bepaling van de aanwezige of geactiveerde flexibiliteit of om meerdere producten achter een hoofdmeter te kunnen aanbieden. Of de flexibiliteit wordt gemeten met een hoofdmeter of een submeter zou geen impact mogen hebben op de verdere marktprocessen met betrekking tot deze flexibiliteit: de volumes moeten op dezelfde manier worden verwerkt en verrekend. Het gaat immers om dezelfde flexibiliteit, enkel de manier van volumebepaling verschilt. Hierbij moet wel worden gewaarborgd dat er geen dubbeltelling mogelijk is: indien een netgebruiker een submeter wenst te gebruiken voor de bepaling van zijn flexibiliteit, dan dient al zijn flexibiliteit via submeters bepaald te worden en dienen die submeters aparte circuits te meten die niet met elkaar in verbinding staan.

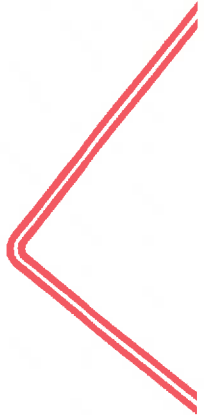
Indien deze volumes dienen voor een correctie in de perimeter van de BRP, betekent het dat de meetwaarden een invloed zullen hebben op de afrekening van het onevenwicht via de allocatieprocessen. In die zin is het aangeraden dat de gegevens van dergelijke submeters worden beheerd en gevalideerd door dezelfde partij als de gegevens van de headmeter.

## II.7 Rebound effect

**47) MOET HET REBOUND EFFECT WORDEN GEÏNTEGREERD IN HET MARKTMODEL VOOR DE FLEXIBILITEIT VAN DE VRAAG?**

Het is zeer moeilijk om een sluitend causaal verband te leggen tussen een activatie van flexibiliteit en de daaropvolgende (mogelijke) rebound effecten. Om deze redenen, lijkt het ons opportuun om de verrekening van (mogelijke) rebound effecten op te vangen in het leveringscontract. Deze zijn dus het voorwerp van een commerciële onderhandeling tussen leverancier en netgebruiker. Het staat de leverancier vrij een clause op te nemen in zijn contract om deze gevolgen te verrekenen, zoals het de eindgebruiker vrij staat deze mee te nemen in zijn contract met de FSP.

Subject: CREG consultation on the means to be applied to facilitate access to demand side flexibility in Belgium  
Date: 30 September 2015  
Contact: Steven Harlem  
Phone: 0032 2 500 85 89  
Mail: steven.harlem@febeg.be



## Introduction

CREG is organizing a consultation on the means to be applied to facilitate access to demand side flexibility in Belgium. The deadline of the consultation is the 30<sup>th</sup> of September, 2015.

FEBEG has integrated all inputs, comments and reactions in this document that is not confidential.

FEBEG wants to point out that the questions have been answered mainly based on the current potential in flexibility which is mainly focused on B2B customers (commercial/industrial) connected to TSO and DSO network. FEBEG is of the opinion that a more standardized approach for the residential customers in the long run should be investigated.

## Questionnaire

### *1. Tegengekomen obstakels*

***Onder obstakel verstaat de CREG zowel wetgeving, regelgeving, contractuele bepaling als een operationele of financiële beperking (cf. gebrek aan personeel, technische beperking) die het flexibiliteitsaanbod zouden beperken.***

***Dit gedeelte van de vragenlijst is opgesplitst per type marktspeler. U mag evenwel uw mening geven over de obstakels waarmee andere marktspelers te maken krijgen.***

#### ***Als eindverbruiker***

***1) Indien u eveneens uw eigen BRP bent, bent u momenteel rechtstreeks actief op ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM en/of de reserve- en balancing markten (gelieve gebruik en producten te verduidelijken – zie definities hierboven)?***

***a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die u verhinderen om meer deel te nemen aan deze markten (per markt en per product)?***

Not applicable.

***b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen (per gebruik en per product)?***

Not applicable.

***c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor en welke elementen zouden u van mening kunnen doen veranderen?***



Not applicable.

**2) Bent u via uw leveringscontract momenteel gebonden aan de uurprijzen op de Belpex DAM/CIM en/of de onevenwichtstarieven?**

**a. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen?**

Not applicable.

**b. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor en welke elementen zouden u van mening kunnen doen veranderen?**

Not applicable.

**3) Heeft u met een derde (uw leverancier/BRP, een andere leverancier/BRP, een onafhankelijke aggregator, een netbeheerder of een andere marktspeeler) een contract gesloten die deze derde toelaat een aanpassing van uw afnameprofiel te vragen (cf. moduleringsclausule, afschakelbaar vermogen of onderbreekbaarheid)?**

**a. Indien dit het geval is en u bepaalde obstakels bent tegengekomen, zou u deze kunnen opnoemen en aangeven of deze obstakels nog steeds bestaan (per markt en per product)?**

Not applicable.

**b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen/verhinderen om het te doen (per markt en per product)?**

Not applicable.

**c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor?**

Not applicable.

**Als leverancier of evenwichtsverantwoordelijke (BRP)**

**4) Heeft u met uw klanten of met klanten van andere leveranciers contracten gesloten die u toelaten hen te vragen hun afnameprofiel te veranderen?**

**a. Indien dat het geval is en u bepaalde obstakels bent tegengekomen, zou u deze kunnen opnoemen en aangeven of deze obstakels nog steeds bestaan?**

FEBEG sees several obstacles for the development of demand side flexibility, but most of them are related to the fact that the added value of flexibility is limited compared to the efforts and investments that have to be made. Unfortunately, these efforts and investments risks to artificially increase due to interventions of TSO and DSO's, e.g. prequalification process.

The following obstacles are identified:

- For the moment, BRP's mainly contract flexibility with customers within their own supply portfolio. BRP's are nevertheless willing to start to discuss bilateral agreements with other suppliers/BRP's that would allow to contract flexibility outside one's own portfolio.

- The complexity of offering flexibility consumes part of the value that the customer can get from the day-ahead (DA), Intra-Day (ID), balancing and adequacy markets:
  - o the rebound effect can have an impact on the grid tariff when the capacity used during the rebound overtakes the contractual capacity;
  - o most customers are not ready to be activated on a regular basis (rather for emergency situations).
- There still is a rather limited awareness among B2B customers, especially among DSO customers:
  - o lack of general knowledge and understanding as regards the energy wholesale market and the opportunities and functioning of demand flexibility;
  - o difficulties in detecting the flexibility potential at the customer site and in assessing the opportunity cost (labor costs, rebound effect, etc.);
  - o not all DSO B2B sites are equipped with AMR.
- Clients have a strong preference towards ancillary products (R3DP, ICH) and Strategic Demand Response (SDR) as these markets currently value those products more than BRP's do for balancing purposes.
- Lack of minimum standard applicable for the technical equipment:
  - o installation costs for large industrial customers are relatively low due to the value of flexibility and the large volumes involved;
  - o yet, equipment installed when flexibility is contracted with one FSP may not be re-used with another FSP as there are no standards for the moment;
  - o in the assumption that the grid users become owner of the technical installations, a minimum set of standards could be applied to facilitate market functioning.

***b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen het te doen (per markt en per product)?***

FEPEG sees two potential obstacles threatening the current developed demand side flexibility:

- In order to tackle concerns as regards discrimination, the already heavy - and still expanding - prequalification process risks, as such, to become applicable on all flexible access points potentially discouraging existing demand side flexibility developed by the BRP's.
- Certain solutions for the 'transfer of energy', e.g. transfer of energy with regulated transfer price, risks to impact the existing demand side flexibility developed by the BRP's.

In the future - when extending the flexibility market to the residential customers - FEPEG experts to run into the following obstacles:

- Limited awareness of the customers as comfort is also seen as important value and therefore lower willingness to commit in the flexibility market.
- Lack of positive business case as the energy component itself on the invoice is very limited and the potential revenues due to flexibility don't allow the necessary investments.
- Smart metering is not yet deployed (YMR meters only) but could be installed at individual customer base when the flexibility value would allow for the payment of the (expensive) installation.

***c. Indien u dit niet overweegt of beslist heeft het niet te doen, wat zijn de redenen hiervoor?***

***5) Indien u dergelijke contracten heeft afgesloten, valoriseert u deze flexibiliteit dan, met uitsluiting van het gebruik voor het balanceren van uw portefeuille, op andere markten? Indien ja, welke obstakels ondervindt u? Indien nee, welke redenen weerhouden u ervan dit te doen?***

Most BRP's currently sell flexibility as reserve product towards Elia, complementary to the use of flexibility for balancing, i.e. own portfolio balancing or exchanges on the wholesale market. Next to



some of the obstacles mentioned in question 4, FEBEG sees some additional obstacles related to the offering flexibility for ancillary services and strategic demand reserves:

- No level playing field within the ancillary products (see question 22).
- Very complex products and formulas: what to deliver, when and with what associated risks (penalties) are difficult-to-assess notions for many customers in comparison with the value that can be gained (e.g. different products available for the Strategic Demand Response: SDR 4 and SDR 12, drop-to and drop-by, ...with different requirements).
- No adequate timings (publication of functioning rules, offering period): the timing is too short to allow good prospection and negotiations with the customers.
  - o as regards R3DP, for example, the general framework agreement was made available on 30/07 (during holiday period) which is too late to properly start the negotiations with the customers;
  - o the same goes for SDR: the timing is also too short for proper negotiations and the functioning rules published too late.
- Important administrative workload due to heavy pre-qualification process by DSO: important number of documents to fulfill: mandates, Network Flexibility Study, Connection Contract Check, etc.
- More time and better planning is necessary.
- No opportunity to obtain commitment to realize LT investments due to unstable regulatory framework (functioning rules and volumes are modified each year and during the tendering process).
- Risk that a Royal Decree imposing the price, volume and period for demand flexibility offers, has the same discouraging effect as in the generation market.

***Als onafhankelijke aggregator***

***6) Welke obstakels komt u tegen bij de ontwikkeling van uw flexibiliteitsportefeuille?***

Not applicable.

***7) Welke obstakels komt u tegen bij de commercialisering van deze flexibiliteit (per markt en per product)?***

Not applicable.

***8) Bent u momenteel rechtstreeks actief op ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM (gelieve de markt(en) en product(en) aan te geven)?***

***a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die u momenteel verhinderen om meer deel te nemen aan deze markten?***

Not applicable.

***b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen het te doen?***

Not applicable.

***c. Indien u dit niet overweegt, wat is de reden hiervoor?***

Not applicable.

**9) Heeft u met een derde (een leverancier, een BRP, een netbeheerder of een andere marktspeler) een contract gesloten dat deze derde toelaat uw flexibiliteitsportefeuille te gebruiken?**

**a. Indien dat het geval is, wat zijn volgens u de obstakels die een hogere deelname van deze activiteit momenteel verhinderen? (per markt en per product).**

Not applicable.

**b. Indien dat momenteel niet het geval is, maar in de toekomst eventueel wel, welke obstakels zouden u momenteel ontmoedigen om het te doen?**

Not applicable.

**Als transmissienetbeheerder**

**10) Voor elk van de ondersteunende diensten, welke obstakels komt u tegen bij de ontwikkeling van de deelname van het vraagbeheer?**

Not applicable.

**11) Welke obstakels zijn er volgens u momenteel voor een verhoogde deelname van het vraagbeheer aan de strategische reserve?**

Not applicable.

**12) In het kader van uw activiteiten (zowel MS als LS), welke obstakels zijn er volgens u voor de ontwikkeling van vraagbeheer?**

Not applicable.

## **II. Mogelijke oplossingen**

**Er wordt gevraagd om bij de antwoorden op de vragen, wanneer het relevant is, een onderscheid te maken tussen de verschillende markten waaraan de flexibiliteit op de vraag zou kunnen deelnemen (zie bovenvermelde definities).**

**Er wordt gevraagd om de gegeven antwoorden uit te werken om de onderliggende redenen te verklaren.**

**De CREG legt de nadruk op het concrete karakter van de voorgestelde maatregelen.**

### **II.1 Wettelijke aspecten**

**13) Vindt u dat de regelgeving (elektriciteitswet; technisch reglement;...) – in het bijzonder de federale regelgeving – zou moeten worden aangepast om het vraagbeheer te bevorderen? Welke essentiële punten zouden moeten worden aangepast?**

Overall, FEBEG is supporting the development of measures aiming at ensuring progress on the energy transition: the increasing share of intermittent energy sources in the energy system will require more flexibility. Therefore, it is utmost important to ensure a good framework allowing all parties to play their role in the market.

FEBEG is aware that the ACER Guidelines for Electricity Balancing provide some new specific arrangements. While FEBEG agrees that some additional legislation is needed to define roles and

responsibilities of FSP and BSP/BRP, FEBEG believes that this should not be exclusively addressed in the Balancing Guidelines. The role of the FSP is not an exclusive matter related to the balancing market: indeed the FSP can also be active in day-ahead, intraday and even other timeframes of the market. It is also possible that FSP actions are related to cross-border trades, therefore – in order to avoid confusion and possible market distortions between markets – some high level aspects need to be addressed in European legislation.

As regards modifications to the Belgian federal legal and regulatory framework, FEBEG envisages the following principles:

- As first principle, a level playing field between all technologies is necessary (including generation, storage and demand flexibility: there should not be any specific advantage/incentive given to one type of technology (see also question 22 for further explanations).
- Definitions and terminology will have to be carefully designed to avoid misinterpretations and limitation of certain rights or activities, e.g. some regulation only refers to ‘generation’.
- It is also of utmost importance to find a balance between establishing a liberalized market for flexibility and the request of the system operators to have unilateral rights to limit the use of market flexibility for reasons of system security: limitations should be compensated in a market based manner. If not, they should be temporary and, at least, sufficiently motivated by an adequate cost-benefit-analysis.

Additionally, FEBEG believes that more participation in demand flexibility would come through the following improvements:

- A stable framework for the products offered in the ancillary and adequacy markets, e.g. stable functioning rules, predictable volumes, proper planning (sufficient offering time), ... should be established.
- A paid-as-cleared rather than paid-as-bid system in the ancillary and adequacy markets should be implemented as this would lead to more transparency (less pricing strategy), a clear view on the value of flexibility, an obvious benefit for the customers (% of the clearing price as remuneration), more simple offers (easier to assess the associated risks and an incentive for more innovative investments).
- Cost-efficiency can be ensured by allowing competition on all aspects downstream the head-meter.
- The administrative burden (registration, pre-qualification, etc.) should be limited to a minimum.

***14) Bent u voor een wetgeving/regelgeving die vraagbeheer en de manier waarop de flexibiliteit m.b.t. de afnames wordt gevaloriseerd, precies omkadert, naar het voorbeeld van hetgeen in andere landen bestaat?***

FEBEG strongly believes that the offering of flexibility (and related services) is a commercial, market-based activity in a liberalized market and that market functioning is the only effective and efficient solution that allows innovation enabling the energy transition that Europe is aiming at.

FEBEG agrees that certain overall principles as regards market design should be introduced in the legislation for a correct development of demand response:

- A level playing field between generation, storage and demand flexibility should be embedded in the legislation (see also question 22).
- The role of Flexibility Service Provider (FSP) should be introduced and his rights and obligations should be detailed (see question 18).

Even though flexibility remains a commercialized activity, FEBEG is of the opinion that market facilitation from system operators is important:

- Proactive SO's should enforce the innovation and transition power of the market by designing a grid that allows as much as possible new options and technologies.
- The TSO could procure flexibility reserves via adequate market based mechanisms.
- SO's should provide non-discriminatory access to the grid and to information (access register, metering, grid losses, roll-out plan smart meters, ...).
- SO are not allowed to develop commercial activities which interact with their regulated activities (unbundling principles): SO's should not own or operate flexibility means, but have to set up and facilitate a flexibility market.
- A definition of acceptable minimum standards for communication and activation of flexibility could be envisaged when the consumer becomes owner of the equipment, bearing in mind cost-efficiency (e.g. 1% quality standard for sub-metering is acceptable).

On top of that, FEBEG wants to warn for over-regulation which risks to hamper innovation and cost-efficiency. In this respect, regulated submetering, a too heavy prequalification process or a solution for the transfer of energy with a regulated price are not acceptable:

- Heavy administrative procedures that would unnecessarily increase transaction costs, e.g. prequalification procedures, registering and exchanging information with flexibility and activation registers, ... , could reduce the already limited added value of flexibility for the customers.
- An intrusive and unbalanced regulation of the transfer of energy and a preferential treatment of independent aggregators could hinder free competition and distort the level playing field between market operators impacting the business of the generators, suppliers and BRP's. A non-market based transfer of energy - an imposed sell at a regulated price (expropriation) - would destroy value and distort the market. Such regulation would also impact the BRP and the value of electricity to keep the system balanced: this is nevertheless essential in the electricity market to ensure a secure supply of electricity.

***15) Wanneer moet een onderscheid gemaakt worden tussen de brutoafname (uitsluitend de consumptie) en de nettoafname (samenvoeging van de injecties en de consumptie op eenzelfde site)?***

As general principle, the systems needs are evaluated in function of the access point where the connected facilities have their impact on the grid. As a consequence, only the net impact on the access point is relevant.

Nevertheless, there should be an efficient verification process to make sure that the activation of flexibility at the level of a sub-meter or even head-meter in case of multi-site consumption is verified with the global consumption to check if the activated volumes are not compensated elsewhere, for example via a sample of controls by the contractor of the flexibility.

***II.2 Functies***

***16) Wat de flexibiliteit van de vraag betreft, welke nieuwe functies zouden moeten worden gedefinieerd in het marktmodel (BSP, aggregator, FSP, andere,...)?***

FEBEG wants to refer to its proposed lists of regulated roles in the flexibility market that can be fulfilled by different or same companies.

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| Generator                           | Market participant connected to the grid and producing electricity also owner of flexibility                            |
| Consumer/Grid User                  | Market participant connected to the grid and consuming electricity also owner of flexibility                            |
| Retailer/energy supplier            | Market participant selling electricity to consumers   |
| Balancing Responsible Party (BRP)   | Market participant - or its chosen representative - responsible for its imbalances                                      |
| Distribution Grid Operator (DGO)    | Grid operator that operates distribution grids < 70 kV  |
| Transmission System Operator (TSO)  | Grid operator that operations transmission grids > 70 kV  |
| Flexibility Services Provider (FSP) | Market participant that commercialize flexibility from a producer or consumer and provides flexibility to a third role; |
| Balancing Services Provider (BSP)   | Market participant providing balancing services to its connecting or contracted TSO                                     |

The FSP and BSP should become thus regulated roles in both the sales and wholesale markets and both should be defined in the Electricity Law and the grid codes. FEBEG wants to point out that other market players also active in the flexibility value chain often mixed up with the FSP, e.g.:

- the engineering company making the processes flexible on the customers' sites;
- the communication provider that installs and operates the tools to activate the flexibility;
- the aggregator that aggregates multiple flexibility clients and possibly provides the software with an algorithm to activate within the flexibility portfolio: it should be noted that an aggregator as such doesn't commercialize the flexibility.

These additional roles should not be regulated as they don't commercialize flexibility in the markets.

FEBEG wants to point out that each market player can fulfill a combination of roles.

**17) Is het nuttig of noodzakelijk om een specifieke functie van aggregator te definiëren als de functie van FSP is gedefinieerd? Indien ja, wat zou de toegevoegde waarde daarvan zijn?**

There is no need to create an aggregator role. It is far more important to clarify the roles of the FSP and BSP as regards their impact on the balancing, i.e. their balancing responsibilities.

**18) Aan welke specifieke voorwaarden zou een FSP moeten voldoen om een bod voor de deelname van de vraag te doen? Welke verantwoordelijkheden, volgens het soort gebruik, zou die op zich moeten nemen?**

FEBEG is convinced that the FSP should bear responsibility for the actions he's triggering and should be responsible for his own imbalances: he should become a BRP or sign a balancing agreement with an associated BRP. Its role (including rights and obligations) should therefore be clearly defined in the Electricity Law and the grid code.

In order to ensure a level playing field between demand flexibility and generation (see also question 22), the FSP responsibilities should include, amongst others:

- balancing responsibilities;
- responsibilities with regard to the impact of the activated flexibility on the physical grid;
- same responsibilities as other market players with regards possible market abuse, thus need to be -subject of market monitoring, REMIT where applicable, etc;
- information sharing with impacted market players (BRPs, energy supplier, TSO, DSO, etc.);

- financial guarantees;
- ...

FEBEG is also of the opinion that the integration of the FSP in the market implies the set-up of a flexibility register although the administrative burden should be limited and discrimination avoided. This register has as objective to have an overview of the contracted flexibility and to facilitate the information flows between the involved parties: the relation between FSP and BRP could be registered by EAN in the access register.

The creation of a FSP in the access register has some consequences though:

- A minimum set of rights and obligations of a FSP (access to register, solvability, obligation to notify, ...) should be defined (= supply permit 'light');
- Procedures need to be modified (switching of FSP, ...).

This register comes with the following responsibilities:

- The grid user mandates the FSP to keep information about FSP-BRP up-to-date in the access register (like the grid user mandates the supplier to keep information about relation supplier-BRP up-to-date in the access register).
- The FSP notifies the existence of a flexibility contract to DGO's to allow check on the combination FSP-BRP.
- As regards the master data: the grid user is responsible for informing supplier upfront about any change in its consumption profile (e.g. due to the existence of a flexibility contract).

The BRP would like to perform an 'ex post check via update master data (existence FSP) whenever there's a change of master data.

### ***II.3 Specifieke producten***

#### ***19) Is de deelname van de FSP's aan de termijnmarkt (ENDEX) relevant? Indien ja, in welke gevallen? Indien nee, waarom niet?***

A FSP can be active in all timeframes, i.e. forward, day ahead, intraday or balancing markets. FSP's should be free to sell or buy products whatever they have a commercial interest in, but – to do so – the FSP's should respect the requirements of that market, i.e. be responsible for its balance and hence become a BRP as is necessary for all market parties when they enter the energy markets.

#### ***20) Is de deelname van de FSP's aan de vrije biedingen mFRR (zonder betaling van een vaste reserveringstermijn) relevant?***

It is relevant indeed to have FSP participating to these mechanisms: this will improve the reaction time of the activation of the resources on the imbalances market and therefore helps to reach system equilibrium at minimum cost, but – to do so – the FSP's should respect the requirements of that market, i.e. be responsible for its balance and hence become a BRP as is necessary for all market parties when they enter the energy markets.

#### ***21) Kunt u in volgorde van toenemend belang de verschillende soorten gebruik (zie definitie hierboven) opsommen waaraan de flexibiliteit van de vraag momenteel niet deelneemt en waaraan zij volgens u zou moeten kunnen deelnemen? In de lijst van markten kan een onderscheid worden gemaakt tussen de verschillende producten, bijvoorbeeld voor de reserves.***

Flexibility should be able to participate to all markets provided that the flexibility meets the requirements of the buyer of this flexibility.



FEBEG would like to add the following:

- The flexibility needs to the system operators (adequacy, balancing and congestion management) should be made accessible to all market players on a non-discriminatory basis and remunerated market-based. Demand response should be able to offer flexibility services - via a market based mechanism - for congestion management purposes of both TSO and DSOs.
- Additionally, FEBEG would like to remind that the current product design of R3 DP -first launched as a pilot project - should now be reviewed and evolve towards a product with a remuneration component based on the activation, for the following reasons:
  - o integration of the different R3-products into one product (with merit order mechanism for cost efficiency purposes);
  - o introduce an economic criterion to activate the cheapest pool/BSP;
  - o no further disruption of imbalances prices.

***22) Vindt u dat de flexibiliteit van de vraag anders moet behandeld worden dan de flexibiliteit van de productie-eenheden (met betrekking tot specifieke producten)?***

***a. Waarom?***

No, according to FEBEG a level playing field between demand flexibility, storage and generation is essential as both deliver the same service: the value of a MW should be decided regardless who or what is providing that MW.

- Demand flexibility, storage and generation should have equal access to the same markets, including adequacy, ancillary services and congestion management. There should be full competition and no fragmentation between demand flexibility, storage and generation to participate to the same products. This doesn't mean that only one R3-product can exist, but that different products with for example different activation periods should be open for all technologies. A conversion table is nevertheless necessary as not every product has the same contribution.
- There should be no advantage or incentive given to one type of technology.
- if a provider of demand side flexibility is unable to perform its obligation due to unpredictable circumstances, he should also be able to exchange its obligation in a secondary market to avoid penalties.
- As for the BRP, demand flexibility should follow the same bidding rules (marginal costing), if those bidding rules in general are deemed necessary.
- Demand flexibility should be measured based on a dedicated EAN or sub-meter that will specifically measure the flexibility provided of the asset that is offered (line of production, entire building, refrigerators, etc.)
- CREG should be allowed to monitor all activities (volumes, prices, market functioning rules and sanction market abuse).

***b. Indien ja, volgens welke kenmerken zou er een onderscheid moeten gemaakt worden tussen deze specifieke producten?***

FEBEG wants to point out that different products should be allowed as not every technology within demand flexibility, storage and generation have the same specifications. A conversion table weighing the availability of the different flexibility products must be installed to create a level playing field between the different products.

## II.4 Overdracht van energie

### II.4.1 Eigenaar van de energie

#### **23) Welk statuut zou energie die in het kader van de flexibiliteit werd geactiveerd moeten hebben? Wie is er eigenaar van en op welk moment?**

FEBEG wants to point out that the answer is not so straight forward as multiple situations are possible:

- Most of the supply contracts transfer the energy from the BRP/supplier towards the consumer on the moment the metering confirmed the consumption. The BRP/supplier is then responsible for the full supply and bears the uncertainty of the consumption profile. In that case the BRP/supplier needs to know all factors that could influence the consumption. The BRP who sourced the energy remains the owner of the activated and therefore not consumed energy.
- If the metering from the consumer is impacted by and modified during an activation of flexibility, the actual ownership of the energy is transferred from the supplier towards the consumer. The supplier and the BRP must be informed to allow a proper invoicing and interpretation of the metering data for his forecasting.
- In certain situations, the energy was committed upfront by the consumer via ex. a click product or a full dispatching service where the client is responsible for his own sourcing. In those situations, the consumer is owner of the activated energy.

### 4.2 Correctie van het onevenwicht van de BRP

***We gaan ervan uit dat de evenwichtspositie van een BRP wordt verstoord door een activering (van een derde FSP) van flexibiliteit van eindklanten waarvan de BRP evenwichtsverantwoordelijke is.***

#### **24) Moet het evenwicht van de BRP worden gecorrigeerd?**

FEBEG envisages a robust market design in which costs and benefits are allocated correctly amongst the involved parties. In this respect, FEBEG is convinced that a neutralization of the BRP is necessary for the following reasons:

- Every unilateral action of a third party (FSP, SO, ...) in the perimeter of the BRP creates an imbalance for the BRP, e.g. flexible access, load shifting by SO, R3 'Dynamic Profile, ...
- A BRP should not have any financial impact due to an imbalance caused by an intervention of a third party.
- Third parties are responsible for their own actions: a BRP cannot be held responsible for actions of third parties which he did not want and which he cannot control.

According to FEBEG the respect of the supply contract and related role – essential for the electricity system – of the BRP is condition sine qua non for a balanced and fair market design. In order to design an adequate neutralization mechanism, FEBEG is of the opinion that it is essential to make a distinction between the 'activation period' and the 'period following the activation period'.

As the impact of a flexibility activation in the period following the activation period are uncertain (e.g. ramp up, rebound, ...) and difficult to calculate, these impacts should be taken into account in the supply contract.



As regards the impact of the flexibility activation during the activation period, FEBEG considers two possible compensation models:

- the 'bilateral model':

The BRP in which perimeter the demand flexibility is activated by a FSP sells the activated energy to a second BRP, possibly the FSP. This BRP can then in its turn sell the energy to a BRP - or a system operator - that wants to use this energy. The prices and volumes for this transfer of energy are defined in bilateral agreements. This solution is rather straight forward as one has only has to put the contractual framework in place; existing tools, e.g. 'internal nominations' on the HUB can be used to transfer the energy intraday.

- the 'consumer model':

The customer manages its balance position as access holder. In this model the transfer of energy is realized by adjusting the metering data. As a consequence, the customer buys the energy from its supplier to - in a second phase - sell it to the FSP. This model is more complex: as a result it implies a longer implementation time and a higher overhead cost.

FEBEG supports both models as they respect the supply contract and the related balancing responsibility.

***25) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van het spanningsniveau waarop de eindverbruiker waarvan de flexibiliteit werd geactiveerd, is aangesloten? De beschouwde gevallen zijn een aansluiting op het Elia-net, het MS-net van een DNB (vanaf 1 kV) en het LS-net van een DNB (minder dan 1 kV). Graag verklaring van uw antwoord.***

No, the role of the BRP must be respected and this is independent of the voltage level of the connection.

***26) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van de manier waarop de energie van de eindverbruiker wiens flexibiliteit werd geactiveerd wordt gemeten (AMR of gelijkaardig, jaarlijkse telling)? Graag verklaring van uw antwoord.***

A metering system equivalent to the type AMR is a necessary precondition to allow a consumer to participate to the flexibility market.

***27) Moet het gebruikte volume voor de eventuele correctie van het onevenwicht van de BRP hetzelfde zijn als het volume gebruikt om de eventuele financiële compensatie te berekenen? Indien neen, hoe moet dit bepaald worden?***

Yes, but one should distinguish the impact during the activation period and the potential impact after the activation period, i.e. ramp-up period and rebound, as it could be appropriate to apply different neutralization mechanisms.

#### ***II.4.3 Financiële compensatie***

***We gaan ervan uit dat een FSP flexibiliteit activeert op een injectiepunt dat deel uitmaakt van de portefeuille van een derde BRP.***

The above sentence is a bit confusing. The wording 'injection points' seems to refer to curtailment for congestion management reasons while the following questions are rather insinuating the activation of flexibility on off-take points.

**28) Moet deze activering leiden tot financiële compensatie tussen de FSP en de BRP?**

Yes, it is an absolute requirement that the activated energy during the activation period is paid by the FSP to the BRP/supplier as the FSP becomes owner of this transferred energy which is 'produced' by the BRP/supplier.

The only acceptable exceptions are certain products of the TSO, e.g. R3DP, that foresee a compensation of the BRP by a – by definition – imbalance position that is favorable of the BRP. Such products have nevertheless some downsides (see questions 21) and should further evolve.

*We gaan ervan uit dat dit leidt tot een financiële compensatie.*

**29) Vertrekkend vanuit het principe dat het volume voor de kwartuurdeelname van de vraag bij een activering van een FSP bepaald wordt als het verschil tussen de werkelijke consumptie en een referentieconsumptie ("baseline").**

**a. Hoe kan deze baseline dan worden geschat? Zou u de voorgestelde methodes kunnen omschrijven?**

Key principle: the most accurate baseline methodology should be applied by both the BRP/supplier and the FSP for each demand flexibility activation.

Yet, this baseline is, in most cases, very difficult to determine as it will depend on several factors:

- type of load/production (CHP/Wind/PV, production lines, refrigerators, ...);
- characteristics of the industrial process (recurrent or variable consumption profile, dispatchable or not dispatchable, ...);
- origin of the flexibility (diesels, cooling, pumps, storage ...);
- type of supply contract;
- characteristics of the sold flexibility product:
  - o a pre-notice of 1 day or 2 hours doesn't allow to use nominations or last 15min consumption references as baseline as the customer can influence the baseline reference;
  - o a drop-to or a drop-by product;
  - o ...

Therefore, a standard baseline that fits for every customer doesn't exist: a tailor made approach is for each individual consumer is necessary.

FEBEG is therefore convinced that the BRP/supplier and FSP are the best placed parties to enter into bilateral negotiation to obtain the best possible methodology for a specific consumer.

Some practical examples of baselines could be:

- nominations for customers who nominate towards the supplier/BRP: a drop –by system based on the nominations as baseline (cf. R3 ICH product);
- volume measured 15 minutes before the activation for customers with AMR, participating to the balancing market with a pre-notice <15min;
- historical consumption profile for customers participating to the DA market with a recurrent consumption profile, e.g. the last x working days or last 5 Fridays could be selected;
- ...

All these baselines are in practice also the best available forecast data for the BRP/supplier, but this data is therefore not publicly available.

***I. zou er één methode moeten zijn die moet worden opgelegd aan alle producten voor deelname aan de vraag?***

No, this would hamper the development of new technologies, applications and services.

***ii. zou er één methode moeten zijn die wordt opgelegd per product voor deelname van de vraag, maar die eventueel verschillend is van product tot product?***

This option would be acceptable for the flexibility bought by the system operators. In this case, the methodology should be defined by the system operator.

***iii. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor alle producten, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn op het geheel van de producten?***

No, this would hamper the development of new technologies, applications and services.

***iv. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk product, uit een lijst van methodes die eventueel verschillend zijn van product tot product?***

No, this would hamper the development of new technologies, applications and services.

***v. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk injectiepunt, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn voor het geheel van de producten?***

No, this would hamper the development of new technologies, applications and services.

***vi. zou de methode moeten gekozen worden door een andere marktspeler (verduidelijk welke marktspeler en welke modaliteiten)?***

FEBEG is convinced that the BRP/supplier/ FSP/consumer are the best placed parties to enter into a commercial bilateral negotiation to obtain the best possible methodology for a specific consumer:

- The choice of the baseline methodology should be the responsibility of the BRP/supplier/FSP/consumer as the baseline should reflect the expectation/forecast by the BRP/supplier of the consumption of the customer.
- The BRP/supplier/FSP thus has an incentive to design a forecast (baseline) methodology that reflects the concerned actual consumption of customer (groups) as close as possible. It should be up to the BRP/Supplier/FSP/consumer to choose/design baseline methodologies, as improvements in these methodologies may prove a competitive advantage (least possible imbalances).
- Therefore, for the BRP/Supplier/FSP/consumer the optimal choice is to use a baseline that best reflects expected customer consumption.

***c. Wie moet verantwoordelijk zijn voor de metingen/tellingen die voor de schatting worden gebruikt?***

FEBEG is of the opinion that contracting parties have the freedom to define these modalities bilaterally in order to find the most suitable and practical solution. A centralized regulated body would hamper the development of flexibility as it generates additional costs and limits the innovation.

In the 'Consumer model' an intervention of the TSO is nevertheless necessary in order to correct the metering data.

***d. Wie moet verantwoordelijk zijn voor het beheer van de gegevens die voor de schatting worden gebruikt?***

See previous question.

***30) Wat de bepaling van de eenheidsprijs (EUR/MWh) van de financiële compensatie betreft:***

***a. Volgens welke methode(s) moet deze eenheidsprijs worden bepaald?***

FEBEG is in favor of a tailor-made price based on a bilateral commercial agreement between the BRP and the FSP:

- as it best reflects the market value of the energy for each BRP; each BRP has a different sourcing strategy and therefore also a different valorization;
- as it is in line with the electricity wholesale markets where energy trades are also executed based on the price agreed between both parties;
- respects the specific elements of supply contract of this specific consumer;
- is a cost-efficient solution (no need of neutral party).

A regulated price is not acceptable as it undermines the basics of a liberalized market, freedom of trade is a crucial right. Regulated transfer prices between 2 commercial parties is equal to market manipulation.

According to FEBEG, the following elements should be considered when calculating the unit price:

- Imbalance costs:

In most current regulatory frameworks, when a demand flexibility event is triggered by a third party FSP, the BRP/supplier still sources the customers' forecasted consumption (baseline) while the actual customer's consumption becomes lower or higher. As a result, the BRP/supplier is 'long' in case of a demand reduction or 'short' in case of a demand increase. Consequently, demand flexibility activations by third party FSPs tend to result in more frequent imbalances that can increase the BRP' imbalance costs.

However, the balance responsibility on the allocated demand flexibility volume should be neutral to the customer's BRP/supplier. Demand flexibility activations initiated by third party FSPs should not result in imbalances for the BRP of the involved consumers.

It should also be made clear that all players active on wholesale electricity markets should bear the same responsibilities. Consequently FSP's selling aggregated demand flexibility products on these markets must be balance responsible: their input should be equal to their output. If a customer reacts only partially to the third party FSP's demand flexibility request, then the FSP should bear the related imbalance cost.

Once the energy volumes are properly allocated to the relevant balancing perimeters, sourcing costs should be paid by the FSP to the BRP/supplier in case of a demand reduction; and by the BRP/supplier to the FSP in case of a demand increase.

- Sourcing costs:

A consumption reduction triggered by an FSP re-routes energy from a certain pool of customers to an organized electricity market where it can be sold. As a result of the third party FSP's action, part of the energy injected by the BRP/supplier is not consumed by its own customers but somewhere else in the system.

Assuming that imbalances and the related costs are properly allocated as described above, the energy re-routed through the demand flexibility action should be paid to the BRP/supplier by FSP.

This is a complex and specific process that must be applied by each individual BRP. Therefore the transfer prices is best seen as a commercial activity between the BRP and the FSP.

An alternative to the bilateral BRP/FSP model is the 'consumer model'. The supplier sells the energy to the consumer via a modification of the metering data. Then the consumer becomes owner of the energy at contract price and is he/she entitled to sell the obtained energy to the FSP based on his bilateral commercial contracts with the FSP. This model respects the contractual links between the BRP, Supplier, Consumer and FSP.

***b. Wie zou voor deze bepaling verantwoordelijk moeten zijn?***

As already mentioned (see question 30a), FEBEG is in favor of a price that is bilaterally agreed between the BRP and the FSP or between the FSP and the consumer to reflect accurately the BRPs sourcing costs and market exposure.

This commercial model BRP-FSP implies:

- flows: BRP->FSP->BRP(fsp);
- commercial contract needed between BRP/supplier and FSP;
- same processes as actually in the "free" energy market;
- no obligation to sell energy, only when both parties agree;
- volumes defined based on reference lines via commercial negotiations (tailor-made solution);
- prices based on market value between BRP and FSP.

An alternative that is acceptable for FEBEG is the 'Customer model' where the transfer price is paid through the customer by adjusting metering data at client contract price:

- flows BRP->Supplier->client->FSP->BRP(fsp);
- volumes transferred based on metering correction via central authority;
- risk to have a restrictive or default references, not suiting the needs;
- volumes sold at client contract price.

Condition to allow this process is that Supplier/BRP is informed about the flexibility needs of the consumer (pricing based on historical profile, must be corrected if necessary with future flexibility demands (independent the purpose). Yet, this model will require a longer implementation time due to the more complex settlement (federal taxes, federal contribution and VAT, CO2, reconciliation, etc.).

FEBEG would like to insist on the fact that regulated price is not possible, nor wanted in Belgium as most clients negotiated different price formula or have direct market access. Therefore, the proposed customer/corrected model seems to us the most pragmatic and optimal model to put in place.

***c. Zou de prijs voor een opwaartse activering van flexibiliteit dezelfde moeten zijn dan deze voor een neerwaartse activering? Waarom?***

See question 29 c.

***d. Indien niet, op welke basis moet er een onderscheid gemaakt worden tussen die twee prijzen?***

Not applicable.

**31) Hoe zou het bedrag van de compensatie moeten worden betaald?**

***a. Rechtstreeks tussen BRP en FSP.***

See question 30.

*b. Via een tussenpersoon (verduidelijk wie).*

See question 30.

**32) Deze vraag verwijst naar het geval waarin de betreffende BRP niet de energieleverancier is van de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt.**

*a. Stelt zich in dit geval een specifiek probleem voor de financiële compensatie? Waarom?*

No, this is similar to the model where the BRP is also the supplier. It requires the establishment of the necessary agreements/communications. In such a case, it implies:

- proper communication in place between all the FSP/customer and BRP to ensure no adverse reaction by the BRP following a change in customer load
- agreements/contracts between the FSP/client and the supplier regarding the remuneration of the energy.

*b. Indien ja, dient de oplossing voor dit probleem te worden gereguleerd? Indien wel, volgens welke principes?*

Not applicable.

#### **II.5 Informatie van de markspelers**

*De gevraagde informatie betreft het gebruik van flexibiliteit en (desgevallend) de reservering en activeringsaspecten. Gelieve bij elke vraag de behoefte aan deze informatie te rechtvaardigen en het moment waarop deze informatie bij de bestemming zou moeten komen te verduidelijken.*

**33) Over welke specifieke informatie zou de eindverbruiker moeten beschikken?**

The consumers should dispose of the general statistics about the activations (begin, end, duration, activated energy, ...).

**34) Over welke specifieke informatie zou de FSP moeten beschikken?**

The FSP should have access to the same consumption information than the BRP if the consumer has approved this access. The FSP must thus comply with the rules to respect the consumers data.

**35) Over welke specifieke informatie zou de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?**

The suppliers needs to know changes in the consumption profile of its customer linked to the contracting of flexibility service as well as the conditions in which the consumption of his client can be manipulated (balancing, DA, adequacy, ....)

Unilateral differentiation from this reference profile impacts pricing and should therefore be included in the supply contract. Because assumptions about flexibility costs in the supply contract are fixed beforehand, realized flexibility usage cost could be higher than initially foreseen.

For invoicing purpose, the supplier must obtain an overview of the 'consumed energy' and the 'not consumed energy', he has to invoice towards the consumer in case of the 'Consumer model'.



**36) Over welke specifieke informatie zou de BRP van de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?**

The BRP needs information – i.e. underlying data behind the activations – for balancing, forecasting and monitoring purposes:

- **Balancing:** As soon as the BRP notices that off-take is dropping – and when he doesn't know this is the result of flexibility activation – he will react and lower injection to be balanced again. The FSP has to inform the BRP about his off-take interventions with the customer. Otherwise, the BRP would adapt the 'production' to the volumes used by the customer in order to keep the BRP perimeter balanced.
- **Forecasting:** Without information, it is difficult for the BRP to interpret a consumption drop. Will there be a ramp-up? A rebound? Is this a recurrent phenomenon?
- **Monitoring:** a BRP has a commercial contract with a FSP to manage flexibility in its portfolio: the BRP will want information to monitor – in real-time – the activities of the FSP, but he also wants data to check invoicing in the settlement of this commercial contract

In fact, the BRP needs to receive information about the activation of flexibility by a third party at the same moment the activation signal is sent to the grid user.

At least the BRP's want to be informed about 'substantial impacts' on their processes: ideally information by EAN, but a certain degree of aggregation for the real-time information needs on a lower voltage level could be accepted.

|                  | Real-time   | Ex-post   |
|------------------|---|---|
| Objective        | Balancing, monitoring and forecasting                                       | Monitoring and forecasting  |
| Information need | AMR-metering, activation and rebound/no rebound                             | Validated metering date and real ramp-up/rebound                            |
| Scope            | EAN's for which a flexibility contract is registered in the access register | EAN's for which a flexibility contract is registered in the access register |
| Granularity      | By EAN or aggregated by 'type of customer' on a lower voltage level         | By EAN  |
| Timing           | Within 15 minutes   | As validated metering data are available                                    |

**37) Over welke specifieke informatie zou de TNB moeten beschikken?**

Not applicable.

**38) Over welke specifieke informatie zou de DNB van het net waarop de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt, is aangesloten, moeten beschikken?**

Not applicable.

**39) Welke informatie zou vertrouwelijk moeten blijven? Gelieve voor elke informatie aan te geven:**

**a. waarom ze vertrouwelijk moet blijven,**

Confidentiality as regard the costumers' identities and flexible volumes is acceptable during the contracting process. Yet, The BRP should be informed of arrangements with third parties that have an

impact on the off-take behavior such as flexibility contracting. These agreements and the information on the volume of flexibility should not be considered confidential for the BRPs once the contract between the FSP and the consumer is concluded. A price agreement would rather be considered confidential.

***b. ten opzichte van welke markspelers ze vertrouwelijk moet blijven en welke markspelers er toegang toe mogen hebben.***

Not applicable.

***40) Is de publieke informatie over prijs en volume van flexibiliteit van de vraag (activering en desgevallend reservering) voldoende? Welke suggesties heeft u in dit verband?***

There's definitely more transparency needed as regards to the SDR (contracting price levels, etc.).

***41) Welke van de vermelde informatie zou de regels inzake vertrouwelijkheid (met inbegrip van de aspecten voor de bescherming van de privacy) kunnen schenden?***

Privacy is not a key issue for professional clients because it is handled by legislation (applicable to residential customers) and there is contract between grid user and FSP. Commercial sensitive information should be safeguarded though.

***42) Welke suggesties heeft u om te vermijden dat de flexibiliteit van de vraag twee keer wordt verkocht?***

FEBEG would like to put forward the following suggestions:

- the introduction of a flexibility register allows to have a better overview of the contracted flexibility;
- it is essential to allocate the activated flexibility correctly to the concerned BRP;
- one could execute on-site audits and controls of (sub-)metered processes;
- implementation of a check with the head meter to avoid white-out effects (as an activation of a flexibility service monitored by a sub-meter could be undone by another parallel process before the head meter, the activation of a flexibility service should be cross checked with the head meters).

## II.6 Metingen en tellingen

***43) Vindt u dat het gebruik van secundaire meters (metering behind the head meter, submetering) nuttig of noodzakelijk is? Waarom?***

FEBEG is strongly in favor of the use of commercial submetering in the flexibility market. Submetering significantly improves the determination of the activated flexibility volumes and – as a consequence – will allow substantially more flexibility to participate in the market:

- Submeters filter a specific energy flow, e.g. flexible industrial process, generation by emergency unit, ... , out of the global off-take by access point which has several advantages: more specific reference curves – defined by sub-process – can be used to determine the activated flexibility volumes;
- Submetering filters the targetted consumption out of global consumption by EAN;
- Flexibility Service Providers can more easily prove that an activation of flexibility has taken place.



Yet, the communication and metering standards (though not too strict - 1% quality standard on metering data is acceptable) should be provided to market players in order to facilitate market functioning.

**44) Vindt u dat het gebruik van submetering een specifieke behandeling vereist met betrekking tot de metingen en tellingen op basis van hoofdmeters? Indien ja:**

**a. Op welke specifieke elementen zouden deze verschillen betrekking moeten hebben**

The whipe-out effect should be carefully monitored (see also question 42). As an activation of a flexibility service monitored by a submeter could be undone by another parallel process before the head meter, i.e. whipe-out effect, the activation of a flexibility service should be cross checked with the head meter.

**b. Vereist het gebruik van submetering aanpassingen bij de aanpak van de energieverdracht?**

No, the use of submetering just requires to apply the same principles but adapted for each measurement.

**45) Wie zou de toelating moeten krijgen om de meet-/telactiviteit uit te voeren in de submetering?**

**a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?**

Competition between commercial actors as this refers to an activity downstream the head-meter. A centralized regulated body would hamper the development of flexibility as it generates additional costs and limits the innovation.

In the 'Consumer model' an intervention of the TSO is nevertheless necessary in order to correct the metering data.

**46) Wie zou de toelating moeten krijgen om de activiteit voor het beheer van meet/telgegevens in de submetering uit te voeren?**

**a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?**

Competition between commercial actors as this refers to an activity downstream the head-meter. A centralized regulated body would hamper the development of flexibility as it generates additional costs and limits the innovation.

In the 'Consumer model' an intervention of the TSO is nevertheless necessary in order to correct the metering data.

## **II.7 Rebound effect**

**47) Moet het rebound effect worden geïntegreerd in het marktmodel voor de flexibiliteit van de vraag?**

Yes, the rebound effect has an impact on the BRP perimeter before and/or after the activation window (same for load shifting and ramp up) as they are unpredictable in volume and in time.

**48) Indien ja, met welke aspecten van het rebound effect zou rekening moeten worden gehouden en hoe?**

According to FEBEG, financial losses – linked to the BRP's balancing position and sourcing – due to rebound effects should be compensated.

The supplier should be able to include in its specific conditions that he is allowed to review the pricing formulas if the customer participates in one of the flexibility markets in order to integrate the associated risks (after having signed the contract) that the supplier will occur.

Following elements will impact the supplier/BRP:

- Impact on balancing position:

Following a demand flexibility activation, customers may increase their consumption to compensate from a previous decrease (rebound effect). In this case, the supplier may also face undue imbalances after the demand flexibility event. Because the BRP/supplier has not foreseen such a demand increase, the FSP should also compensate the BRP/supplier.

Rebound effects are highly complex to quantify hence leading to difficulties to calculate the compensation:

- for instance, consumers do not always increase consumption, and the rebound effect may not be 100% (the volume could be less or more important);
- it is also not possible to predict accurately when this increase will occur and whether it has a with a previous demand response event.

However, BRPs/suppliers should not face systematic losses due to rebound effects. These effects must be included in the contractual arrangements between the BRP/Supplier and the customer.

- Impact on sourcing:

In the case that the rebound effects brings the customer's load beyond the range initially integrated in the supply contract, this will increase sourcing costs for the BRPs/supplier.

For this reason and because customers not participating in demand response do not bear the costs associated to this risk, FEBEG is of opinion that BRPs/suppliers should be able to renegotiate supply contracts to take into account the indirect effects of DR.

**III. Andere suggesties**

**49) Welke andere oplossingen stelt u voor om de hierboven geïdentificeerde obstakels weg te werken (op alle vlakken: wettelijk, regulatorisch, contractueel, operationeel)?**

No comments.

**50) Heeft u andere ideeën of suggesties?**

No comments.

-----



## **Réponses de la CWaPE au questionnaire relatif aux moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande en Belgique**

**30 septembre 2015**

---

### **Commentaire général**

La CWaPE s'est focalisée sur la deuxième partie du questionnaire, considérant que la première partie, relative aux obstacles rencontrés, concerne d'abord les acteurs de marché. Les réponses apportées au questionnaire susmentionné complètent et précisent l'avis rendu en février 2014 par les quatre régulateurs de l'énergie sur le développement d'un cadre pour la gestion de la demande en Belgique. Par conséquent, certaines des questions posées sont laissées sans réponse dès lors qu'aucune mesure concrète n'a été identifiée depuis la publication de l'avis commun.

Les éléments neufs communiqués dans le cadre de ce questionnaire porteront notamment sur les retours d'expérience et les modifications apportées au processus de préqualification (C8-01 et C8-02) ainsi que sur le décret wallon modifié en avril 2014. Ce dernier a introduit la généralisation des raccordements avec accès flexible des unités de production décentralisées. La CWaPE a consulté les opérateurs réseau et les producteurs en juillet 2015 à ce sujet sur base d'un document de consultation qui vous est également transmis en annexe.

### **II.1. Aspects légaux**

#### **Questions 13 et 14) Cadre légal**

Nous nous référons à l'avis rendu en février 2014 par les quatre régulateurs concernant le développement du cadre légal. Voir également la question 16.

#### **Question 15)**

La distinction entre prélèvements brut et net peut se justifier au regard des spécifications des produits de flexibilité et permettre, le cas échéant, d'augmenter le nombre d'offres potentielles. Lorsqu'un produit ne vise que la demande, cela permettrait la participation de sites de consommation disposant d'unités de production. Nous attirons votre attention sur le fait qu'en Wallonie, contrairement à la Région flamande, la responsabilité du placement du compteur vert est dévolu à l'utilisateur et non au gestionnaire de réseau. Il convient d'en tenir compte notamment pour la question de la gestion des données de comptage (cf. II.6 Mesure, comptage et submetering).

### **II.2 Rôles**

Nous nous référons à l'avis rendu en février 2014 par les quatre régulateurs concernant la définition des rôles de marché.

### Question 16)

Au niveau régional, nous étudions la possibilité d'intégrer la flexibilité par l'intermédiaire de la notion de "fournisseur de services auxiliaires" qui pourrait être proposée lors d'une future révision du règlement technique. Nous visons dans ce cadre les ressources situées en distribution qui répondent à un besoin émanant d'un gestionnaire de réseau, ce qui nous amène à définir le fournisseur de services auxiliaires comme la contrepartie du gestionnaire de réseau pour la fourniture de ce service, signataire d'un contrat de fourniture de services auxiliaires. Les principes suivants sont envisagés à l'heure actuelle :

- Un utilisateur du réseau de distribution d'électricité raccordé en haute tension ou un tiers mandaté par lui peut offrir des services auxiliaires au gestionnaire de ce réseau de distribution ou au gestionnaire du réseau de transport.
- Le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité élabore les spécifications techniques pour les services auxiliaires qu'il souhaite se procurer et les soumet à l'approbation de la CWaPE.
- Dans le cadre de la fourniture de services auxiliaires au gestionnaire de réseau de transport, le GRD peut opposer un refus à la fourniture de ces services auxiliaires si elle est susceptible de mettre à mal la sécurité opérationnelle de son réseau, auquel cas il motive ce refus.
- Sur demande du fournisseur de services auxiliaires dûment mandaté par l'utilisateur du réseau de distribution, le gestionnaire du réseau de distribution lui transmet les données de mesure nécessaires, conformément aux dispositions d'application concernant la mise à disposition de données au détenteur d'accès.
- Le fournisseur de services auxiliaires conclut un contrat avec le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. Ce contrat précise notamment:
  - la procédure appliquée par le GRD lors de la qualification du point d'accès ;
  - l'information que le fournisseur de services auxiliaires doit mettre à disposition du GRD en vue de l'analyse d'impact de la fourniture du service sur son réseau et suite aux activations des services auxiliaires mis à disposition ;
  - la manière dont le GRD va transmettre les données de mesure ;
  - les droits et devoirs respectifs des deux parties, en ce compris le régime de responsabilité.
- Le GRD peut communiquer au GRT les informations dont il dispose afin de réaliser le contrôle de la disponibilité et de la fourniture des services auxiliaires, lorsque ces services sont offerts au GRT.

### II.3. Produits spécifiques

#### Question 22)

Oui. Le décret wallon relatif au marché de l'électricité prévoit à présent un régime de raccordement avec accès flexible généralisé à toute nouvelle production décentralisée. Des arrêtés d'exécution préciseront notamment les modalités de compensation financière des producteurs ainsi que les conditions permettant l'accroissement des capacités du réseau au moyen d'investissements au caractère économiquement justifié.

Cela implique que la conception des produits doit tenir compte de cette flexibilité technique au caractère obligatoire. La CWaPE a lancé une consultation sur les modalités de compensation financière des producteurs en juillet dernier. Dans ce cadre, nous proposons notamment la distinction entre capacités d'injection permanente (sujette, sous conditions, à compensation financière) et flexible. Par conséquent, la capacité d'injection octroyée à un producteur à titre flexible ne peut être garantie, notamment lorsque la sécurité opérationnelle du réseau est menacée. Cela pourrait de facto exclure ce type de producteur du marché de la flexibilité si la disponibilité doit être garantie à 100 % du temps.

#### **II.4. Transfert d'énergie**

##### **II.4.3 Compensation financière**

Nous supposons que ce cas de figure concerne l'activation par un FSP d'un point de prélèvement et non d'injection (comme stipulé dans le questionnaire). Sinon, il convient de tenir compte du cadre décretaal précédemment mentionné concernant l'accès flexible des unités de production et les modalités de compensation financière (flexibilité associée aux congestions).

#### **II.5. Information des acteurs**

Les besoins en information doivent permettre au client final de faciliter l'exercice de son éligibilité et aux acteurs de marché de remplir leurs missions. Ils dépendent par conséquent du modèle de marché préalablement défini (respect des rôles et des responsabilités dévolus) et doivent être distingués en fonction de l'usage qui est fait de la flexibilité (notamment si la fonction d'acheteur de flexibilité est remplie par un acteur régulé comme le GRT).

##### **Question 33) Client final**

Afin de participer activement au marché de la flexibilité, le client final devrait disposer d'informations claires sur ses droits et obligations. Le développement récent de la flexibilité a été accompagné par la rédaction de normes techniques et de modèles de contrats dont la maturité s'est améliorée au fil du temps mais dont la durée d'application limitée peut constituer une barrière à l'investissement. Du point de vue du fournisseur de flexibilité, cela crée une incertitude sur la durée d'amortissement du capital initialement investi (moyens de communication et d'activation de la flexibilité par le FSP). La mise en place d'un cadre légal approprié à tous les niveaux de pouvoir permettrait de réduire cette incertitude en informant le client final sur ses droits et obligations, que ce soit vis-à-vis des entités régulées ou des acteurs commerciaux.

Dès lors qu'un client final est actif dans ce marché, il faudra veiller à faciliter son choix entre les différentes possibilités de valoriser sa flexibilité. Pour ce faire, l'accès aux données de comptage est primordial. Le développement futur des systèmes intelligents de mesure appelle à la mise en place, par les gestionnaires de réseau, de solutions de transfert de données au client final ou au tiers qu'il aura préalablement désigné par le biais d'un mandat.

A cet égard, le futur règlement européen sur la protection des données, attendu en début d'année prochaine, fixera un cadre clair pour l'utilisation de ce type de données, mettant en exergue le rôle

de responsable du traitement dévolu aux gestionnaires de réseau. Toute politique d'information du client final dans le cadre spécifique du marché de la flexibilité devra s'intégrer harmonieusement avec ce futur règlement.

#### Question 34) FSP

Dans le cadre du marché des réserves, les informations fournies doivent au moins permettre au FSP de réaliser une évaluation économique des flux financiers futurs en s'accommodant d'un niveau de risque raisonnable, ce qui semble être le cas actuellement.

#### Questions 35 et 36) Fournisseur et BRP

La CWaPE considère qu'il faut veiller au respect des rôles et responsabilités de tous les acteurs. Dès lors que des acteurs commerciaux tiers, qui ne sont pas FSP, peuvent subir un préjudice en conséquence de l'action d'un FSP, il nous semble légitime de prendre des mesures permettant soit de neutraliser cette conséquence, soit d'informer préalablement l'acteur concerné sur les risques encourus. Dans ce dernier cas de figure, il conviendra toutefois de veiller au respect de la confidentialité (identification du lien commercial FSP-client final notamment) en ne mettant à disposition de l'acteur impacté que des informations agrégées.

#### Questions 37) et 38) GRT et GRD

En tant qu'acheteur de flexibilité, le GRT doit disposer des informations permettant de vérifier que le service acheté a effectivement été fourni.

Lorsque la ressource se situe sur le réseau de distribution, il est alors nécessaire de recourir aux données de comptage relevées par le GRD. Les mécanismes actuellement d'application permettent aux opérateurs de mieux connaître le comportement de leur réseau, en enregistrant notamment les points d'accès "flexibles" participant au marché des réserves.

Pour définir correctement des besoins en information adéquats, la CWaPE suggère de mieux différencier ces deux missions: mission de contrôle du produit de flexibilité (activation et disponibilité) et mission de surveillance des flux sur le réseau. Cette dernière mission peut être remplie par le développement de capacités d'observation au niveau des éléments du réseau (smart grid) couplé à un registre caractérisant les points d'accès "flexibles". Mais la mission de contrôle nécessite un accès direct et proche du temps réel aux instruments de mesure (datalogger) qui peuvent se situer, notamment pour les compteurs secondaires abordés ci-après, dans l'installation intérieure du client final.

Nous constatons en effet qu'en déléguant cette mission de contrôle au GRD, la volonté légitime des opérateurs réseau de connaître le comportement de celui-ci peut engendrer des barrières à l'entrée. Il peut par exemple s'agir de prescriptions techniques visant à garantir l'interopérabilité des données de comptage, qui, à l'heure actuelle, constitue le maillon faible du développement européen des systèmes intelligents de mesure.

## Questions 39, 40 et 41) Confidentialité et publicité de l'information

Nous renvoyons au principe de respect des rôles et responsabilités des acteurs de marché, en ce compris ceux remplis par les fournisseurs de flexibilité indépendants (non BRP).

## Question 42) Double vente de flexibilité

La question de la double vente de la flexibilité se pose à partir du moment où une même ressource est supposée garantie à 100 % pour des usages multiples. Cette situation peut être évitée en établissant un ordre de priorité entre les usages, par exemple, en considérant que les offres de flexibilité pour les usages de services auxiliaires et de réserves stratégiques sont prioritaires sur les usages commerciaux. Au sein des usages de flexibilité contractée par des opérateurs réseau (c'est-à-dire les services auxiliaires et les réserves stratégiques), une obligation de contrôle pourra veiller à éviter la vente induite de flexibilité.

Enfin, il convient également de tenir compte de la flexibilité technique dite « obligatoire », telle que proposée en Wallonie pour la prévention des congestions des unités de production décentralisées. Pour la CWaPE, cette forme de flexibilité devrait être considérée comme prioritaire dans la mesure où elle vise à garantir la sécurité et la fiabilité du réseau.

## II. 6. Mesures et comptages

La question du submetering a été abordée récemment au sein du Forbeg dans le cadre de la consultation organisée par Synergrid (documents C8-01 et C8-02). A cette occasion, les régulateurs régionaux, dont la CWaPE, se sont prononcés pour une solution pragmatique permettant aux ressources issues du réseau de distribution de contribuer au marché des réserves à court terme. Toutefois, en l'absence de cadre légal approprié, nous avons également veillé à laisser les options ouvertes pour des développements futurs.

De manière synthétique, la CWaPE s'est exprimée de la manière suivante:

- Rappel du rôle fondamental du compteur de tête comme référence pour le fonctionnement du marché (monopole légal attribué aux GRD pour le placement du compteur et la gestion des données de comptage).
- L'utilisation de compteurs secondaires peut se justifier afin mieux caractériser la flexibilité issue d'un point d'accès au réseau, c'est-à-dire contrôler l'activation effective, la disponibilité et l'impact différé éventuel (effet rebond). (Question 43)
- A court terme, les GRD peuvent proposer un service de placement "all inclusive" à la condition que cette activité ne soit pas supportée par le tarif régulé.
- Toutefois, le placement d'un submeter par un autre acteur que le GRD ne peut être interdit par le GRD. En effet, cette interdiction serait critiquable eu égard aux aspects de la concurrence; elle pourrait constituer un frein à l'innovation et au marché en général; elle

reviendrait à créer un monopole de fait là où ce n'est pas indispensable au bon fonctionnement du marché.

- Par contre, les régulateurs régionaux ensemble ont reconnu la nécessité de préciser les critères techniques auxquels le matériel à placer devra satisfaire de manière intrinsèque ; il importe de rappeler les classes de précision conformes aux prescriptions des règlements techniques auxquels les compteurs devront répondre afin de servir de base au comptage des flux qui feront l'objet de transactions commerciales. Il semble également souhaitable que les conditions techniques de placement et d'utilisation d'un submeter soient également encadrées afin de respecter un certain nombre de critères qualitatifs nécessaires à un bon fonctionnement du marché. Toutes ces conditions peuvent, le cas échéant et à l'instar d'autres prescriptions existantes déjà en vigueur, faire l'objet d'une prescription technique éditée dans le cadre de Synergrid permettant une application harmonisée dans les différentes régions.

En résumé, nous considérons que la question du submetering doit être abordée sous l'angle du développement de la concurrence sur le marché de la flexibilité. Cela revient, d'une part, à limiter la barrière à l'entrée que pourrait constituer le recours obligatoire au GRD pour le placement d'un compteur secondaire. Mais, d'autre part, il convient d'éviter que des systèmes de mesure "propriétaires", imposés par le FSP, n'empêchent ultérieurement le client d'opter pour un autre FSP. Il convient donc de prévoir la possibilité, pour un tiers, de placer ses propres équipements de mesure. Ces derniers devraient alors respecter des prescriptions techniques minimales, permettant notamment d'assurer un certain degré d'interopérabilité dans la gestion des données de comptage. (Questions 44.a), 45) et 46))

## **II.7. Effet rebond**

La question de l'effet rebond, que nous comprenons comme la récupération différée de la puissance électrique préalablement effacée, est traitée actuellement dans le contrat GRD-FSP de manière à éviter que des ordres simultanés d'activation de flexibilité ne mettent à mal la fiabilité du réseau (capacité de transit notamment). Dans la mesure où les réseaux ont été dimensionnés sur base d'une hypothèse de faible simultanéité des pointes de consommation (environ 20 % en basse tension, 70 % en haute tension sur les réseaux de distribution), cette précaution nous semble légitime même si le problème ne se pose pas encore à court terme.

### Question 47)

La CWaPE considère qu'il est de première importance pour le marché de la flexibilité de respecter les contraintes physiques inhérentes aux capacités limitées du réseau électrique. C'est une question de fiabilité et de sécurité qui, si elles étaient compromises, nuiraient à l'ensemble des acteurs présents.

Toutefois, l'effet rebond soulève également une question d'investissement et d'adaptation du réseau. Dès lors que le droit d'accès au réseau est limité en deçà de la puissance de prélèvement souscrite par l'utilisateur du réseau, il conviendra d'envisager au cas par cas si des investissements opportuns ne permettent pas de mieux garantir l'adéquation des capacités du réseau aux besoins de ses utilisateurs.



Question 48)

A l'heure actuelle, le processus de NFS (*network flexibility study*) mis en place par les GRD permet d'enregistrer les points d'accès participant au marché de la flexibilité (réserves) situés en distribution. Au vu du nombre encore relativement limité de points d'accès concernés, la limitation de l'effet rebond ne constitue pas en pratique un critère contraignant pour les utilisateurs. A cet égard, nous plaidons pour une bonne collaboration entre gestionnaires de réseau de transport et de distribution afin de mieux appréhender cette problématique:

- Analyse des courbes de charge après activation afin de mieux caractériser l'effet rebond éventuel.
- Prise en compte des perspectives de développement de la flexibilité (réserves) à plus long terme de manière à confronter les besoins du GRT aux ressources présentes en distribution.

\* \*  
\*



**ENI response to CREG Market Consultation: facilitating access to Demand Side  
Management  
30/09/2015**

ENI responds to this consultation as “supplier and Balance Responsible Party”. ENI’s answers to questions 4-5 have to be treated as confidential.

**Supplier and/or Balance Responsible Party**

4)

5)



### Legal aspects

13) Vindt u dat de regelgeving (elektriciteitswet; technisch reglement;...) - in het bijzonder de federale regelgeving - zou moeten worden aangepast om het vraagbeheer te bevorderen? Welke essentiële punten zouden moeten worden aangepast?

It is of utmost importance that the position and tasks of the BRP are being safeguarded: the BRP needs to be informed by third parties if actions are being taken within its portfolio. Otherwise the BRP is not able to correctly assess its position which in its turn could lead to higher prices and higher unbalance risks.

14) Bent u voor een wetgeving/regelgeving die vraagbeheer en de manier waarop de flexibiliteit m.b.t. de afnames wordt gevaloriseerd, precies omkadert, naar het voorbeeld van hetgeen in andere landen bestaat?

Yes also to avoid problems mentioned in answer 13. A stable and clear legislation could help to make investments.

15) Wanneer moet een onderscheid gemaakt worden tussen de brutoafname (uitsluitend de consumptie) en de nettoafname (samenvoeging van de injecties en de consumptie op eenzelfde site)?

Netto offtake is needed for DSM otherwise arbitrage is possible.

### Market Roles

16) Wat de flexibiliteit van de vraag betreft, welke nieuwe functies zouden moeten worden gedefinieerd in het marktmodel (BSP, aggregator, FSP, andere,...)?

It is a risk to have different roles that all can play with the profile of a customer (balancing risk). More roles can be defined as long as the communication between the different roles has to be set up in a mandatory way.



17) Is het nuttig of noodzakelijk om een specifieke functie van aggregator te definiëren als de functie van FSP is gedefinieerd? Indien ja, wat zou de toegevoegde waarde daarvan zijn?

No, we do not see the added value .

18) Aan welke specifieke voorwaarden zou een FSP moeten voldoen om een bod voor de deelname van de vraag te doen? Welke verantwoordelijkheden, volgens het soort gebruik, zou die op zich moeten nemen?

Transparency towards to BSP is indispensable for keeping the balancing market stable thus not leading to higher imbalances and therefor prices.

### **Specific Products**

19) Is de deelname van de FSP's aan de termijnmarkt (ENDEX) relevant? Indien ja, in welke gevallen? Indien neen, waarom niet?

Makes sense if flexibility products are available (today not the case).

20) Is de deelname van de FSP's aan de vrije biedingen mFRR (zonder betaling van een vaste reserveringstermijn) relevant?

Can lead to absurd imbalance tariffs as a FSP does not have any imbalance risk because they do not have a portfolio and therefore balancing risk. A compensation of the volume mistakes is needed.

21) Kunt u in volgorde van toenemend belang de verschillende soorten gebruik (zie definitie hierboven) opsommen waaraan de flexibiliteit van de vraag momenteel niet deelneemt en waaraan zij volgens u zou moeten kunnen deelnemen? In de lijst van markten kan een onderscheid worden gemaakt tussen de verschillende producten, bijvoorbeeld voor de reserves.

Elia's R2 seems the most logical once



22) Vindt u dat de flexibiliteit van de vraag anders moet behandeld worden dan de flexibiliteit van de productie-eenheden (met betrekking tot specifieke producten)?

Same treatment for the same products.

### Transfer of Energy

23) Welk statuut zou energie die in het kader van de flexibiliteit werd geactiveerd moeten hebben? Wie is er eigenaar van en op welk moment?

The owner of the energy is the BRP. He is the one sourcing this energy on the market. The activated energy should then have the status of 'transferred energy', should be traceable and thus submitted to a settlement process between the BRP and the FSP.

24) Moet het evenwicht van de BRP worden gecorrigeerd?

Yes but with the correct volume. The compensation must be correct. If a customer of an FSP that is not the ARP, does less DSM than contracted, the ARP penalized despite the compensation as he will go in imbalance. This must be avoided.

25) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van het spanningsniveau waarop de eindverbruiker waarvan de flexibiliteit werd geactiveerd, is aangesloten? De beschouwde gevallen zijn een aansluiting op het Elia-net, het MS-net van een DNB (vanaf 1 kV) en het LS-net van een DNB (minder dan 1 kV). Graag verklaring van uw antwoord.

No. it has to be the same s it makes no difference for the BRP.

26) Hangt het antwoord op de vorige vraag af van de manier waarop de energie van de eindverbruiker wiens flexibiliteit werd geactiveerd wordt gemeten (AMR of gelijkaardig, jaarlijkse telling)? Graag verklaring van uw antwoord.

Today it is not possible to calculate the DSM on a MMR.



27) Moet het gebruikte volume voor de eventuele correctie van het onevenwicht van de BRP hetzelfde zijn als het volume gebruikt om de eventuele financiële compensatie te berekenen? Indien neen, hoe moet dit bepaald worden?

Yes. It is the same volume that is transferred from one market party to another in the end.

### **Financial compensation**

28) Moet deze activering leiden tot financiële compensatie tussen de FSP en de BRP?

Yes (or neutralized by TSO), for the imbalance generated. Because of the high imbalance costs due to the marginal price setting the exposure is very big. An ARP has also extra costs because of the forecasting models that will either deliver a forecast of a lower quality or need to be adjusted which costs also effort. Another extra cost is the possible rebound effect which again causes imbalances.

29) Vertrekkend vanuit het principe dat het volume voor de kwartuurdeelname van de vraag bij een activering van een FSP bepaald wordt als het verschil tussen de werkelijke consumptie en een referentieconsumptie ("baseline").

a. Hoe kan deze baseline dan worden geschat? Zou u de voorgestelde methodes kunnen omschrijven?

The reference offtake (baseline) can be determined by the following methods:

- Method X of Y (+ correction factor): take a sample of Y days of metered data (e.g. 5 days) in the past, exclude 1 day that does look like the other, make an average of the remaining X days and apply a correction factor. See Expert Working Group of Elia.
- Method "R3-DP": basically, the quarter of an hour before the beginning of the activation is considered as the reference.
- Alternative method : the offtake volume of the same hour preceding the activation one week before is considered as reference offtake profile.
- Method with nomination: the client or its BRP nominates day-ahead the offtake volumes, and those nominations are used as reference. This method is used for injection flexibility. In our opinion, not so suitable for Demand Side Management.

→ The last method seems to be the clearest and avoids complexity and arbitrage.

b. Wat de toegepaste schattingsmethode betreft:

i. zou er één methode moeten zijn die moet worden opgelegd aan alle producten voor deelname aan de vraag?



The more simple, the more clear for the market players.

ii. zou er één methode moeten zijn die wordt opgelegd per product voor deelname van de vraag, maar die eventueel verschillend is van product tot product?

Once clear and unbiased benefits for applying a specific method per product have been identified, yes.

iii. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor alle producten, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn op het geheel van de producten?

If clear and unbiased benefits can be demonstrated, this could help offering more DSM volumes on the market. However, this will make the overall system (very) complex. The implementation and the operations of such a solution will thus be complex and costly.

iv. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk product, uit een lijst van methodes die eventueel verschillend zijn van product tot product?

See bullet iii.

v. zou de methode moeten gekozen worden door de FSP voor elk injectiepunt, uit een lijst van methodes die van toepassing zijn voor het geheel van de producten?

See bullet iii.

vi. zou de methode moeten gekozen worden door een andere marktspeler (verduidelijk welke marktspeler en welke modaliteiten)?

By the regulators. Not by one market player.

c. Wie moet verantwoordelijk zijn voor de metingen/tellingen die voor de schatting worden gebruikt?

- For existing AMR meters on the DSO grid, the DSOs.
- For existing AMR meters on the TSO grid, the TSO.
- For future sub-meters any commercial party

d. Wie moet verantwoordelijk zijn voor het beheer van de gegevens die voor de schatting worden gebruikt?

- For existing AMR meters on the DSO grid, the DSOs in collaboration with the FSP.
- For existing AMR meters on the TSO grid, the TSO in collaboration with the FSP.



- For future sub-meters any commercial party

30) Wat de bepaling van de eenheidsprijs (EUR/MWh) van de financiële compensatie betreft:

a. Volgens welke methode(s) moet deze eenheidsprijs worden bepaald?

A price that covers the cost of the imbalance and extra work for the forecasting.

Wie zou voor deze bepaling verantwoordelijk moeten zijn?

The Regulator

c. Zou de prijs voor een opwaartse activering van flexibiliteit dezelfde moeten zijn dan deze voor een neerwaartse activering? Waarom?

d. Indien niet, op welke basis moet er een onderscheid gemaakt worden tussen die twee prijzen? It should both follow the actual imbalance tariffs and will than differ.

31) Hoe zou het bedrag van de compensatie moeten worden betaald?

a. Rechtstreeks tussen BRP en FSP.

b. Via een tussenpersoon (verduidelijk wie). Yes via TSO.

32) Deze vraag verwijst naar het geval waarin de betreffende BRP niet de energieleverancier is van de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt.

BRP still needs to be compensated.

a. Stelt zich in dit geval een specifiek probleem voor de financiële compensatie?

Waarom? b. Indien ja, dient de oplossing voor dit probleem te worden gereguleerd? Indien wel, volgens welke principes?





### Information needs of market parties

33) Over welke specifieke informatie zou de eindverbruiker moeten beschikken?

Potentially, via its FSP:

- The high chance to be activated at short notice
- The actual upcoming activation (the quarter before the activation)
- The reservation price
- The activation price, if any

34) Over welke specifieke informatie zou de FSP moeten beschikken?

35) Over welke specifieke informatie zou de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?

The activated volumes with exact date and time and the EAN, in order to potentially settle with the ARP/FSP.

36) Over welke specifieke informatie zou de BRP van de energieleverancier van de eindverbruiker moeten beschikken?

- The activated volumes with exact date and time and the EAN, in order to adapt the consequences of the activation on the forecasting models.
- If there is a correction on the allocation, the DSO on which the correction will be allocated

37) Over welke specifieke informatie zou de TNB moeten beschikken?

38) Over welke specifieke informatie zou de DNB van het net waarop de eindverbruiker die zijn flexibiliteit verkoopt, is aangesloten, moeten beschikken?

39) Welke informatie zou vertrouwelijk moeten blijven? Gelieve voor elke informatie aan te geven: a. waarom ze vertrouwelijk moet blijven, b. ten opzichte van welke markspelers ze vertrouwelijk moet blijven en welke markspelers er toegang toe mogen hebben.



40) Is de publieke informatie over prijs en volume van flexibiliteit van de vraag (activering en desgevallend reservering) voldoende? Welke suggesties heeft u in dit verband?

- The prices of the Strategic Demand Reserve should be made public.
- More details about R3-DP: what share of injection, what share of offtake, for what (weighted) average price.

41) Welke van de vermelde informatie zou de regels inzake vertrouwelijkheid (met inbegrip van de aspecten voor de bescherming van de privacy) kunnen schenden?

42) Welke suggesties heeft u om te vermijden dat de flexibiliteit van de vraag twee keer wordt verkocht?

The compensation of volumes can help in quite some cases.  
If the EAN(s) and volumes that participate in some DSM products are made available to the BRP and supplier, the double selling of flexibility can be identified quite easily.

#### **Metering**

43) Vindt u dat het gebruik van secundaire meters (metering behind the head meter, submetering) nuttig of noodzakelijk is? Waarom?

It can be useful indeed in order to better determine the volumes that were effectively activated, or in other words to highlight the activated volumes out of large industrial processes. It can be also useful in order to contract part of an industrial process for one specific type of flexibility and another part of the same process for another type of flexibility (if for example those 2 sub-processes have different reaction time/ramping rate).

44) Vindt u dat het gebruik van submetering een specifieke behandeling vereist met betrekking tot de metingen en tellingen op basis van hoofdmeters?

Metering data collected by submeters should always be cross-checked with the data of the head meter.

Indien ja:

- a. Op welke specifieke elementen zouden deze verschillen betrekking moeten hebben?

Submetering data indicating an activation of flexibility (i.e. offtake decreasing) should for example be rejected if the overall data of the head meter shows opposite results (i.e. overall offtake increasing). In other words, submetering data cannot be accepted as such. They will



need to be approved or rejected each time. Conditions of validation have to be precise and detailed.

b. Vereist het gebruik van submetering aanpassingen bij de aanpak van de energieoverdracht?

At first sight, no.

45) Wie zou de toelating moeten krijgen om de meet-/telactiviteit uit te voeren in de submetering?

Any commercial market party..

a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?

The management of sub-metering activities (including among others installation, maintenance and operation) should be open to market competition.

46) Wie zou de toelating moeten krijgen om de activiteit voor het beheer van meet- /telgegevens in de submetering uit te voeren?

a. Moet dit beheer worden gecentraliseerd (één enkele speler) of moet er hiervoor concurrentie zijn tussen de verschillende marktspelers?

There should be a regulated centralized party to manage the data coming from submetering.

### **Rebound effect**

47) Moet het rebound effect worden geïntegreerd in het marktmodel voor de flexibiliteit van de vraag?

At best, yes. The consequence the rebound effect has on the BRP's balance should be corrected/compensated.

48) Indien ja, met welke aspecten van het rebound effect zou rekening moeten worden gehouden en hoe?

Same as for the activation itself: date, time and volumes (in comparison with the baseline).

### **Other suggestions?**

49) Welke andere oplossingen stelt u voor om de hierboven geïdentificeerde obstakels weg te werken (op alle vlakken: wettelijk, regulatorisch, contractueel, operationeel)?



50) Heeft u andere ideeën of suggesties?

## Demand Side Flexibility

Consultation publique sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter  
l'accès à la gestion de la demande en Belgique, CREG, 30/09/2015

### Introduction

EDORA représente les producteurs d'énergie renouvelable, et dans le cadre de cette consultation plus spécifiquement les producteurs décentralisés d'électricité (D-RES pour Decentralised Renewable Energy Sources). La production décentralisée est fortement liée à la demande, dont elle se rapproche. Les fournisseurs de services de flexibilité considèrent à ce titre l'ensemble des assets décentralisés : de production, de consommation et de stockage. La flexibilité doit donc être déclinée selon les trois thèmes (generation, demand & storage) de manière cohérente. Il nous apparaît par conséquent primordial de veiller à tenir compte de toute forme de production décentralisée et d'unité de stockage décentralisé au même titre que les moyens de gestion de la demande.

Par ailleurs les enjeux d'accessibilité des marchés de l'énergie sont identiques pour tous les utilisateurs du réseau. Les principes pilotant une telle mise en œuvre (Energy Market Design) doivent a priori être analogues sous peine de discrimination d'une ressource par rapport à une autre. La nature des éléments à prendre en compte doivent être identiques même si les valeurs des paramètres caractéristiques seront différentes.

EDORA souhaite suivre et contribuer activement aux différents travaux visant à adapter les règles du marché de l'électricité. Nous restons disponibles pour tout échange ultérieur et certainement pour les prochaines étapes qui suivront le process de consultation.

Ces réponses ont été établies en étroite collaboration avec l'association B-DRA en raison des préoccupations similaires de nos deux secteurs d'activité (ce qui explique notamment que nous répondions aux questions posées aux agrégateurs dans la partie « obstacles ») et partant du fait que les assets de production décentralisée sont partie intégrante du portefeuille d'un agrégateur.

### Questionnaire

#### 6/ Quels obstacles rencontrez-vous au développement de votre portefeuille de flexibilité ?

The first obstacle is the very limited number of products (R1 Load, R3DP and SDR) that hinders the development of larger DSR and D-RES portfolios. The wider the range of accessible products the larger the available demand flexibility to meet the requirements of growing share of variable renewable generation.

The second obstacle is the limited, slow and cumbersome opening of the DSR market for consumers connected to the distribution grids (DGO). Although the situation improved recently, there is still significant progress needed to ensure the full exploitation of the DGO-connected DSR potential.

7) Quels obstacles rencontrez-vous à la commercialisation de cette flexibilité (par marché et par produit) ?

The key barrier is access to market: Today's access is limited to R1 Load, R3DP and SDR products while DSR could contribute to many others, such as balancing products and the growing intra-day market.

The Interruptibility Contract Holder (ICH) in its current form is not suitable for aggregators as the benefits of aggregation are erased by the product specification given that individual bids are de facto the only proposed option.

All other balancing products are not open to DSR/D-RES at the moment.

The day-ahead and intraday markets are not directly accessible to aggregators. At the moment the only possible access is via the Balance Responsible Parties (BRPs) of flexible consumers. This indirect route significantly limits the potential for DSR to reach the market.

8) Etes-vous actuellement directement actif sur ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM (veuillez préciser le(s) marché(s) et le(s) produit(s)) ?

a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de votre part à ces marchés ?

No. We are not directly active as DSR/D-RES aggregators due to the lack of an adequate solution for the transfer of energy between BRPs (of the flexible consumers) and aggregators (see below).

b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire ?

On top of the points mentioned above, the product definition of Endex (base-load blocks) does not fit the flexible characteristic of DSR/D-RES.

We are strongly interested in organised energy markets and believe there is very significant potential for DSR in those markets, especially in BELPEX CIM. Once a suitable solution for the energy transfer issue is found, aggregators should be able to access the DAM and CIM markets, offering the highly needed flexibility when these markets are either significantly short (as on the 22/9/2015) or significantly long.

c. Si vous ne l'envisagez pas, quelle en est la raison ?

The inherent uncertainty of energy markets are not the ideal target market to convince new

consumer to enter the DSR market, but they are an important complement to the more stable revenues of the balancing market and depending on the evolution could in the longer run become the main source of income for DSR/D-RES.

9/ Avez-vous conclu avec un tiers (un fournisseur, un BRP, un gestionnaire de réseau ou un autre acteur de marché) un contrat permettant à ce tiers d'utiliser votre portefeuille de flexibilité ?

NA

a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de cette activité ? (par marché et par produit).

In the case of contracts with BRPs to balance their portfolio, we think that this is mainly due to the still limited will and capacity of the BRPs to better balance their portfolio's closer to real-time and the inherent conflict of interest with generation assets most BRPs own. We are open to such business models but believe that direct market access is far more important to let DR grow to its full potential.

b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire?

See 9a)

### Aspect légaux

13/ Estimez-vous que la réglementation (loi électricité ; règlement technique ; ...) – notamment la réglementation fédérale – devrait être modifiée afin d'encourager la gestion de la demande ? Sur quels points essentiels les modifications devraient-elles porter ?

Yes. The current rules establishing the market model need to be extended in such way that independent aggregators (sometimes called FSPs), consumers, storage operators and decentralised producers have a well defined access and a level-playing field to all energy markets (in line with the European Energy Efficiency Directive). To this aim, unambiguous and detailed rules regarding the interaction (see below) between the FSP and the concerned BRPs are a prerequisite.

14/ Etes-vous favorable à l'élaboration d'une législation / réglementation encadrant de manière précise la gestion de la demande et la manière de valoriser la flexibilité sur les prélèvements, à l'image de ce qui existe dans d'autres pays ?

We are in favour of a well-defined market role for the FSP and decentralised producer regarding wholesale & balancing participation and interaction with other market parties.

15/ Dans quelles circonstances faudrait-il distinguer le prélèvement brut (exclusivement de la consommation) du prélèvement net (synthèse d'injections et de consommations sur un même site) ?

We are strongly in favour of sub-metering to allow flexible demand and local production to be accurately measured so their respective contribution can be assessed directly.

There is obviously no fundamental difference between 1 MW of demand flexibility and 1 MW of distributed generation regarding the service they can provide to the system.

BUT:

- In the future, the sustainability of the flexibility source could/should be included in the evaluation leading to a differentiation between demand and distributed generation.
- Regulation should take into account that DSR is about secondary asset use. Therefore, product definition and regulation need to account for this. Distributed generation with the main purpose of providing system services is not identical to local production that serves local needs and can *potentially* also deliver flexibility.

#### Rôles

16/ En matière de flexibilité de la demande, quels sont les nouveaux rôles qui devraient être définis dans le modèle de marché (BSP, agrégateur, FSP, autre...) ?

Allowing a direct access for independent aggregators to all markets is key!

Aggregators should be allowed to offer flexibility into all products of the balancing market, as it is the case for generation. Aggregators should also have direct access to the wholesale markets by signing an ARP contract adapted to their specific situation (including the specific balancing regime applicable to FSPs as described below).

The, as yet, not fully defined FSP role seems the best path forward. FSPs play a BSP role when acting in the balancing market and have access to the energy markets via an ARP contract.

As already mentioned the key missing part is the interaction between FSP and BRP regarding the transfer of energy between them.

17/ Est-il utile ou nécessaire de définir un rôle spécifique d'agrégateur si le rôle de FSP est défini ? Dans l'affirmative, quelle serait sa valeur ajoutée ?

No. The FSP role is sufficient providing the points mentioned above are covered.

18/ Quelles conditions spécifiques devrait remplir un FSP pour pouvoir faire des offres de participation de la demande ? Selon le type d'usage, quelles responsabilités devrait-il endosser ?



The FSP is the contractual party towards the TSO, the DSO (in the context of a congestion market) and/or market for the flexibility offers made and accepted.

The main responsibility of the FSP is to deliver the contracted flexibility and be responsible (as is a BRP) for the difference between 1/ the energy bought (demand enhancement or production reduction) or 2/ sold (demand reduction or production enhancement) to either the TSO, DSO or the market and the actually “delivered” energy.

The energy actually delivered being defined as the difference between the baseline load and the actual consumption of the portfolio of the FSP.

This means the FSP takes on the balancing responsibility during activation for the difference with the baseline of his portfolio and the actual measured demand of that portfolio.

The BRP remains the balancing responsible in an unaltered way for the periods outside the activation (the vast majority of time) and for the baseline volume (the volume the portfolio would have consumed without the DSR activation) during activations.

**In other words the situation for the BRP remains unchanged and is not impacted by DSR activations.**

#### **Produits spécifiques**

19/ La participation des FSP au marché à terme (ENDEX) est-elle pertinente ? Si oui, dans quels cas ? Si non, pourquoi ?

As mentioned above the current product definition of ENDEX (base-load product only) is not suitable for the flexibility offered by DSR.

DSR is well suited and very interested in a forward market for peak-load that would allow increased revenue certainty for DSR (compared to DAM and CIM) and DSR could become a major source of lower cost liquidity for forward peak-load markets.

20/ La participation des FSP aux offres libres mFRR (sans paiement d'un terme fixe de réservation) est-elle pertinente ?

Yes. This participation needs to be on top of the reserved mFRR capacity. Actually when contracting fixed flexibility, the FSP always take a security margin so as to deliver the contracted capacity even in adverse conditions. Therefore, the FSP has most of the time a remaining capacity available on top of the contracted capacity. Free mFRR bids as well as DAM & CIM bids would allow that extra capacity to enter the market.

21/ Pouvez-vous classer par ordre d'intérêt croissant les usages (voir définition supra) auxquels la flexibilité de la demande ne participe actuellement pas et auxquels vous estimez qu'elle devrait pouvoir participer ? Dans la liste des marchés, une distinction peut être faite entre les différents

produits, par exemple pour les réserves.

The exact order of the opportunities depends on the future evolution of the individual markets and the volatility of the DAM and CIM markets in particular.

In the current context, the ordering is as follows (from the most interesting to the least):

- the balancing market is the most interesting,
- the CIM market (assuming CIM prices correctly reflect market conditions and this market becomes liquid),
- a liquid forward peak-load market (which can be a reliability option or a CM), and
- the DAM market (because volatility in that market is expected to be significantly lower and less frequent than in the CIM market).

Regarding the balancing markets all products should be open to DSR on a level playing field with other sources of the service like generation or storage.

DSR has the best technical and economical characteristics for less frequently used reserves. Nevertheless; some DSR sources are also suited to more frequently used reserves and the optimal mix should be determined by the competition and not product specifications.

22/ Estimez-vous que la flexibilité de la demande doit être traitée différemment de la flexibilité des unités de production (doit faire l'objet de produits spécifiques) ?

a. Pourquoi ?

Yes, demand flexibility and generation flexibility must be addressed the same way. This is the main reason for the renewable sector to take part to this consultation.

We believe that if the product requirements for flexibility are set as needed by the power system and not to suit a particular source of flexibility (i.e. generation, as has been the case in the past) then the market will determine the optimal mix of flexibility sources to address the system needs.

In practice the current products are designed to suit generation and in many cases do not fit with DSR because for the last century generation was the only source of flexibility.

In the short term specific DSR products such as R3DP and SDR have proven useful and allowed DSR to grow. However, this approach is not easily extendable for the future and will always be less efficient than the preferred approach described above.

**Transfer d'énergie**

23/ Quel devrait être le statut de l'énergie activée dans le cadre de la flexibilité ? Qui en est propriétaire et à quel moment ?

Three possible answers:

- The consumer buys this energy from his BRP and is free to sell it via an FSP or directly to either the market or the TSO.
  - This is the case today for ICH and a part of SDR. The main issue is that this option is very complex to implement because energy billing is de-coupled from metering and therefore transfer of energy is dealt with at the individual consumer level and not at the wholesale (portfolio) level between market players
- The FSP buys or sells the activated energy from/to the BRPs of the activated consumers/producers.
  - In this case the relationship between BRP/retailer and consumer remains unchanged, i.e. the consumer owns and pays for the energy that actually passed his meter and the activated energy is bought/sold at a price that generates nor profit nor loss (the sourcing price) for the BRP. The FSP acts with the consent of the consumer and the BRP is obliged to accept the transaction at the fair price allowing the consumer to freely monetise his flexibility with the FSP of his choice within the limits of his existing energy supply contract (see below).
- The position of the BRP is not corrected
  - This very simple solution (described below see q24) makes sense for uses of DSR at the very end of the merit order, where the energy volume is negligible versus the capacity being reserved. It remunerates the BRP at imbalance tariffs for the activated energy without any changes required to the existing system & processes. It avoids the question of who owns the energy.

#### 24/ Le déséquilibre du BRP doit-il être corrigé ?

The better solution is for the activated energy to be transferred at a fair price as described in 23), limited to products where the energy volume is marginal compared to the capacity being offered, i.e. for capacity that is used at the end of the merit order (f.ex. R3DP) a simpler solution is possible.

Not correcting the position of the BRP means that the activated volume will be settled at the imbalance price. For balancing reserves that are activated in-line with the control area situation this is a very lucrative remuneration for the BRP but a high societal cost.

As long as the energy volume is marginal this approach is efficient seen the cost saved by this simple approach. As a general solution this approach should not be pursued as it does not address all the other potential uses of DSR.

#### 25/ La réponse à la question précédente dépend-elle du plan de tension auquel est connecté le consommateur final dont la flexibilité est activée ? Les cas envisagés sont une connexion au réseau d'Elia, au réseau MT d'un GRD (à partir de 1 KV) et au réseau BT d'un GRD (en dessous de 1 KV). Pourriez-vous justifier votre réponse ?

No. There is no link to the tension level of the consumers. Imbalance is considered at portfolio level and includes, by definition, all consumers/producers of the BRP. The impact of DSR on the BRPs position therefore must also be evaluated at the portfolio level.

#### 26/ La réponse à la question précédente dépend-elle du type de mesure (AMR ou assimilé, comptage

annuel) de l'énergie du consommateur final dont la flexibilité est activée ? Pourriez-vous justifier votre réponse ?

Defining the activated volume for non-AMR metered consumers is not feasible with a sufficient level of accuracy. Therefore we consider that an AMR or smart-meter is a pre-requisite for the full use of the flexibility that can be offered by DSR.

27/ Le volume utilisé pour la correction éventuelle du déséquilibre du BRP doit-il être le même que celui utilisé pour calculer l'éventuelle compensation financière ? Si non, comment le déterminer ?

Yes. Actually, there is only one definition of activated volume and this should be used throughout.

The activated volume is the difference between the baseline (the best possible approximation of the consumption without activation) and the measured demand during the activation period.

28/ Cette activation doit-elle donner lieu à compensation financière entre le FSP et le BRP ?

Yes. The activated energy sourced (not consumed in case of demand decrease) and not sourced by the BRP (in case of demand increase) must be transferred between both parties at a fair price. This obviously assumes that the FSP (and his consumers) can include this cost in his activation price particularly for balancing product (some of which exclude an activation cost today)

Seen that the BRP has no part in the flexibility action, he should not be allowed to make a profit nor suffer a loss from the DSR event. For this reason, a fair price should compensate his sourcing cost for the activated energy.

29/ En partant du principe que le volume de la participation quart horaire de la demande lors d'une activation par un FSP est évalué comme la différence entre la consommation réelle et une consommation de référence (« *baseline* ») :

a. Comment évaluer cette *baseline* ? Pourriez-vous décrire les méthodes proposées ?

The baseline is the best possible approximation of the demand that would have occurred but for the DSR event.

It covers the activation period, i.e. the period where demand is actively controlled to meet the contractual obligations linked to the DSR event.

The same baseline is used to determine the execution and financial settlement of the DSR event on the one side and the financial transaction with the BRP on the other side, i.e. the activated energy is the same throughout the full transaction chain.

On top of the best possible accuracy, two other criteria are important to choose the appropriate

baseline determination method:

- The baseline method must not allow gaming, i.e. should not take into account as reference periods where it is known that a DR event will happen (depends on the use of DR see R3DP versus SDR)
- The chosen baseline method must be transparent to the consumer, so he can calculate his activated energy and have a clear understanding of the reference used to evaluate his performance.

b. La méthode d'évaluation appliquée devrait-elle être :

i. unique et imposée pour tous les produits de participation de la demande ?

No. Depending on the duration of the event and the lead time of the notice prior to the event different baselines can and should be used.

This is the case today for R3DP and SDR. Depending on their characteristics (length, up front notice) new DSR events should either adopt one of the existing baseline methodologies or, if needed, a new one should be developed.

ii. unique et imposée par produit de participation de la demande mais éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

Yes. For a given DSR product there should be one default baseline method. This method must be "smart" enough to handle the vast majority of cases that can exist for a given product (different sources, different consumer segments ...). In the end the baseline is nothing else as the extrapolation or interpolation of the past behaviour to fill the gaps generated by the demand event. For exceptional cases that are not adequately covered by the default baseline, specific solutions can and should be defined by the TSO to avoid any exclusion of consumers on this basis.

iii. à choisir par le FSP pour tous les produits, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

iv. à choisir par le FSP pour chaque produit, dans une liste de méthodes éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

v. à choisir par le FSP pour chaque point d'injection, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

vi. à choisir par un autre acteur (acteur et modalités à spécifier) ?

The choice should be regulatory (energy market) or product (balancing market) related.

c. Qui doit être responsable des mesures/comptages utilisés pour l'évaluation ?

For balancing products, we prefer the TSO given his knowledge, experience, independence and existing role in that market. The metering rules should be specified as part of the product and should look at maximum efficiency and minimized risk for fraud.

For energy market products the choice is larger: It could be the TSO as an extension of his role in the balancing market or alternatively the buyer could have an audit right (without losing confidentiality) on the seller who would provide the metering. This second option would be applicable for access points that do not participate in the balancing market or for all transaction in the energy market if that is acceptable to the buyers, i.e. the BRPs.

d. Qui doit être responsable de la gestion des données utilisés pour l'évaluation ?

See answer to 29c

30) Pour ce qui concerne la détermination du prix unitaire (EUR/MWh) de la compensation financière :

a. Selon quelle(s) méthode(s) déterminer ce prix unitaire ?

Fundamentally two options are possible:

- Choose a price per individual consumer multiplied by the individual activated energy and the sum per FSP-BRP pair
- Sum up the activated energy per FSP-BRP pair and then multiply with the average sourcing cost.

The first option is more complex and raises confidentiality issues but accurately reflects the existing variance in sourcing cost between consumers.

The second option is significantly simpler and avoids confidentiality issues as aggregated data can be used. The challenge being to select formula parameters such that the average computed cost actually matches the average sourcing cost of the BRPs.

Our proposed formula would be to use the weekly average DAM price for the given hour together with a mix of forward prices (f.ex. 2yrs., 1 yr., 6 m.) at the correct mix (f.ex. 40, 20, 20,20) such that the commuted price represent the best possible average sourcing cost of the BRPs. We are open to discuss any formula that can objectively be considered as the average sourcing cost of the BRPs as long as it is market based such that the transfer price paid evolves in-line with the energy markets.

To maximize social welfare, DSR should to be deployed when the market is significantly short (f.ex BELPEX DAM 22/9) or significantly long, not when the market is “normal” and there is an efficient balance between available generation and demand. To achieve this societal optimum, the transfer price needs to be the middle of the price band above and below which the market would be considered to be significantly short or long. This can be defined as absolute values or as a % of time (f.ex. highest 10%, lowest 10%)

#### b. Qui devrait être responsable de cette détermination ?

Whatever the option, the price is a market price that is the default for the transaction between FSP and BRP.

Another price can be agreed bi-laterally but in absence of such an agreement the default price is applicable and the transaction cannot be refused at the standard terms.

If the option of individual prices is retained then an independent third party is required to guarantee the confidentiality of the individual prices and access point concerned. This third party can be the TSO (who already has the individual volumes at least for transactions concerning the balancing market) or a Power Exchange.

#### c. Le prix pour une activation de flexibilité à la hausse devrait-il être le même que celui pour une activation à la baisse ? Pourquoi ?

Yes. The aim is nor profit nor loss for the BRP. For this to happen, the transfer price should be symmetric so to avoid that different prices provide a profit margin for the BRP for an action for which he has not contributed.

### 31/ Comment le montant de la compensation devrait-il être payé ?

#### a. Directement entre BRP et FSP.

The current market rules & processes imply that transactions regarding the activated energy are registered such that each party remains in balance. There is no reason why payments of the transactions should not follow the same rules as for the existing transactions in the market.

#### b. Via un intermédiaire (à préciser).

As is the case for all energy transactions, the DSR transaction should be handled centrally by BELPEX.

### 32/ La présente question se réfère au cas où le BRP concerné n'est pas le fournisseur d'énergie du consommateur final qui vend sa flexibilité.

#### a. Ce cas pose-t-il un problème spécifique pour la compensation financière ? Pourquoi ?



No. This is the standard case and actually when FSP and BRP are the same company or group then the transfer of energy becomes an internal issue.

The proposed solution above aims at neutralizing the effect of DSR activation for the concerned BRP. With the above solution in place there is no difference for the BRP with or without a DSR event in his portfolio.

**b. Dans l'affirmative, la solution à ce problème doit-elle être régulée ? Si oui, en suivant quels principes ?**

As mentioned above, what is required is that the FSP gets level access to the market and this requires the FSP to have the right to acquire (or sell) the activated energy to/from the impacted BRP.

Without this right, the FSP does not have access to the market and is at the mercy of the BRPs who effectively control the access of flexibility to the market.

#### **Information des acteurs**

**33/ De quelles informations spécifiques le consommateur final devrait-il disposer ?**

The consumer must be able to verify the settlement of his flexibility. He needs to be able to reconstruct the baseline and know the activation periods so that he can check the actually delivered flexible energy.

**34/ De quelles informations spécifiques le FSP devrait-il disposer ?**

The FSP must have access to the metering information (either head or sub-meter) that will be used for settlement. This access should be local and central (validated or corrected data).

**35/ De quelles informations spécifiques le fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?**

In his traditional role (no balance responsibility) as retailer there is no need for extra data. Billing is unchanged and based on actual metered demand and the existing retail contract remains valid without the need for any changes.

**36/ De quelles informations spécifiques le BRP du fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?**

The BRP must receive aggregated data on the volume of activated energy in his portfolio per settlement period. This data is needed to correct the actual meter readings for forecasting purpose and to avoid any counter actions that would counteract the DSR event. The timing of this information



must be at the same time then the metering data he receives regarding the consumers in his portfolio.

### 37/ De quelles informations spécifiques le GRT devrait-il disposer ?

For DSR events related to the balancing market, i.e. where the TSO is the buyer of the flexibility, he needs to receive or collect all the necessary data to verify the actual delivery of the contracted flexibility.

For DSR events related to the energy market, the TSO must have a view on the transactions (as is the case for all energy transaction!) so he can accurately determine the imbalance of all market actors.

### 38/ De quelles informations spécifiques le GRD au réseau duquel est connecté le consommateur final vendant sa flexibilité devrait-il disposer ?

For an operational point of view, variable demand or variable generation, from DSR or not, is already part of the uncertainty that is managed by DGOs. To this aim, a DGO must be able to forecast demand (and local production) on his network and identify the risk of congestion so as to manage his grid. To this aim, it might be useful for DGOs to identify which consumers have agreements in place to offer their flexibility (one way or another) to the market.

We strongly oppose that having this information gives the right to the DGO to alter consumers connection and/or access contract without financial compensation such that a level playing field is ensured between consumers.

### 39/ Quelles sont les informations qui devraient rester confidentielles ? Pour chaque information visée, il est demandé de spécifier :

#### a. pourquoi elle doit rester confidentielle,

Under the current circumstances the FSP asks that the access points that are part of their portfolio's remain confidential. The reason is that providing this information to a potential competitor gives that competitor an unfair advantage compared to the other parties of the market. Further, practice has shown that although the existing retail contracts are fully respected, some retailers, when they know, try to modify their running contract terms to the detriment of the consumer to deter him from (further) participation in the DSR market. Confidentiality is the best defence against these abusive practices.

#### b. vis-à-vis de quels acteurs du marché elle doit rester confidentielle et quels acteurs peuvent y avoir accès.

Confidentiality is essential towards the BRPs that are potential competitors of the FSP. Assuming

their guaranteed neutrality and the clarification that DGOs and TGOs cannot act as FSPs, they should have access to all the data they need to optimally plan & operate their networks.

#### 42/ Quelles sont vos suggestions pour éviter la double vente de flexibilité de la demande ?

Double sales of flexibility only occur when activated energy is counted and paid twice. As long as a consumer honours all his running contracts (f.ex. R1 and R3DP), even when they happen simultaneously, there is no double sales and this situation is perfectly acceptable.

We see no fundamental incompatibility between dynamic price contracts and offering flexibility via a contracted volume in the balancing or energy market. The baseline methodology will capture the actual behaviour of the consumer independently of the reasons that lead to a particular behaviour (indeed there is no rule to the particular impact of dynamic prices on the demand behaviour and each case is potentially different) and extend this behaviour across the activation period as described above. The contracted flexibility must be delivered on top of the change of behaviour potentially triggered by price.

The consumer that is willing to take the price risk will have the choice between freely choosing his demand profile and valorising his flexibility via an FSP contract giving away some of that freedom of choice against additional remuneration. This is not double payment and should allow consumers with variable prices to further reduce the activation prices they quote in their DSR offers.

Consumers that contractually take over their own balancing risk but do not become their own BRP, as some very limited number do today, are a special case. For the products at the very end of the merit order and therefore with very limited activated energy volumes such as R3DP where the portfolio of the BRP is not adapted there is no issue. Actually the BRP is paid imbalance tariff for the activated energy and transfers this payment in line with all other imbalance charges & revenues to the consumer. For future products where the solution as described in question 30 above is applied, there is an issue.

#### Mesures et comptages

#### 43/ Estimez-vous l'utilisation de compteurs secondaires (*metering behind the head meter, submetering*) utile ou nécessaire ? Pourquoi ?

Submetering allows to significantly improve the settlement for cases where the head-meter includes the measurement of non-controllable demand. It is a necessity to exploit the full potential of DSR as otherwise access points in the case above cannot participate due to the uncertainty of the settlement itself as the non-controllable demand cannot be excluded from the settlement

#### 44/ Estimez-vous que le recours au *submetering* devrait faire l'objet d'un traitement spécifique par rapport aux mesures et comptages basés sur les compteurs de tête ? Dans l'affirmative :

##### a. Sur quels éléments particuliers les différences devraient-elles porter ?

In principle there is no difference between normal metering and sub-metering except that in the case of sub-metering it needs to be verified that no gaming is taking place by transferring loads from one circuit to another so as to generate false flexibility.

b. Le recours au *submetering* requiert-il des adaptations au traitement du transfert d'énergie ?

No. The total activated energy is transferred between the BRP and the FSP irrespective of how it is measured. What is different is how the actual delivery is checked by the party that buys the flexibility (the TSO for balancing market, the buyer via audit right for energy market transactions). See 29c

45/ Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de mesure/comptage dans le *submetering* ?

a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

There is neither need nor added value in giving this task to a regulated party as a monopoly. What needs to be achieved is that the buyers of the DSR service (TSO, market ...) are satisfied with the proposed metering and establish the objective criteria they require to satisfy their specific needs.

46/ Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de gestion des données de mesure/comptage dans le *submetering* ?

a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

We believe this needs to be a free market activity not a regulated monopoly for the reasons described in q 45.

#### Rebound effect

47/ L'effet rebond (« *rebound effect* ») devrait-il être intégré dans le modèle de marché de la flexibilité sur la demande ?

No. Rebound is what the consumer does once his contractual obligations towards the buyer of DSR are over. As long as he respects his retail and connection contracts there is no need for any special treatment.

In practice we have never seen a measurable rebound effect that could be distinguished from the normal behaviour of consumers. Actually there is no fundamental difference between the impact of a DSR event and many other external reasons why demand varies over time, such as for example several tons of goods moving in a cold store (goods at 0.5 degree higher than the temperature of the cold store - which happens all the time - have the same impact as a 1 hour of demand reduction for DSR). There are many other similar examples, while to this date no single real-life example of a rebound with measurable impact has been publically discussed.

48) Dans l'affirmative, quels aspects de l'effet rebond devraient-ils être pris en compte, et comment ?

None. See 47

#### Autres suggestions

49/ Quelles autres solutions proposez-vous pour lever les obstacles identifiés ci-dessus (sur tous les plans : légal, réglementaire, contractuel, opérationnel) ?

The current solution of no correction to the BRP perimeter as applied to f. ex. R3DP is a simple and elegant solution for the DSR products at the end of the merit order. As long as the energy volume is small compared to the capacity being contracted, this simple solution has proven its merit in unlocking the DSR market.

50/ Avez-vous d'autres idées ou suggestions ?

We look forward to actively contribute in all forms of brainstorming and market discussions on this topic with the aim to achieve the best possible solutions for consumers regarding the introduction of independent FSPs in the balancing and energy markets.

**B-DRA Position:**

**CREG DSF consultation**

**September 2015**

*Authors*  
*Actility, Anode, Energy Pool, Enernoc and REstore*

## Introduction

Please find below the answer to the questions of your consultation that are addressed to the independent aggregators.

For a more conceptual view on our POV and proposed solution we refer you to our whitepaper published in June 2014 and attached to this answer.

We understand that this consultation is the first step in the process to adapt the market rules in-line with the requirements of the Energy Efficiency Directive (EED) and as mandated to the CREG by the federal government.

We are favorable to this process and have provided and will continue to provide all the input we can to achieve a successful outcome to the benefit of the Belgian consumers.

We remain available for any inquiries on the answers provided and to participate in any next steps that will follow this consultation.

**CREG consultation:**

**Obstacles rencontrés**

**6) Quels obstacles rencontrez-vous au développement de votre portefeuille de flexibilité ?**

The first obstacle is the very limited number of products (R1 Load, R3DP and SDR) that hinders the development of larger DSR portfolios. The wider the range of accessible products the larger the available demand flexibility to meet the requirements of growing share of variable renewable generation.

The second obstacle is the limited, slow and cumbersome opening of the DSR market for consumers connected to the distribution grids (DGO). Although the situation improved recently, there is still significant progress needed to ensure the full exploitation of the DGO-connected DSR potential.

**7) Quels obstacles rencontrez-vous à la commercialisation de cette flexibilité (par marché et par produit) ?**

The key barrier is access to market: Today's access is limited to R1 Load, R3DP and SDR products while DSR could contribute to many others, such as balancing products and the growing intra-day market.

The Interruptibility Contract Holder (ICH) in its current form is not suitable for aggregators as the benefits of aggregation are erased by the product specification given that individual bids are de facto the only proposed option.

All other balancing products are not open to DSR at the moment.

The day-ahead and intraday markets are not directly accessible to aggregators. At the moment the only possible access is via the Balance Responsible Parties (BRPs) of flexible consumers. This indirect route significantly limits the potential for DSR to reach the market.

**8) Etes-vous actuellement directement actif sur ENDEX, BELPEX DAM, BELPEX CIM (veuillez préciser le(s) marché(s) et le(s) produit(s)) ?**

**a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de votre part à ces marchés ?**

No. We are not directly active as DSR aggregators due to the lack of an adequate solution for the transfer of energy between BRPs (of the flexible consumers) and aggregators (see below).

**b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire ?**

On top of the points mentioned above, the product definition of Endex (base-load blocks) does not fit the flexible characteristic of DSR.

We are strongly interested in organised energy markets and believe there is very significant potential for DSR in those markets, especially in BELPEX CIM. Once a suitable solution for the energy transfer issue is found, aggregators should be able to access the DAM and CIM markets, offering the highly needed flexibility when these markets are either significantly short (as on the 22/9/2015) or significantly long.

c. Si vous ne l'envisagez pas, quelle en est la raison ?

The inherent uncertainty of energy markets are not the ideal target market to convince new consumer to enter the DSR market, but they are an important complement to the more stable revenues of the balancing market and depending on the evolution could in the longer run become the main source of income for DSR.

9) Avez-vous conclu avec un tiers (un fournisseur, un BRP, un gestionnaire de réseau ou un autre acteur de marché) un contrat permettant à ce tiers d'utiliser votre portefeuille de flexibilité ?

a. Si tel est le cas, quels sont selon vous les obstacles limitant actuellement une participation accrue de cette activité ? (par marché et par produit).

Some of the BDRA members have actually made such deals allowing BRPs to balance their portfolio with flexible consumers. This is however a marginal business compared to the R3DP and SDR markets.

Our analysis is that this is mainly due to the still limited will and capacity of the BRPs to better balance their portfolio's closer to real-time and the inherent conflict of interest with generation assets most BRPs own. We are open to such business models but believe that direct market access is far more important to let DR grow to its full potential.

b. Si tel n'est pas le cas mais qu'il s'agit d'un cas de figure que vous avez envisagé pour le futur, quelles sont selon vous les obstacles qui sont actuellement susceptibles de vous décourager à le faire?

See 9a)

#### Aspect légaux

13) Estimez-vous que la réglementation (loi électricité ; règlement technique ; ...) – notamment la réglementation fédérale – devrait être modifiée afin d'encourager la gestion de la demande ? Sur quels points essentiels les modifications devraient-elles porter ?

Yes. The current rules establishing the market model need to be extended in such way that independent aggregators (sometimes called FSPs) have a well defined access and a level-playing field to all energy markets (in line with the European Energy Efficiency Directive). To this aim, unambiguous and detailed rules regarding the interaction (see below) between the FSP and the concerned BRPs are a prerequisite.

14) Etes-vous favorable à l'élaboration d'une législation / réglementation encadrant de manière précise la gestion de la demande et la manière de valoriser la flexibilité sur les prélèvements, à l'image de ce qui existe dans d'autres pays ?

We are not sure which other countries you refer to, but in general we are in favour of a well-defined market role for the FSP regarding wholesale & balancing participation and interaction with other market parties.

15) Dans quelles circonstances faudrait-il distinguer le prélèvement brut (exclusivement de la consommation) du prélèvement net (synthèse d'injections et de consommations sur un même site) ?

We are strongly in favour of sub-metering to allow flexible demand and local production to be accurately measured so their respective contribution can be assessed directly.



There is obviously no fundamental difference between 1 MW of demand flexibility and 1 MW of distributed generation regarding the service they can provide to the system.

BUT:

- In the future, the sustainability of the flexibility source could/should be included in the evaluation leading to a differentiation between demand and distributed generation.
- Regulation should take into account that DSR is about secondary asset use. Therefore, product definition and regulation need to account for this. Distributed generation with the main purpose of providing system services is not identical to local production that serves local needs and can *potentially* also deliver flexibility.

## Rôles

16) En matière de flexibilité de la demande, quels sont les nouveaux rôles qui devraient être définis dans le modèle de marché (BSP, agrégateur, FSP, autre...) ?

Allowing a direct access for independent aggregators to all markets is key!

Aggregators should be allowed to offer flexibility into all products of the balancing market, as it is the case for generation. Aggregators should also have direct access to the wholesale markets by signing an ARP contract adapted to their specific situation (including the specific balancing regime applicable to FSPs as described below).

The, as yet, not fully defined FSP role seems the best path forward. FSPs play a BSP role when acting in the balancing market and have access to the energy markets via an ARP contract.

As already mentioned the key missing part is the interaction between FSP and BRP regarding the transfer of energy between them.

17) Est-il utile ou nécessaire de définir un rôle spécifique d'agrégateur si le rôle de FSP est défini ? Dans l'affirmative, quelle serait sa valeur ajoutée ?

No. The FSP role is sufficient providing the points mentioned above are covered.

18) Quelles conditions spécifiques devrait remplir un FSP pour pouvoir faire des offres de participation de la demande ? Selon le type d'usage, quelles responsabilités devrait-il endosser ?

The FSP is the contractual party towards the TSO, the DSO (in the context of a congestion market) and/or market for the flexibility offers made and accepted.

The main responsibility of the FSP is to deliver the contracted flexibility and be responsible (as is a BRP) for the difference between 1/ the energy bought (demand enhancement) or 2/ sold (demand reduction) to either the TSO, DSO or the market and the actually "delivered" energy.

The energy actually delivered being defined as the difference between the baseline load and the actual consumption of the portfolio of the FSP.

This means the FSP takes on the balancing responsibility during activation for the difference with the baseline of his portfolio and the actual measured demand of that portfolio.

The BRP remains the balancing responsible in an unaltered way for the periods outside the activation (the vast majority of time) and for the baseline volume (the volume the portfolio would have consumed without the DSR activation) during activations.

**In other words the situation for the BRP remains unchanged and is not impacted by DSR activations.**

#### Produits spécifiques

19) La participation des FSP au marché à terme (ENDEX) est-elle pertinente ? Si oui, dans quels cas ? Si non, pourquoi ?

As mentioned above the current product definition of ENDEX (base-load product only) is not suitable for the flexibility offered by DSR.

DSR is well suited and very interested in a forward market for peak-load that would allow increased revenue certainty for DSR (compared to DAM and CIM) and DSR could become a major source of lower cost liquidity for forward peak-load markets.

20) La participation des FSP aux offres libres mFRR (sans paiement d'un terme fixe de réservation) est-elle pertinente ?

Yes. This participation needs to be on top of the reserved mFRR capacity. Actually when contracting fixed flexibility, the FSP always take a security margin so as to deliver the contracted capacity even in adverse conditions. Therefore, the FSP has most of the time a remaining capacity available on top of the contracted capacity. Free mFRR bids as well as DAM & CIM bids would allow that extra capacity to enter the market.

21) Pouvez-vous classer par ordre d'intérêt croissant les usages (voir définition supra) auxquels la flexibilité de la demande ne participe actuellement pas et auxquels vous estimez qu'elle devrait pouvoir participer ? Dans la liste des marchés, une distinction peut être faite entre les différents produits, par exemple pour les réserves.

The exact order of the opportunities depends on the future evolution of the individual markets and the volatility of the DAM and CIM markets in particular.

In the current context, the ordering is as follows (from the most interesting to the least):

- the balancing market is the most interesting,
- the CIM market (assuming CIM prices correctly reflect market conditions and this market becomes liquid),
- a liquid forward peak-load market (which can be a reliability option or a CM), and
- the DAM market (because volatility in that market is expected to be significantly lower and less frequent than in the CIM market).

Regarding the balancing markets all products should be open to DSR on a level playing field with other sources of the service (generation, storage ...).

DSR has the best technical and economical characteristics for less frequently used reserves. Nevertheless; some DSR sources are also suited to more frequently used reserves and the optimal mix should be determined by the competition and not product specifications.

22) Estimez-vous que la flexibilité de la demande doit être traitée différemment de la flexibilité des unités de production (doit faire l'objet de produits spécifiques) ?

a. Pourquoi ?

In principle No (see above).

We believe that if the product requirements for flexibility are set as needed by the power system and not to suit a particular source of flexibility (i.e. generation, as has been the case in the past) then the market will determine the optimal mix of flexibility sources to address the system needs.

In practice the current products are designed to suit generation and in many cases do not fit with DSR because for the last century generation was the only source of flexibility.

In the short term specific DSR products such as R3DP and SDR have proven useful and allowed DSR to grow. However, this approach is not easily extendable for the future and will always be less efficient than the preferred approach described above.

b. Dans l'affirmative, quelles caractéristiques devraient distinguer ces produits spécifiques ?

#### Transfer d'énergie

23) Quel devrait être le statut de l'énergie activée dans le cadre de la flexibilité ? Qui en est propriétaire et à quel moment ?

Three possible answers:

- The consumer buys this energy from his BRP and is free to sell it via an FSP or directly to either the market or the TSO.
  - This is the case today for ICH and a part of SDR. The main issue is that this option is very complex to implement because energy billing is de-coupled from metering and therefore transfer of energy is dealt with at the individual consumer level and not at the wholesale (portfolio) level between market players
- The FSP buys or sells the activated energy from/to the BRPs of the activated consumers.
  - In this case the relationship between BRP/retailer and consumer remains unchanged, i.e. the consumer owns and pays for the energy that actually passed his meter and the activated energy is bought/sold at a price that generates nor profit nor loss (the sourcing price) for the BRP. The FSP acts with the consent of the consumer and the BRP is obliged to accept the transaction at the fair price allowing the consumer to freely monetise his flexibility with the FSP of his choice within the limits of his existing energy supply contract (see below).
- The position of the BRP is not corrected
  - This very simple solution (described below see q24) makes sense for uses of DSR at the very end of the merit order, where the energy volume is negligible versus the capacity being reserved. It remunerates the BRP at imbalance tariffs for the activated energy without any changes required to the existing system & processes. It avoids the question of who owns the energy.

24) Le déséquilibre du BRP doit-il être corrigé ?

The better solution is for the activated energy to be transferred at a fair price as described in 23), limited to products where the energy volume is marginal compared to the capacity being offered, i.e. for capacity that is used at the end of the merit order (f.ex. R3DP) a simpler solution is possible.

Not correcting the position of the BRP means that the activated volume will be settled at the imbalance price. For balancing reserves that are activated in-line with the control area situation this is a very lucrative remuneration for the BRP but a high societal cost.

As long as the energy volume is marginal this approach is efficient seen the cost saved by this simple approach. As a general solution this approach should not be pursued as it does not address all the other potential uses of DSR.

25) La réponse à la question précédente dépend-elle du plan de tension auquel est connecté le consommateur final dont la flexibilité est activée ? Les cas envisagés sont une connexion au réseau d'Elia, au réseau MT d'un GRD (à partir de 1 KV) et au réseau BT d'un GRD (en dessous de 1 KV). Pourriez-vous justifier votre réponse ?

No. There is no link to the tension level of the consumers. Imbalance is considered at portfolio level and includes, by definition, all consumers of the BRP. The impact of DSR on the BRPs position therefore must also be evaluated at the portfolio level.

26) La réponse à la question précédente dépend-elle du type de mesure (AMR ou assimilé, comptage annuel) de l'énergie du consommateur final dont la flexibilité est activée ? Pourriez-vous justifier votre réponse ?

Defining the activated volume for non-AMR metered consumers is not feasible with a sufficient level of accuracy. Therefore we consider that an AMR or smart-meter is a prerequisite for the full use of the flexibility that can offered by DSR.

27) Le volume utilisé pour la correction éventuelle du déséquilibre du BRP doit-il être le même que celui utilisé pour calculer l'éventuelle compensation financière ? Si non, comment le déterminer ?

Yes. Actually, there is only one definition of activated volume and this should be used throughout.

The activated volume is the difference between the baseline (the best possible approximation of the consumption without activation) and the measured demand during the activation period.

28) Cette activation doit-elle donner lieu à compensation financière entre le FSP et le BRP ?

Yes. The activated energy sourced (not consumed in case of demand decrease) and not sourced by the BRP (in case of demand increase) must be transferred between both parties at a fair price. This obviously assumes that the FSP (and his consumers) can include this cost in his activation price particularly for balancing product (some of which exclude an activation cost today)

Seen that the BRP has no part in the flexibility action, he should not be allowed to make a profit nor suffer a loss from the DSR event. For this reason, a fair price should compensate his sourcing cost for the activated energy.

29) En partant du principe que le volume de la participation quart horaire de la demande lors d'une activation par un FSP est évalué comme la différence entre la consommation réelle et une consommation de référence (« *baseline* ») :

a. Comment évaluer cette *baseline* ? Pourriez-vous décrire les méthodes proposées ?

The baseline is the best possible approximation of the demand that would have occurred but for the DSR event.

It covers the activation period, i.e. the period where demand is actively controlled to meet the contractual obligations linked to the DSR event.

The same baseline is used to determine the execution and financial settlement of the DSR event on the one side and the financial transaction with the BRP on the other side, i.e. the activated energy is the same throughout the full transaction chain.

On top of the best possible accuracy, two other criteria are important to choose the appropriate baseline determination method:

- The baseline method must not allow gaming, i.e. should not take into account as reference periods where it is known that a DR event will happen (depends on the use of DR see R3DP versus SDR)
- The chosen baseline method must be transparent to the consumer, so he can calculate his activated energy and have a clear understanding of the reference used to evaluate his performance.

b. La méthode d'évaluation appliquée devrait-elle être :

i. unique et imposée pour tous les produits de participation de la demande ?

No. Depending on the duration of the event and the lead time of the notice prior to the event different baselines can and should be used.

This is the case today for R3DP and SDR. Depending on their characteristics (length, up front notice) new DSR events should either adopt one of the existing baseline methodologies or, if needed, a new one should be developed.

ii. unique et imposée par produit de participation de la demande mais éventuellement différente d'un produit à l'autre ?

Yes. For a given DSR product there should be one default baseline method. This method must be "smart" enough to handle the vast majority of cases that can exist for a given product (different sources, different consumer segments ...). In the end the baseline is nothing else as the extrapolation or interpolation of the past behaviour to fill the gaps generated by the demand event. For exceptional cases that are not adequately covered by the default baseline, specific solutions can and should be defined by the TSO to avoid any exclusion of consumers on this basis.

iii. à choisir par le FSP pour tous les produits, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

iv. à choisir par le FSP pour chaque produit, dans une liste de méthodes éventuellement différente d'un produit à l'autre ?



No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

v. à choisir par le FSP pour chaque point d'injection, dans une liste de méthodes applicable à l'ensemble des produits ?

No. There should not be a choice neither for the FSP, the BRP or the consumer. The baseline should only depend on the type of DSR event.

vi. à choisir par un autre acteur (acteur et modalités à spécifier) ?

The choice should be regulatory (energy market) or product (balancing market) related.

c. Qui doit être responsable des mesures/comptages utilisés pour l'évaluation ?

For balancing products, we prefer the TSO given his knowledge, experience, independence and existing role in that market. The metering rules should be specified as part of the product and should look at maximum efficiency and minimized risk for fraud.

For energy market products the choice is larger: It could be the TSO as an extension of his role in the balancing market or alternatively the buyer could have an audit right (without losing confidentiality) on the seller who would provide the metering. This second option would be applicable for access points that do not participate in the balancing market or for all transaction in the energy market if that is acceptable to the buyers, i.e. the BRPs.

d. Qui doit être responsable de la gestion des données utilisés pour l'évaluation ?

See answer to 29c

30) Pour ce qui concerne la détermination du prix unitaire (EUR/MWh) de la compensation financière :

a. Selon quelle(s) méthode(s) déterminer ce prix unitaire ?

Fundamentally two options are possible:

- Choose a price per individual consumer multiplied by the individual activated energy and the sum per FSP-BRP pair
- Sum up the activated energy per FSP-BRP pair and then multiply with the average sourcing cost.

The first option is more complex and raises confidentiality issues but accurately reflects the existing variance in sourcing cost between consumers

The second option is significantly simpler and avoids confidentiality issues as aggregated data can be used. The challenge being to select formula parameters such that the average computed cost actually matches the average sourcing cost of the BRPs

Our proposed formula would be to use the weekly average DAM price for the given hour together with a mix of forward prices (f.ex. 2yrs., 1 yr., 6 m.) at the correct mix (f.ex. 40, 20, 20,20) such that the commuted price represent the best possible average sourcing cost of the BRPs. We are open to discuss any formula that can objectively be considered as the average sourcing cost of the BRPs as long as it is market based such that the transfer price paid evolves in-line with the energy markets.

To maximize social welfare, DSR should to be deployed when the market is significantly short (f.ex BELPEX DAM 22/9) or significantly long, not when the market is "normal" and there is an efficient balance between available generation and demand. To achieve this societal optimum, the transfer price needs to be the middle of the price band above and below which the market would be considered to be significantly short or long. This can be defined as absolute values or as a % of time (f.ex. highest 10%, lowest 10%)

b. Qui devrait être responsable de cette détermination ?

Whatever the option, the price is a market price that is the default for the transaction between FSP and BRP.

Another price can be agreed bi-laterally but in absence of such an agreement the default price is applicable and the transaction cannot be refused at the standard terms.

If the option of individual prices is retained then an independent third party is required to guarantee the confidentiality of the individual prices and access point concerned. This third party can be the TSO (who already has the individual volumes at least for transactions concerning the balancing market) or a Power Exchange.

c. Le prix pour une activation de flexibilité à la hausse devrait-il être le même que celui pour une activation à la baisse ? Pourquoi ?

Yes. The aim is nor profit nor loss for the BRP. For this to happen, the transfer price should be symmetric so to avoid that different prices provide a profit margin for the BRP for an action for which he has not contributed.

d. Dans la négative, sur quelles bases différencier ces deux prix ?

31) Comment le montant de la compensation devrait-il être payé ?

a. Directement entre BRP et FSP.

The current market rules & processes imply that transactions regarding the activated energy are registered such that each party remains in balance. There is no reason why payments of the transactions should not follow the same rules as for the existing transactions in the market.

b. Via un intermédiaire (à préciser).

As is the case for all energy transactions, the DSR transaction should be handled centrally by BELPEX.

32) La présente question se réfère au cas où le BRP concerné n'est pas le fournisseur d'énergie du consommateur final qui vend sa flexibilité.

a. Ce cas pose-t-il un problème spécifique pour la compensation financière ? Pourquoi ?

No. This is the standard case and actually when FSP and BRP are the same company or group then the transfer of energy becomes an internal issue.

The proposed solution above aims at neutralizing the effect of DSR activation for the concerned BRP. With the above solution in place there is no difference for the BRP with or without a DSR event in his portfolio.

b. Dans l'affirmative, la solution à ce problème doit-elle être régulée ? Si oui, en suivant

quels principes ?

As mentioned above, what is required is that the FSP gets level access to the market and this requires the FSP to have the right to acquire (or sell) the activated energy to/from the impacted BRP.

Without this right, the FSP does not have access to the market and is at the mercy of the BRPs who effectively control the access of flexibility to the market

#### Information des acteurs

33) De quelles informations spécifiques le consommateur final devrait-il disposer ?

The consumer must be able to verify the settlement of his flexibility. He needs to be able to re-construct the baseline and know the activation periods so that he can check the actually delivered flexible energy.

34) De quelles informations spécifiques le FSP devrait-il disposer ?

The FSP must have access to the metering information (either head or sub-meter) that will be used for settlement. This access should be local and central (validated or corrected data)

35) De quelles informations spécifiques le fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?

In his traditional role (no balance responsibility) as retailer there is no need for extra data. Billing is unchanged and based on actual metered demand and the existing retail contract remains valid without the need for any changes.

36) De quelles informations spécifiques le BRP du fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ?

The BRP must receive aggregated data on the volume of activated energy in his portfolio per settlement period. This data is needed to correct the actual meter readings for forecasting purpose and to avoid any counter actions that would counteract the DSR event. The timing of this information must be at the same time then the metering data he receives regarding the consumers in his portfolio.

37) De quelles informations spécifiques le GRT devrait-il disposer ?

For DSR events related to the balancing market, i.e. where the TSO is the buyer of the flexibility, he needs to receive or collect all the necessary data to verify the actual delivery of the contracted flexibility.

For DSR events related to the energy market, the TSO must have a view on the transactions (as is the case for all energy transaction!) so he can accurately determine the imbalance of all market actors.

38) De quelles informations spécifiques le GRD au réseau duquel est connecté le consommateur final vendant sa flexibilité devrait-il disposer ?

For an operational point of view, variable demand or variable generation, from DSR or not, is already part of the uncertainty that is managed by DGOs. To this aim, a DGO must be able to forecast demand (and local production) on his network and identify the risk of congestion



so as to manage his grid. To this aim, it might be useful for DGOs to identify which consumers have agreements in place to offer their flexibility (one way or another) to the market.

We strongly oppose that having this information gives the right to the DGO to alter consumers connection and/or access contract without financial compensation such that a level playing field is ensured between consumers.

39) Quelles sont les informations qui devraient rester confidentielles ? Pour chaque information visée, il est demandé de spécifier :

a. pourquoi elle doit rester confidentielle,

Under the current circumstances the FSP asks that the access points that are part of their portfolio's remain confidential. The reason is that providing this information to a potential competitor gives that competitor an unfair advantage compared to the other parties of the market. Further, practice has shown that although the existing retail contracts are fully respected, some retailers, when they know, try to modify their running contract terms to the detriment of the consumer to deter him from (further) participation in the DSR market. Confidentiality is the best defence against these abusive practices.

b. vis-à-vis de quels acteurs du marché elle doit rester confidentielle et quels acteurs peuvent y avoir accès.

Confidentiality is essential towards the BRPs that are potential competitors of the FSP. Assuming their guaranteed neutrality and the clarification that DGOs and TGOs cannot act as FSPs, they should have access to all the data they need to optimally plan & operate their networks

40) L'information publique en termes de prix et de volume de la flexibilité de la demande (activation et, le cas échéant, réservation) est-elle suffisante ? Quelles sont vos suggestions en la matière ?

??

41) Parmi les informations citées, lesquelles seraient susceptibles d'enfreindre les règles en matière confidentialité (y compris les aspects de protection de la vie privée) ?

??

42) Quelles sont vos suggestions pour éviter la double vente de flexibilité de la demande ?

Double sales of flexibility only occur when activated energy is counted and paid twice. As long as a consumer honours all his running contracts (f.ex. R1 and R3DP), even when they happen simultaneously, there is no double sales and this situation is perfectly acceptable.

We see no fundamental incompatibility between dynamic price contracts and offering flexibility via a contracted volume in the balancing or energy market. The baseline methodology will capture the actual behaviour of the consumer independently of the reasons that lead to a particular behaviour (indeed there is no rule to the particular impact of dynamic prices on the demand behaviour and each case is potentially different) and extend this behaviour across the activation period as described above. The contracted flexibility must be delivered on top of the change of behaviour potentially triggered by price.

The consumer that is willing to take the price risk will have the choice between freely choosing his demand profile and valorising his flexibility via an FSP contract giving away

some of that freedom of choice against additional remuneration. This is not double payment and should allow consumers with variable prices to further reduce the activation prices they quote in their DSR offers.

Consumers that contractually take over their own balancing risk but do not become their own BRP, as some very limited number do today, are a special case. For the products at the very end of the merit order and therefore with very limited activated energy volumes such as R3DP where the portfolio of the BRP is not adapted there is no issue. Actually the BRP is paid imbalance tariff for the activated energy and transfers this payment in line with all other imbalance charges & revenues to the consumer. For future products where the solution as described in question 30 above is applied, there is an issue.

#### Mesures et comptages

43) Estimez-vous l'utilisation de compteurs secondaires (*metering behind the head meter, submetering*) utile ou nécessaire ? Pourquoi ?

Submetering allows to significantly improve the settlement for cases where the head-meter includes the measurement of non-controllable demand. It is a necessity to exploit the full potential of DSR as otherwise access points in the case above cannot participate due to the uncertainty of the settlement itself as the non-controllable demand cannot be excluded from the settlement

44) Estimez-vous que le recours au *submetering* devrait faire l'objet d'un traitement spécifique par rapport aux mesures et comptages basés sur les compteurs de tête ? Dans l'affirmative :

a. Sur quels éléments particuliers les différences devraient-elles porter ?

In principle there is no difference between normal metering and sub-metering except that in the case of sub-metering it needs to be verified that no gaming is taking place by transferring loads from one circuit to another so as to generate false flexibility.

b. Le recours au *submetering* requiert-il des adaptations au traitement du transfert d'énergie ?

No. The total activated energy is transferred between the BRP and the FSP irrespective of how it is measured. What is different is how the actual delivery is checked by the party that buys the flexibility (the TSO for balancing market, the buyer via audit right for energy market transactions). See 29c

45) Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de mesure/comptage dans le *submetering* ?

a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

There is neither need nor added value in giving this task to a regulated party as a monopoly. What needs to be achieved is that the buyers of the DSR service (TSO, market ...) are satisfied with the proposed metering and establish the objective criteria they require to satisfy their specific needs.

46) Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de gestion des données de mesure/comptage dans le *submetering* ?

a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?

We believe this needs to be a free market activity not a regulated monopoly for the reasons described in q 45.

#### Rebound effect

47) L'effet rebond (« *rebound effect* ») devrait-il être intégré dans le modèle de marché de la flexibilité sur la demande ?

No. Rebound is what the consumer does once his contractual obligations towards the buyer of DSR are over. As long as he respects his retail and connection contracts there is no need for any special treatment.

In practice we have never seen a measurable rebound effect that could be distinguished from the normal behaviour of consumers. Actually there is no fundamental difference between the impact of a DSR event and many other external reasons why demand varies over time, such as for example several tons of goods moving in a cold store (goods at 0.5 degree higher than the temperature of the cold store - which happens all the time - have the same impact as a 1 hour of demand reduction for DSR). There are many other similar examples, while to this date no single real-life example of a rebound with measurable impact has been publically discussed.

48) Dans l'affirmative, quels aspects de l'effet rebond devraient-ils être pris en compte, et comment ?

None. See 47

#### Autres suggestions

49) Quelles autres solutions proposez-vous pour lever les obstacles identifiés ci-dessus (sur tous les plans : légal, réglementaire, contractuel, opérationnel) ?

The current solution of no correction to the BRP perimeter as applied to f. ex. R3DP is a simple and elegant solution for the DSR products at the end of the merit order. As long as the energy volume is small compared to the capacity being contracted, this simple solution has proven its merit in unlocking the DSR market.

50) Avez-vous d'autres idées ou suggestions ?

We look forward to actively contribute in all forms of brainstorming and market discussions on this topic with the aim to achieve the best possible solutions for consumers regarding the introduction of independent FSPs in the balancing and energy markets.

**Réponse de Synergrid à la consultation publique de la CREG sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande (demand side flexibility) en Belgique**

Commission BC8F

Date 30.09.2015

**Préambule**

Etant donné que les besoins et les points d'attention en matière de gestion de la demande sont assez différents (sans être contradictoires) entre les gestionnaires de réseau de distribution d'une part, et le gestionnaire du réseau de transport (local) d'autre part, nous avons convenu qu'Elia et les GRD répondraient séparément à cette consultation. Synergrid participe donc uniquement au nom des GRD.

Cette réponse peut être publiée.

Les GRD font remarquer que plusieurs questions posées par la CREG portent sur des aspects liés à la distribution qui relèvent de la compétence régionale. Dans un esprit de transparence, les GRD ont néanmoins décidé de répondre de manière complète et détaillée à ce questionnaire, sans se préoccuper de cette question.

**1. Quelques éléments de contexte**

Pour appréhender correctement le point de vue des GRD en matière de 'Demand Side Flexibility', il importe de bien comprendre certains éléments contextuels, résumés ci-après.

Ces éléments de contexte, font partie intégrante de la réponse des GRD au questionnaire de la CREG, ainsi que le courrier de Synergrid du 15 janvier 2015 aux quatre ministres belges de l'énergie, dont la CREG a reçu copie. D'une manière générale, les GRD insistent sur le fait que le développement de la gestion de la demande – que les GRD saluent et encouragent – touche au cœur de leurs missions principales :

- Développer et exploiter le réseau de manière sûre et fiable, et donner accès à celui-ci à des conditions raisonnables et non discriminatoires
- Faciliter le marché de l'énergie, via des processus standardisés transparents qui assurent un 'Level Playing Field' entre tous les acteurs du marché.

**1.1. Neutralité des GRD – recherche de l'optimum global**

Les GRD rappellent qu'ils sont totalement indépendants des acteurs commerciaux et qu'ils exercent leurs activités dans un cadre strictement régulé. Dès lors, les GRD n'ont pas d'intérêt commercial propre à défendre. Même dans le cas où le GRD serait amené à contracter, pour ses

propres besoins, des services de flexibilité, sa neutralité ne pourrait être mise en question, dès lors que cela résulterait d'un calcul d'optimisation globale en alternative de ses moyens techniques propres.

Cette neutralité conduit les GRD, aux côtés des régulateurs régionaux, à rechercher, à proposer et à défendre les solutions optimales pour la société dans son ensemble : à cet égard, il est essentiel de veiller à ce que le modèle de marché garantisse et favorise la concurrence entre les acteurs de marché, et n'entraîne pas des coûts inutiles voire déraisonnables, lesquels seront toujours supportés, in fine, par le client final. C'est pourquoi les GRD plaident pour concevoir le marché de la flexibilité à l'image de ce qui fonctionne, avec succès (même si des améliorations importantes sont encore envisagées avec le MIG 6, notamment dans le settlement de l'équilibre), dans le marché de l'énergie. C'est la recherche de l'optimum global, et non individuel, qui doit guider les choix des autorités en la matière.

## **1.2. Synchronisme des profils de charge – évolution vers le smart grid**

Vu depuis les réseaux de distribution d'électricité, le comportement moyen des URD évolue sensiblement : leurs diagrammes de charge individuels présentent des profils de plus en plus synchrones et parfois imprévisibles, sous l'effet de plusieurs tendances qui devraient encore se renforcer à l'avenir :

- La croissance de la production décentralisée intermittente, aux diagrammes fortement corrélés (soleil, vent) – les objectifs européens en matière d'énergie renouvelable accentueront cette croissance, tant en basse tension (BT) qu'en moyenne tension (MT) ;
- Le développement de la gestion de la demande, c'est-à-dire le pilotage simultané, par des acteurs commerciaux, d'un nombre croissant de charges (consommations et productions) situées chez des URD différents (notamment via les produits R3DP et SDR d'Elia mais pas uniquement) ; ce développement est encore actuellement limité aux clients industriels raccordés en MT ;
- L'émergence de nouvelles applications (pompes à chaleur, véhicules électriques, stockage individuel,...), qui se raccorderont massivement en BT et qui présentent une forte probabilité de fonctionnement synchrone ;
- La possibilité pour certains URD de conclure des contrats de fourniture liés à un signal prix (énergie ou déséquilibre).

Or, historiquement, les principes de dimensionnement du réseau de distribution ont été fixés selon des règles empiriques communément admises par le secteur de l'énergie européen (en particulier le taux de foisonnement, qui reflète le caractère partiellement aléatoire et décorrélé/asynchrone du profil de consommation des clients individuels), visant à atteindre l'optimum technico-économique pour la collectivité : assurer une alimentation électrique de qualité à chaque client, tout en limitant les investissements dans le réseau (et donc les tarifs à charge des clients). Les évolutions structurelles rappelées ci-avant remettent fondamentalement en question ces hypothèses de dimensionnement du réseau.

Pour faire face à cette situation nouvelle, tout en maintenant leurs coûts et donc leurs tarifs à un niveau raisonnable, et tout en continuant à offrir un service de qualité aux utilisateurs du réseau,

les GRD vont devoir réinventer leur métier premier : progressivement, les GRD devront évoluer de 'gestionnaires d'assets' (approche fit & forget) à 'gestionnaires d'assets et de flux' (approche smart grid), laquelle requiert un ensemble d'outils (techniques et juridiques) et d'informations (p.ex. monitoring détaillé des flux, registre des clients flexibles et des activations, ...) dont ils ne disposent pas actuellement, ou seulement de manière partielle.

La solution alternative, qui consisterait à renforcer localement le réseau pour permettre à tous les clients (producteurs ou consommateurs) concernés d'utiliser simultanément la totalité de leur puissance de raccordement (c.à.d. suppression totale ou partielle des taux de foisonnement dans le cadre du dimensionnement réseau) n'est envisageable que dans la mesure où les coûts seraient jugés raisonnables.

### **1.3. Liens entre marché de la flexibilité sur celui de l'énergie – importance d'un cadre global, clair et cohérent**

A première vue, il pourrait apparaître que le développement du marché de la flexibilité n'a qu'un impact limité sur le fonctionnement du marché de l'énergie. Ce qui conduit certains acteurs à plaider pour une liberté maximale, et donc une régulation minimale du marché de la flexibilité.

Pourtant, ces deux marchés sont intrinsèquement liés :

- Le marché de la flexibilité repose sur une adaptation volontaire de la courbe de charge (prélèvement ou injection) utilisée dans le marché de l'énergie.
- Cela entraîne des questions quant au transfert d'énergie et à l'impact de la flexibilité sur le périmètre des responsables d'équilibre.
- L'utilisation de sous-compteurs dans le contexte du marché de la flexibilité, promue par certains acteurs, soulève des questions quant au rôle des parties en matière de sous-comptage et de hiérarchie des données de mesure, entre le sous-compteur et le compteur de tête.
- Le 'level playing field' mis en œuvre avec succès dans le marché de l'énergie (et qui se traduit par une vraie concurrence entre acteurs du marché) pourrait souffrir d'éventuels dysfonctionnements du marché de la flexibilité : en effet, si le design du marché de la flexibilité renforce la position des FSP les plus importants, cela pourrait avoir un impact négatif sur le fonctionnement du marché de l'énergie, étant donné les liens étroits entre certains FSP et certains fournisseurs/BRP. Certes ce risque est limité pour les clients industriels d'une certaine taille, qui ont un pouvoir de négociation élevé, mais il grandira en importance au fur et à mesure que la taille des clients démarchés par les FSP diminuera et en particulier lorsque le potentiel de la flexibilité des URD résidentiels commencera à intéresser les FSP.
- Face à la complexité d'un marché de l'énergie libéralisé, le choix d'instaurer le GRD comme acteur « neutre » facilitateur de marché et garant de la qualité et de la protection des données était notamment justifié par la nécessité de protéger le consommateur et de renforcer sa confiance dans le bon fonctionnement du marché de l'énergie. Cet argument est ici d'autant plus valable que le marché de la flexibilité, principalement au niveau des données, est plus complexe encore que celui de l'énergie. En effet, ce qui est valorisé dans ce marché est un changement de comportement (par exemple un volume d'énergie non consommée) induit par un signal extérieur. Un tel changement ne peut être calculé



*Réponse de Synergrid à la consultation publique de la CREG sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande (demand side flexibility) en Belgique*

de manière traditionnelle mais doit faire l'objet d'hypothèses et de calculs qui, pour le bon fonctionnement du marché, se doivent d'être réalisés de manière transparente et indépendante.

Seul un cadre clair, régulé et cohérent avec le fonctionnement du marché de l'énergie permettra le développement d'un marché de la flexibilité sain et concurrentiel. De nouvelles responsabilités apparaissent dans ce marché, similaires à celles que les GRD assument déjà en tant que facilitateurs du marché de l'énergie (voir aussi question 13 ci-après) : gestion des registres d'accès et d'activation de flexibilité, mesure et validation des profils de charge, calcul des volumes flexibles, transmission des informations pertinentes aux parties concernées, dans le respect des règles de confidentialité. En toute logique, ne fut-ce que pour une question d'efficacité et de coût, ce rôle de facilitateur du marché de la flexibilité, neutre et indépendant des parties commerciales, devrait être confié aux GRD.

De tels principes ont été mis en place en Synergrid, sous forme de convention entre Elia et les GRD dans le cadre des produits d'Elia faisant appel à la flexibilité des URD. Cette solution contractuelle n'est pas satisfaisante à terme parce qu'elle ne couvre qu'une partie du marché de la flexibilité (la gestion de la demande entre acteurs commerciaux échappe à cet accord). Or ce marché est bien plus large que les produits d'Elia.

#### **1.4. Viser la consistance entre le modèle belge et le cadre européen**

La nécessité d'assurer un 'Level Playing Field', comme rappelé ci-dessus, est également reconnue au niveau européen, via le cadre réglementaire en cours d'élaboration. Ainsi, le projet de code de réseau 'Electricity Balancing', tel que rédigé par ENTSO-e puis amendé par ACER, prévoit :

- la création d'un rôle de marché séparé pour un type spécifique de FSP : le BSP, à savoir celui qui utilise la flexibilité pour offrir des services de balancing au GRT ;
- l'atténuation des barrières à l'entrée au marché pour les BSP, en recommandant que le BSP soit indépendant du fournisseur/BRP ;
- la désignation du GRD comme partie responsable de fournir les données nécessaires au GRT.

Par analogie et par extension, le cadre réglementaire belge (au niveau fédéral et régional) devrait veiller à appliquer les mêmes principes que ce code de réseau (dont le scope est limité au balancing) à tous les services similaires de flexibilité proposés par les FSP aux BRP ou à tout autre acteur de marché, ainsi qu'aux autres services systèmes contractés par les gestionnaires de réseau.

## **2. Réponse aux questions posées par la CREG**

Les GRD ne répondent qu'aux questions qui les concernent directement.

### **2.1. Dans le cadre de vos activités (tant MT que BT), quels obstacles identifiez-vous au développement de la gestion de la demande ? (question 12)**

- Le principal obstacle au développement du marché de la flexibilité est l'absence d'un cadre législatif clair, cohérent avec le fonctionnement du marché de l'énergie, qui précise les rôles et responsabilités des parties. Ce cadre législatif devrait créer les conditions favorables au développement d'un marché de flexibilité durable et réellement concurrentiel et équitable pour toutes les parties (level playing field). Cela rassurerait à la fois les nouveaux entrants potentiels et les clients finals désireux d'offrir de la flexibilité. En particulier, le rôle du GRD dans la flexibilité requiert également une législation adéquate, permettant à ce dernier d'acquiescer toute l'information utile sur la flexibilité présente et les charges critiques raccordées à son réseau, de fixer des contraintes lorsque cela s'avère nécessaire pour la sécurité du réseau et d'assumer ses missions (de gestionnaire de réseau et de facilitateur de marché) non seulement dans le cadre de la flexibilité demandée par ELIA (ce qui est déjà le cas grâce à une collaboration étroite et constructive entre gestionnaires de réseaux) mais également dans le cadre de la flexibilité demandée par des acteurs commerciaux.
- L'absence d'un cadre législatif adéquat mènera tôt ou tard à des situations qui pourraient porter un coup d'arrêt important au développement de la gestion de la demande : congestions intempestives du réseau, litige entre un client et un FSP ne pouvant pas être résolu, etc. Il faut garder à l'esprit que la gestion de la demande est dans la grande majorité des cas une activité annexe d'un utilisateur de réseau et que celle-ci doit donc lui apparaître comme étant une activité sans risque (technique, contractuel, réglementaire, etc.) pour qu'il fasse le pas de proposer sa flexibilité sur le marché.
- Il nous semble sain d'établir un parallélisme étroit entre les règles établies dans le cadre de la libéralisation du marché de l'énergie et celles à établir pour la flexibilité, afin de garantir la cohérence et la pérennité de l'ensemble. La flexibilité étant une nouvelle façon de valoriser les profils de charge des consommateurs, des règles similaires doivent donc prévaloir, de manière à pouvoir réussir l'intégration entre les marchés de ces deux marchés.
- Les règles de marché de la flexibilité devraient de préférence être identiques en M.T. et en B.T. Toutefois, des caractéristiques du réseau B.T sont susceptibles de constituer un frein au développement de la flexibilité sur ces réseaux. Ces caractéristiques sont liées à la technique (p.ex. taux de foisonnement, mode de protection), au marché (p.ex. principes d'allocation, non incitation à limiter la pointe), au nombre de clients et à la quantité d'énergie disponible : ceci est expliqué plus en détails à l'annexe 1.
- Etant donné que les compteurs BT ne permettent pas d'identifier le profil quart horaire comme c'est le cas en MT, l'extension du marché de la flexibilité en BT nécessitera en principe le déploiement de compteurs intelligents avec mesure quart-horaire du profil de consommation flexible ou, à défaut, une évolution du modèle de marché lié à la flexibilité.
- Concernant la NFS (Network Flex Study), les GRD sont convaincus que le processus mis en place dans le cadre des produits R3DP et SDR d'Elia, régulièrement critiqué par certains acteurs, ne constitue nullement un frein : en effet, le volume de flexibilité qualifiée par les GRD à la demande des FSP sont en croissance continue depuis 2013 et ce processus a pu s'intégrer dans le planning des produits Elia. Néanmoins, les GRD admettent que ce processus devra encore évoluer au gré de l'expansion de l'offre de flexibilité, notamment lorsqu'il s'agira de mesurer l'impact des charges flexibles B.T. En toute hypothèse, ces processus devront à terme être organisés de façon plus dynamique et continue.



**2.2. Estimez-vous que la réglementation (loi électricité ; règlement technique ; ...) – notamment la réglementation fédérale – devrait être modifiée afin d'encourager la gestion de la demande ? Sur quels points essentiels les modifications devraient-elles porter ? (question 13)**

- Les grands principes de la flexibilité, en particulier les rôles et responsabilités de chaque partie, doivent être clairement fixés dans la législation et, pour ce qui concerne la réglementation régionale, être autant que possible identiques dans toute la Belgique. En ce qui concerne la mise en application par le GRD et les règles à respecter par les acteurs de marché et les utilisateurs de réseau au niveau régional, celles-ci devraient être décrites dans les différentes législations régionales et règlements techniques régionaux. Une répartition similaire existe déjà aujourd'hui pour le marché de l'énergie.
- En ce qui concerne les GRD, les modifications concernent principalement deux aspects majeurs de leur métier :

**1. Evolution vers un rôle de Gestionnaire de Système de Distribution (DSO)**

En effet, le GRD devra, de plus en plus, procéder à l'analyse des flux d'énergie sur son réseau et intégrer à l'avenir de nouvelles notions telles que la notion d'accès conditionnel au réseau. Il est fondamental de disposer des moyens légaux pour garantir que la flexibilité de marché, en ce compris celle contractée par ELIA, ne compromette pas la sécurité du réseau :

- Dans le cadre des produits ELIA, seuls produits de flexibilité actuellement connus du GRD, une étude de réseau, appelée Network Flex Study ou NFS, permet au GRD de vérifier le risque de congestion réseau en cas d'activations synchrones. Ce risque n'est évidemment pas limité uniquement à la flexibilité demandée par ELIA, mais est lié à la flexibilité dans son ensemble (y compris le stockage). Le GRD doit pouvoir disposer de l'ensemble des données nécessaires à cette vérification, pour tout processus de marché relatif à la flexibilité et pas seulement dans le cadre des produits Elia.
- Le cadre réglementaire doit préciser les droits et obligations du GRD à limiter voire interdire l'activation de la flexibilité à certains endroits et/ou à certains moments, mais doit aussi continuer à inciter le GRD à investir dans de la capacité réseau supplémentaire, lorsque cet investissement constitue l'optimum économique global. Le cas échéant, la capacité disponible sur le réseau doit être attribuée de manière équitable et selon des critères transparents entre les FSP concernés. De manière complémentaire, le GRD devrait pouvoir contracter localement de la flexibilité pour ses besoins propres de gestion du système (sous la forme de services systèmes), si ce moyen s'avère efficace et économiquement optimal.
- L'étude de réseau est actuellement réalisée à l'avance et de manière statique. Là où des risques sont identifiés par la NFS et afin de limiter ceux-ci, la NFS devra devenir plus dynamique : les GRD auront alors localement besoin des prévisions de flexibilité ou encore de prévisions de production renouvelables. Des investissements de type smart grid seront nécessaires s'ils sont justifiés eu égard aux avantages obtenus.
- En cas de risque persistant, il faudra décider de la nécessité ou non d'investir dans le renforcement du réseau : ici également, il faudra établir des critères pour juger du

caractère raisonnable ou non des investissements face aux gains escomptés grâce à la flexibilité dégagée, investissements qui devront être approuvés par les régulateurs régionaux concernés.

## 2. Evolution du rôle de facilitateur neutre du marché de la flexibilité en distribution

- Dans le marché de l'énergie actuel, le GRD assume une grande responsabilité en tant que facilitateur de marché, principalement vis-à-vis des fournisseurs d'énergie, mais également vis-à-vis d'ELIA. Responsable du registre d'accès, il permet à chaque URD de changer librement de fournisseur. A ce sujet, il est important de savoir que l'automatisation des processus de marché autorisée par ces registres d'accès ainsi que par les messages électroniques standardisés décrits dans les MIG constitue un facteur promouvant la concurrence : le taux de supplier switch, notamment, est un des plus élevés en Europe.
- Responsable des données de comptage, il permet au fournisseur d'énergie de facturer les volumes corrects. La combinaison de ces deux responsabilités lui permet de calculer les résultats agrégés qui sont notamment nécessaires à ELIA pour le calcul du déséquilibre des BRP (processus d'allocation). De manière synthétique, le GRD calcule les kWh, le marché calcule les €. Enfin, l'établissement des factures de grid fee des GRD est également basé sur ces différentes données.
- Comme le propose la Commission européenne dans sa consultation publique récente sur le 'New Energy Market Design', les GRD devraient se voir attribuer explicitement le rôle de facilitateur neutre du marché, en ce compris le marché de la flexibilité. Cela est en ligne avec la vision des GRD belges, qui estiment que le marché de la flexibilité doit être vu comme un complément au marché de l'énergie. Pour un fonctionnement optimal, les deux marchés devraient être basés sur un même socle et les rôles similaires attribués au GRD, sous peine de complexifier fortement les choses et de générer de l'incertitude :
  - a. Il faudra, à l'instar du marché de l'énergie avec le rôle de « supplier » qui conclut un contrat avec l'URD, formaliser les relations contractuelles FSP-URD et garantir le changement aisé de FSP et la confidentialité des données. C'est l'objet du registre d'accès de la flexibilité qui doit être géré par le GRD.
  - b. Une même charge flexible pouvant être utile à plusieurs besoins de flexibilité, bien entendu à des moments différents, il faudra garantir l'attribution correcte des activations, avec la nécessaire confidentialité. De plus, le GRD doit pouvoir être informé de toute activation de flexibilité. C'est l'objet du registre d'activation de la flexibilité qui doit être géré par le GRD.
  - c. La flexibilité a ceci de particulier que le volume de flexibilité n'est pas mesuré mais calculé sur base de mesures et d'une courbe de référence. Il en va de même par exemple pour les données permettant de contrôler la disponibilité de la flexibilité. Pour permettre aux différentes parties de disposer des volumes de manière neutre et indépendante, un rôle central

de gestionnaire des données de la flexibilité est fondamental. Ce rôle doit être confié au GRD.

- d. Enfin, la synthèse des volumes de flexibilité permettra aux différentes parties de disposer des volumes agrégés.
  - e. Sans préjudice de la NFS (cf. point 1 ci-dessus), dans le cas où l'activation de la flexibilité est réalisée à la demande d'un BRP, au sein de son propre portefeuille de clients, les activités décrites dans les deux points c. et d. ci-dessus ne devraient pas obligatoirement être confiées au GRD. Celui-ci pourrait néanmoins s'en charger si l'une des parties concernées le souhaite (URD, FSP, BRP).
- Les processus d'échanges d'informations nécessaires au settlement de la flexibilité devront être transparents, standardisés et documentés dans le cadre d'un MIG spécifique. De plus, de nombreuses initiatives sont prises pour permettre aux acteurs concernés, en particulier les BRP, de faire une bonne approximation des volumes au sein de leur portefeuille, sans devoir disposer des données d'allocation validées. (voir également question 36).

**2.3. Etes-vous favorable à l'élaboration d'une législation / réglementation encadrant de manière précise la gestion de la demande et la manière de valoriser la flexibilité sur les prélèvements, à l'image de ce qui existe dans d'autres pays ? (question 14)**

- Comme exprimé plus haut, nous considérons qu'une législation claire encadrant les rôles et responsabilités des différentes parties, s'inspirant largement du modèle actuel du marché de l'énergie et complétant celui-ci, est absolument et rapidement nécessaire.

**2.4. Dans quelles circonstances faudrait-il distinguer le prélèvement brut (exclusivement de la consommation) du prélèvement net (synthèse d'injections et de consommations sur un même site) ? (question 15)**

- Pour éviter toute confusion, il paraît nécessaire de clarifier la terminologie ; en effet, les termes 'prélèvement brut' et 'prélèvement net' n'existent pas dans le marché:
  - Les notions de 'prélèvement' et d'injection' concernent les flux d'énergie au niveau du point d'accès de l'URD au réseau du GRD. Ces flux sont mesurés par le compteur de tête du GRD. Seules ces notions sont utilisées dans le marché de l'énergie, y compris au niveau du balancing.
  - Les notions de 'consommation' et de 'production' se rapportent aux flux d'énergie au niveau de chaque charge électrique chez l'URD. Ces notions ne sont pas utilisées actuellement dans le marché de l'énergie. Dans le but de rendre (informatiquement parlant) possible la notion de point d'accès au niveau de certaines consommations et productions, les GRD ont créé la notion de SDP qui sera implémentée dans le MIG6 qui entrera en vigueur au 1er janvier 2018. Cette notion pourrait alors être utilisée dans le marché de l'énergie, moyennant les adaptations législatives requises. Il sera alors possible de travailler à la fois au niveau du prélèvement / injection et au niveau consommation / production, pour autant que les compteurs associés soient gérés par le GRD.

- Dans le marché de la flexibilité commerciale, les GRD constatent qu'il existe une demande des acteurs commerciaux pour valoriser, dans certains cas, la flexibilité mesurée au niveau des charges flexibles elles-mêmes, et pas au niveau du compteur de tête. Cela nécessite d'effectuer le comptage des flux sur le circuit auquel est raccordée la production/consommation flexible, aussi appelé sous-comptage. A ce propos, les GRD renvoient le lecteur à la question 43 spécifiquement consacrée au sous-comptage.
- Pour ce qui concerne la flexibilité technique, la mesure de la production sera nécessaire si une compensation financière est due.

**2.5. En matière de flexibilité de la demande, quels sont les nouveaux rôles qui devraient être définis dans le modèle de marché (BSP, agrégateur, FSP, autre...) ? (question 16)**

- Un parallélisme avec le marché de l'énergie nous semble judicieux. Le marché de la fourniture d'énergie en distribution fonctionne principalement avec 3 rôles : GRD, fournisseur d'énergie et URD. Il est lié au marché de gros de l'énergie par le lien entre fournisseur d'énergie et responsable d'équilibre. De même, le marché de flexibilité en distribution devrait également être organisé autour de 3 rôles : GRD, FSP et URD.
- Ci-avant, nous avons abordé le contenu du rôle qui devrait être attribué au GRD.
- Concernant le nouveau rôle, celui de FSP, ainsi que les relations contractuelles de celui-ci avec les autres rôles : le FSP contracte de la flexibilité auprès d'URD, agrège éventuellement celle-ci pour répondre à des besoins globaux de flexibilité et ensuite la revendre à d'autres acteurs de marché ou l'utiliser pour ses besoins propres. Par ailleurs, le FSP doit également conclure un contrat avec le GRD (à l'instar du contrat d'accès entre le fournisseur d'énergie et le GRD), qui précise les droits et obligations des deux parties, notamment sur les sujets suivants : échange d'informations sur le portefeuille de clients flexibles du FSP (via le registre d'accès à la flexibilité), échange d'informations sur les activations de la flexibilité (via le registre d'activations), responsabilités en matière de calcul des volumes flexibles, responsabilités en matière de respect des éventuelles contraintes issues de la NFS, confidentialité,... En d'autres termes, ce contrat devrait entre autres officialiser les règles liées au respect de la sécurité opérationnelle du réseau et celle liées au bon fonctionnement du marché de la flexibilité. Dans le cadre des produits d'Elia, un tel contrat a déjà été élaboré et amélioré au fur et à mesure de ses versions successives : ce contrat est une bonne base mais devra être étendu à toutes les formes de flexibilité (pas seulement dans le cadre des produits d'Elia).
- La différenciation entre rôle et acteurs (pouvant assumer un ou plusieurs rôles) nous semble ici fondamentale. L'établissement d'une définition n'interdit nullement à des acteurs de marché existants (un fournisseur notamment) d'assumer les responsabilités du FSP. En toute hypothèse, il reste nécessaire que l'acteur commercial qui contracte de la flexibilité auprès d'un URD – même si cet acteur commercial est intégré « fournisseur –BRP » et même si n'agit qu'au sein de son portefeuille – soit tenu de se signaler en tant que FSP auprès du GRD.
- Au niveau supérieur (zone de réglage belge), il pourra faire sens de définir le rôle de BSP (à l'instar du rôle de BRP dans le marché de l'énergie). Les GRD ne se prononcent toutefois pas spécifiquement sur cette question.

**2.6. Est-il utile ou nécessaire de définir un rôle spécifique d'agrégateur si le rôle de FSP est défini ? Dans l'affirmative, quelle serait sa valeur ajoutée ? (question 17)**

- Le FSP est un rôle dans le marché de la flexibilité. qui peut être assumé en agrégeant la flexibilité de plusieurs URD. Il n'est donc pas nécessaire de créer un rôle d'agrégateur.

**2.7. Quelles conditions spécifiques devrait remplir un FSP pour pouvoir faire des offres de participation de la demande ? Selon le type d'usage, quelles responsabilités devrait-il endosser ? (question 18)**

- On peut faire un parallélisme entre le fournisseur d'énergie et le FSP. En ce qui concerne le GRD, il nous semble indispensable de créer un contrat générique d'accès à la flexibilité par le FSP chez les URD d'un GRD. Voir question précédente.
- Le FSP doit pouvoir être indépendant du fournisseur et du BRP liés à un point d'accès au réseau, en tout cas en moyenne tension. C'est aussi ce que recommande le projet de code de réseau Electricity Balancing. Etendre cette faculté aux utilisateurs du réseau B.T. nécessite une étude d'opportunité, y compris le déploiement éventuel de compteurs intelligents.
- En fonction de ce qui sera éventuellement mis en place en matière de transfert d'énergie / correction du périmètre (voir questions 23 et suivantes ci-après), il se pourrait que d'autres relations doivent être formalisées entre le FSP et d'autres parties.
- L'URD devrait également endosser une certaine responsabilité d'information envers le GRD. C'est actuellement le cas au travers du contrat de raccordement pour les clients MT et au travers du règlement de raccordement de manière plus générique pour les clients BT.

**2.8. Estimez-vous que la flexibilité de la demande doit être traitée différemment de la flexibilité des unités de production (doit faire l'objet de produits spécifiques) ? (question 22)**

- Remarque : cette question porte sur des 'produits' de flexibilité. On comprend donc que la CREG vise ici (comme dans le reste de ce questionnaire) uniquement la flexibilité commerciale. Les GRD rappellent qu'il existe également, depuis peu, une autre forme de flexibilité au niveau des grandes unités de production raccordées en distribution : il s'agit d'une flexibilité dite 'technique' avec ou sans compensation financière définie par la législation régionale. Cette flexibilité, prévue par plusieurs législations régionales, vise à maximaliser l'accueil de la grande production décentralisée tout en maîtrisant les renforcements réseaux. Ce concept de flexibilité technique pourrait également être étendu à d'autres applications/niveaux de tension. Il convient d'avoir une réflexion sur les formes de flexibilité qui peuvent/doivent être activées par le marché et celles qui peuvent/doivent être activées par des acteurs régulés.
- De manière générale, il est indispensable de donner les moyens légaux au GRD pour garantir la sécurité opérationnelle du réseau. Le réseau de distribution n'est pas dimensionné pour permettre à tous les URD d'utiliser de manière synchrone 100% de leur capacité de raccordement. Pour les productions décentralisées, c'est le droit de limiter ou augmenter l'injection à certains moments (à des conditions bien définies). Pour les consommations, un moyen similaire devra être décrit.
- Au niveau de la flexibilité 'marché' visée ici, l'important pour le GRD sera de connaître l'existence de cette flexibilité et de ses caractéristiques par produit (telles que le moyen technique utilisé par l'URD pour fournir cette flexibilité : production ou consommation, avec ou sans effet rebond). Ces informations sont nécessaires pour que le GRD puisse calculer l'impact de cette flexibilité sur son réseau (étude NFS – voir question 13 ci-avant)

et, si nécessaire, fixer des contraintes quant à l'utilisation de cette flexibilité, indépendamment du moyen technique utilisé (production ou consommation). Le GRD vérifiera également, en premier lieu, que ses prescriptions de raccordement ont bien été respectées ; les groupes de secours constituent, à cet égard, un point d'attention particulier. L'ensemble de ces mesures vise à garantir la sécurité opérationnelle du réseau.

- Pour le reste, les GRD ne voient pas de raison de différencier les produits de flexibilité en fonction du moyen technique utilisé. La manière (technique et processus de marché) d'intervenir pour sauvegarder le réseau pourrait être différente dans le cas d'une production ou d'une consommation.
- Remarque : Vu du BRP, il peut y avoir une différence : c'est le cas lorsque, sur un même site, le contrat de prélèvement est alloué à un autre BRP que le contrat d'injection. Une activation de capacité aura dès lors un impact variable sur les BRP. Par exemple si le FSP active 1 MW au moment où le prélèvement actif net est de 1,5MW, seul le BRP de prélèvement est impacté. Par contre si cette activation intervient au moment où le prélèvement actif net est de 0,5MW, les deux BRP seront impactés

### **2.9. Quel devrait être le statut de l'énergie activée dans le cadre de la flexibilité ? Qui en est propriétaire et à quel moment ? (question 23)**

- Cette question ne concerne pas directement les GRD. Ceux-ci précisent néanmoins que, en tant qu'acteurs neutres facilitateurs de marché, ils devraient se voir confier la mission de calculer les volumes activés et de transmettre ceux-ci, de manière agrégée, aux différents acteurs de marché concernés pour permettre le Settlement de la flexibilité. Typiquement aussi à ELIA, en complément de l'allocation actuelle, dans les cas où une compensation du périmètre des BRP serait décidée.

### **2.10. Le déséquilibre du BRP doit-il être corrigé ? (question 24)**

- Pour permettre au BRP d'assumer l'entièreté de ses responsabilités et au marché de l'énergie de fonctionner sans perturbation dans un contexte de développement de la flexibilité, l'information relative à l'impact d'une activation de flexibilité sur le périmètre d'un BRP paraît indispensable à terme.
- Une fois cette information disponible, elle peut être utilisée :
  - Dans un processus régulé de correction de périmètre ex-post (optionnellement via un autre BRP, lié au BSP, ce qui peut être nécessaire pour assurer l'indépendance entre le FSP et BRP du fournisseur, comme recommandé dans le network code balancing) ;
  - Et / ou directement par les acteurs de marché pour leurs transactions commerciales FSP/URD, FSP/BRP, etc.
- De manière générique, pour la flexibilité commerciale, le GRD calculerait des kWh, jamais des €. Il transmettrait le résultat agrégé à l'ensemble des parties concernées (comme aujourd'hui le résultat d'allocation, et dans le même délai), typiquement au FSP, BRP et fournisseur d'énergie (voire le BSP si celui-ci est défini).
- Dans le cas :
  - Des réserves d'ELIA, la correction des périmètres permettrait au FSP d'être rémunéré non plus uniquement via le tarif de réservation, donc via les tarifs de transport et donc la collectivité, mais au travers des tarifs de déséquilibre, donc via le BRP à la source du déséquilibre.

- Où le FSP agit au nom du BRP, uniquement dans le portefeuille de ce dernier, la correction du périmètre nous semble inutile, même si le calcul des volumes concernés peut aider au Settlement bilatéral qui s'en suivrait.

**2.11. La réponse à la question précédente dépend-elle du plan de tension auquel est connecté le consommateur final dont la flexibilité est activée ? Les cas envisagés sont une connexion au réseau d'Elia, au réseau MT d'un GRD (à partir de 1 KV) et au réseau BT d'un GRD (en dessous de 1 KV). Pourriez-vous justifier votre réponse ? (question 25)**

- Les principes abordés à la question 24 sont indépendants du plan de tension. Une différenciation des méthodes est sans doute nécessaire selon les volumes considérés et donc, d'une certaine manière, le plan de tension :
  - Correction de la facture de fourniture de l'URD ou pas : l'URD vend-t-il de l'énergie « négative » à son FSP ou vend-il un service de flexibilité ?
  - Estimation des volumes URD par URD ou de manière agrégée
  - Décision quant à la possibilité d'attribuer les rôles de fournisseur d'énergie et de FSP à des parties différentes ou pas
- La multiplicité des options et les coûts d'implémentation liés démontrent la complexité du dossier et la nécessaire maturité à développer avant toute décision de principe. Une distinction MT-BT n'est donc pas à exclure par principe. Nous renvoyons également à la question 18 (2ème bullet).

**2.12. La réponse à la question précédente dépend-elle du type de mesure (AMR ou assimilé, comptage annuel) de l'énergie du consommateur final dont la flexibilité est activée ? Pourriez-vous justifier votre réponse ? (question 26)**

- La connaissance des volumes ¼ horaires au niveau du comptage de tête, c'est-à-dire celui qui traduit le plus fidèlement la réalité des flux à équilibrer (voir aussi notre réponse à la question 15), nous semble être un prérequis à toute correction du périmètre. De même que l'utilisation de méthodes de calculs des profils de référence (baseline) transparentes et soutenues par le marché.

**2.13. Supposons qu'un FSP active de la flexibilité issue d'un point d'injection faisant partie du portefeuille d'un BRP tiers. Cette activation doit-elle donner lieu à compensation financière entre le FSP et le BRP ? (question 28)**

- Les GRD ne se prononcent pas sur cette question. Mais dans l'hypothèse où une compensation devait avoir lieu, les données correspondantes devront être fournies par le GRD.

**2.14. Supposons que cela donne lieu à compensation financière. En partant du principe que le volume de la participation quart horaire de la demande lors d'une activation par un FSP est évalué comme la différence entre la consommation réelle et une consommation de référence (« baseline ») (question 29):**

a. Comment évaluer cette baseline ? Pourriez-vous décrire les méthodes proposées ?

b. La méthode d'évaluation appliquée devrait-elle être :



Unique et imposée pour tous les produits de participation de la demande ?

- La méthode devrait au moins être soutenue par le marché et être connue avant toute activation. Elle devrait être suffisamment automatisable pour ne pas conduire à trop de complexité. Le choix parmi une liste de méthodes est une piste.
- La méthode pourrait différer selon le produit de flexibilité, le type de charges flexibles ou encore les volumes concernés.
- Il est important de garder à l'esprit que la baseline n'est utile ici que pour transférer de l'énergie d'une partie vers une autre. L'énergie totale d'un URD mesurée par le compteur de tête restant inchangée.

c. Qui doit être responsable des mesures/comptages utilisés pour l'évaluation ?

- voir point d ci-dessous

d. Qui doit être responsable de la gestion des données utilisés pour l'évaluation ?

- Afin de conserver un parallèle avec le marché de l'énergie et de la cohérence par exemple en cas de compensation des périmètres la responsabilité de gestionnaire des données relatives à la flexibilité (notamment le calcul du volume de flexibilité) devrait incomber au GRD, tout comme cette responsabilité lui incombe dans le marché de l'énergie. Il faudrait dès lors à tout le moins définir les règles de validation et de rapatriement des données et, plus en aval chez l'URD, c'est-à-dire en cas de sous-comptage, les règles de propriété du compteur et celles liées au type de compteur. En ce qui concerne le produit R3DP2016 et en réponse à des propositions des régulateurs régionaux, des pistes d'évolution ont été présentées par les GRD et intégrées dans le document C8-02 publié sur [www.synergrid.be](http://www.synergrid.be). Celles-ci peuvent servir de base à des évolutions ultérieures et à une généralisation des principes de base.
- Il nous semble important de bien distinguer les équipements de
  - Comptage : permettent le calcul des volumes de flexibilité. Inclut les transformateurs de courant et de tension nécessaires
  - Mesure : permettent de connaître par exemple la charge en temps réel et, en combinaison avec d'autres éléments, la disponibilité en temps réel. La sortie d'impulsion des compteurs est un outil de mesure
  - Pilotage : permet au FSP de transmettre des ordres d'activation vers l'URD ou vers ses charges flexibles

Seuls les équipements de comptage font l'objet de la présente réponse.

**2.15. Pour ce qui concerne la détermination du prix unitaire (EUR/MWh) de la compensation financière (question 30) :**

a. Selon quelle(s) méthode(s) déterminer ce prix unitaire ?

b. Qui devrait être responsable de cette détermination ?



- De manière générale, le métier de facilitateur de marché se limite au calcul de kWh, pas à celui d'€.

**2.16. La présente question se réfère au cas où le BRP concerné n'est pas le fournisseur d'énergie du consommateur final qui vend sa flexibilité. (question 32)**

a. Ce cas pose-t-il un problème spécifique pour la compensation financière ? Pourquoi ?

b. Dans l'affirmative, la solution à ce problème doit-elle être régulée ? Si oui, en suivant quels principes ?

- Dans la mesure où, sur les réseaux de distribution, c'est le fournisseur d'énergie qui choisit son ou ses BRP et communique au GRD concerné, par URD, le BRP effectivement responsable d'équilibre, un règlement bilatéral des conditions de compensation peut être envisagé. Ces conditions auraient toutefois avantage à être régulées à partir du moment où le rapport de force commercial entre fournisseurs d'énergie (classiquement des nouveaux entrants de petite taille) et les BRP (classiquement bien établis et plus limités en nombre) devait être jugé défavorable. Mais ce n'est pas aux GRD à se prononcer sur cette question.
- Ceci étant – et sur base des mêmes principes que ceux d'application actuellement dans le marché de l'énergie – le GRD peut transmettre le résultat agrégé de la flexibilité par combinaison BRP-fournisseur-FSP aux parties concernées.
- Un autre scénario a déjà été évoqué par les FSP : celui où le FSP agirait pour le compte d'un BRP en activant des charges flexibles incluses dans le portefeuille d'un autre BRP, Ici aussi, une certaine forme d'arbitrage sur la base de principes standards apparaît indispensable.
  - La prise en compte de ces scénarios n'est pas prévue dans le MIG 6 et n'est donc pas automatisable à l'horizon 2018.
  - Rien n'exclut toutefois de le prévoir dans un MIG ultérieur si l'étude d'opportunité devait démontrer une valeur ajoutée.
  - Concrètement, il faudrait :
    - ✓ Prévoir la possibilité, pour un FSP, d'agir pour le compte de plusieurs BRP différents ;
    - ✓ Que le FSP indique, dans son message d'activation, le BRP bénéficiaire ;
    - ✓ Que le GRD agrège, par couple « BRP source – BRP bénéficiaire », les volumes devant faire l'objet d'une forme de compensation ;
    - ✓ Que les modalités de compensation soient univoques et règlementées.

**2.17. De quelles informations spécifiques le consommateur final devrait-il disposer ? (question 33)**

- Il nous semble indispensable que le consommateur connaisse ses droits et obligations et soit informé correctement des possibilités de flexibilité. En ce qui concerne le GRD, le consommateur devrait par exemple connaître les conséquences d'un effet rebond sur le gridfee facturé. La flexibilité est un marché potentiellement complexe, plus encore que le marché traditionnel de l'énergie. Dès lors, une information correcte de l'URD par un acteur neutre est une nécessité.

- Lorsqu'il a l'intention de valoriser sa flexibilité et d'investir pour ce faire, c'est-à-dire bien avant l'activation, le consommateur final devrait au moins recevoir du GRD les éléments de son contrat de raccordement qui pourraient intéresser le FSP par la suite. C'est le Customer Contract Check. Le consommateur final devrait également recevoir ultérieurement les informations du GRD indiquant la présence (ou non) d'un risque de congestion.
- L'URD doit bien entendu pouvoir disposer des informations le concernant, contenues dans les registres d'accès à la flexibilité et d'activation de la flexibilité.

**2.18. De quelles informations spécifiques le FSP devrait-il disposer ? (question 34)**

- L'URD dispose du CCC pour informer le FSP des moyens techniques de flexibilité à sa disposition.
- Le FSP devrait recevoir le feu vert du GRD en termes de sécurité opérationnelle du réseau, ainsi que les contraintes éventuelles. C'est le processus d'étude d'impact de la flexibilité sur les réseaux dénommé NFS, processus qui, comme explicité plus haut, devra encore être amené à évoluer au gré de l'expansion de l'offre de flexibilité sur les réseaux de distribution.
- Le FSP devrait également recevoir du GRD les données de comptage requises et le résultat du calcul de la flexibilité activée.

**2.19. De quelles informations spécifiques le fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ? (question 35)**

- En cas de compensation en nature consécutive à une intervention du GRD en cas de congestion (flexibilité technique), le fournisseur d'énergie devrait recevoir les volumes de flexibilité concernés.
- La nécessité d'autres informations dépend principalement du degré de confidentialité qui sera requis entre le FSP et le fournisseur d'énergie : par exemple, le fournisseur peut-il savoir qu'un de ses consommateurs est piloté par un FSP tiers ?
- Le fournisseur d'énergie pourrait recevoir des volumes agrégés de la part du GRD, ce qui permet au fournisseur de recevoir les informations nécessaires tout en préservant la confidentialité des liens URD – FSP.

**2.20. De quelles informations spécifiques le BRP du fournisseur d'énergie du consommateur final devrait-il disposer ? (question 36)**

- Le BRP pourrait recevoir des informations agrégées par fournisseur d'énergie et par FSP de la part du GRD :
  - Aujourd'hui, dans le cadre des produits d'Elia, les BRP reçoivent déjà, en quasi temps réel, une information agrégée sur les ordres d'activation de flexibilité envoyés par Elia, qui touchent leur portefeuille. Lorsque le cadre régulé du marché de la flexibilité sera en place, cette information pourrait leur être également transmise lors des activations des autres produits de flexibilité (commerciale et technique) ;
  - A l'avenir, les BRP pourraient être informés ex-post des volumes qui ont été réellement activés dans leur portefeuille, une fois que le GRD aura procédé au calcul de ces volumes.
- D'une manière générale, les GRD sont conscients que le travail des BRP (forecasting et balancing) s'est complexifié ces dernières années suite à l'essor de l'énergie renouvelable,

et que le développement rapide de la flexibilité accentuera encore les incertitudes sur les flux qui impactent leur portefeuille. C'est pourquoi, dans ce contexte, et via plusieurs initiatives récentes ou en cours de développement, les gestionnaires de réseaux travaillent ensemble à limiter ces incertitudes :

- La mise en place du MIG 6 permettra tout d'abord de résoudre les problèmes de résidus élevés liés aux cas particuliers des petits prosumers en BT (< 10 KVA) équipés de panneaux photovoltaïques, puisque leur production brute sera dorénavant estimée et intégrée dans les calculs d'infeed, d'allocation et de réconciliation. De plus, le MIG 6 prévoit un processus d'allocation prévisionnelle en J+1, au lieu d'un simple envoi de données agrégées ;
- Elia publie depuis plusieurs années un forecast de la production renouvelable, par filière de production (PV et éolien), ainsi qu'une estimation ex-post (endéans le quart d'heure environ) de la production réelle. Ces données sont fournies à plusieurs niveaux de granularité spatiale : pour le PV, ces informations sont disponibles au niveau national, régional et provincial. Depuis peu, suite à une collaboration entre Elia et les GRD, ces informations sont également disponibles par GRD ;
- Par ailleurs, Elia publie – en quasi temps réel – l'infeed par sous-station alimentant les réseaux de distribution.

Ces initiatives viennent en complément des autres outils déjà disponibles de longue date dans le cadre de MIG 4 (p.ex. snapshot mensuel du portefeuille du BRP, données 1/4h agrégées des clients AMR,...)

- Les GRD sont disposés à envisager encore d'autres améliorations de ces processus d'échanges d'informations, pour autant que les coûts associés restent raisonnables : par exemple en fournissant aux BRP des informations leur permettant d'effectuer le forecasting de la production des prosumers de leur portefeuille, ou le forecasting de leur quote-part dans l'infeed à l'échelle de la zone de réglage.
- Par contre, mettre en place une infrastructure permettant de fournir en quasi temps réel aux acteurs de marché des données de comptage agrégées, entraînerait des coûts extrêmement élevés (à charge des clients finals) au regard des bénéfices attendus, même si l'on se limitait aux seuls clients flexibles et aux producteurs. Les GRD prônent donc la recherche de solutions alternatives dans une logique d'optimum global.
- Le choix des solutions à mettre en œuvre devra se faire en étroite concertation avec les régulateurs régionaux, car la prise en compte des coûts correspondants dans les tarifs des GRD relève de leur compétence.

## **2.21. De quelles informations spécifiques le GRD au réseau duquel est connecté le consommateur final vendant sa flexibilité devrait-il disposer ? (question 38)**

- De manière générale et en tant que gestionnaire de réseau, le GRD devrait avoir connaissance de l'ensemble des éléments pouvant engendrer des risques sur la sécurité opérationnelle du réseau (p.ex. synchronicité locale des charges). A ce jour, l'information reçue par les GRD est très partielle puisqu'elle se limite aux demandes de NFS dans le

cadre des produits Elia. Cette information doit être complète (volumes de flexibilité offerts, moyen technique utilisé) et étendue à toutes les utilisations de la flexibilité.

- Nous attirons l'attention sur le fait que, indépendamment d'une utilisation de ces charges dans des produits de flexibilité utiles au marché, il est indispensable que les GRD puissent, de préférence par le biais d'une réglementation, être habilités à prendre connaissance du placement, passé et en cours, de toute charge électrique critique pour son réseau, telles que des bornes de recharge semi-rapides (> 10kVA) ou des batteries de stockage B.T.
- De manière générale et en tant que facilitateur de marché, le GRD devrait recevoir les informations nécessaires pour gérer le registre d'accès de la flexibilité, le registre d'activation de la flexibilité et le calcul des volumes de flexibilité, par points d'accès à la flexibilité et de manière agrégée.

**2.22. Quelles sont les informations qui devraient rester confidentielles ? Pour chaque information visée, il est demandé de spécifier (question 39) :**

a. Pourquoi elle doit rester confidentielle ?

b. Vis-à-vis de quels acteurs du marché elle doit rester confidentielle et quels acteurs peuvent y avoir accès ?

- De manière générale, les informations gérées par le GRD dans son registre d'accès et les données de comptage appartiennent au consommateur final. Elles sont donc confidentielles. Dans le cadre du marché de l'énergie, ces informations sont réglementairement accessibles au fournisseur d'énergie désigné par le consommateur final en question.
- Ce principe peut parfaitement être étendu au marché de la flexibilité avec, cette fois, le FSP désigné par le consommateur final comme partie pouvant accéder à l'information utile.
- Des discussions ont eu lieu quant à savoir si la présence d'un FSP devait être connue du fournisseur d'énergie ou pas / de son BRP ou pas. Cette question sera résolue via la fourniture d'informations agrégées par rôle de marché (FSP-suppplier-BRP).

**2.23. Quelles sont vos suggestions pour éviter la double vente de flexibilité de la demande ? (question 42)**

- La présence d'un registre d'accès et d'un registre d'activation devrait permettre d'éviter la double vente.

**2.24. Estimez-vous l'utilisation de compteurs secondaires (metering behind the head meter, submetering) utile ou nécessaire ? Pourquoi ? (question 43)**

- Remarque : nous supposons que cette question porte sur l'utilité de sous-compteurs dans le cadre du marché de la flexibilité, et non à d'autres fins (meilleure connaissance du profil de charge de sous-circuits de l'installation, octroi de certificats verts,...)
- La réponse à cette question nous semble devoir être très nuancée :
  - D'une manière générale, la flexibilité sert à modifier les profils de charge (injection ou prélèvement) vus par le réseau, que ce soit à des fins de balancing (commercial

- ou résiduel), de sécurité d'approvisionnement (produit SDR) ou même de congestion locale. En effet, pour la partie qui achète le service de flexibilité (BRP, Elia,...), si l'effet d'une activation de flexibilité n'est pas 'ressenti' par le réseau, c'est comme si le service n'avait pas été rendu. Or, le compteur de tête étant justement placé à l'interface entre le réseau et l'installation du client, il constitue la meilleure référence possible pour mesurer le service effectivement rendu.
- Le raisonnement ci-dessus est indiscutable si l'on se place au niveau de l'acteur qui achète le service de flexibilité.
  - Par contre, pour un URD particulier qui propose sa flexibilité au marché, mesurer le volume de flexibilité correspondant à une activation particulière, uniquement sur base du compteur de tête, pourrait, dans certains cas, être perçu comme un facteur d'incertitude. C'est particulièrement le cas lorsque (i) la charge flexible de l'URD est proportionnellement assez faible par rapport à sa charge totale, et/ou (ii) lorsque le profil de charge totale de l'URD comprend une forte composante aléatoire. Dans ce cas, l'URD pourrait hésiter à proposer sa flexibilité au marché, si le modèle de rémunération de sa flexibilité (qu'il peut librement négocier avec le FSP) ne prend pas en compte cet aspect. De ce point de vue le sous-comptage peut être vu comme un élément qui favorise le développement du marché de la flexibilité.
  - Néanmoins, d'un point de vue statistique, il est raisonnable de penser que, sur un grand nombre d'activations chez un URD particulier, ou sur un grand nombre d'URD lors d'une activation particulière, les facteurs d'incertitude cités ci-avant s'atténuent largement et que, par conséquent, les volumes de flexibilité mesurés via le compteur de tête ou via le sous-compteur doivent être pratiquement identiques.
  - La seconde raison qui pourrait, dans des cas très particuliers, justifier l'utilisation de sous-compteurs, est la suivante : l'URD qui dispose de plusieurs charges flexibles présentant des caractéristiques techniques assez différentes pourrait avoir avantage à proposer ses services de flexibilité dans le cadre de produits distincts, afin de tirer au mieux profit des caractéristiques particulières de ses charges flexibles. Dans un cas pareil (sans doute peu répandu), les sous-compteurs permettront de dissocier les volumes flexibles pour chacun des produits, en particulier lorsque ceux-ci sont activés en même temps.
  - En résumé, il n'y a à notre sens aucune raison de généraliser l'usage de sous-compteurs dans le marché de la flexibilité : ceux-ci doivent être réservés à des situations particulières, où cela se justifie vraiment.
- En tout état de cause, l'utilisation éventuelle de sous-compteurs doit être accompagnée de contrôles supplémentaires, notamment pour s'assurer que l'activation de la charge flexible mesurée par le sous-compteur n'est pas contre-carrée par une opération inverse : ce contrôle doit se faire ex-ante (circuit unifilaire) mais également ex-post en croisant (au moins de manière sporadique) les données mesurées respectivement par le sous-compteur et par le compteur de tête. Ces contrôles devront être réalisés par le GRD et décrits dans le cadre des processus de marché à mettre en place pour le marché de la flexibilité. En cas de doute ou d'incohérence, ce sont les données du compteur de tête qui devront faire foi pour tous les processus de settlement de cette flexibilité.

**2.25. Estimez-vous que le recours au submetering devrait faire l'objet d'un traitement spécifique par rapport aux mesures et comptages basés sur les compteurs de tête ? (question 44)**

- Nous ne voyons aucune bonne raison d'appliquer des règles techniques différentes aux sous-compteurs et aux compteurs de tête.

**2.26. Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de mesure/comptage dans le submetering ? (question 45)**

**a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?**

- Vu son rôle de gestionnaire des données de comptage (rôle qui lui est dévolu à titre exclusif dans le cadre du marché de l'énergie), le GRD doit également exercer ce rôle pour les sous-compteurs utilisés dans le marché de la flexibilité.
- Les alternatives proposées de confier tout ou partie des responsabilités à un acteur économiquement impacté par les résultats du comptage plutôt qu'à un acteur neutre ne nous apparaissent pas efficaces. En outre, ces alternatives induisent aussi :
  - Des risques de dysfonctionnement de ce marché découlant d'un manque d'interopérabilité, qui pourraient favoriser les acteurs dominants ;
  - Des risques de « gaming » si le comptage de la flexibilité est confié à des parties commerciales ou à des utilisateurs du réseau économiquement impactés par les mesures qui en découlent ;
  - Une complexification inutile si les nécessaires réconciliations des résultats d'activation de flexibilité obtenus par le sous-compteur et le compteur de tête doivent faire intervenir des opérateurs de données de comptage distincts.

**2.27. Qui devrait être autorisé à réaliser l'activité de gestion des données de mesure / comptage dans le submetering ? (question 46)**

**a. Cette gestion doit-elle être centralisée (un seul acteur) ou mise en concurrence entre différents acteurs ?**

- Notre réponse est identique à celle à la question 45.
- Pour ce qui concerne les données de mesure, les GRD rappellent qu'ils peuvent toujours mettre les impulsions du compteur (ou du sous-compteur) à disposition de l'URD ou de toute autre partie qu'il mandate. L'URD est libre ensuite d'utiliser ces données de mesure comme il l'entend, par exemple pour monitorer en temps réel la consommation des charges concernées, voire même pour l'aider à piloter celles-ci.

**2.28. L'effet rebond (« rebound effect ») devrait-il être intégré dans le modèle de marché de la flexibilité sur la demande ? (question 47)**

- Oui, dans le cadre des calculs réalisés par le GRD pour évaluer l'impact de la flexibilité sur son réseau. Les conséquences potentielles d'un effet rebond en termes de congestion du réseau de distribution doivent en effet être prises en compte.

*Réponse de Synergrid à la consultation publique de la CREG sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter l'accès à la gestion de la demande (demand side flexibility) en Belgique*

- Les GRD ne se prononcent pas quant à l'éventuelle prise en compte de cet effet dans le cadre du settlement de la flexibilité. Si cela devait être le cas, il reviendrait au GRD de calculer les volumes correspondants, sur base de règles à déterminer. .

**2.29. Dans l'affirmative, quels aspects de l'effet rebond devraient-ils être pris en compte, et comment ? (question 48)**

- Voir question 47



## **Annexe 1 : quelques aspects propres à la basse tension, à prendre en compte en cas de déploiement de la flexibilité sur ces réseaux**

- La tarification B.T. actuelle ne comprend pas de composante kW, ce qui n'incite pas les utilisateurs à rechercher un lissage minimal de leur consommation ; à titre d'exemple, une recharge de véhicule électrique de 24kW en 1h ne coûte pas plus cher à l'utilisateur du réseau qu'une recharge de 3kW en 8h. Cette situation doit être corrigée pour permettre au GRD de fournir les bons incitants et faciliter l'intégration de charges de ce type, au potentiel de flexibilité certain.
- Le foisonnement actuel des profils de consommation sur la B.T. est beaucoup plus important que sur la M.T. avec pour conséquence qu'un pilotage plus ou moins synchrone des charges flexibles aura beaucoup plus rapidement un impact sur la congestion des réseaux (tant sur la B.T. que sur la M.T. en amont). Ce constat renforce la criticité du constat précédent.
- Les réseaux B.T. ne sont pas toujours protégés contre les surcharges, seulement contre les court-circuits (utilisation de fusibles ; des disjoncteurs seraient beaucoup trop coûteux), ce qui pose un sérieux problème dans le cas de réseaux courts (réseaux pour lesquels les congestions surviennent d'abord du fait de surintensités sur les câbles, pas des écarts de tension trop importants en bout de réseau), caractéristiques des zones urbaines : un synchronisme accru des profils de consommation qui ne serait pas encadré par des fonctionnalités de surveillance du réseau et surtout par le droit du GRD à intervenir au niveau des utilisateurs (par exemple via des limitations temporaires de capacité) pourrait avoir de lourdes conséquences au point de vue des coûts d'investissements (au mieux anticipation exagérée des renforcements du réseaux, au pire multiplication des renouvellements en urgence si les surcharges n'ont pu être détectées à temps)