



## **Publieke consultatie over het design voorstel voor het piloot project BidLadder**

**Consultatieperiode: van 10/08/2016 tot 08/09/2016**

---

Deze openbare raadpleging heeft betrekking op het designvoorstel voor een pilootproject BidLadder met inbegrip van een oplossing voor "Transfer of Energy" (ToE). Aan de hand van deze publieke consultatie, wenst Elia de marktpartijen de mogelijkheid te bieden om te reageren op het voorgestelde marktmodel voor Transfer of Energy en het Pilootproject BidLadder.

De marktpartijen hebben reeds via verschillende interacties hun opmerkingen en suggesties kunnen overmaken. Een voorlopig laatste interactie betreft deze consultatie. Marktpartijen worden gevraagd om opmerkingen en suggesties te formuleren, in het bijzonder over deel 2 (beschrijving biedplatform "BidLadder" met rol van de Flexibility Service Provider), deel 3 (marktmodel met energieoverdracht) en deel 4 (contractueel kader voor deelname aan BidLadder). Ook vraagt Elia expliciet aan de marktspelers om zich uit te spreken over de wenselijkheid van de bijkomende functionaliteiten m.b.t. de combinatie van BidLadder en R3 (cf. 2.2.1.4.).

Het is belangrijk om op te merken dat alle opmerkingen openbaar gemaakt zullen worden aan het einde van de consultatie tenzij de confidentialiteit ervan meegedeeld wordt door de respondent.

Stakeholders hebben een periode vier weken om hun opmerkingen te bezorgen. De reacties dienen ingediend te worden ten laatste 8 september 2016 om 18u00.

Na deze periode zal Elia de diverse opmerkingen consolideren en deze op haar website plaatsen. Aan de hand van een consultatieverslag wordt het antwoord van Elia op de geformuleerde opmerkingen weergegeven. Dit consultatieverslag wordt ook gepubliceerd op de website en zal bovendien in detail toegelicht worden tijdens de Task Force BidLadder van begin oktober.

Opmerkingen met betrekking tot zaken die niet binnen de scope van deze raadpleging vallen, zullen niet in rekening gebracht worden door Elia.

De verschillende reacties moeten via e-mail worden verzonden naar het volgende adres: [usersgroup@elia.be](mailto:usersgroup@elia.be)

---

<b>1 Inleiding</b> .....	<b>4</b>
1.1 Antecedenten.....	5
1.2 Voorbehoud .....	6
1.3 Scope en principes.....	7
<b>2 Pilootproject BidLadder</b> .....	<b>9</b>
2.1 Flexibility Service Provider (FSP) .....	9
2.2 Beschrijving van het BidLadder proces .....	9
2.2.1 Technische prequalificatie .....	10
2.2.2 Biedplatform BidLadder .....	15
2.2.3 Activatie van een bieding.....	17
2.2.4 Activatiecontrole & vergoeding van de FSP .....	20
<b>3 Marktmodel met energieoverdracht</b> .....	<b>22</b>
3.1 Energieoverdracht of Transfer of Energy (ToE) .....	22
3.2 Financiële compensatie .....	23
3.3 Aanpassen evenwichtssperimeter (Imbalance adjustment) .....	23
3.4 Mogelijke marktsituaties.....	23
3.5 Berekening geleverd volume, imbalance adjustment & imbalance settlement.....	24
3.6 Gegevensoverdracht door ELIA.....	27
3.6.1 In het kader van het faciliteren van de financiële compensatie ...	27
3.6.2 In het kader van de imbalance settlement .....	28
<b>4 Contractueel kader</b> .....	<b>29</b>
4.1 BidLadder-contract .....	29
4.2 ARP-contract.....	31
4.3 Balancing Rules .....	31
4.4 Toegangscontract .....	32
4.5 Contract met de leverancier voor gegevensoverdracht .....	32
<b>5 Volgende stappen</b> .....	<b>33</b>
<b>Annex 1: Gedetailleerd proces inzake de imbalance adjustment</b> ...	<b>34</b>
<b>Annex 2: Elia Task Force BidLadder</b> .....	<b>37</b>

---

## 1 Inleiding

Om het residueel onevenwicht op te vangen doet Elia in de balancing markt beroep op enerzijds gereserveerde energie maar ook op vrije biedingen, de zogenaamde "free bids". Op vandaag zijn deze vrije biedingen enkel en alleen afkomstig van eenheden met een CIPU-contract. Het zijn echter niet alleen deze CIPU-eenheden die flexibiliteit aan Elia kunnen verschaffen, ook niet-CIPU-eenheden zijn hiertoe in staat. Tot op heden kunnen deze niet-CIPU eenheden echter niet deelnemen aan de markt voor de vrije biedingen.

De regulator alsook Elia zijn voorstander om vrije biedingen afkomstig van niet-CIPU-eenheden ook toe te laten in de balancing markt. Op deze manier kan Elia haar mogelijkheden uitbreiden om het net in evenwicht te houden. Ook voor de marktpartijen kan dit een positieve ontwikkeling zijn vermits zij dan ook andere bronnen van flexibiliteit aan Elia kunnen aanbieden.

De regulator heeft meermaals aangegeven dat Elia een oplossing dient te ontwikkelen om vrije biedingen afkomstig van niet-CIPU-eenheden toe te laten in de balancing markt. Vandaag kunnen enkel productie-eenheden opgenomen in een CIPU-contract via hun dagelijkse coördinatieprogramma's een vrije bieding indienen om deel te nemen aan de balancing markt. Bovendien zijn, volgens art 159, §2 van het Federaal Technisch Reglement, alle producenten van de regelzone waarvan het vermogen voor de toegang tot het net hoger of gelijk is aan 75 MW verplicht om hun beschikbare vermogen ter beschikking van de netbeheerder te houden.

Concreet stelt Elia voor om via het pilotproject BidLadder vrije biedingen van flexibiliteit niet afkomstig van CIPU-eenheden toe te laten tot de balancing markt. Daartoe zal een biedplatform gecreëerd worden waarop alle marktpartijen (ook zij die geen evenwichtsverantwoordelijke zijn) hun flexibiliteit kunnen aanbieden. In eerste instantie zal op dit platform flexibiliteit afkomstig van leveringspunten aangesloten op het Elia-net kunnen worden aangeboden. De ambitie is om, in tweede instantie en in overleg met de distributienetbeheerders, ook flexibiliteit afkomstig van leveringspunten aangesloten op het distributienet te kunnen aanbieden. Om zoveel mogelijk flexibiliteit de kans te bieden om deel te nemen aan de balancing markt is een eenvoudig, transparant en laagdrempelig platform noodzakelijk.

De oprichting van een pilotproject BidLadder interfereert evenwel sterk met de problematiek van de energieverdracht of de zgn. "Transfer of Energy" (ToE). Elia stelt in dit document een concrete oplossing voor om de ToE te regelen met als doel de ontwikkeling van flexibiliteit te bevorderen. De voorgestelde oplossing is in lijn met het model dat voorgesteld werd door de CREG in haar studie over de middelen die moeten worden toegepast om de deelname aan de flexibiliteit van de vraag op de elektriciteitsmarkten in België te faciliteren (160503-CDC-1459) (hierna "studie van de CREG" genoemd).

---

Deze nota, die ter consultatie voorligt, geeft in het eerste deel een overzicht van de documenten die een leidraad vormen bij de uitwerking van dit project, de voorwaarden die vervuld dienen te zijn alsook de principes die gerespecteerd dienen te worden.

Het tweede deel beschrijft het BidLadder platform met de rol van de "Flexibility Service Provider" (FSP) alsook de verschillende stappen die gevolgd worden bij het aanbieden van flexibiliteit.

Het derde deel gaat dieper in op het marktmodel met energieoverdracht. In dit deel worden uitvoerig de processen m.b.t. "imbalance adjustment" en de financiële compensatie beschreven.

Het vierde deel geeft een overzicht van het contractueel kader voor deelname aan de BidLadder.

Tenslotte wordt een overzicht van de vervolgstappen na de raadpleging gegeven.

## 1.1 Antecedenten

Deze nota bevat een designvoorstel voor het pilootproject BidLadder met inbegrip van een oplossing voor ToE. Het integrale voorstel is gebaseerd op zowel studies als besprekingen die plaatsvonden in diverse fora. Deze worden hieronder bondig beschreven. De documenten zijn ook publiek beschikbaar.

In juni 2013 publiceerde Elia, na bevraging van de marktpartijen een nota "[Proposal for the bidding & activation process and balancing energy products for the bid ladder platform](#)" die een overzicht geeft van de conclusies die resulteerden uit de bevraging m.b.t. de productdefinitie en de biedprocedure.

Op 3 februari 2014 publiceerden de vier energieregulatoren een [rapport m.b.t. de aanpassing van het regelgevend kader voor de ontwikkeling van vraagbeheer](#). Dit rapport spitst zich toe op de wenselijke of noodzakelijke aanpassing van het regelgevend kader met als doel de optimale ontwikkeling van het potentieel aan vraagbeheer.

Volgend op bovenstaande rapporten werden in 2014 en 2015 verschillende besprekingen georganiseerd binnen de [Expert Working Group R3DP](#), de [Task Force Balancing](#) alsook de [Task Force Strategic Reserves](#).

Op 22 januari 2016 publiceerde de CREG haar tussentijds [verslag](#) over "de middelen die moeten worden toegepast om de deelname aan de flexibiliteit van de vraag op de elektriciteitsmarkten in België te faciliteren" dat vervolgens aan de marktspelers ter consultatie werd voorgelegd. De [studie](#) van de CREG werd op 5 mei gepubliceerd en hierin worden duidelijke principes naar voor geschoven, die bepalend zijn voor het design van het pilootproject BidLadder alsook voor de uitwerking van een oplossing voor de ToE. De vooropgestelde principes alsook het te ontwikkelen model voor ToE worden in verder in de nota in detail toegelicht.

---

De studie van de CREG alsook de impact hiervan op de ontwikkeling van het pilootproject BidLadder en de uitwerking van ToE werden uitvoerig besproken in de specifiek daartoe opgerichte [Task Force BidLadder](#). De presentaties en verslagen zijn beschikbaar op [de website](#) van Elia.

Hoewel er in de studie van de CREG duidelijk principes worden gedefinieerd en concrete aanbevelingen worden gedaan m.b.t. het te ontwikkelen model voor ToE, zijn er tot op heden nog enkele onzekerheden waarvan de impact op het pilootproject niet verwaarloosbaar is. Met betrekking tot deze punten formuleert Elia in volgende paragraaf dan ook enig voorbehoud.

## 1.2 Voorbehoud

In de studie van de CREG wordt een actieplan voorgesteld betreffende de noodzakelijke stappen voor de invoering van een ToE-mechanisme. De eerste stap is de aanpassing van de wetgeving, in het bijzonder de Elektriciteitswet en vervolgens de uitvaardiging van de bijhorende Koninklijke besluiten die de principes en uitvoeringsmodaliteiten moeten definiëren. Volgens de studie van de CREG is deze wetsaanpassing noodzakelijk om een ToE-oplossing te realiseren.

De realisatie van het pilootproject BidLadder, waarvan een eerste fase mogelijks van start zou kunnen gaan op 30 juni 2017 (indicatieve planning op basis van op vandaag beschikbare technische analyse), is afhankelijk van de tijdige uitwerking van het volledig wettelijk kader. Indien dit tijdig vastgelegd wordt, is het cruciaal voor de realisatie van het project dat het design dat in deze nota wordt beschreven niet fundamenteel afwijkt van het aangenomen wettelijk kader. Indien er fundamentele verschillen zijn tussen de wetgeving en het hieronder beschreven design kan dit de operationalisering van het pilootproject BidLadder in het gedrang brengen.

Bij gebrek aan een wettelijk kader zal het pilootproject BidLadder alleen toegankelijk zijn voor de Toegangsverantwoordelijken of *Balancing Responsible Parties* (BRP). Het engagement van Elia blijft wel om de ToE voor BidLadder te implementeren maar dan op een later tijdstip en in functie van de realisatie van het wettelijk kader.

In het wetsontwerp (bijlage 1 van de studie CREG) wordt vermeld dat een beheerder van flexibiliteitsgegevens (*Flexibility Data Manager*), na advies van de commissie, aangeduid moet worden door de Koning. Diezelfde studie stelt ook dat Elia de rol van FDM zou kunnen opnemen na bekrachtiging via wetgeving. Zoals hierboven beschreven is er tot op heden geen duidelijkheid over de inhoud hiervan noch over de timing. Daarom wordt in dit pilootproject als werkhypothese aangenomen dat Elia, gelet op het feit dat dit pilootproject alleen flexibiliteit aangesloten op het Elia-net omvat, de rol van FDM opneemt.

In haar studie stelt de CREG voor om een systeem van bilaterale financiële compensatie tussen de Flexibility Service Provider (FSP) en de leverancier van de oorspronkelijke eindafnemer in te voeren met een bilaterale standaardoplossing, die in het geval van onenigheid van toepassing zou zijn op beide partijen. Deze bilaterale standaardoplossing wordt momenteel in samenspraak met de betrokken marktpartijen door de CREG

---

uitgewerkt. In afwachting van dergelijke standaardoplossing zal Elia enkel de energieoverdracht faciliteren indien er een bilateraal akkoord bestaat tussen FSP en leverancier voor de financiële compensatie. In afwezigheid van dit akkoord kan een leveringspunt niet deelnemen aan het pilootproject BidLadder en zal Elia geen flexibiliteit activeren op de betrokken leveringspunten.

### 1.3 Scope en principes

Onverminderd het voorbehoud geformuleerd in sectie 1.2 zal Elia de komende maanden de nodige inspanningen leveren om het pilootproject BidLadder en het model voor ToE te realiseren. Het pilootproject beperkt zich in eerste fase tot de deelname van leveringspunten aangesloten op het TSO-net. De ambitie is om, in tweede instantie en in overleg met de distributienetbeheerders, ook flexibiliteit aangesloten op het distributienet te kunnen aanbieden.

Gelet op het feit dat dit een **pilootproject** is, impliceert dit dat de scope doorheen de tijd nog verder kan evolueren in functie van o.a. de invoering van een wettelijk kader, opgedane ervaring, marktomstandigheden en andere productontwikkelingen.

De ontwikkeling van het pilootproject BidLadder en het model voor ToE is volledig in lijn met de principes zoals gedefinieerd in de studie van de CREG (p. 24). Concreet wil dit zeggen dat de voorgestelde oplossingen kaderen in:

- een centraal model voor het beheer van de gegevens betreffende de volumes aan flexibiliteit m.a.w. het model met de *Flexibility Data Manager* (FDM) (cf. principe 5).
- een systeem van bilaterale financiële compensatie tussen de *Flexibility Service Provider* (FSP) en de leverancier (principe 4.2). Dit impliceert dat Elia niet betrokken is bij de financiële compensatie ten gevolge van een energieoverdracht maar wel het proces faciliteert via de noodzakelijke gegevensoverdracht.
- een systeem waarbij de FSP de evenwichtsverantwoordelijkheid van de activering van zijn flexibiliteit op zich neemt (principe 3). Daartoe sluit de FSP zelf een contract van Toegangsverantwoordelijke ("ARP-contract") af met Elia of hij duidt een BRP aan met wie hij een contract heeft afgesloten om deze evenwichtsverantwoordelijkheid op te nemen. De contractuele gevolgen worden beschreven in deel 4.

Deze oplossingen dienen ook te voldoen aan het principe "confidentialiteit". De bescherming van de vertrouwelijkheid van commercieel gevoelige gegevens van de betrokken partijen is cruciaal, in het bijzonder met betrekking tot de energieoverdracht tussen de FSP en leverancier.

In aanvulling op de tien principes die door de CREG werden gedefinieerd, wenst Elia volgende principes toe te voegen:

- 
- *Bevorderen van een level playing field:* voorwaarden voor deelname aan verschillende marktsegmenten voor verschillende marktpartijen moeten, in de mate van het mogelijke, gelijkaardig zijn;
  - *Respecteren van rollen en verantwoordelijkheden:* de ontwikkeling van nieuwe marktmodellen en producten dient de rollen en verantwoordelijken van de verschillende betrokken partijen te respecteren;
  - *Respecteren van marktprincipes:* de ontwikkeling van nieuwe producten, in casu in de context van balancing, dient steeds te gebeuren in lijn met de vigerende en voorziene marktprincipes;
  - *Eenvoud en toegankelijkheid:* in de mate van het mogelijke dienen de ontwikkelde concepten en producten eenvoudig te zijn en zo weinig mogelijk barrières voor deelname aan de markt te bevatten.

In aanvulling op de hierboven beschreven principes is de uitwerking van het pilootproject ook in lijn met de reeds gepresenteerde roadmap voor de tertiaire reserves (cfr. Users' Group WG Balancing) alsook de toekomstige *Guideline on Electricity Balancing*.



---

## 2 Pilootproject BidLadder

Dit hoofdstuk beschrijft hoe een aanbieder van flexibiliteit biedingen kan plaatsen op het biedplatform *BidLadder* en hoe het volledige proces verloopt vanaf de prekwalificatie tot en met activatiecontrole en de vergoeding.

### 2.1 Flexibility Service Provider (FSP)

In het kader van het pilootproject BidLadder formuleert Elia een oplossing voor vrije biedingen (in het kader van de mFRR-producten) afkomstig van de **Flexibility Service Provider (FSP)**. De studie van de CREG definieert de FSP als een dienstverlener van flexibiliteit van de vraag<sup>1</sup>.

De FSP wordt BSP (*Balancing Service Provider*) genoemd indien deze balancingdiensten verleent zoals bepaald in de Guideline on Electricity Balancing. In deze nota en conform de studie van de CREG wordt er echter geen onderscheid gemaakt tussen de BSP en de FSP en wordt er dus alleen gesproken over de FSP.

De FSP is een rol of marktfunctie die een marktpartij opneemt. Een marktpartij kan uiteraard verschillende rollen (FSP, BRP, toegangshouder, leverancier, netgebruiker) opnemen.

In lijn met het 3<sup>de</sup> principe van de CREG moet een FSP evenwichtsverantwoordelijkheid op zich nemen voor de activering van de flexibiliteit van de vraag die hij beheert. Analoog met de leveranciersmarkt dient de FSP een BRP aan te duiden voor elk van zijn leveringspunten (waarbij dat niet noodzakelijk dezelfde BRP hoeft te zijn voor elk punt).

In het kader van het pilootproject BidLadder bepaalt Elia bijgevolg dat de FSP een evenwichtsverantwoordelijke aanduidt nl. de geassocieerde BRP of de *BRPfsp* (de FSP kan natuurlijk ook zelf BRP worden, waarbij hij de beide rollen opneemt). Deze aanduiding gebeurt in het contract dat Elia afsluit met de FSP voor de levering van flexibiliteit (cf. 4.1).

Dit zal tot een quasi volwaardig "flex toegangsregister" leiden waar voor elk leveringspunt de leverancier, de BRP belast met de opvolging van het leveringspunt (de oorspronkelijke BRP of *BRPsource*), FSP en *BRPfsp* wordt bijgehouden

### 2.2 Beschrijving van het BidLadder proces

Deze sectie gaat dieper in op het operationele kader en licht de verschillende processtappen toe. De onderstaande figuur geeft een overzicht van de grote stappen in dit proces nl. de technische prekwalificatie, het indienen van biedingen op BidLadder, de activatie van een bieding, de activatiecontrole en de vergoeding van de FSP.

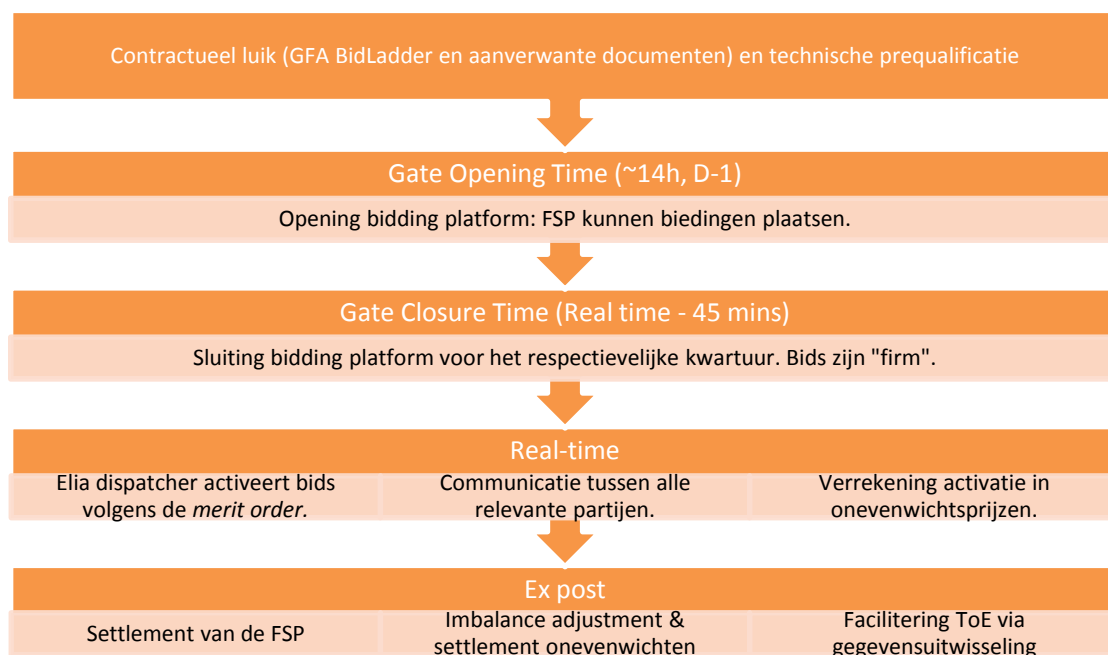
Deze stappen worden in de volgende paragrafen toegelicht.

---

<sup>1</sup> Flexibiliteit van de vraag betekent het vermogen van een oorspronkelijke eindafnemer om zijn netto afname (actief vermogen) vrijwillig opwaarts of neerwaarts aan te passen afhankelijk van externe signalen (cf. definitie CREG in Studie (F)160503-CDC-1459 p.11)

Het proces van de imbalance adjustment en de gegevensoverdracht ter facilitering van de financiële compensatie worden in deel 3 beschreven.

Het contractueel kader wordt besproken in deel 4.



## 2.2.1 Technische prekwificatie

### 2.2.1.1 Deelname van leveringspunten aan het platform BidLadder

In eerste instantie zal in het pilootproject BidLadder flexibiliteit **afkomstig van leveringspunten op het Elia-net**, die niet opgenomen zijn in een CIPU-contract, kunnen deelnemen aan de balancing markt via vrije biedingen. Daarnaast zullen ook leveringspunten met submetering achter een Elia-toegangspunt of leveringspunten in een gesloten distributiesysteem (zgn. Closed Distribution System) aangesloten op het Elia-net kunnen deelnemen.

Uiteraard moeten bovenstaande leveringspunten ook voldoen aan de contractuele en operationele vereisten. Een bijkomende voorwaarde is dat het leveringspunt geen deel mag uitmaken van een SDR-contract in 2017.

De toegangspunten op het distributienet, de leveringspunten met submetering achter een distributie-toegangspunt of een gesloten distributienet aangesloten op het distributienet vallen buiten de scope van het pilootproject BidLadder. Voor deze leveringspunten streeft Elia naar samenwerkingsmechanismen met de distributienetbeheerders. Concrete designaspecten gelinkt aan deze types leveringspunten worden niet verder besproken in deze nota.

Onderstaande figuur geeft een overzicht van welke leveringspunten kunnen deelnemen aan het pilootproject BidLadder en geeft ook aan welke partij/rol flexibiliteit op deze leveringspunten kan aanbieden.

	Leveringspunten TSO-net (incl. submetered & CDS)	Leveringspunten DSO-net	
Aangeboden door BRP	Deel van pilootproject	(1)	
Aangeboden door FSP	(2)	(1),(2)	→ (2) Deelname afhankelijk van het wettelijk kader (cf. sectie 1.2)

↓  
(1) Deelname afhankelijk van besprekingen met DNBs

### 2.2.1.2 Registratie van leveringspunten

In aanvulling op de noodzakelijke contractuele bepalingen en de voorwaarden voor het geldig afsluiten van een BidLadder-contract moeten leveringspunten geregistreerd worden bij Elia alvorens de FSP deze kan gebruiken voor zijn biedingen op de BidLadder.

De registratie omvat volgende voorwaarden:

- Het voorleggen van een geldige "Grid User Declaration" (cf. 4.1)
- Het overmaken van informatie met betrekking tot het leveringspunt:
  - Naam van het leveringspunt
  - Type leveringspunt (toegangspunt, submeter, CDS)
  - EAN
  - Naam eindgebruiker
  - Adres
  - Referentievermogen (*Pref*)
  - Mogelijke richting van activatie (opwaarts, neerwaarts, beide)
  - Gevalideerde metering van een (de) Elia hoofdmeter(s) voor leveringspunten aangesloten op het Elia<sup>2</sup>-net;
  - Gevalideerde metering van een (de) submeter(s) voor leveringspunten in een industriële site onder de volgende voorwaarden:
    - Een geldig bewijs van submeter conformiteit;
  - Gevalideerde metering van een (de) bestaande metering installatie(s), voor leveringspunten in een CDS (Closed Distribution System), die gebruikt wordt(en) voor de facturatie, onder de volgende voorwaarden:
    - Een geldig bewijs van submeter conformiteit
    - Een CDS Beheerder verklaring

<sup>2</sup> Elia bezit al de Hoofdmetering van zijn eigen Net. FSP kan deze informatie aanvragen via de netgebruiker of via Elia na voorlegging van een getekende netgebruiker verklaring die toegang geeft tot de meetgegevens.

---

Naast de registratiegegevens voor deelname aan de BidLadder is het mogelijk om tijdens deze registratie ook bijkomende informatie mee te geven die nodig is voor een registratie voor R3 Flex/Standaard om zo de administratieve last te reduceren. De voorwaarden voor R3 vallen buiten de scope van dit document.

### **2.2.1.3 Simulatietest**

In het kader van de prequalificatie voor deelname aan de BidLadder moet een simulatietest uitgevoerd worden. Deze test heeft twee doelstellingen:

1. Verificatie dat de FSP in staat is om het volledige BidLadder-proces te doorlopen zonder technische problemen (proces van real-time communicatie en gegevensuitwisseling)
2. Controle of de FSP op voldoende wijze kan voldoen aan een gedane bieding (respecteren van de limieten bij activatiecontrole (cf. 2.2.4.1)).

De simulatietest leidt dus niet tot een verificatie van het aanwezige volume aan flexibiliteit en is geen controle van het verklaarde referentievermogen. Een imbalance adjustment bij de BRPfsp (en dus ook bij de BRPsource) en een *ex post* activatiecontrole zijn echter wel voorzien om toch de nodige garanties te hebben dat het aangeboden volume ook aanwezig is.

In principe moet een FSP een simulatietest slechts éénmalig doorlopen. Het is dus niet nodig om een nieuwe simulatietest te doorlopen bij het aanpassen van de pool van leveringspunten.

De simulatietest omvat volgende elementen:

- Elia definieert een testperiode van minimaal 24 uur en maximaal 48 uur en communiceert deze aan de FSP.
- Voor deze testperiode dient de FSP aan Elia te communiceren welke volumes hij kan aanbieden op de BidLadder. De FSP kan deze volumes aanpassen tot aan de voorziene *gate closure time* (cf. 2.2.2.1).
- Gedurende de testperiode kiest Elia één kwartier om de bieding van de FSP partieel of volledig te activeren.
- De FSP levert het gevraagde volume.

De simulatietest is succesvol als volgende voorwaarden tegelijk voldaan zijn:

- De FSP heeft alle communicatie- en gegevensuitwisselingen verbonden aan een activatie succesvol doorlopen.
- De FSP heeft een volume geleverd binnen de limieten zoals voorzien voor de activatiecontrole (cf. 2.2.4.1).
- De FSP heeft een vrije keuze in het aanbieden van een volume voor de test. Het spreekt voor zich dat een test slechts succesvol kan zijn indien een

---

minimum volume (minstens 1MW) wordt aangeboden en Elia effectief volume kan activeren.

Bij een simulatietest gelden volgende modaliteiten:

- De FSP ontvangt *geen* activatievergoeding.
- Het gevraagde volume wordt *niet* toegevoegd aan de perimeter van de BRPfsp. Het geleverde volume wordt *wel* toegevoegd aan de perimeter van de BRPfsp en weggenomen uit de perimeter van de BRPsource. De BRPfsp zal dus een positief onevenwicht hebben ten belope van het geleverde volume, terwijl de BRPsource geen invloed zal ondervinden van de simulatie.
- Elia bezorgt de FSP en de leverancier de nodige gegevens ter facilitering van de financiële compensatie van de energieoverdracht.

Indien Elia tijdens de duur van het contract vaststelt dat de FSP niet (meer) in staat is om het proces van real-time communicatie en gegevensuitwisseling succesvol te doorlopen, kan Elia de toegang tot de BidLadder ontzeggen totdat de FSP een nieuwe simulatietest succesvol heeft doorstaan. De modaliteiten worden vastgelegd in het BidLadder contract.

#### **2.2.1.4 Combinatie van BidLadder en R3**

In het pilootproject gaat Elia uit van de wederzijdse exclusiviteit tussen BidLadder en R3. Dit impliceert dat een leveringspunt dat geprekwalificeerd is voor BidLadder geen deel kan uitmaken van een pool van leveringspunten die geprekwalificeerd is voor de levering van R3.

Niettemin voert Elia momenteel een impactanalyse uit die de haalbaarheid van mogelijke bijkomende functionaliteiten in kaart brengt: enerzijds het invoeren van een flexibel poolbeheer en anderzijds het faciliteren van de combinatie van zowel R3 en BidLadder op éénzelfde leveringspunt. In het kader van de publieke consultatie wordt de marktspelers gevraagd zich uit te spreken over de wenselijkheid van deze bijkomende functionaliteiten.

##### **2.2.1.4.1 Flexibel poolbeheer**

Flexibel poolbeheer betreft het beheer van een pool van leveringspunten die kunnen gebruikt worden voor deelname aan zowel BidLadder als aan R3-producten (R3 Flex/Standaard). Het doel is om een vlotte **transfer** van leveringspunten die niet gebruikt worden in het kader van een R3-contract naar de BidLadder toe te laten.

Volgende principes dienen hierbij in acht genomen te worden:

- De FSP blijft verantwoordelijk voor het poolbeheer en draagt het risico voor de (positieve en negatieve) gevolgen die voortkomen uit de transfer van leveringspunten.
- Indien de notificatieprocedure gerespecteerd wordt, het leveringspunt op voldoende wijze geregistreerd is en Elia over alle relevante informatie beschikt kan een leveringspunt dat geprekwalificeerd is in het kader van R3, zonder bijkomende prekwalficatie-eisen getransfereerd worden naar de pool,

---

bruikbaar voor biedingen op de BidLadder. Per leveringspunt wordt het referentievermogen, geregistreerd in het kader van de prekwificatie R3, beschouwd als het in rekening te brengen referentievermogen voor BidLadder.

- Een door de FSP voorgestelde transfer van de R3-pool naar de BidLadder-pool moet steeds door Elia bevestigd worden.
- Het flexibel poolbeheer wordt afgestemd op de kalender van maandelijkse R3-veilingen. Een transfer van een leveringspunt van de R3-pool naar de BidLadder-pool is bijgevolg steeds geldig voor de periode van 1 maand (cf. duurtijd R3-contracten). Na elke maand worden de pools teruggezet op de oorspronkelijke pool voor R3 en BidLadder.
- Ongeacht de gebruikte baseline i.k.v. een R3-contract wordt voor een leveringspunt dat deelneemt aan de BidLadder steeds het laatste kwartuur vóór de activatieperiode gebruikt als baseline.
- Om de beschikbaarheid van een R3-contract op voldoende wijze te garanderen kunnen leveringspunten getransfereerd worden naar BidLadder voor zover per R3-contract voldaan wordt aan volgende vereiste: het totaal geprekwalificeerd volume in de pool van R3 verminderd met de som van de referentievermogens van de individuele leveringspunten die getransfereerd worden naar BidLadder is hoger of gelijk aan het gecontracteerd volume R3 voor de betrokken maand of nog:

$$(Geprekwalificeerd\ volume\ pool\ R3) - Som\ (Pref\ van\ de\ naar\ BidLadder\ te\ transfereren\ leveringspunten) \geq Volume\ R3-contracten$$

De beschikbaarheids- en activatiecontrole van R3 zal geen rekening houden met naar BidLadder getransfereerde leveringspunten.

Elia zal voorzien in een aangepaste IT-ondersteuning ter facilitering van het flexibel poolbeheer.

Een alternatieve methode zou erin kunnen bestaan dat het flexibel poolbeheer op kwartuurbasis gebeurt waarbij leveringspunten opgenomen in een bid op BidLadder automatisch verwijderd worden uit de pool van leveringspunten gebruikt voor R3. De FSP kan in dit alternatief op kwartuurbasis vrij kiezen of een leveringspunt ofwel aan BidLadder ofwel aan R3 participeert door het leveringspunt al dan niet op te nemen in zijn pool van leveringspunten gebruikt voor BidLadder. ELIA zal dan de opgegeven leveringspunten in BidLadder niet in beschouwing nemen voor de beschikbaarheid- en activatiecontrole voor R3.

Deze principes en eventuele verdere modaliteiten zullen, na de impactanalyse mbt de haalbaarheid, beschreven worden in de contracten voor R3 en BidLadder.

#### 2.2.1.4.2 Combinatie van BidLadder en R3 op éénzelfde leveringspunt

Deze functionaliteit biedt de mogelijkheid aan een FSP om een leveringspunt, dat ook deel uitmaakt van een geprekwalificeerde pool van leveringspunten voor R3, tegelijkertijd te gebruiken voor de levering van balancing energie op BidLadder. Concreet betekent dit dat het betrokken leveringspunt dat geprekwalificeerd werd tijdens de prekwalficatieprocedure voor R3 automatisch geprekwalificeerd is voor deelname aan BidLadder.

Volgende principes dienen in acht genomen te worden:

- De FSP blijft verantwoordelijk voor het gecombineerd aanbieden en leveren van beide diensten en draagt het risico voor de gevolgen die hieruit voortkomen.
- Het leveringspunt waarop men de diensten wil combineren is aangesloten op het Elia-net.
- Een leveringspunt geprekwalificeerd in het kader van R3 is automatisch bruikbaar voor biedingen op de BidLadder zonder bijkomende prekwalficatie-eisen indien het leveringspunt op voldoende wijze geregistreerd is en Elia over alle relevante informatie beschikt.
- Het referentie reservevermogen (Rref) per leveringspunt geregistreerd in het kader van de prekwalficatie R3 wordt beschouwd als het in rekening te nemen referentievermogen voor BidLadder.
- Ongeacht de baseline gebruikt in de context van een R3-contract, wordt voor een leveringspunt dat deelneemt aan de BidLadder steeds het laatste kwartuur vóór de activatieperiode gebruikt als baseline.
- Om de beschikbaarheid van een R3-contract op voldoende wijze te garanderen zal een beschikbaarheids- en activatiecontrole uitgevoerd worden.

Deze controles moeten verifiëren of de gecontracteerde R3 beschikbaar en activeerbaar blijft indien BidLadder geactiveerd wordt.

De bovenstaande principes en eventuele verdere modaliteiten zullen, na de impactanalyse m.b.t. de haalbaarheid, beschreven worden in de contracten voor R3 en BidLadder.

## 2.2.2 Biedplatform BidLadder

### 2.2.2.1 Het biedproces en eigenschappen van de bieding

Flexibiliteit aanbieden gebeurt via **expliciete biedingen** op een nieuwe IT-applicatie, het biedplatform BidLadder. De biedingen zijn expliciet omdat noch het aangeboden volume, noch de prijs waaraan dit volume beschikbaar is door Elia berekend of afgeleid wordt uit nominaties of andere programma's. Zowel het volume als de prijs wordt vrij bepaald door de FSP. Dit in tegenstelling tot de vrije CIPU-biedingen waar het beschikbare volume impliciet bepaald wordt door Elia in functie van de door de BRP ter beschikking gestelde

---

dagelijkse toegangsprogramma's. De prijs voor het beschikbare volume bij CIPU-biedingen wordt wel vrij bepaald.

De procedure voor het aanbieden van flexibiliteit op BidLadder loopt zoveel mogelijk parallel met de procedure voor de vrije CIPU-biedingen.

Flexibiliteit op de BidLadder aanbieden kan vanaf 14u de dag voordien (D-1), de *gate opening time*. Op dat moment zijn, onder normale omstandigheden, de resultaten van de Day Ahead markt gekend.

De *gate closure time* is, zoals bij de vrije CIPU-biedingen, 45 minuten vóór de start van het kwartier van de levering. Tot dan kunnen biedingen gewijzigd of geannuleerd worden. Na *gate closure time* worden biedingen (volume en prijs) als vast (*firm*) beschouwd.

Een bieding bestaat uit een volume (in MW), prijs (in €/MWh) en activatieperiode (minimaal 1 kwartier) en de lijst/pool van de leveringspunten die geactiveerd zullen zijn. Het volume bedraagt minimaal 1 MW en kan verhoogd worden in stappen van 0,1 MW. Biedingen kunnen onderling niet gelinkt zijn en kunnen partieel geactiveerd worden aan de initieel aangeboden prijs.

Een bieding is pas "geldig" indien deze voldoet aan bepaalde eisen en de gevraagde informatie bevat. Er wordt vereist dat het aangeboden volume niet groter is dan (de som van) het referentievermogen van de opgegeven leveringspunten en dat de aangeboden prijs binnen de limieten (-2999,99 €/MWh tot 4499,99 €/MWh) valt.

De bieding moet ook informatie bevatten over het karakter van de regeling (op- of neerwaarts) alsook over welk(e) (pool van) leveringspunt(en) gebruikt zal worden. Het is mogelijk om meerdere biedingen te doen voor een bepaald kwartier (bijvoorbeeld met een verschillende prijs), maar een leveringspunt kan maar aangeboden worden in één bieding voor een bepaald kwartier. Anders gesteld, indien meerdere biedingen per kwartier worden aangeboden, dienen de verschillende pools van leveringspunten voor deze biedingen onafhankelijk te zijn van elkaar.

Een bieding dient informatie te bevatten over de *verlengbaarheid* van een bieding. Rekening houdend met een periode van 45 minuten tussen *gate closure time* en start van een activatie, moet aangegeven worden of een bieding een maximale duurtijd heeft van 1, 2, 3 of 4 kwartieren. Dit laat de aanbieder voldoende tijd om - rekening houdend met een eventuele activatie - zijn bieding aan te passen of terug te trekken voor latere tijdstippen. Eventuele verlengingen van een geselecteerde bieding gebeuren aan de initieel aangeboden prijs.

Een bieding dient ook rekening te houden met de beschikbare informatie in het kader van *congestiemanagement* (in casu de zogenaamde groene & rode zones uit het CIPU-proces). Teneinde een *level playing field* te garanderen wordt in lijn met CIPU-biedingen een controle voorzien of een bieding geen leveringspunt(en) gelegen in een rode zone bevat waarvoor het referentievermogen groter of gelijk is aan 25 MW. Elia heeft het recht om een bieding met een leveringspunt met een referentievermogen  $\geq 25$  MW gelegen in een rode zone niet te weerhouden voor activatie. Het is bijgevolg de verantwoordelijkheid van



---

de FSP om erover te waken dat zijn biedingen de beperkingen m.b.t congestiemanagement respecteren. Elia zal de informatie m.b.t. groene en rode zones ter beschikking stellen van de FSP (analoog zoals dit vandaag gebeurt t.o.v. de BRPs die een CIPU contract ondertekend hebben).

De biedingregels (*BidLadder Bidding Rules*) zullen de vereisten en instructies voor het indienen van een bieding meer in detail beschrijven en zullen gepubliceerd worden op de website van Elia.

#### **2.2.2.2 Transparantie m.b.t. de aangeboden volumes en prijzen**

Elia stelt voor om een analoog niveau van transparantie te hanteren voor de aangeboden volumes en prijzen zoals reeds het geval is voor andere producten. Concreet betekent dit een integratie in de publicatie op de Elia-website van de zogenaamde "*Available Regulation Capacity*"(of ARC).

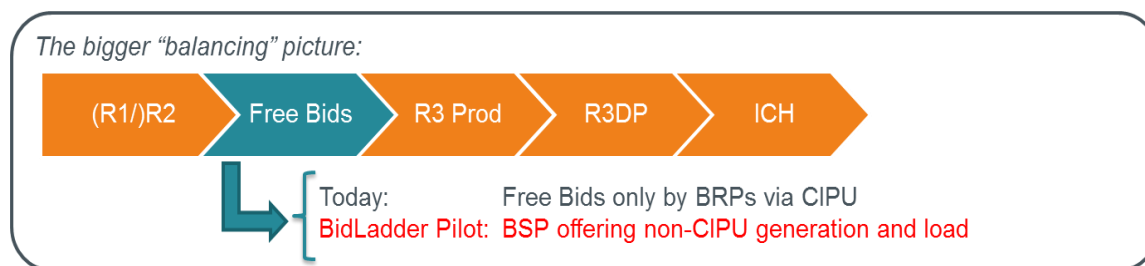
Voor de beschikbare volumes wordt rekening gehouden met alle aangeboden biedingen op de BidLadder vanaf het moment waarop de biedingen gemaakt zijn. Eventuele aanpassingen aan biedingen worden in rekening genomen bij elke volgende update van de publicatie. Updates gebeuren elk kwartier. De publicatie houdt tevens rekening met de verlengbaarheid van de biedingen om rekening te houden met de mogelijke beperking op de energie vervat in een bieding.

#### **2.2.3 Activatie van een bieding**

Zoals eerder vermeld zal het pilootproject BidLadder nu ook de mogelijkheid bieden aan eenheden buiten het kader van het CIPU-contract om vrije biedingen in te dienen. Om te bepalen welke biedingen geactiveerd zullen worden, zal een technisch-economische analyse uitgevoerd worden op CIPU-biedingen en niet-CIPU-biedingen. Deze resulteert in één activatie-rangorde of zgn. *merit order* voor alle vrije biedingen. De verschillende vrije biedingen worden dus in concurrentie met elkaar geplaatst op basis van vrije prijzen.

Dit impliceert dat de merit order, zoals bepaald in het Federaal Technisch Reglement en goedgekeurd in de marktwerkingsregels voor de compensatie van de kwartuurneevenwichten niet wijzigt. De voorziene productevoluties voor de tertiaire reserves (cf.1.3) hebben evenmin invloed hierop. De merit order zal er dus als volgt uitzien:

1. Secundaire reserves
2. **Vrije biedingen:** 1 techno-economische *merit order* voor alle vrije biedingen (CIPU en niet-CIPU)
3. R3 Productie
4. R3 Dynamisch Profiel (R3DP)
5. Onderbreekbare klanten (ICH)



De producten R3 Productie en R3DP zullen voor 2017 de nodige aanpassingen ondergaan en evolueren naar R3 Standard en R3 Flex. Deze evolutie valt buiten de scope van dit document.

### 2.2.3.1 Proces en informatie-uitwisseling bij activatie

Op vraag van Elia zal een bieding op de BidLadder partieel of volledig geactiveerd worden (cf. stap 1 in onderstaande figuur).

De FSP dient de activatie steeds te bevestigen ten laatste 3 minuten na het verzoek tot activatie (cf. stap 2 in onderstaande figuur). Tegelijkertijd met deze bevestiging zal de FSP de verdeling van het gevraagde volume over de in de bieding opgenomen leveringspunten aanleveren. Deze informatieoverdracht wordt verankerd in het BidLadder-contract tussen Elia en de FSP. Aangezien biedingen *firm* zijn kan een FSP de activatie niet weigeren. Indien een FSP een activatie niet bevestigd kan dit leiden tot nader onderzoek en mogelijks contractuele gevolgen hebben (vb. schorsing van het BidLadder-platform voor een periode van 30 dagen).

Ten laatste binnen het kwartier volgend op de start van de activatie stuurt Elia een 1<sup>ste</sup> notificatie naar de BRPsource van de betrokken leveringspunten (cf. stap 3 in onderstaande figuur).

Deze bevat het gevraagde volume aan flexibiliteit per leveringspunt, geaggregeerd per BRPsource, op basis van de niet-gevalideerde informatie die door de FSP aan Elia ter beschikking wordt gesteld.

Deze informatieoverdracht wordt verankerd in het ARP-contract tussen Elia en de BRPsource. De BRPsource kent zo de geschatte impact op zijn portfolio om zo “counterbalancing” te vermijden. Het gevraagde volume aan flexibiliteit per leveringspunt wordt desgevallend ter beschikking gesteld van de betrokken CDS beheerder.

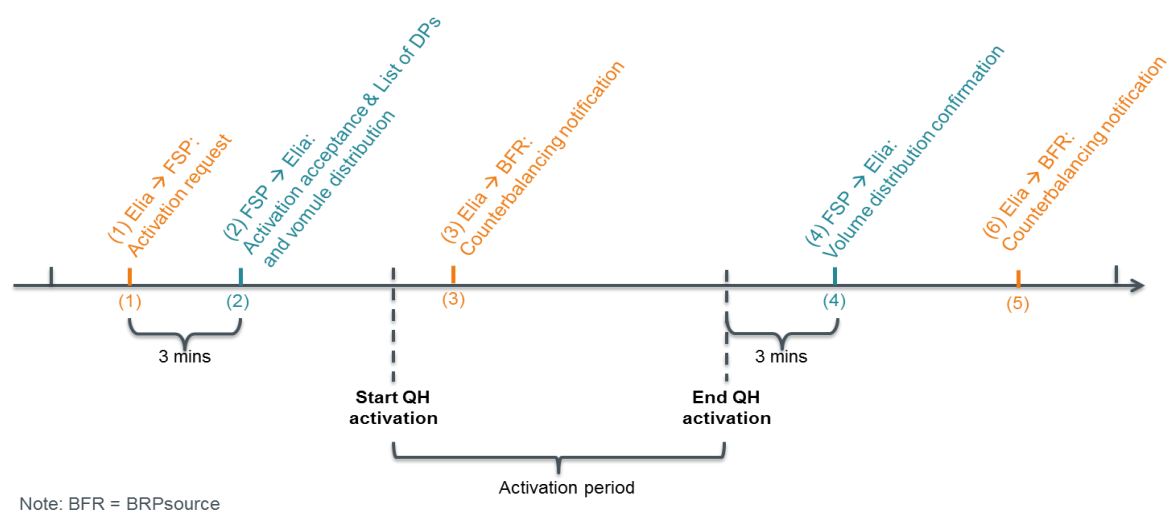
Bij het einde van een activatie dient de FSP de stopzetting te bevestigen aan Elia ten laatste 3 minuten na het einde van de activatieperiode (cf. stap 4 in onderstaande figuur). Op hetzelfde ogenblik als de bevestiging zal de FSP de verdeling van het geleverde volume over de in de bieding opgenomen leveringspunten overmaken aan Elia.

De leveringspunten waarvoor de FSP aangeeft dat er 0 MW geleverd werd, worden door Elia niet weerhouden in de verdere behandeling van de imbalance adjustment en de activatiecontrole. Elia interpreteert de nulwaarde voor een leveringspunt alsof het betrokken leveringspunt niet gebruikt werd door de FSP. Deze informatieoverdracht wordt verankerd in het BidLadder-contract tussen Elia en de FSP. Het geleverde volume aan

flexibiliteit per leveringspunt wordt desgevallend tevens ter beschikking gesteld van de betrokken CDS beheerder.

Ten laatste binnen het kwartier volgend op het einde van de activatieperiode stuurt Elia een 2<sup>de</sup> notificatie naar de BRPsource (cf. stap 5 in onderstaande figuur). Deze bevat het geactiveerde volume aan flexibiliteit per leveringspunt, geaggregeerd per BRPsource, op basis van de niet-gevalideerde informatie die door de FSP aan Elia bevestigd werd.

Deze informatieoverdracht wordt verankerd in het ARP-contract tussen Elia en de BRPsource. De betrokken BRPs kennen zo de impact op hun portfolio en zo wordt “counterbalancing” vermeden. Onderstaande figuur verduidelijkt deze sequentie van notificaties.



In het BidLadder-contract wordt eveneens opgenomen dat de informatie aangeleverd door de FSP bij een activatie, meer bepaald de volume-verdeling over de verschillende leveringspunten, van voldoende kwaliteit dient te zijn. Elia kan bij regelmatige en significante afwijkingen tussen de ex-post vastgestelde realiteit en de gegevens verschaft door de FSP overgaan tot schorsing van het BidLadder-contract voor 30 kalenderdagen.

Zoals eerder vermeld is na *gate closure time* een bieding *firm*. Dit impliceert dat een activatie in principe niet geweigerd kan worden door een FSP.

De activatie van flexibiliteit op de BidLadder wordt vanzelfsprekend meegenomen in de bepaling van de onevenwichtsprijzen voor positief/negatief onevenwicht. De werkwijze is analoog als bij de vrije CIPU-biedingen en wordt hier niet verder beschreven. Deze principes zullen dus analoog voor de niet-CIPU-biedingen in de *Balancing Rules* worden vastgelegd.

### 2.2.3.2 Transparantie m.b.t. de geactiveerde volumes en prijzen

Elia stelt voor om eenzelfde niveau van transparantie te hanteren voor de aangeboden volumes en prijzen zoals reeds het geval is voor andere producten. Concreet betekent dit

---

een integratie in de publicaties van de zogenaamde “Using Regulation Capacity” van de gevraagde hoeveelheden via BidLadder.

## 2.2.4 Activatiecontrole & vergoeding van de FSP

### 2.2.4.1 Activatiecontrole

Bij activaties van biedingen op de BidLadder zal Elia systematisch controleren dat het door Elia gevraagde volume ook daadwerkelijk geleverd werd en dat de afwijking tussen het gevraagde en geleverde volume binnen redelijke marges valt. Deze activatiecontroles hebben tot doel te garanderen dat de kwaliteit van de aangeboden volumes op de BidLadder voldoende hoog is om het risico op een foutieve inschatting van beschikbare flexibiliteit te beperken. Deze activatiecontrole kan opgevat worden als versterking van het prekwalificatieproces. Zoals besproken in sectie 2.2.1.2 worden de referentievermogens voor BidLadder niet expliciet geprekwalificeerd.

De hieronder beschreven activatiecontrole is onafhankelijk van de situaties met of zonder toepassing van de Elia-processen voor energieoverdracht en de bijhorende gegevensoverdracht voor financiële compensatie (cf. 3.4). Op deze wijze voorziet Elia in voldoende garanties dat het gevraagde volume effectief geleverd wordt.

De voorgestelde activatiecontrole is als volgt:

- Bij activatie van één kwartier of voor het eerste kwartier van een langere activatie:

- |   |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>○ Maximaal geleverde volume = 100% van het gevraagde volume + min [max (10% van het gevraagde volume ; 0,5 MW) ; 5 MW]</li><li>○ Minimaal geleverde volume = 50% van het gevraagde volume - min [max (5 % van het gevraagde volume; 0,5 MW) ; 2,5 MW]</li></ul> |
|---|

- Bij elk volgend kwartier:

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>○ Maximaal geleverde volume = 100% van het gevraagde volume + min [max (10% van het gevraagde volume; 0,5 MW) ; 5 MW]</li><li>○ Minimaal geleverde volume = 100% van het gevraagde volume - min [max (10 % van het gevraagde volume; 0,5 MW) ; 5 MW]</li></ul> |
|--|

- De activatiecontroles gebeuren voor het geheel van een bieding, m.a.w. alle leveringspunten in een bieding worden samen in beschouwing genomen met uitzondering van de leveringspunten waarvoor de FSP een nulwaarde heeft opgegeven in de 2<sup>de</sup> bevestiging die plaatsvindt binnen de 3 minuten na het einde van de activatieperiode (cf. 2.2.3.1)
- De activatiecontroles beschouwen enkel de kwartieren van de activatie, niet de voorafgaande of volgende kwartieren.

---

De minder strenge eis voor het minimaal geleverde volume tijdens een 1<sup>ste</sup> of enige kwartier wordt verklaard door het toestaan van een ramping rate waarbij het totale vermogen van de bieding bereikt wordt na 15 minuten. Deze werkwijze is gelijkaardig aan de eisen voor CIPU-gerelateerde vrije biedingen en faciliteert dan ook maximaal een *level playing field*. Merk wel op dat indien slechts 50% van het gevraagde volume wordt geleverd, de BRPfsp in negatief onevenwicht zal staan ten belope van de niet-geleverde 50%. Er blijft dus steeds een incentive om het volledige energievolume ("block bid") te leveren.

Indien een FSP de hierboven vermelde limieten voor de activatiecontrole systematisch niet respecteert, heeft dit contractuele gevolgen. Bij minimaal drie overtredingen van de vermelde limieten gedurende een periode van 30 dagen ("rolling"), wordt de FSP de toegang ontzegd tot het biedplatform gedurende een periode van 30 dagen. Indien gedurende de periode van een jaar ("rolling") drie maal de toegang moet ontzegd worden wegens het overschrijden van de vermelde limieten kan Elia eenzijdig overgaan tot het ontbinden van het BidLadder-contract.

#### **2.2.4.2 Vergoeding van de FSP**

De FSP wordt vergoed voor de activatie. De vergoeding is gelijk aan de aangeboden prijs (*pay-as-bid*) vermenigvuldigd met het effectief door Elia gevraagde volume. Merk op dat Elia een bieding partieel kan activeren en/of verlengen. In beide gevallen blijft de biedprijs ongewijzigd.

De bevestiging door de FSP bij activatie van een volume uit een bieding (cf. 2.2.3.1) geldt als bevestiging van het volume dat voor de vergoeding gebruikt wordt.

#### **2.2.4.3 Ter beschikkingstelling van meetgegevens**

De BRPsource, de toegangshouder en de leverancier ontvangen – volledig in lijn met de bestaande processen – op D+1 de meetgegevens op niveau van het *toegangspunt* (≠ leveringspunt). Deze gegevens zijn op geen enkele wijze gecorrigeerd met betrekking tot de BidLadder.

De FSP ontvangt op D+1 de metering data per *leveringspunt*, de netgebruiker heeft zich hiermee in de Netgebruiker Verklaring (*Grid User Declaration*) akkoord mee verklaard.

### 3 Marktmodel met energieoverdracht

In dit hoofdstuk wordt dieper ingegaan op het principe van de energieoverdracht en de bijhorende aanpassingen van de evenwichtspereimeters en financiële compensatie. Finaal komt ook de rol die Elia speelt in het faciliteren van deze financiële compensatie aan bod.

#### 3.1 Energieoverdracht of Transfer of Energy (ToE)

In de studie van de CREG wordt de energieoverdracht gedefinieerd als de activering van de flexibiliteit van de vraag waarbij twee verschillende BRP's (één voor de leverancier en één voor de FSP) zijn betrokken en/of waarbij FSP en leverancier verschillende marktpartijen zijn. In het EG3 Smart Grid Task Force rapport<sup>3</sup> en de in bijhorende Annex<sup>4</sup> worden 2 basisprincipes naar vorgeschoven die gelijklopend zijn met deze geformuleerd door de CREG in haar studie:

*Principe 4. De tussenkomst van een FSP mag niet ten nadele zijn van andere partijen. Dit houdt 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.*

In lijn met het principe 4.1 dient Elia de evenwichtspereimeter van de oorspronkelijke BRP (de BRPsource) te corrigeren. Deze perimetercorrectie of **imbalance adjustment** neutraliseert de impact van de activatie van flexibiliteit bij de oorspronkelijke BRP.

In lijn met het principe 4.2 van de CREG dient een **financiële compensatie** te gebeuren tussen de FSP en leverancier van de eindafnemer voor de activatie van flexibiliteit. Zoals eerder vermeld zal Elia deze compensatie faciliteren door het berekenen van de geleverde volumes en deze ter beschikking te stellen van beide partijen met behoud van confidentialiteit (cf 1.3).

De CREG stelt dat "de evenwichtspereimeters centraal moeten worden gecorrigeerd door een neutrale instantie met de vereiste bevoegdheid." Elia, als verantwoordelijke voor de afrekening van het onevenwicht, kan dus ook de imbalance adjustment in de perimeter van de BRPsource uitvoeren. Hiervoor berekent Elia de geleverde volumes op basis van het verschil tussen een referentieprofiel (*baseline*) en de gemeten kwartuurwaarden voor de betrokken activatieperiode (cf.3.5).

---

<sup>3</sup> Cf. 2.6 Financial adjustment mechanism, Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility, EG3 Smart Grid Task Force, January 2015

<sup>4</sup> Cf. p. 11. Recommendation 3 – Elements of a standardized framework, Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility – Refinement of Recommendations, EG3 Smart Grid Task Force, September 2015

---

De correctie van de evenwichtspereimeter dient, in lijn met het 9<sup>de</sup> principe van de CREG<sup>5</sup>, de vertrouwelijkheid van commercieel gevoelige gegevens te borgen en vereist dus een aanpassing op geaggregeerde basis. De perimeteer van betrokken BRP wordt bijgevolg gecorrigeerd op niveau van de portefeuille (cf. 3.5).

De aanpassing aan de evenwichtspereimeter voor vrije biedingen met energieoverdracht zal ingeschreven worden als een wijziging in het ARP-contract en ter goedkeuring voorgelegd worden aan de CREG.

### **3.2 Financiële compensatie**

In de studie van de CREG wordt de financiële compensatie uitgewerkt op basis van een bilateraal prijsakkoord tussen de FSP en de leverancier (zgn. model A2). In afwezigheid van een dergelijk bilateraal prijsakkoord stelt de CREG voor om via een wijziging aan de Elektriciteitswet de mogelijkheid te voorzien om een modelcontract op te leggen met een gereguleerde prijsformule (zgn. model A3). Elia gaat niet verder in op de modaliteiten van deze gereguleerde financiële compensatie. Deze zal verder uitgewerkt worden o.l.v. de CREG met de betrokken marktpartijen (cf. 1.2).

### **3.3 Aanpassen evenwichtspereimeter (Imbalance adjustment)**

In het kader van de aanpassing van de evenwichtspereimeter (*imbalance adjustment*) door Elia wordt de BRPsource steeds op de hoogte gebracht van een activatie van flexibiliteit in zijn portefeuille. Deze informatie wordt steeds geaggregeerd op portefeuille-niveau zodat de BRPsource geen specifieke informatie ontvangt over individuele leveringspunten en de bijhorende geactiveerde flexibiliteit. De BRPsource blijft wel de meetgegevens ontvangen op niveau van het toegangspunt, maar ook hier wordt geen informatie toegevoegd met betrekking tot activatie van flexibiliteit, m.a.w. de meetgegevens worden niet gewijzigd.

De imbalance adjustment wordt maandelijks door Elia op geaggregeerde wijze, per kwartuur en op portefeuille-niveau gecommuniceerd aan de BRPsource. Ook op deze manier kan de BRPsource niet achterhalen op welke toegangspunten flexibiliteit werd geactiveerd.

De concrete modaliteiten voor imbalance adjustment worden verder beschreven (cf. 3.5).

### **3.4 Mogelijke marktsituaties**

Er zijn verschillende marktsituaties mogelijk bij een activatie van flexibiliteit. Dit is afhankelijk van de rollen die de betrokken marktpartijen opnemen.

Per definitie is er steeds een energieoverdracht van toepassing indien de BRPfsp verschillend is van de BRPsource en/of indien de FSP verschillend is van de leverancier.

---

<sup>5</sup> "Principe 9 - de vertrouwelijkheid van de commercieel gevoelige gegevens moet worden gewaarborgd.", CREG studie 1459, p25

---

Evenwel in het geval waarbij éénzelfde marktpartij zowel FSP, leverancier, BRPfsp als BRPsource is, worden logischerwijze de Elia-processen voor energieoverdracht en de bijhorende gegevensoverdracht voor financiële compensatie niet toegepast.

Dit is tevens het geval waarbij de FSP en leverancier dezelfde marktpartij zijn en de BRPfsp en de BRPsource dezelfde zijn. In bovenstaande gevallen spreken we van **impliciete flexibiliteit**.

Bovendien is het mogelijk dat er een bilateraal akkoord bestaat tussen de FSP en de leverancier én tussen beide BRP's om af te zien van de regeling van energieoverdracht. Indien dergelijk bilateraal akkoord bestaat, dienen de Elia-processen voor energieoverdracht en de bijhorende gegevensoverdracht voor financiële compensatie niet toegepast te worden. Een bewijs van dergelijke bilateraal akkoord tussen FSP en leverancier alsook tussen hun beider BRPs wordt zowel door de FSP als door de leverancier gecommuniceerd naar Elia in de FSP-Leverancier Verklaring (*FSP-Supplier Declaration*) (cf. 4.1).

In dergelijke situaties van impliciete flexibiliteit of bilateraal akkoord wordt de gebruikelijke *incentive correction* toegepast op de perimeter van de BRPfsp : de perimeter van de BRPfsp wordt gecorrigeerd met het gevraagde volume aan flexibiliteit. De perimeter van de BRPsource wordt niet gecorrigeerd. FSP en leverancier berekenen onderling de geleverde hoeveelheid energie op basis van een bilateraal overeengekomen baseline en regelen onderling de financiële compensatie en de transactie tussen BRPsource en BRPfsp.

### **3.5 Berekening geleverd volume, imbalance adjustment & imbalance settlement**

In een marktmodel met energieoverdracht worden de Elia-processen voor energieoverdracht (en de bijhorende gegevensoverdracht voor financiële compensatie) toegepast:

- de perimeter van de BRPfsp wordt gecorrigeerd met het verschil tussen geleverde en gevraagde energie, rekening houdende met de eventuele *overdelivery* (situatie waarbij de geleverde energie groter is dan de gevraagde energie).
- de BRPsource wordt steeds gecorrigeerd voor de geleverde energie op het betrokken leveringspunt.

Dit marktmodel bij energieoverdracht houdt in het bijzonder rekening met het feit dat de activatie van flexibiliteit van een FSP een impact heeft op de perimeter van de BRPsource.

De aanpassingen van de perimeter van een BRPsource worden steeds toegepast op het niveau van zijn portfolio. De meetgegevens van de toegangspunten (waarover de BRPsource steeds beschikt) worden niet aangepast, noch wordt er aangegeven op welke individuele leveringspunten activaties hebben plaats gevonden. De confidentialiteit blijft zo gegarandeerd, terwijl toch een correcte toewijzing van de onevenwichten plaatsvindt.

In het geval van energieoverdracht kan de "incentive correction" niet toegepast worden. De BRPsource kan immers niet automatisch voor het gehele verschil van



---

*under/overdelivery*, het respectievelijk minder of meer volume leveren dan het door Elia gevraagde volume bij activatie, verantwoordelijk gesteld worden.

Voor het bepalen van de regels voor imbalance adjustment bij energieoverdracht gaan we uit van volgende principes:

- de evenwichtsverantwoordelijkheid ligt a priori bij de BRPsource. Deze verantwoordelijkheid impliceert immers het recht op "*reactive balancing*", zoals bepaald in artikel 10.2 van het ARP-contract.
- de FSP is enkel verantwoordelijk voor het leveren van de energie conform zijn bieding op de BidLadder en conform met het (partiële) activatieverzoek van Elia. Het indienen van een bieding gebruikmakend van één of meerdere leveringspunten, maakt de FSP noch de BRPfsp automatisch tot BRP voor dit leveringspunt, ook niet enkel tijdens de activatieperiode.

Gecombineerd leiden bovenstaande principes tot volgende regels:

- de FSP is verantwoordelijk voor het leveren van het gevraagde volume, conform zijn (partiële) geactiveerde bieding op de BidLadder en kan bijgevolg geen aanspraak maken op eventueel te veel geleverde energie. Dit zou een vorm van "*reactive balancing*" zijn, hetgeen voor het betrokken leveringspunt enkel de BRPsource toekomt. Elk tekort in de levering is wel voor de rekening van de BRPfsp gezien de niet-conformiteit met het activatieverzoek van Elia.
- de BRPsource dient steeds gecorrigeerd te worden voor de geleverde energie, in die mate dat ze de door Elia gevraagde energie niet overschrijdt. De BRPsource behoudt op deze manier steeds de volledige evenwichtsverantwoordelijkheid voor zijn toegangspunten. Voor een verdere uitwerking van deze principes is het noodzakelijk om het totale gevraagde volume van een activatie en het totale geleverde volume van een activatie verder op te splitsen tot op het niveau van een leveringspunt. Het is belangrijk bij de berekening van de geleverde volumes en een eventuele *under/overdelivery* dat het geleverde volume op een leveringspunt in elk geval nooit meer kan bedragen dan het referentievermogen van het beschouwde leveringspunt (cf. *Grid User Declaration*, sectie 4.1).

De geleverde energie op een leveringspunt wordt bijgevolg berekend als:

$\text{Max}[(\text{laatste kwartuurwaarde voor het starten van de activatie}) - (\text{kwartuurwaarde van het beschouwde kwartuur}); \text{referentievermogen van het leveringspunt}].$
---

Voor de berekening van de geleverde volumes worden enkel deze leveringspunten in rekening gebracht waarvoor tijdens de 2<sup>de</sup> bevestiging door de FSP na het einde van de activatieperiode geen nulwaarde werd gerapporteerd in de bevestiging (cf. 2.2.3.1).

Onderstaande methode beschrijft de berekening van de geleverde volumes per leveringspunt en de ressorterende imbalance adjustment (cf. Annex 1 voor een meer gedetailleerde uitwerking en een voorbeeld) voor de volgende gevallen:

*Geval A: In geval van underdelivery door de FSP (i.e. de FSP levert minder dan het door Elia gevraagde volume)*

- Positie BRPfsp = - [(Gevraagd volume)-(Som van geleverde volume over alle betrokken leveringspunten)]
- Per leveringspunt: de BRPsource wordt volledig gecorrigeerd voor het geleverde volume op het betrokken leveringspunt.

*Geval B: In geval van precieze levering door de FSP (i.e. de FSP levert het precieze volume dat door Elia werd gevraagd)*

- Positie BRPfsp = 0, immers: (Gevraagd volume)-(Som van geleverde volume over alle betrokken leveringspunten)=0.
- Per leveringspunt: de BRPsource wordt volledig gecorrigeerd voor het geleverde volume op het betrokken leveringspunt.

*Geval C: In geval van overdelivery door de BSP (i.e. de BSP levert meer dan het door Elia gevraagde volume)*

- Positie BRPfsp = 0, immers volgens bovenstaande principes wordt elk teveel geleverd volume buiten de balansverantwoordelijkheid van de BRPfsp beschouwd.
- Per leveringspunt: de BRPsource wordt gecorrigeerd voor het geleverde volume op het beschouwde leveringspunt, wat als volgt wordt berekend in geval van *overdelivery*:
  - Stap 1: De geleverde energie op een leveringspunt wordt berekend zoals hierboven al aangegeven.
  - Stap 2: Het totaal teveel geleverde volume wordt berekend als de som van de geleverde energie op alle leveringspunten in de geactiveerde bieding verminderd met de door Elia gevraagde energie.
  - Stap 3: Het in stap 2 berekende teveel geleverde volume wordt in mindering gebracht van de geleverde energie op de beschouwde leveringspunten proportioneel tot de in stap 1 berekende volumes per leveringspunt.
  - Stap 4: De BRPsource wordt gecorrigeerd voor de in stap 3 berekende volumes.

Merk op dat het geleverde volume op een leveringspunt in het geval van *overdelivery* dus ook (pro rata) gecorrigeerd wordt (cf. stap 3 in geval C).

---

Het geleverde volume op een leveringspunt zoals berekend volgens de beschrijving in deze sectie is het volume dat dient gebruikt te worden voor imbalance adjustment en de gegevensoverdracht ter facilitering van financiële compensatie tussen de FSP en leverancier. Voor de activatiecontrole worden de volumes gebruikt voor eventuele aanpassing in geval van overdelivery.

## **3.6 Gegevensoverdracht door ELIA**

### **3.6.1 In het kader van het faciliteren van de financiële compensatie**

Teneinde de vertrouwelijkheid van commercieel gevoelige informatie te beschermen zal Elia de gegevens die ter beschikking worden gesteld van de FSP en de leverancier om de financiële afwikkeling tussen beide mogelijk te maken, aggregeren (cf. 1.3).

Binnen de scope van het pilotproject BidLadder en in lijn met de oplistijng van de activiteiten bepaald door de CREG<sup>6</sup> in haar studie, zal Elia volgende taken op zich nemen:

- Opzetten van een concordantietabel of zgn. "flex toegangsregister" dat de lijst van de leveringspunten bevat met de bijhorende informatie zoals BRP, leverancier, FSP, BRPfsp, eindafnemer alsook detailinformatie m.b.t. het leveringspunt (locatie, referentievermogen, type van flexibiliteit, ...) (cf. 2.2.1.2). Elia krijgt hiervoor de nodige informatie van de CDSO (Closed Distribution System Operator) voor leveringspunten op het CDS-net.
- Valideren van submeters en indien noodzakelijk erop toezien dat de afname ter hoogte van de submetering los staat van andere netto-afnames na de hoofdmeter.
- Verzamelen van kwartiergegevens van de betrokken leveringspunten om de geleverde volumes flexibiliteit te bepalen, incl. de kwartierwaarden gebruikt voor het bepalen van de baseline.
- Berekenen van de geleverde energie gebruikmakend van kwartiergegevens, afkomstig van zowel hoofd- als submeters of van gebruikte meters binnen een CDS, van de betrokken leveringspunten. Daartoe wordt het verschil berekend tussen de baseline (laatste kwartuurwaarde voor het starten van de activatie) en de kwartuurwaarden van de activatieperiode.
- Maandelijks ter beschikking stellen t.a.v. de FSP van de geleverde volumes flexibiliteit per leveringspunt alsook de geleverde volumes geaggregeerd per leverancier en geaggregeerd per kwartier. Deze informatieoverdracht wordt verankerd in het BidLadder-contract tussen Elia en de FSP.
- Maandelijks ter beschikking stellen t.a.v. de leverancier van de geleverde volumes op alle leveringspunten binnen zijn leveranciersportefeuille, geaggregeerd per FSP en geaggregeerd per kwartier. Deze

---

<sup>6</sup> Studie CREG (F)160503-CDC-1459 p.65, punt 108.

---

informatieoverdracht wordt verankerd in het contract tussen Elia en de leverancier.

De timings voor deze gegevensoverdracht zijn analoog met deze voor de huidige gegevensoverdracht voor imbalance settlement. Zoals beschreven in sectie 3.5 houden de geleverde volumes rekening met het referentievermogen per leveringspunt en de proportionele aanpassing in het geval van overdelivery.

### **3.6.2 In het kader van de imbalance settlement**

De BRPfsp en de BRPsource ontvangen – volledig in lijn met de bestaande processen - op maandelijkse basis de data met betrekking tot de imbalance adjustment in hun respectievelijke onevenwichtspereimeter. Deze data worden geaggregeerd voor alle relevante activaties en geaggregeerd op kwartierbasis. Bovenstaande gegevens worden op maandelijkse basis ter beschikking gesteld volgens de timings beschreven in het huidige ARP-contract.

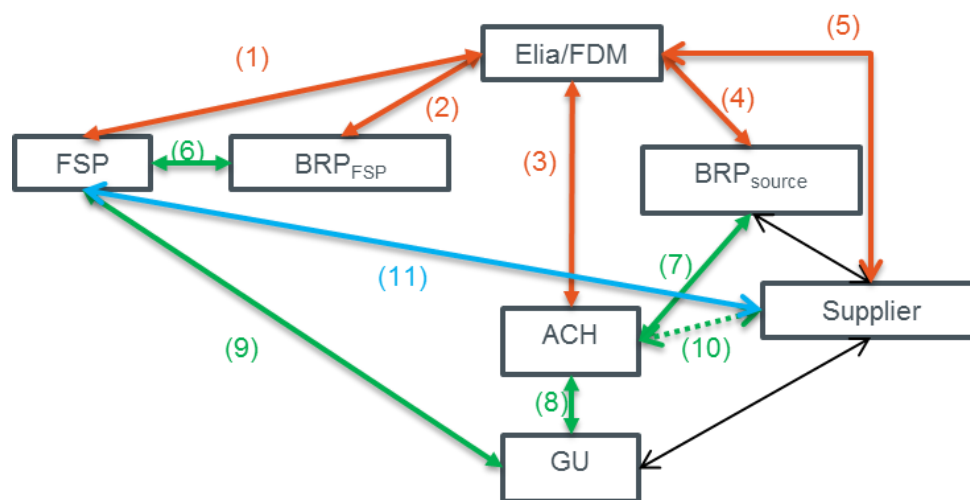
Merk op dat de aanpassingen aan de onevenwichtspereimeters steeds op portfolio-niveau gebeuren en hier geen informatie met betrekking tot de concrete leveringspunten wordt meegegeven.

## 4 Contractueel kader

Het contractueel kader geeft een overzicht van de verschillende contracten die afgesloten moeten worden tussen de marktpartijen.

### 4.1 BidLadder-contract

Om flexibiliteit aan te bieden op het platform BidLadder dient de FSP over de noodzakelijke contracten te beschikken. Onderstaand schema geeft de relevante contractuele relaties weer.



Contracten ondertekend door Elia:

1. Nieuw BidLadder-contract
2. ARP-contract
3. Toegangscontract
4. ARP-contract
5. Nieuw contract met leverancier ter facilitering van de gegevensoverdracht bij ToE

Overeenkomsten die Elia kent of kennis dient van te hebben:

6. FSP duidt BRP<sub>FSP</sub> aan
7. Toegangshouder (ACH) duidt BRP<sub>source</sub> aan
8. Netgebruiker (Grid User) duidt ACH aan
9. Netgebruiker Verklaring
10. Notificatie van de leverancier (Toegangscontract, Annex 3)
11. Akkoord tussen FSP en Leverancier mbt financiële compensatie bij ToE (of om af te zien van regeling van ToE)

---

Allereerst moet de FSP een contract afsluiten met Elia meer bepaald het **BidLadder-contract of het "General Framework Agreement Tertiary Control non-CIPU" (1)**.

Dit contract bevat onder meer:

- De *Procedure for Acceptance* waarin de voorwaarden tot deelname aan de BidLadder voor de FSP worden beschreven. Deze procedure bevat ook de aanduiding van een BRPfsp door de FSP dewelke nodig is in het kader van de imbalance adjustment bij een activatie van flexibiliteit met ToE. De BRPfsp tekent een ARP-contract met Elia. De FSP levert het bewijs van overeenkomst met een BRP vermits een geldig ARP-contract een noodzakelijke voorwaarde is voor de FSP voor deelname aan BidLadder.
- De technische prekwalificatie of de voorwaarden waaraan de leveringspunten dienen te voldoen inclusief de simulatietest (cf. 2.2.1.3)
- De modaliteiten m.b.t. de gegevensuitwisseling vóór en na een activatie: de notificaties vóór en na de activatie die gebruikt worden om de BRPsource in te lichten om zo counterbalancing te vermijden.
- De modaliteiten van de activatie, vergoeding, controle en penaliteiten.
- De modaliteiten voor gegevensoverdracht ter facilitering van de financiële compensatie bevatten een beschrijving van de gegevensoverdracht t.a.v. de FSP, geaggregeerd per leverancier, voor de financiële compensatie tussen de FSP en de leverancier.
- De lijst van de geprekwalificeerde leveringspunten met de specifieke technische gegevens per leveringspunt. Het is immers noodzakelijk om voorafgaand aan de deelname op de BidLadder alle leveringspunten te prekwalficeren opdat er voldoende garanties zijn dat de aangeboden volumes ook daadwerkelijk bestaan en om de nodige controles uit te voeren bij een bieding en de activatie ervan. Ook in het geval van energieoverdracht en de daaropvolgende financiële compensatie is het noodzakelijk om over voldoende informatie te beschikken over de leveringspunten die een FSP wenst te gebruiken. Deze gegevens worden mee opgenomen in het flex toegangsregister.
- De Netgebruiker Verklaring (*Grid User Declaration*) waarin de eindafnemer o.a. bevestigt dat hij een overeenkomst heeft met de FSP voor de levering van flexibiliteit op een specifiek leveringspunt. Op een specifiek leveringspunt kan slechts één FSP actief zijn. De eindafnemer mandateert de FSP op het leveringspunt een bepaalde hoeveelheid flexibiliteit (zgn. *referentievermogen*) aan te bieden aan Elia in het kader van BidLadder en bevestigt dat de kwartuurmeetwaarden met de FSP mogen gedeeld worden.
- FSP-Leverancier Verklaring (*FSP-Supplier Declaration*) waarin de FSP het bewijs van het bestaan van een overeenkomst levert voor de financiële compensatieregeling met de leverancier op het betrokken leveringspunt. Elia kent de leverancier op het betrokken leveringspunt door de informatie verkregen uit de

---

Annex 3 van het Toegangscontract. Elia zal beide partijen notifiëren m.b.t. noodzaak van een dergelijk bewijs van overeenkomst.

Elke niet-conformiteit tussen de FSP-Leverancier Verklaring en Annex 3 van het Toegangscontract is een reden tot schorsing van het (de) betrokken leveringspunt(en). Elke wijziging van leverancier op een leveringspunt wordt door de toegangshouder aan Elia gecommuniceerd via een aanpassing van Annex 3 van het toegangscontract waarop Elia vervolgens zal verifiëren of er tussen de nieuwe leverancier en de FSP reeds een dergelijk bewijs van overeenkomst bestaat. Zoniet, moet een geldig bewijs van overeenkomst bezorgd worden door de FSP aan Elia vooraleer dit leveringspunt kan deelnemen aan BidLadder.

Indien een bilateraal akkoord bestaat tussen de FSP en de leverancier én tussen beide BRP's om af te zien van de regeling van energieoverdracht levert de FSP een bewijs van dergelijke bilateraal akkoord tussen FSP en leverancier alsook tussen hun beider BRPs.

- Technische informatie m.b.t. submetering en de voorwaarden voor het bekomen van een bewijs van conformiteit
- CDS Beheerder Verklaring (*CDSO Declaration*) waarin de CDS Beheerder akkoord gaat dat de CDS-Netgebruiker kan deelnemen aan de Bidladder en waarin de CDS Beheerder zich ertoe verbindt dat hij de samenwerkingsovereenkomst tussen Elia en zichzelf zal tekenen als aan de FSP een BidLadder-contract wordt gegund. Wanneer leveringspunten zich in een CDS-netwerk bevinden, dient de CDS-Beheerder Elia de nodige informatie over te maken teneinde bovenstaande taken uit te voeren.

In functie van eventuele evoluties van het wettelijk kader is het mogelijk dat bepaalde aspecten gelinkt aan de energieoverdracht opgenomen dienen te worden in regels met betrekking tot Transfer of Energy goedgekeurd door de regulator.

## **4.2 ARP-contract**

Zowel de BRPsource als de BRPfsp tekenen een contract van Toegangsverantwoordelijke (ARP-contract) met Elia. Dit contract bepaalt o.a. de wijze waarop de imbalance adjustment wordt uitgevoerd. Het bestaande ARP-contract zal moeten worden aangepast om voormelde principes hierin op te nemen.

## **4.3 Balancing Rules**

De werkingsregels voor de kwartieronevenwichten (*Balancing Rules*) bevatten ondermeer een beschrijving van de technisch-economische merit order activatie van de ondersteunende diensten voor de handhaving van de systeembalans. De balancing energie afkomstig van BidLadder moet zijn plaats krijgen in deze merit order. In het pilootproject BidLadder en in het huidige wettelijke kader zal de balancing energie afkomstig van BidLadder een aanvulling zijn van de vrije impliciete biedingen vanuit het CIPU-contract en

---

hiermee in directe concurrentie staan op basis van vrije prijzen. De Balancing Rules zullen moeten worden aangepast om voormelde principes hierin op te nemen.

#### **4.4 Toegangscontract**

In Annex 3 van het toegangscontract communiceert de toegangshouder (*Access Contract Holder of ACH*) op een toegangspunt de leverancier. Op deze manier is ook de leverancier op een leveringspunt gekend voor Elia en wordt dit mee opgenomen in het flex toegangsregister. De communicatie van de leverancier in Annex 3 van het toegangscontract is een noodzakelijke voorwaarde voor de ondertekening van het BidLadder-contract. Elke wijziging aan Annex 3 m.b.t. de leverancier op een toegangspunt impliceert een wijziging van de FSP-Supplier Declaration. Elke niet-conformiteit tussen beide documenten is een reden tot schorsing van het (de) betrokken leveringspunt(en).

#### **4.5 Contract met de leverancier voor gegevensoverdracht**

Elia dient in het kader van de financiële compensatie tussen de FSP en de leverancier de geaggregeerde data van de FSP ter beschikking te stellen van de leverancier. Daartoe sluit Elia een contract af met de leverancier van de betrokken leveringspunten dat de modaliteiten van deze gegevensoverdracht regelt. Elia kent de leverancier via Annex 3 van het toegangscontract.



---

## 5 Volgende stappen

Het objectief van Elia is om op 30 juni 2017 een eerste fase van het pilootproject BidLadder te operationaliseren. Zoals eerder vermeld in sectie 1.3. is dit afhankelijk van de aanwezigheid van het wettelijk kader alsook de consistentie tussen de wettelijke bepalingen en het beschreven design. Indien het wettelijke kader op 30 november 2016 nog niet beschikbaar is, zal Elia alleen maar de FSP die tegelijkertijd ook de leverancier van het leveringspunt is toegang kunnen geven tot het pilootproject BidLadder, op voorwaarde dat de BRPfsp en de BRPsource dezelfde marktpartij zijn.

Naast de creatie van het wetgevend kader (met daarin begrepen eventueel op te stellen ToE-regels) omvat de uitrol van het pilootproject BidLadder en het ToE-model nog andere acties:

1. Aangepaste *balancing rules* ter goedkeuring voorleggen aan de regulator
2. Aangepast ARP-contract ter goedkeuring voorleggen aan de betrokkenregulatoren
3. Creatie van het General Framework Agreement of contract BidLadder
4. Creatie van het contract met de leverancier voor de gegevensoverdracht
5. het voorzien in de nodige (IT-) implementatie

## Annex 1: Gedetailleerd proces inzake de imbalance adjustment

Deze Annex heeft als doel het proces voor de berekening van de geleverde energie en de imbalance adjustment bij energieoverdracht (cf. 3.5) verder toe te lichten. De besproken procedure wordt met meer tussenstappen en een voorbeeld uitgewerkt.

Geval A (underdelivery), geval B (precieze levering) en geval C (overdelivery) vermeld in sectie 3.5 hebben enkele (voorafgaande) stappen gemeenschappelijk. Pas na deze stappen is het onderscheid tussen de drie gevallen A, B en C relevant. Deze stappen zijn de volgende:

#	Beschrijving	Voorbeeld
1	Het door Elia gevraagde volume ( $E_{\text{requested}}$ ) wordt bepaald bij de activatie en tijdens het activatieproces bevestigd door de FSP.	$E_{\text{requested}} = 10 \text{ MW (upwards)}$
2	Bij de tweede bevestiging door de FSP aan Elia (ten laatste 3 minuten na het einde van de activatie) ontvangt Elia een opsplitsing van het volgens de FSP geleverde volume per leveringspunt	2 <sup>de</sup> FSP bevestiging aan Elia: <ul style="list-style-type: none"> <li>• DP1 = 2 MW</li> <li>• DP2 = 3 MW</li> <li>• DP3 = 5 MW</li> <li>• DP4 = 0 MW</li> </ul>
3	Leveringspunten waarvoor het door de FSP gerapporteerde geleverde volume in de vorige stap gelijk is aan 0 MW worden door Elia verder buiten beschouwing gelaten.	Elia laat leveringspunten waarvoor FSP 0 MW rapporteert buiten beschouwing: <ul style="list-style-type: none"> <li>• DP1 = 2 MW</li> <li>• DP2 = 3 MW</li> <li>• DP3 = 5 MW</li> <li>• <del>DP4 = 0 MW</del></li> </ul>
4	Elia berekent het geleverde volume per leveringspunten rekening houdend met de meetgegevens en de baseline. Dit kan verschillen van de door de FSP in stap 2 gerapporteerde waarden.	Geleverde volumes per leveringspunt volgens de berekening van Elia: <ul style="list-style-type: none"> <li>• DP1 = 2,1 MW</li> <li>• DP2 = 2,9 MW</li> <li>• DP3 = 5 MW</li> </ul>
5	Elia verifieert of de berekende geleverde volumes voor elk leveringspunt vallen onder de volgens de Grid User Declaration bepaalde limiet, de zogenaamde Pref. Indien de Pref wordt overschreden wordt het geleverde volume op dat leveringspunt beperkt tot de Pref.	Veronderstel volgende Pref waarden: <ul style="list-style-type: none"> <li>• DP 1 = 10 MW</li> <li>• DP 2 = 10 MW</li> <li>• DP 3 = 3 MW</li> </ul> <p>⇒ Voor DP3 overschrijdt het in stap 4 berekende volume de Pref. Dit leidt tot volgende aanpassing van de geleverde volumes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• DP1 = 2,1 MW</li> <li>• DP2 = 2,9 MW</li> <li>• DP3 = <del>5 MW</del> → 3 MW</li> </ul>
6	Elia vergelijkt het gevraagde volume ( $E_{\text{requested}}$ ) met de som van de geleverde volumes per leveringspunt uit stap 5. Dit leidt tot vaststelling van underdelivery, precieze levering of overdelivery.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>E_{\text{requested}} = 10 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>E_{\text{delivered}} (2,1+2,9+3 = 8 \text{ MW})</math></li> </ul> <p>⇒ 2 MW underdelivery</p>

De conclusie in de laatste tussenstap (#6) laat drie gevallen toe. Deze worden nu verder uitgewerkt gebruikmakend van hetzelfde voorbeeld.

- **Geval A : In geval van underdelivery door de FSP**

#	Beschrijving	Voorbeeld
<b>7A</b>	Elia voegt het gevraagde volume ( $E_{\text{requested}}$ ) toe aan de evenwichtspereimeter van de $BRP_{\text{fsp}}$ .	Perimeter $BRP_{\text{fsp}} = -10 \text{ MW}$
<b>8A</b>	Elia voegt de som van de geleverde energie op de verschillende leveringspunten berekend in stap 5 toe aan de evenwichtspereimeter van de $BRP_{\text{fsp}}$ .	Perimeter $BRP_{\text{fsp}} = 2,1+2,9+3 = +8 \text{ MW}$
		⇒ <i>Op basis van stappen 7A en 8A heeft de <math>BRP_{\text{fsp}}</math> een onevenwicht van -2MW. Dit komt overeen met het te weinig geleverde volume.</i>
<b>9A</b>	Elia neutraliseert de evenwichtspereimeters van de betrokken $BRP_{\text{source}}$ van de leveringspunten met geleverde energie zoals berekend in stap 5.	Elia corrigeert de perimeters van de $BRP_{\text{source}}$ als volgt: <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP1} = +2,1 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP2} = +2,9 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP3} = +3 \text{ MW}</math></li> </ul>

- **Geval B : In geval van precieze door de FSP**

Om dit regime te illustreren, dienen de assumpties van het voorbeeld gewijzigd te worden:

- Veronderstel dat in stap 5 de Pref van DP3 gelijk is aan 10 MW. Dit betekent dat het in stap 4 berekende volume van 5 MW toegelaten is en niet beperkt hoeft te worden in stap 5.

#	Beschrijving	Voorbeeld
<b>7B</b>	Elia voegt het gevraagde volume ( $E_{\text{requested}}$ ) toe aan de evenwichtspereimeter van de $BRP_{\text{fsp}}$ .	Perimeter $BRP_{\text{fsp}} = -10 \text{ MW}$
<b>8B</b>	Elia voegt de som van de geleverde energie op de verschillende leveringspunten berekend in stap 5 toe aan de evenwichtspereimeter van de $BRP_{\text{fsp}}$ .	Perimeter $BRP_{\text{fsp}} = 2,1+2,9+5 = +10 \text{ MW}$
		⇒ <i>Op basis van stappen 7B en 8B is de <math>BRP_{\text{fsp}}</math> perfect in evenwicht, hetgeen logisch is bij een precieze levering van het gevraagde volume.</i>
<b>9B</b>	Elia neutraliseert de evenwichtspereimeters van de betrokken $BRP_{\text{source}}$ van de leveringspunten met geleverde energie zoals berekend in stap 5.	Elia corrigeert de perimeters van de $BRP_{\text{source}}$ als volgt: <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP1} = +2,1 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP2} = +2,9 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP3} = +5 \text{ MW}</math></li> </ul>

- **Geval C : In geval van overdelivery door de FSP**

Om dit regime te illustreren, dienen de assumpties van het voorbeeld gewijzigd te worden:

- Veronderstel dat in stap 5 de Pref van DP3 gelijk is aan 10 MW. Dit betekent dat het in stap 4 berekende volume van 5 MW toegelaten is en niet beperkt hoeft te worden in stap 5.
- Veronderstel dat het in stap 4 berekende volume voor DP1 niet gelijk is aan 2,1 MW maar aan 8,1 MW (hetgeen nog steeds aanvaardbaar is t.o.v. de Pref). In stap 6 wordt bijgevolg vastgesteld dat er een overdelivery is van 6 MW.

#	Beschrijving	Voorbeeld
<b>7C</b>	Elia voegt het gevraagde volume ( $E_{\text{requested}}$ ) toe aan de evenwichtsperimeter van de $BRP_{\text{fsp}}$ .	Perimeter $BRP_{\text{fsp}} = - 10 \text{ MW}$
<b>8C</b>	Elia vermindert het in stap 5 berekende geleverde volume per leveringspunt pro rata met het totaal aan teveel geleverde energie. Het door de FSP geleverde volume wordt op deze manier terug gebracht tot het gevraagde volume.	<p>De teveel geleverde energie wordt pro rata verminderd van de geleverde energie per leveringspunt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>DP1 = 8,1 - (6 * 8,1/16) = 5,06 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>DP2 = 2,9 - (6 * 2,9/16) = 1,81 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>DP3 = 5 - (6 * 5/16) = 3,13 \text{ MW}</math></li> </ul> <p>⇒ Geleverd volume door de FSP  <math>= 5,06 + 1,81 + 3,13 = 10 \text{ MW}</math></p>
<b>9C</b>	Elia voegt de som van de geleverde energie op de verschillende leveringspunten berekend in stap 8C toe aan de evenwichtsperimeter van de $BRP_{\text{fsp}}$ .	<p>Perimeter <math>BRP_{\text{fsp}}</math>  <math>= 5,06 + 1,81 + 3,13 = + 10 \text{ MW}</math></p> <p>⇒ <i>Op basis van stappen 7C en 9C is de <math>BRP_{\text{fsp}}</math> perfect in evenwicht. De FSP heeft immers het gevraagde volume volledig geleverd, maar hij (noch zijn BRP) krijgt het teveel geleverd volume toegewezen</i></p>
<b>10C</b>	Elia neutraliseert de evenwichtsperimeters van de betrokken BRPsource van de leveringspunten met geleverde energie zoals berekend in stap 8C.	<p>Elia corrigeert de perimeters van de BRPsource als volgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP1} = +5,06 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP2} = +1,81 \text{ MW}</math></li> <li>• <math>BRP_{\text{source},DP3} = +3,13 \text{ MW}</math></li> </ul> <p>⇒ <i>Alle BRPsource samen zijn in totaal gecorrigeerd voor 'slechts' 10 MW. Het teveel geleverde volume op de leveringspunten is daardoor aanwezig in hun evenwichtsperimeter.</i></p>

---

## Annex 2: Elia Task Force BidLadder

Voorafgaand aan het opstellen van deze nota werd het Pilotproject BidLadder en het marktmodel reeds uitvoerig besproken en bestudeerd met diverse betrokken partijen (cf. sectie 1.1).

Op 10 mei, 25 mei, 14 juni en 5 juli 2016 vonden vergaderingen plaats van de Expert Group/Task Force BidLadder in de schoot van de Elia Users' Group.

Het door Elia en andere partijen gepresenteerde materiaal, de Minutes of Meeting en bijdragen van stakeholders zijn beschikbaar op de [website van de Elia Users' Group](#).

De volgende documenten zijn beschikbaar:

- MoM TF BidLadder 10/5/2016
- Presentatie Elia 10/5/2016
- MoM TF BidLadder 25/05/2016
- Presentatie Elia & Presentatie CREG 25/5/2016
- MoM TF BidLadder 14/5/2016
- Presentatie Elia 14/6/2016
- Presentatie FEBEG 14/6/2016
- *Draft* MoM TF BidLadder 5/7/2016
- Presentatie Elia 5/7/2016
- Presentatie FEBEG 5/7/2016
- Bijdrage BDRA
- Anonieme bijdrage

# Expert Working Group “BidLadder” Minutes of Meeting – 10 May 2016

- FINAL VERSION -

Meeting date: 10 May 2016

Meeting Location: Elia, Keizerslaan 20, 1000 Brussel

## List of attendees

The invitation for the Expert Working Group BidLadder has been sent by e-mail to all members of the Task Force Balancing of the Elia Users’ Group and was announced during the meeting of the Task Force Balancing on 21 April 2016.

The following persons were present on 10 May 2016:

Aertgeerts Arnout	Actility
Mortier Jo	RWE
Boury Jonas	YUSO
Catrycke Mathilde	Engie
Claes Peter	Febeliec
Debrigode Patricia	CREG
Debroux Bernard	Engie
Decoster Luc	Eandis
Gabriëls Senne	FOD
Gouverneur Bruno	Synergrid
Halkin Didier	Ores
Harlem Steven	FEPEG
Kreutzkamp Paul	Next-Kraftwerke
Leroy Xavier	EDF Luminus
Libert Brice	CREG
Mariën Herman	WOM
Mortier Jo	Essent
Mouffe Ludovic	FOD
Pirard Nicky	Resa Tecteo
Schell Peter	Restore
Vandevenne Alain	Energy-Pool
Verheggen Luc	Infrac
Vandenbroucke Hans	Elia, President
Buijs Patrik	Elia, Secretary
Desmet Tom	Elia
De Wilde Vanessa	Elia

## **Agenda**

The following agenda was proposed:

- Objectives, Calendar, Practicalities – 15 min
- Design presentation – 1h35mins
  - Design Principles
  - BidLadder
  - Overall: Process overview, Timeline, eligibility – in a nutshell
  - Zoom on high-level contractual framework
  - Zoom on BidLadder platform & bid characteristics
  - Zoom on Activation, real-time information exchange and congestion management
  - Zoom on principles for imbalance adjustment
- Wrap-up & next steps – 10 mins

## **Supporting documents**

Elia prepared a presentation covering all agenda items. This presentation is available online on the website of the Elia Users' Group: [http://www.elia.be/en/users-group/WG\\_TF\\_Balancing/WG\\_BidLadder](http://www.elia.be/en/users-group/WG_TF_Balancing/WG_BidLadder)

## **Discussion**

This section of the MoM provides an overview of the discussion which took place during the meeting. It follows the same structure as Elia's presentation mentioned above.

### ***Objectives, Calendar, Practicalities***

Q: With respect to the table illustrating the Pilot BidLadder eligibility (slide 4), a representative of Actility asked for more clarification on the link with other products and concepts, e.g. the aggregated power plants (APP).

A: Elia explained that especially the opening towards BSP is new, but also that on the BidLadder BRPs could offer non-CIPU volumes. In that respect there is a difference with the APP concept.

### ***Design BidLadder***

#### ***Design principles***

No questions or remarks were made on this part.

### ***Overall: process overview/timeline – in a nutshell***

Q: With respect to the Pilot eligibility (slide 12) a representative of Restore mentioned that mutual exclusivity for delivery points between different products (e.g. BidLadder vs. R3DP) limits the options for market players and the liquidity on the BidLadder. Although he also recognizes the extra complexity if no such exclusivity is applied, he asks for a further debate on this issue on a next occasion.

A: Elia replied by expressing its understanding of the extra limitations this creates, but also points out that – next to the increased complexity – it is important to ensure that all times the reserved volumes are available at 100%. Elia will address the issue and investigate further whether it sees a way to relieve this extra constraint in the Pilot-phase or only at a later stage.

Q: A representative of WOM asked whether “sub-EAN” delivery points can participate on the BidLadder.

A: Elia confirms its intention to also open the BidLadder in the pilot phase for submetered delivery points, but indicates that some open questions are to be resolved prior to their participation.

Q: With respect to the ex ante contractual step mentioned on the BidLadder Pilot Timeline (slide 13), a representative of Actility raises a question concerning the technical prequalification stage and whether such prequalification should take place at pool or delivery point level?

A: Elia recognises the relevance of the issue and replies that as working hypothesis an approach similar to R3DP could be assumed (i.e. at pool-level), but that this will also require further discussion. Reference is also made to the upcoming EU network codes creating requirements on the need to technically prequalify. In a next session of the Expert Working Group BidLadder this will be further discussed.

Q: A representative of YUSO asked which baseline will be used for determining the delivered volumes?

A: Elia replies that the metering of the quarter hour prior to the start of the activation is used.

Q: A representative of Actility asks whether the same baseline is used for longer activations, e.g. 2 hours.

A: Elia replies that in general “free bids” are normally activated for periods shorter than 1 hour, often 15 or 30 minutes and that therefore the proposed baseline is considered reasonable (cf. R3DP practice).

Q: A representative of EDF Luminus asks whether the available real-time information is affected by the BidLadder?

A: Elia replies that in general transparency remains untouched.

### **High-level contractual framework**

---

Q: With respect to the high-level contractual framework (slide 15) a representative of Restore remarks that the presented scheme reflects the framework for the TSO point of view but that for DSO-connected delivery points, the scheme should be different.

A: Elia confirms.

Q: Linked to slide 15, a representative of ORES asks how the different options for Transfer of Energy outlined by CREG impact on the framework and possible configurations?

A: Elia answers that it is too early to answer such question and that the Final Study of CREG on Transfer of Energy is awaited. This is to be further discussed in a next session. Nevertheless, Elia adds that the difference between  $BRP_{bsp}$  and  $BRP_{source}$  is very relevant for imbalance adjustment reasons, irrespective of the Transfer of Energy solution put forward.

Q: Several stakeholders (EDF Luminus, Engie, Restore) ask for clarification on the long term ambition for the BidLadder and how it links with the developments foreseen on the other capacity products.

A: Elia refers to the TF Balancing where the overall Roadmap (incl. BidLadder) has been discussed and confirms that the BidLadder platform on the longer term should also capture CIPU-free bids and the capacity products.

### **Zoom: Bidding platform & Bid characteristics**

---

Q: With respect to the 45 minutes neutralisation delay (slide 18) a representative of Actility asks why this is set at 45 minutes and why the parallel is made with the CIPU-contract which is not applicable to load.



A: Elia replies that the 45 minutes originates from a similar constraint applicable to free bids coming from CIPU and is linked to the Elia processes for assessing the grid situation prior to real-time. It is proposed to apply a similar neutralisation period to non-CIPU volumes offered to the BidLadder in order to maintain a level playing field with the CIPU-free bids.

Q: With respect to the requirements for making a bid (slide 19) a representative of Restore asks clarification on the use of delivery points in multiple bids.

A: Elia clarifies that multiple bids can be made for a specific quarter hour, but that for each quarter hour (and direction (up/down)) a delivery point can only be used for one bid.

Q: A representative of Actility asks clarification on the prolongeability of a bid and the link on the constraints put on underlying delivery points.

A: Elia clarifies that for a prolongation all delivery points linked to the bid can be used. Hence, although the set of delivery points cannot change, different delivery points from that set can be used in subsequent quarter hours.

### ***Zoom: Principles for imbalance adjustment***

---

Q: On the issue of imbalance adjustment and Elia's proposal to attribute all overdelivered volume to the  $BRP_{source}$  and all underdelivered volume to the  $BRP_{bsp}$ , a representative of Next-Kraftwerke proposes to apply a range to calculate the imbalance adjustment and thereby avoid the need to "price in" the risk of overdelivery costs in the bid prize.

Q: Linked to the above question, a representative of Restore criticises the design put forward by Elia and proposes a full symmetric approach where the  $BRP_{bsp}$  is attributed all over- and underdelivered volume during the activation period.

Q: Linked to the above issue, a representative of Actility sees a risk in the difference between the BSP being rewarded at pay-as-bid while the overdelivery attributed to the  $BRP_{source}$  is rewarded at pay-as-cleared and that therefore the overdelivery should be limited.

A: On the above questions and remarks Elia replied that according to its vision the proposed solution creates a clear repartition of the responsibilities of all involved parties, i.e. the BSP (and its linked  $BRP_{bsp}$ ) is responsible for the delivery of the requested flexibility and can only be held balance responsible for this volume. The  $BRP_{source}$  is and remains balancing responsible for all other volumes on the delivery point and is the only entity entitled to engage into reactive balancing. Also according to Elia there remain no uncovered risks for all involved parties.

Q: A representative of Engie suggests to also introduce pay-as-cleared for rewarding any activation as this would avoid some of the mentioned problems.

A: Elia replies that such evolution goes beyond the scope of the Pilot BidLadder and should be discussed in a wider context.

### ***Zoom: Activation, real-time information and congestion management***

---

Q: With respect to the sequence of messages linked to an activation (slides 27-28) a representative of Restore questions the necessity of providing information prior to activation for being used to inform the  $BRP_{source}$  in order to avoid any counterbalancing. The question is specifically addressed to FEBEG representatives.

A: Elia replied that the proposed sequence of messages is inspired by the existing practice in R3DP to which a part is added to support imbalance adjustment. Elia also suggests that FEBEG would provide their view on the necessity of this information and on the practice of counterbalancing.

Q: A representative of Actility asks why it is checked that the volume distribution over delivery points provided by the BSP corresponds to the requested volume by Elia?

A: Elia answers that this is to be interpreted as a consistency check. It is considered reasonable by Elia that – after gate closure time when bids are considered firm - a BSP should be able to match the requested volume.

Q: Linked to the issue of congestion management (slide 29) a representative of Engie criticizes the red zone principle as this would limit the liquidity in the market, for instance the peak/offpeak distinction results often in zones being closed for a longer time period. Also, after having done an IDPCR it is today not possible to return to the initial program. It is suggested to rethink the red zones principle when launching the BidLadder concept.

Q: On the same issue a representative of FEBELIEC asks whether ex post reporting is foreseen to bids affected by a red zone?

A: Elia underlines that a distinction is to be made between on the one hand the principle of applying similar congestion rules on CIPU and non-CIPU free bids in order to foster a level playing field and on the other hand discussing the actual rules which may have room for improvement. On the issue of ex post reporting, Elia clarifies that all providers of bids on the BidLadder will be able to receive all red zone information and that they therefore have sufficient information available to assess whether a bid would not be selected for congestion reasons.

### *Wrap-up and next steps*

Elia summarizes the elements discussed during the meeting and gives an insight in a (non-exhaustive) list of topics requiring further discussion.

All stakeholders are invited to provide feedback on the elements discussed either in writing in between expert working group sessions or via a presentation during a next session.

A representative of Restore repeats its request with respect to addressing the issue of mutual exclusivity.

The following sessions take place on the following dates:

- 25 May 2016 (10h-12h), Elia Emperor
- 14 June 2016 (10h-12h), Elia Emperor
- 5 July 2016 (10h-12h), Elia Emperor

\* \*

\*

# Expert Working Group “Bid Ladder”: Kick-off

10 May 2016

Hans Vandenbroucke, Patrik Buijs

# Overview



- **Objectives, Calendar, Practicalities – 15 min**
- **Design presentation – 1h35mins**
  - Design Principles
  - BidLadder
    - Overall: Process overview, Timeline, eligibility – in a nutshell
    - Zoom on high-level contractual framework
    - Zoom on BidLadder platform & bid characteristics
    - Zoom on Activation, real-time information exchange and congestion management
    - Zoom on principles for imbalance adjustment
- **Wrap-up & next steps – 10 mins**

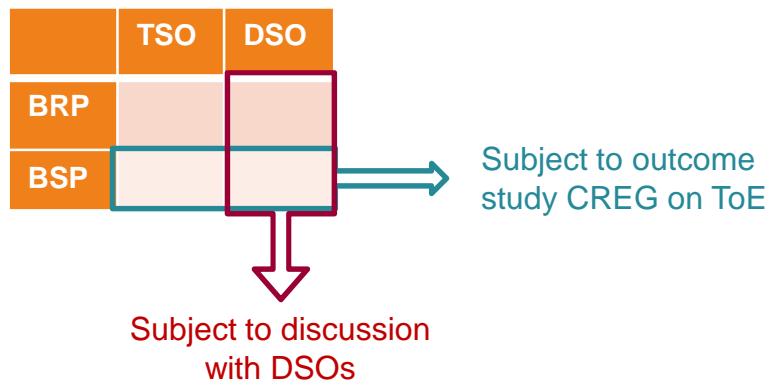
# Objectives, Calendar, Practicalities

# Objectives & Calender

This Expert Working Group aims to discuss with all concerned stakeholders the design of a BidLadder market platform.

In a first stage, a Pilot BidLadder is envisaged.

- Scope limited to the Balancing timeframe
- Eligibility subject to several factors:



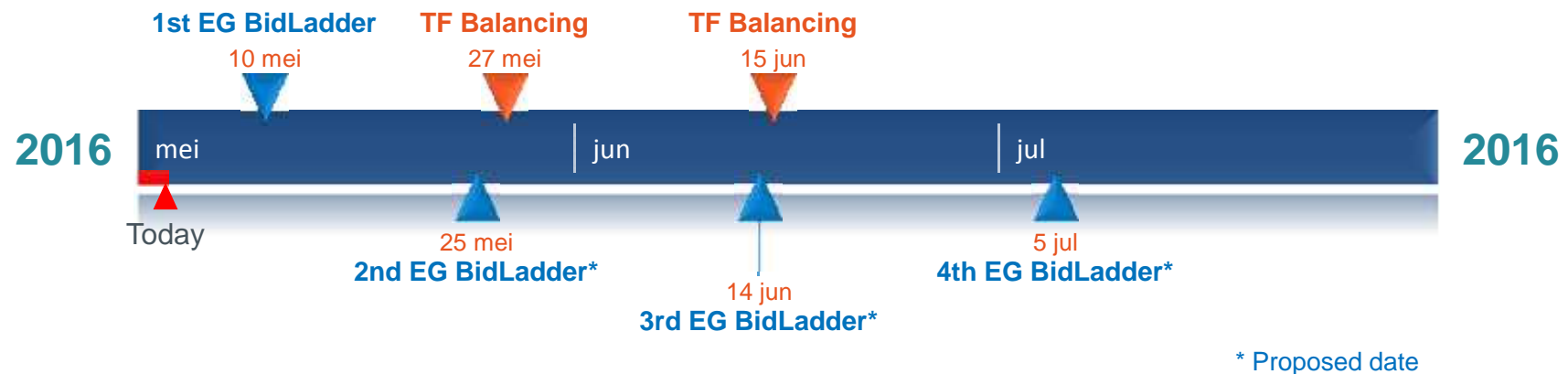
The planned meetings (cf. next slide) focus on the Pilot BidLadder

In a later stage, the BidLadder platform could evolve further:

- E.g. Taking into account evolutions on reserve products
- E.g. Considering other timeframes
- E.g. Aligning with implementation of the EU network codes

# Objectives & Calendar

**Objective: Deliver a concept note**



**Note:**

The meetings foreseen in this planning do not yet consider contract amendments (e.g. BRP-contract), balancing rules amendments, etc. Such aspects will be discussed during later meetings of the Expert Working Group BidLadder and/or meetings of Task Force Balancing.

# Practicalities

- Expert Group reports to TF Balancing
- Convenor: H. Vandenbroucke, Secretary: P. Buijs
- Slides and MoM: English
- Discussions and interactions: English, French, Dutch
- All presentations and other material will be made publically available via the website of the Users' Group on a dedicated page for this Expert Working Group





# Design Pilot BidLadder

# Design principles

# BidLadder Pilot Design Principles

- Facilitating competition by contributing to a level playing field
- Limiting complexity and entry barriers to a minimum
- Respecting roles and responsibilities
- Respecting balancing market design principles
- Respecting confidentiality between different parties
  
- It remains a Pilot, which is to be evaluated and which can be incrementally improved.

Overall:

Process overview/Timeline – in a nutshell

# BidLadder PILOT

The BidLadder Pilot creates a platform to allow free bids for energy balancing from TSO-connected non-CIPU generation and load offered to Elia by a BSP<sup>(\*)</sup>, i.e. independent aggregators, grid users or BRPs.

*\* Precise eligibility subject to (1) CREG study outcome on Transfer of Energy and (2) discussion with DSOs*

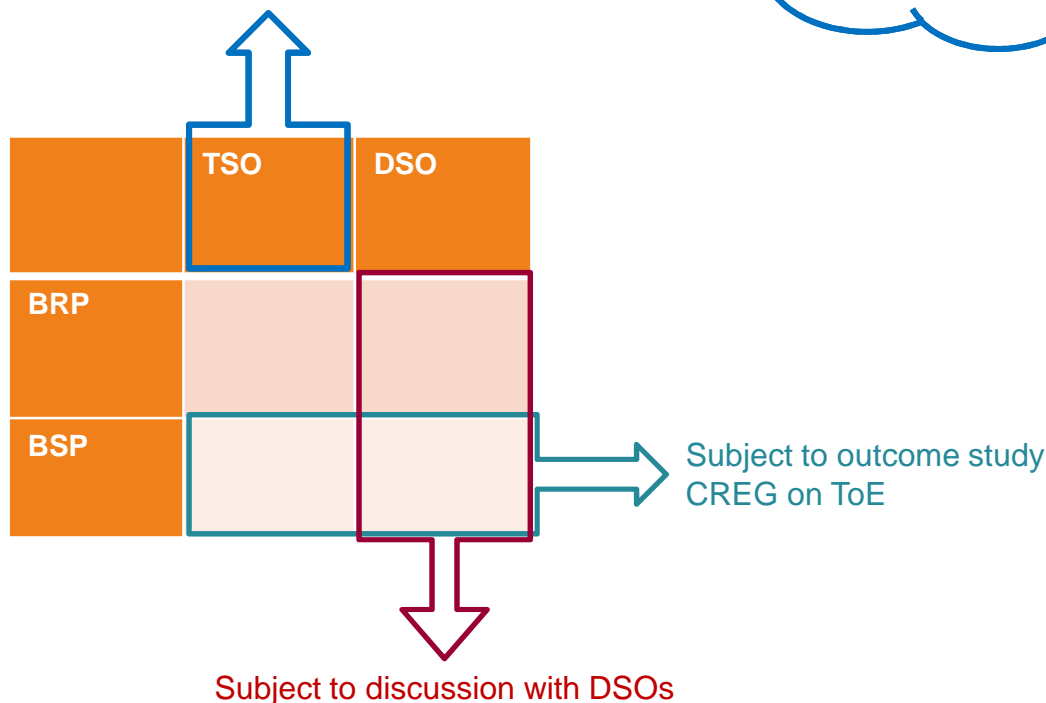
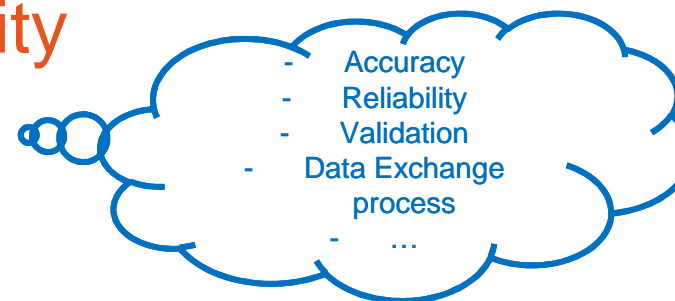
*The bigger “balancing” picture:*



Today: Free Bids only by BRPs via CIPU  
BidLadder Pilot: BSP offering non-CIPU generation and load

# PILOT Eligibility

In principle includes TSO-connected CDS & submetering, subject to overcoming some “greenfield” aspects

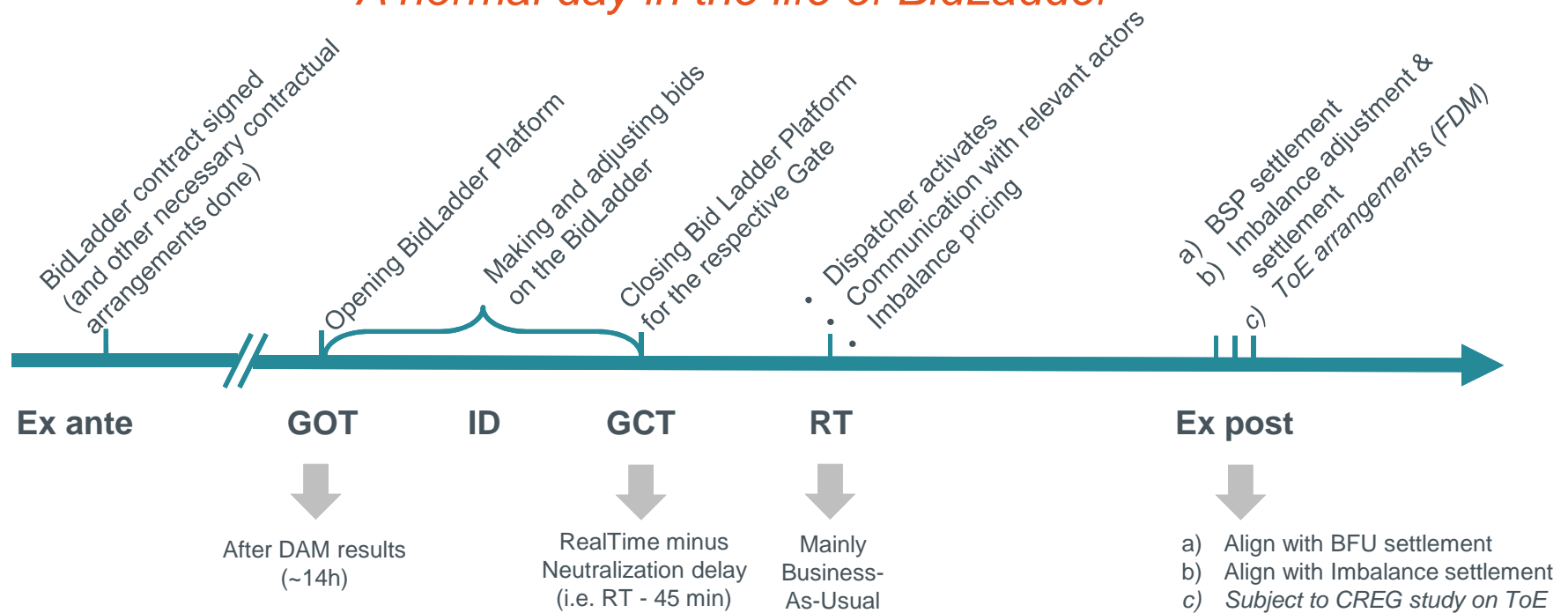


*Note: Mutual exclusivity with respect to any other product for delivery points participating on the BidLadder*

The PILOT eligibility is bound by external factors (DSO/CREG) and finding of practical solutions (CDS, submetering).

## BidLadder Pilot Timeline

« A normal day in the life of BidLadder »



In this session, we will further zoom on:

1. High-level contractual framework
2. Product/Bid requirements & Bidding Platform
3. Activation, real-time information exchange and congestion management
4. Principles for imbalance adjustment

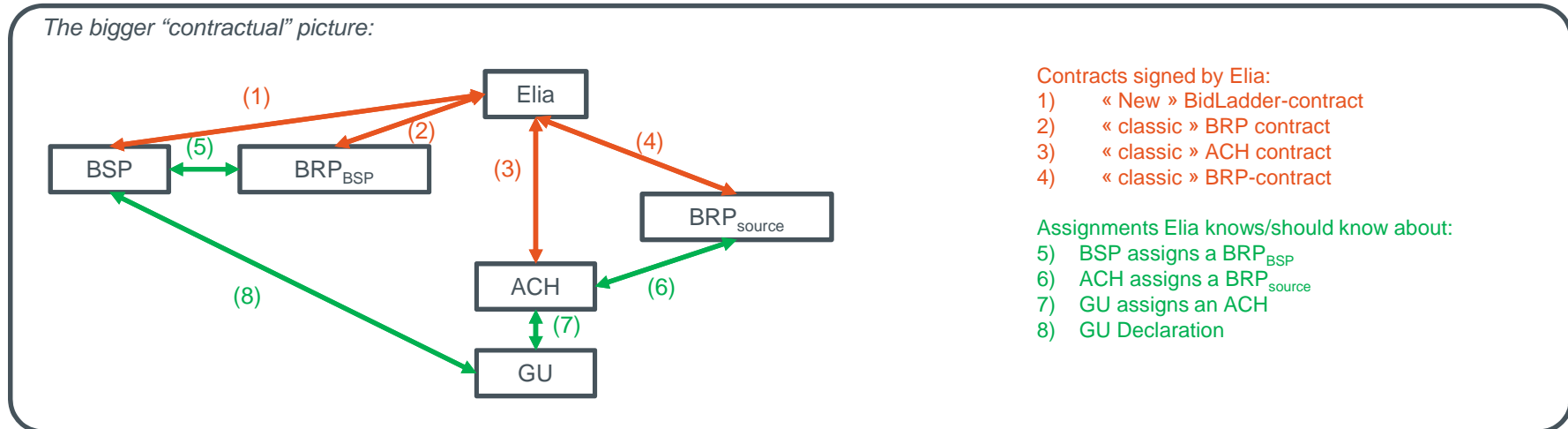
Zoom:

High-Level Contractual Framework



# High-Level Contractual framework

Note: The scheme *only* provides an overview of the most relevant contracts in the context of the BidLadder and it *excludes* at this stage the necessary arrangements linked to the Transfer of Energy



In practice, several "simplifications" / "configurations" are possible:

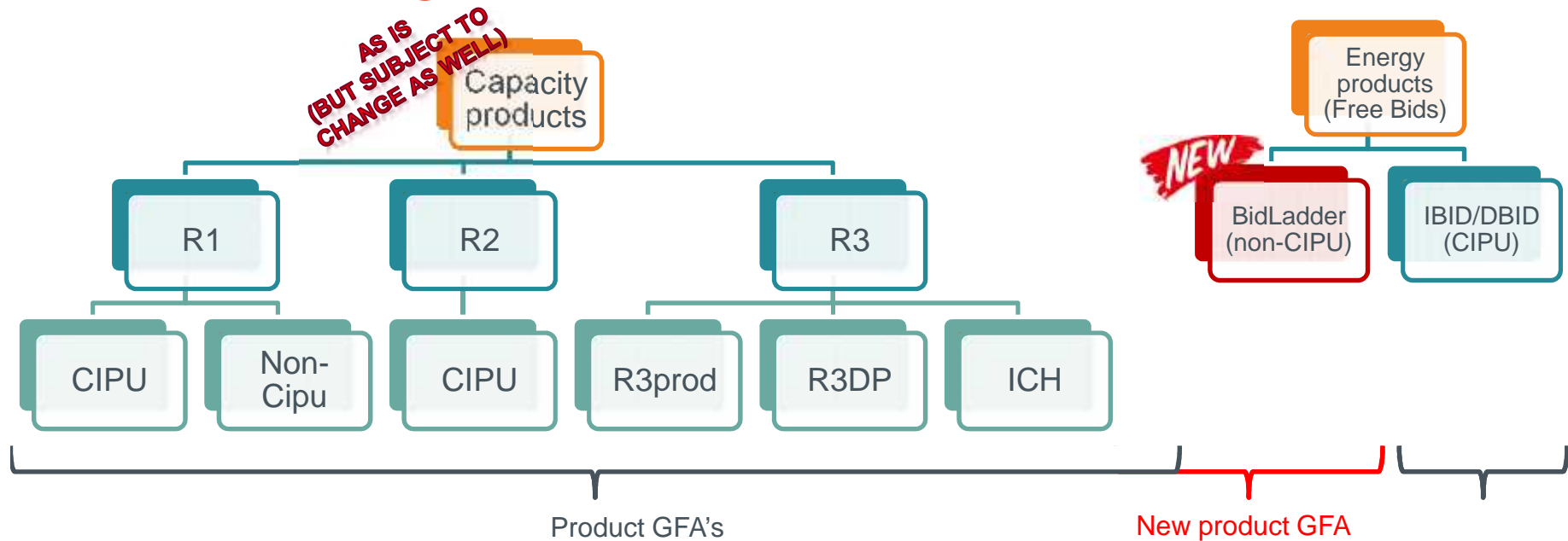
- $BRP_{BSP} = BRP_{Source}$  (but  $BSP$ )
- $BSP = BRP_{BSP}$  (but  $BRP_{Source}$ )
- $BSP = BRP_{BSP} = BRP_{Source}$
- $GU = BSP \quad BRP_{Source} \quad BRP_{BSP}$
- $GU = BSP = BRP_{BSP}$
- ...

➔ But each time all roles in the above scheme are taken by someone

However, one distinction is particularly relevant:

- $BRP_{BSP} = BRP_{Source}$  ➔ No Need for a ToE-solution
- $BRP_{BSP} \neq BRP_{Source}$  ➔ Need for a ToE-solution

# High-Level Contractual framework



## → Governed by:

- Balancing rules
- CIPU Contract (where applicable)
- BRP contract

### Proposal for Pilot BidLadder:

- Create a new product-contract, i.e. a **GFA BidLadder**, like already the case for other products (inspired by R3DP-contract)
- All BidLadder market participants sign a GFA BidLadder (i.e. aggregators, grid users, BRPs)
- **BRP-contract** has to be amended
- **Balancing rules** have to be amended
- **BidLadder Market Rules** to be foreseen as Annex to BidLadder-contract

Zoom:

Bidding Platform & bid characteristics

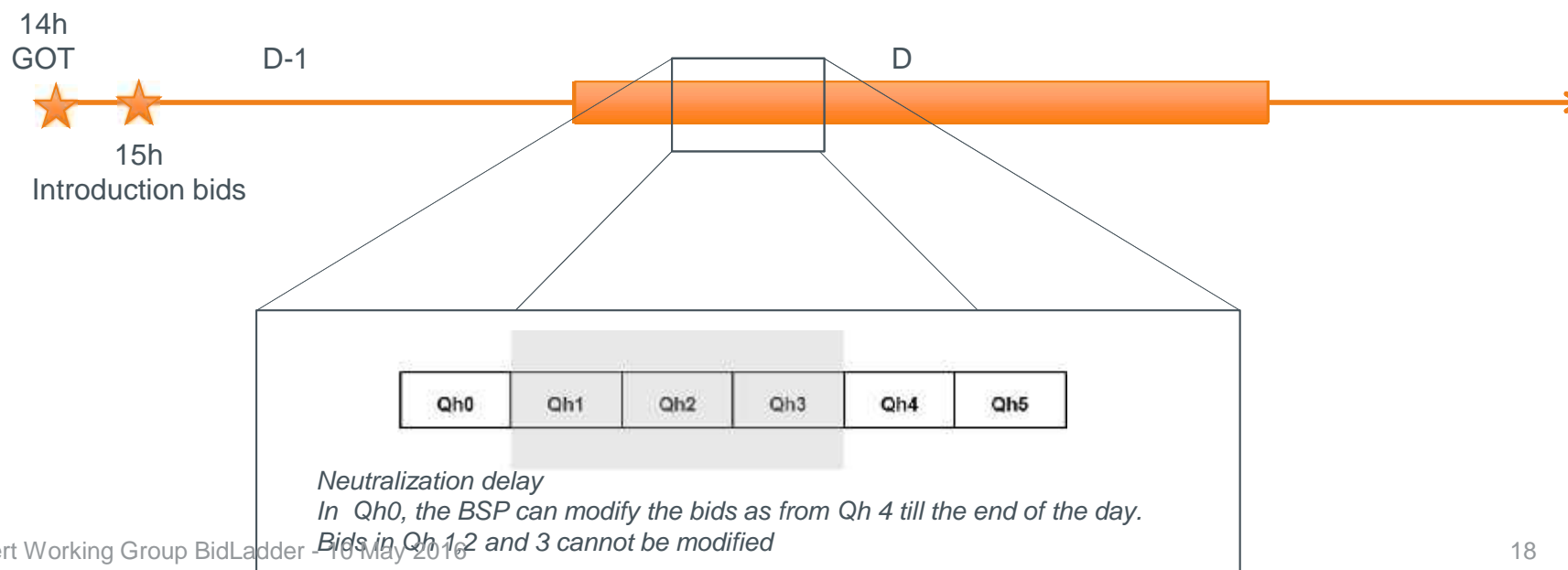
# Bidplatform – Introduction of bids

Bids can be introduced, modified and canceled:

- As from 14h00, D-1 (→ Gate opening time, GOT)
- Prior to 15h00 preferred by Elia (can be taken into account for adequacy check)
- Until the neutralization delay (Real-time minus 45 minutes) starts (→ Gate closure time, GCT)

After gate closure time, bids are considered firm.

A supplier can submit multiple bids for a quarter hour.



## Bidplatform – Definition of a bid

### Bid characteristics:

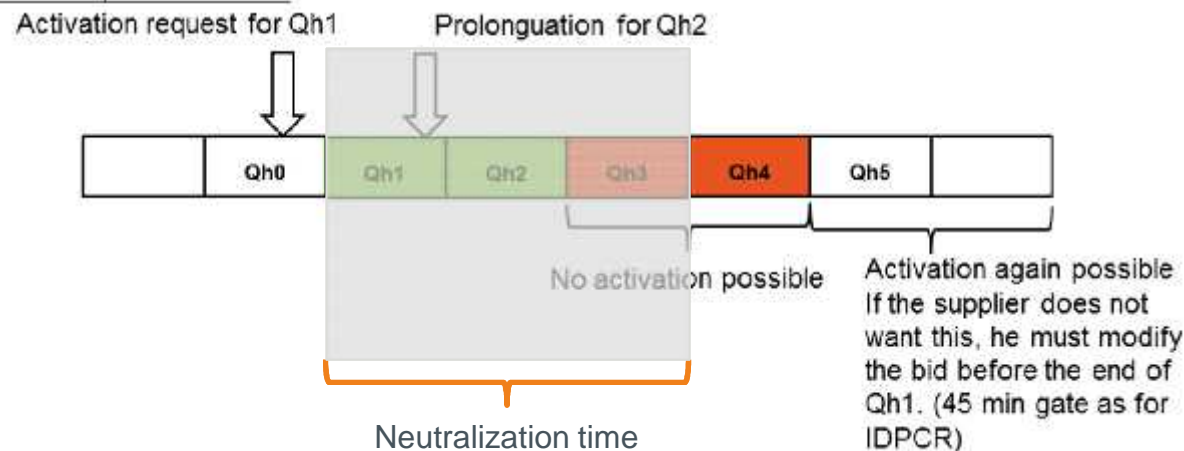
- Applicable quarter hours: the quarter hour in which the bid is applicable, for example 10h00 – 12h00.
- Offered I and D bid volume for the bid with a minimum bid size (1 MW) and bid step (0,1 MW)
  - Volumes are considered divisible
- Activation prices in €/MWh (no separate start prices allowed) for both the I and D bid
- List of delivery points
  - A delivery point can only be included in one bid
- Max activation duration in number of quarter hours for the running hour (1,2,3 or 4) (*cf. next slide*)

## Bidplatform - Max activation duration

Max activation duration in number of quarter hours for the running hour (1,2,3 or 4)

- ❑ A duration of bids can be limited due to buffers (energy, stock,...), contractual agreements or...
- ❑ A supplier sends the bid for the whole day and modifies based on the activations (use of the buffer).
- ❑ However there is a neutralization time of 45 minutes (cf. level playing field CIPU free bids)
- The Bidladder-user defines in the bid the maximum number of Qh the bid can be activated in one hour.
- Regarding Qh5 and ongoing it's the responsibility of the Bidladder-user to modify the bid. (in Qh0 or Qh1)

Example for a max of 2 quarter hours:



## Bidplatform – refusal of a bid

A refused bid = Bids with an error cannot be saved (“Return to Sender”).

*(note: this is about refusal in making a valid bid, this is not about refusal upon activation (cf. infra!))*

### Reasons for refusal:

- Volume check: Cap on volume
  - Offered volume = sum of Rref of selected Delivery Points
  - Offered volume = Prequalified pool-volume per BSP
  - Check for I and D direction
- Price check: Price per quarter-hour (cf. CIPU Free Bids)
  - Max = +4499,99 €/MWh
  - Min = -2999,99 €/MWh

Zoom:

Principles for imbalance adjustment



# Principles for imbalance adjustment

## *Under/Overdelivery*

**Issue:** How are overdelivery & underdelivery (i.e. deviations from the by Elia requested volume) dealt with? Which BRP bears which imbalance?

**Proposed solution:**

Underdelivery	Overdelivery
→ BRP <sub>bsp</sub> takes the imbalance in case underdelivery	→ BRP <sub>source</sub> takes the imbalance in case overdelivery
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{bsp} = -(Req - Del)</math></li> <li>• <math>BRP_{source} = 0</math> (adjusted with delivered)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{bsp} = 0</math></li> <li>• <math>BRP_{source} = + (Del - Req)</math> (adjusted with requested)</li> </ul>

**Interpretation:**

→ The BSP becomes only balance responsible for what he committed to towards Elia.

→ The overdelivered energy never left the portfolio of the BRPsource.

# Imbalance adjustment

## Example Over/Underdelivery

### Example BidLadder I-Bid

#### Hypotheses:

- Bid with only 1 delivery point (multiple is analogous)
- Upwards bid (I-bid) of 10 MW by BSP, fully requested by Elia
- $BRP_{source} = BRP_{bsp}$
- Rref(upwards) for this DP = 12 MW, determined at contracting time

**Underdelivery:** 10 MW requested, only 6 MW delivered

**Overdelivery:** 10 MW requested, but 13 MW delivered

#### Underdelivery

- $BRP_{bsp} = Del - Req = 6 - 10 = -4$  MW
- $BRP_{source} = 0$  MW (adjusted by Delivered, i.e. +6 MW)

#### Overdelivery

- $BRP_{bsp} = 0$  MW
- $BRP_{source} = Del - Req = 13 - 10 = +3$  MW (adjusted by Requested, i.e. +10 MW)

### Example BidLadder D-Bid

#### Hypotheses:

- Bid with only 1 delivery point (multiple is analogous)
- Downwards bid (D-bid) of -10 MW by BSP, fully requested by Elia
- $BRP_{source} = BRP_{bsp}$
- Rref(downwards) for this DP = -12 MW, determined at contracting time

**Underdelivery:** -10 MW requested, only -6 MW delivered

**Overdelivery:** -10 MW requested, but -13 MW delivered

#### Underdelivery

- $BRP_{bsp} = Del - Req = (-6) - (-10) = +4$  MW
- $BRP_{source} = 0$  MW (adjusted by Delivered, i.e. -6 MW)

#### Overdelivery

- $BRP_{bsp} = 0$  MW
- $BRP_{source} = Del - Req = (-13) - (-10) = -3$  MW (adjusted by Requested, i.e. -10 MW)

# Principles for imbalance adjustment

## *Adjustment at BRP-portfolio level*

**Issue:** When an imbalance adjustment of the  $BRP_{source}$  is needed following an activation on the BidLadder, how is this achieved?

**Proposal:** Elia adjusts the imbalance **at BRP-portfolio-level**, i.e. the necessary volumes are added to the imbalance position of the  $BRP_{source}$ . The metering data remain untouched with respect to BidLadder-activations.

- Confidentiality of activations by BSP is guaranteed. The delivery point is never revealed to the BRPsource.
- The  $BRP_{source}$  is correctly treated with respect to its imbalance position and possible imbalance penalties.
- Any metering publications towards  $BRP_{source}$ , ACH, GU remain untouched with respect to BidLadder. A stricter separation between imbalance positions and metering.
- Such approach provides most guarantees for a more standardized approach when applying imbalance adjustment to delivery points within CDS and within DSO grids (*without making any supposition at this stage on the actual solution for those cases*).

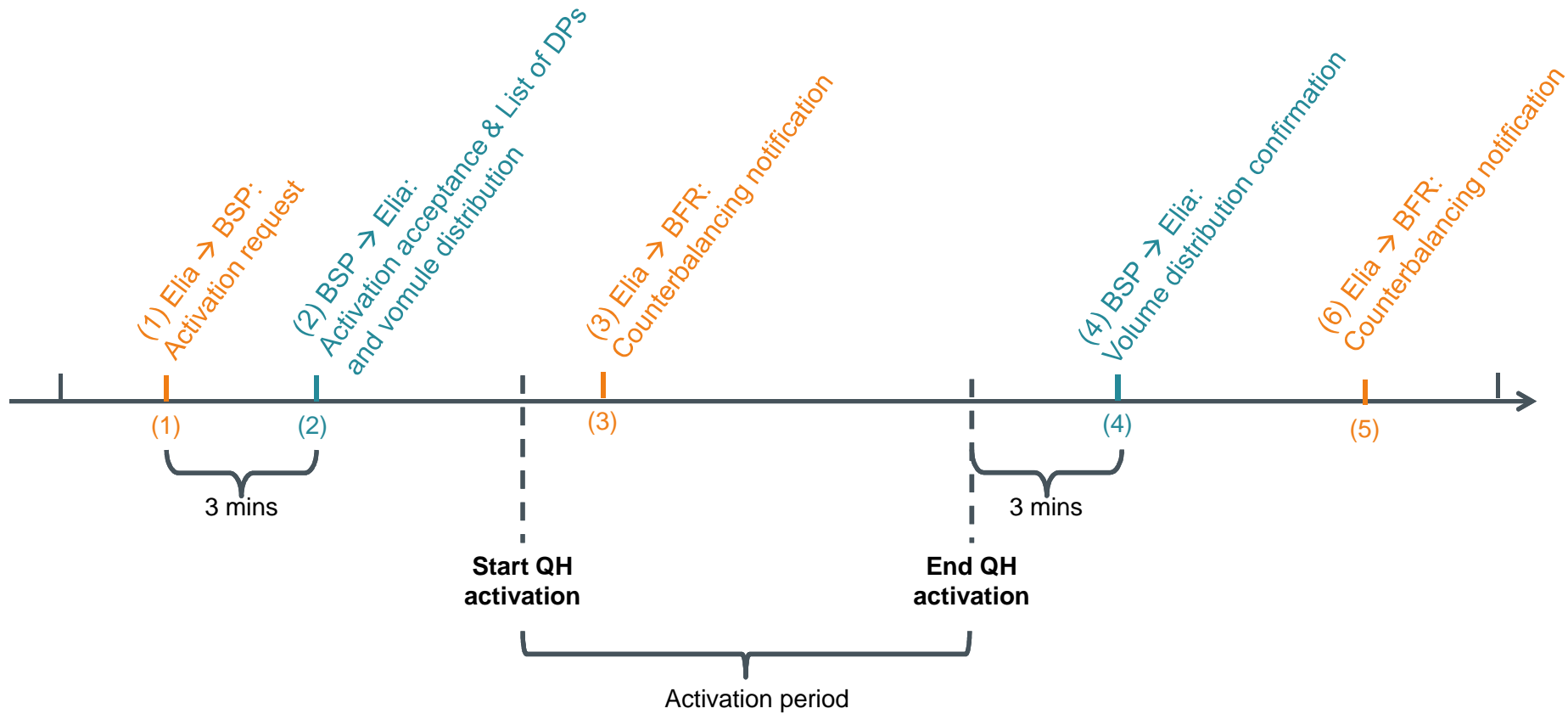
Zoom:

Activation, real-time information exchange and  
congestion management

# Activation of Bids

## “Sequence of events”

(details per step on next slide)



# Activation of Bids

## Details on the sequence of events

- (1)
- BSP ← Elia
- Activation-request: Explicit, divisible non-CIPU bids are included in Merit Order with CIPU free bids. Block bid
    - One bid can only be activated once in I or D direction within the 60 minutes (neutralization period + 15 minutes) after the initial activation.
    - An activation request is sent to the Bidladder-user to inform about the selection of its bid and requested volume.
- (2)
- BSP → Elia
- Accept activation: (Request+3min) Although BSP has **no** right to refuse a non-CIPU **explicit** bid, 'accept' is required (entire requested volume should be accepted). A failure of acceptance could lead to ex post investigation and contractual consequences.
    - List delivery points & volume distribution: BSP should answer the activation request with included delivery point codes and how the requested volume is distributed over the DPs. Only delivery points already included in the bid could be used. If the sum of DPs does not meet the requested volume, the bid is rejected. Any significant mismatch could lead to ex post investigation and contractual consequences.
- (3)
- BFR ← Elia
- Indicative impact: During the activation period, Elia sends an Email to BRP<sub>source</sub> based on the list of DP a potential aggregated impact to avoid counterbalancing actions.
- (4)
- BSP → Elia
- Volume distribution confirmation: Ex post activation (end+3min) information by the BSP detailing the impact in terms of average power/Qh on each delivery point + activated volume/delivery point. (Considered for settlement to determine  $P_{\text{requested}}$  per DP). Ex post quality check is possible, with potential contractual consequences.
- (5)
- BFR ← Elia
- Impact detail: Ex post activation (end+ max 15min) email sent to BRP<sub>source</sub> concerning the aggregated impact in the perimeter based on BSP information (indicative, not used for settlement)

## Activation of Bids Congestion management

To ensure (1) a secure operation of the grid and (2) a level playing field with CIPU free bids:

- Delivery points with an Rref  $\geq 25$  MW that are located in a “Red zone”, will not be considered when activating bids.

### How it works:

- A BidLadder-user can enter all offers in the bidplatform and chooses the delivery points per bid. Bids can be adjusted until gate closure time.
  - “Red zones” are determined by Elia (i.e. Period/ Electrical zone / Direction (I, D) / MWcap / justification)
  - All “red zones” will also be communicated to BidLadder-users via Probid B2B (xml).
- BidLadder-users have all information and can adapt their bids according to “Red Zones” prior to gate closure time

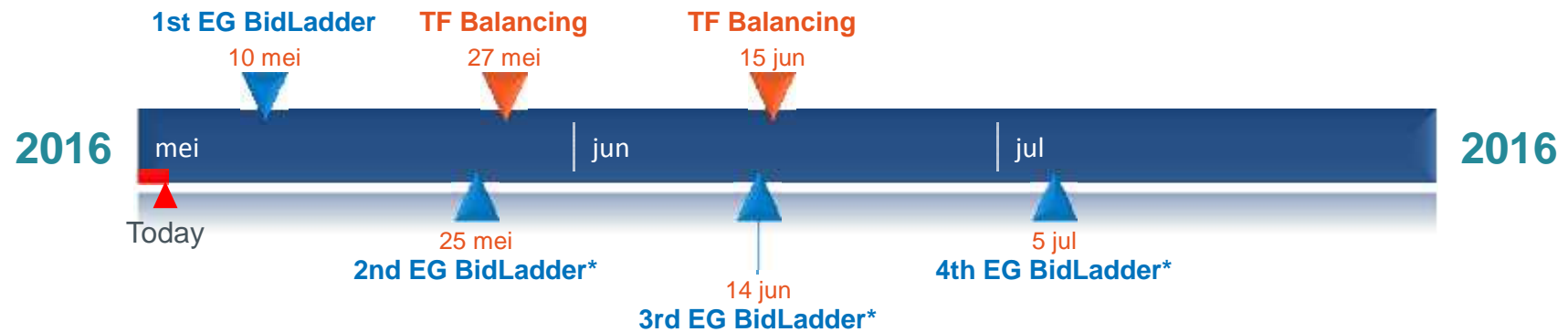
# Wrap-up & next steps



# Wrap-up & next steps

- So far, Elia provided an overview of the proposed Pilot BidLadder design with a focus on:
  - The overall picture (design principles, process, pilot eligibility)
  - High-level contractual framework
  - Design aspects of BidLadder Platform, Bid characteristics
  - Activation (incl. congestion management principle) and information exchange sequence
  - Principles for imbalance adjustment
- Several items remain to be discussed and some items may require further detailed discussion, such as (*non-exhaustive*):
  - Transfer of Energy aspects
  - Detailed contractual framework, incl. prequalification
  - Further details on some design aspects
  - Submetering & CDS
- ➔ Elia will continue to prepare proposals, taking into account your feedback, for these aspects to be discussed during the following Expert Working Groups BidLadder
- ➔ However, stakeholders are kindly invited to share their visions (in writing in between EWG meetings, via presentation during EWG meetings).

# Wrap-up & next steps



\* Proposed date

## Proposed Meeting schedule Expert Group Bidladder

10 May 2016, 14h-16h, Elia Emperor

25 May 2016, 10h-12h, Elia Emperor

14 June 2016, 10h-12h, Elia Emperor

5 July 2016, 10-12h, Elia Emperor

# Expert Working Group “Bidladder” Minutes of Meeting – 25 May 2016

- FINAL VERSION -

---

Meeting date: 25 May 2016

Meeting Location: ELIA, Keizerslaan 20, 1000 Brussel

## List of attendees

The following persons were present on 26 May 2016:

Boury Jonas	YUSO
Claes Peter	Febeliec
Debrigode Patricia	CREG
Demeyer Valentijn	Engie
Gheury Jacques	CREG
Harlem Steven	FEBEG
Latiers Arnaud	Actility
Libert Brice	CREG
Mortier Jo	Essent
Mouffe Ludovic	FOD
Pirard Nicky	Resa Tecteo
Schell Peter	Restore
Vandevenne Alain	Energy-Pool
Vandenbroucke Hans	ELIA, President
Buijs Patrik	ELIA, Secretary
Desmet Tom	ELIA
De Wilde Vanessa	ELIA
Hebb Bob	ELIA
Pouleyen Carolien	ELIA

## Agenda

The following agenda was proposed:

- Approval of MoM 10/5
- Presentation CREG (P. Debrigode)
- Presentation ELIA
  - Transfer of Energy and the Pilot Bidladder (H. Vandenbroucke)
  - Introduction Technical Prequalification (B. Hebb)
- Wrap-up & next steps – 10 mins

## Supporting documents

No remarks were received on the draft MoM. The draft MoM can be considered as final. They will be published online.

With respect to the question asked to FEBEG concerning the usefulness of a BRP-notification at the start of an activation (so called *1<sup>st</sup> notification*) in the context of counterbalancing, a representative of FEBEG mentioned that FEBEG will deliver its position public before the next Expert Working Group meeting.

### Presentation CREG (P. Debrigode)

A representative of CREG briefly presented the main aspects of the Final CREG Study « *Etude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique* ». The market model, principles, new roles and the path towards its implementation were discussed. For detailed aspects, the study is available on the CREG website.

A representative of FEBEG asked whether the model proposed by CREG is considered obligatory or whether market parties could work via a different approach if agreed upon? A representative CREG confirmed that the model is considered obligatory.

Representatives of several stakeholders asked CREG how they see the timing of the different actions outlined by CREG (E.g. amending the Electricity Law, the Royal Decrees,...)? A representative of CREG replied by stating that no concrete timing is put forward, but points out that CREG is committed to move forward and that the Cabinet of the Federal Minister of Energy has been informed.

A representative of Actility asks whether the FDM should be an independent party or whether the FSP could be FDM? It is also asked whether the FDM determines the baselines to be used. A representative of Actility stated that if multiple types of baseline methodologies are considered applicable to a certain access point, the baseline that is the best suited to represent its behavior should be selected based on statistical elements. The market party has more information on the consumption behavior, and therefore, it could potentially be more efficient to let him choose a baseline. Then, statistical tests should be conducted to verify its choice. A representative of CREG – supported by various other stakeholders – replies that the FDM should be an independent party. According to CREG, an evolution towards regulated baselines will take place. The FDM will apply the baselines. A representative of CREG suggests to “keep it simple”, to which the representative of Actility agreed.

A representative of FEBELIEC asks whether a grid user (e.g. an industrial consumer) can be its own FSP? A representative of CREG confirms this by pointing out that FSP is a role and that one party could have different roles.

A representative of YUSO asks whether it remains possible to offer so-called ‘implicit flexibility’, i.e. via the supply contract itself? A representative of CREG confirms that this remains possible. The model presented in the CREG study concerns those cases where a third party is involved and not those cases where a consumer’s flexibility is brought to the market via its own supplier and/or BRP. In this latter case, there is no need to act through the FDM.

A representative of Actility stated that in the future (e.g. over 10 years) multiple products/services could be offered from a single industrial site and that in such cases we should pay attention to the fact that choosing a baseline that can adequately represent this multi-site approach is a challenge. A representative of Energypool mentions in this context that already today some combinations of products are allowed (e.g. R1+ R3DP) and that for such combinations it is relevant to rely on adequate technical prequalification, which is a role of ELIA. ELIA adds that we are now at the stage of discussing a pilot Bidladder and that evolution may take place over the following years, including with respect to combining different products.

### ***Transfer of Energy and the Pilot Bidladder (H. Vandenbroucke)***

ELIA presents some findings from the final study by CREG, inter alii, the obligation for the FSP to associate with a BRP and that the transfer of energy does not apply in case of flexibility activated by customers having a so-called *energy block delivery contracts*.

ELIA addressed the additional complexity due to these contracts as these are not known to ELIA unless the Grid User declares this to ELIA (without the possibility for ELIA to verify while respecting the principle 9 by CREG on confidentiality). Therefore ELIA asks the participants, especially FEBEG and FEBELIEC, to confirm the presence of such contracts and whether it is relevant to acknowledge this in the design of the ToE-solution in the pilot project.

ELIA continues to address the notion of regulated baselines (principles to be elaborated by in a Royal Decree, upon advice by CREG according to the study CREG). For the sake of clarity, it is confirmed that for the Bidladder pilot project ELIA will use the meter values of the quarterhour preceding the activation period.

The regulated role of FDM (to be assigned in a Royal Decree upon advice by CREG according to the study CREG) is addressed, in particular the aspects of calculation of the delivered flexibility (using the regulated baseline) and the metering data from head or (private\*) submeters. ELIA confirms its initial position that the imbalance adjustment, performed by ELIA, is based on the requested volume in case of overdelivery.

\*: at least at TSO-level

A representative of CREG disagrees with this asymmetric approach and proposes a symmetrical approach. CREG refers to the symmetric treatment performed towards generators. A representative of Restore supports the symmetric approach.

ELIA states that the treatment applied to generators (note: to the BRP responsible for following up the injection as signatory of the CIPU) is a different situation as the current imbalance correction is an incentive correction using the requested volume and as there is no 3<sup>rd</sup> party involved, and hence no ToE, no difference is to be made in case of over- or under delivery. The delta between requested and delivered is assigned to the BRP as an imbalance as the BRP is eligible to perform reactive balancing according to art 10.2 of the BRP-contract. Hence, he can opt to over/underdeliver. On the contrary, a BSP offering flexibility to ELIA is engaging to deliver the requested flexibility and is taking balancing responsibility on that requested volume and cannot opt to overdeliver and consequently perform reactive balancing. ELIA considers the right to overdeliver as a prerogative of the BRP responsible for the follow-up of the injection or offtake, not for a BSP nor its associated BRP. Moreover, this could lead to gaming whereby BSP offers low volume on the Bidladder (at pay-as-bid) and overdelivers (at pay-as-cleared).

Restore shares the concern by ELIA that BSPs should not actively partake to reactive balancing but calls for a *band* applied to the requested volume so that the minor overdeliveries within this *band* are attributed to the associated BRP of the BSP.

ELIA refers to an equivalent proposal made during previous Expert Working Group and confirms that this will be further looked upon. To that extent, representative of ELIA requests all parties to provide their comments on the approach for dealing with overdelivery in writing by next Expert WG of 14/6. A representative of FEBEG confirms this will be done.

A representative of Actility states that one should consider a settlement of activated flexibility at pay-as-cleared. ELIA confirms this is not the subject of this discussion. The representative of Actility added that performing the settlement of the theoretically activated volume in a pay-as-bid procedure while considering over/under activated volumes as pay-as-cleared is also in some sense asymmetric.

A representative of Actility asks how ELIA will calculate flexibility delivered by two or more delivery points behind a same access point. ELIA replies this will be done using submetering at delivery point level and using reference values to cap the delivered energy to the reference power per delivery point. The latter results from the technical prequalification and is provided by the BSP, in agreement with the concerned grid user (via grid user declaration).

A representative of CREG requests to remove the statement that compensation between Supplier and BSP is based on hourly DAM as this was the outcome of the study performed by the University of Liege, and not a conclusion confirmed by CREG (cf. Annex 2, Final Study CREG)

A representative of FEBEG reacts that the compensation price is indeed still under discussion, and compensation should reflect the supplier price in all timeframes.

ELIA elaborates on the need for a contract with the Supplier to arrange the modalities with respect to the delivery of the aggregated volumes of flexibility that have been activated. This contract does not deal with the terms and conditions of the financial compensation but ELIA prefers to be informed of such an arrangement being in place, whether it is a bilateral agreed contract or the standard contract (cf Final Study CREG).

A representative of CREG disagrees with the fact that ELIA must have knowledge of the existence of a contract as this would be in contradiction with principle 1. A representative of FEBELIEC supports the idea that the BSP must not be forced to sign any contract in order to trade its flexibility. However, representatives of both FEBEG and FEBELIEC do not object to ELIA knowing about the existence of a contract, as long as the details of the contract do not have to be shared. Additionally, a representative of FEBEG states that in any case the terms and conditions or modalities that are applicable in absence of a bilateral agreed contract must be detailed and agreed upon by the BRP/Supplier. A representative of CREG states that these modalities will be imposed via a model contract, as proposed in the amendment to the E-law in the Final Study by CREG.

ELIA concludes that this discussion is not to be organized in the Expert WG but a separate discussion, piloted by the CREG on the contractual framework between Supplier and BSP for the financial compensation. Participants agree and CREG will take the initiative thereto.

A representative of Restore asks who will perform the imbalance adjustment. ELIA replies that this is the unique competence of ELIA in its role as TSO.

A representative of FEBEG asks how market parties can be guaranteed that the DSOs are competent to perform the role of FDM in a qualitative way in the DSO-grid. A representative of FEBEG acknowledges the competence of ELIA to perform this role at TSO-level. A DSO representative replies that this is still under discussion with regional regulators.

A representative of Restore adds that it does not see the difference with current practice in R3DP where DSOs also provide data for the settlement of this service. ELIA replies that a significant difference with R3DP and Bidladder is the aspect of imbalance adjustment and the necessity to ensure correctness of these imbalances as these are impacting the balancing perimeter of the BRP. The possible large volumes annex frequent activations must be supported by a robust and efficient process by the FDM to guarantee a correct imbalance adjustment by ELIA. The latter is supported by a representative of FEBEG.

ELIA adds that in the current scope of the Bidladder pilot project the participation of DSO delivery points is not included. This is subject to an ongoing discussion between DSOs and ELIA.

A representative of CREG asks if there is also an ex ante communication towards the BRP in case of activation. ELIA confirms this issue has been addressed in the previous Expert WG (so-called 1<sup>st</sup> notification and 2<sup>nd</sup>

notification) and that feedback from FEBEG on a request by Aggregators on the usefulness of this 1<sup>st</sup> notification is still pending. This feedback will be provided prior to next Expert WG of 14/6.

### ***Introduction Technical Prequalification (B. Hebb)***

ELIA presented an introduction to the Technical Prequalification required in the context of Bidladder.

A representative of Restore suggests to differentiate the Rref for upwards and downwards activations. ELIA confirms that this is useful and foreseen.

A representative of Essent stresses the relevance of Rref, also at individual level, for accepting bids on the Bidladder platform. ELIA confirms that – in line with the presentation given during the Expert Working Group meeting of 10/5 – such checks based on individual Rref-values are to be foreseen.

A representative of Restore links the debate on how to deal with overdelivery to potential reasons for suspension or exclusion of the Bidladder contract and suggests to look for such contractual solutions rather than opting for an asymmetric approach for under/overdelivery. ELIA replies that in general penalties and/or risk of suspension/exclusion is to be foreseen in the contract in order to guarantee an overall high quality of data and accurate behaviour, as discussed also in the Expert Working Group meeting of 10/5.

A representative of Restore underlines that mutual exclusivity between Bidladder and other products limits the actual potential of flexibility to be actually. ELIA answers that combining multiple products in practice is not so evident. It touches on several issues, such as: baselines to be applied, prequalification, availability control mechanisms, etc. Therefore, in a Pilot stage ELIA is not inclined to allow all combinations of products. However, ELIA believes that with a “dynamic pool management” a lot of value can be created, already in the Pilot stage. The issue will be further discussed in the next Expert Working Group meeting.

### ***Wrap-up and next steps***

ELIA summarizes the elements discussed during the meeting and gives an insight in a (non-exhaustive) list of topics requiring further discussion. Questions raised during this meeting will also be pick-up in the following meetings.

A representative of Essent raises three questions linked to the presentation given by ELIA on 10/5:

- How can bids to the Bidladder be made? Will this be as for CIPU free bids today? ELIA explains that a dedicated Bidding Platform is to be foreseen. On the longer run (but not in the Pilot) also other products should be able to offer via this platform.
- Which place will the Bidladder-bids take in the overall activation merit order? ELIA explains that they will be part of a common merit order with the free bids from CIPU. ELIA also refers to the Federal Grid Code which stipulates that first all free bids have to be activated prior to activating contracted reserves.
- How will transparency on volumes and prices be guaranteed for Bidladder volumes? Will this be kept up to date during intraday? ELIA replies that in general the same transparency is foreseen as today and suggests providing more info during a next session.

All stakeholders are invited to provide feedback on the elements discussed either in writing in between expert working group sessions or via a presentation during a next session.

The following sessions take place on the following dates:

- 14 June 2016 (10h-12h), ELIA Emperor
- 5 July 2016 (10h-12h), ELIA Emperor

\* \*

\*



## Expert Working Group “Bid Ladder”

25 May 2016

Hans Vandenbroucke, Patrik Buijs

# Overview

- **Approval of MoM 10/5**
  
- **Presentation CREG (P. Debrigode)**
  
- **Presentation Elia**
  - Transfer of Energy and the Pilot BidLadder (H. Vandenbroucke)
  - Introduction Technical Prequalification (B. Hebb)
  
- **Wrap-up & next steps – 10 mins**



Approval of MoM 10/5/2016



# Presentation CREG

Etude sur les moyens à mettre en  
œuvre pour faciliter la  
participation de la flexibilité de  
la demande aux marchés de  
l'électricité en Belgique

Etude 1459 - Rapport final

WG bid ladder 25 mai 2016

# 1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Principes

Ce modèle repose sur:

- 10 principes
- la création de deux nouveaux rôles
- un modèle d'interaction entre les différents rôles reposant sur:
  - un modèle centralisé de gestion des données de volumes permettant la neutralisation du déséquilibre du BRP du fournisseur et la responsabilisation du FSP (*baseline* + transfert de blocs entre BRPs)
  - un modèle bilatéral de compensation financière entre le FSP et le fournisseur (= prix de fourniture ou prix négocié) + une solution de dernier recours si la négociation n'aboutit pas pour éviter que des offres de flexibilité ne puissent être commercialisées = solution du prix de transfert imposé

# 1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Principes

**Principe 1** – tout client final a le droit de valoriser sa flexibilité sans que son fournisseur ni le BRP de celui-ci puisse s'y opposer

**Principe 2** – tout client final a le droit de choisir son FSP indépendamment de son fournisseur d'électricité

**Principe 3** – le FSP doit assumer la responsabilité d'équilibre de l'activation de la flexibilité liée à la demande qu'il gère

**Principe 4** – l'intervention d'un FSP ne peut se faire au détriment d'autres parties. Ceci implique :

**4.1.** la nécessité de corriger le périmètre d'équilibre du BRP source

**4.2.** la nécessité de compenser financièrement le fournisseur d'électricité du client final source

# 1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Principes

**Principe 5** – la correction des périmètres d'équilibre doit être réalisée de façon centralisée, par une entité neutre disposant des compétences requises

**Principe 6** – pour ce qui concerne la compensation financière (et dans un second temps éventuellement le choix de la *baseline*), la négociation commerciale doit être privilégiée. Si elle n'aboutit pas, ou si elle n'est pas envisageable, une solution par défaut doit pouvoir être imposée de façon à éviter que des offres de gestion de la demande ne puissent être prises en compte

**Principe 7** – du point de vue fonctionnement de marché, il est souhaitable que toute activation empêchée par un gestionnaire de réseau de transport soit indemnisée (NB: pour les points EAN raccordés au réseau de distribution, ce point relève de la compétence régionale)



# 1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie

## Principes

**Principe 8** – le client final est propriétaire de ses données de mesure et de comptage, doit pouvoir en disposer dans les temps compatibles avec les processus de valorisation de la flexibilité et peut les communiquer librement

**Principe 9** - la confidentialité des données commercialement sensibles doit être assurée

**Principe 10** – une seule facture doit être transmise au client final pour sa consommation d'électricité

# 1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie

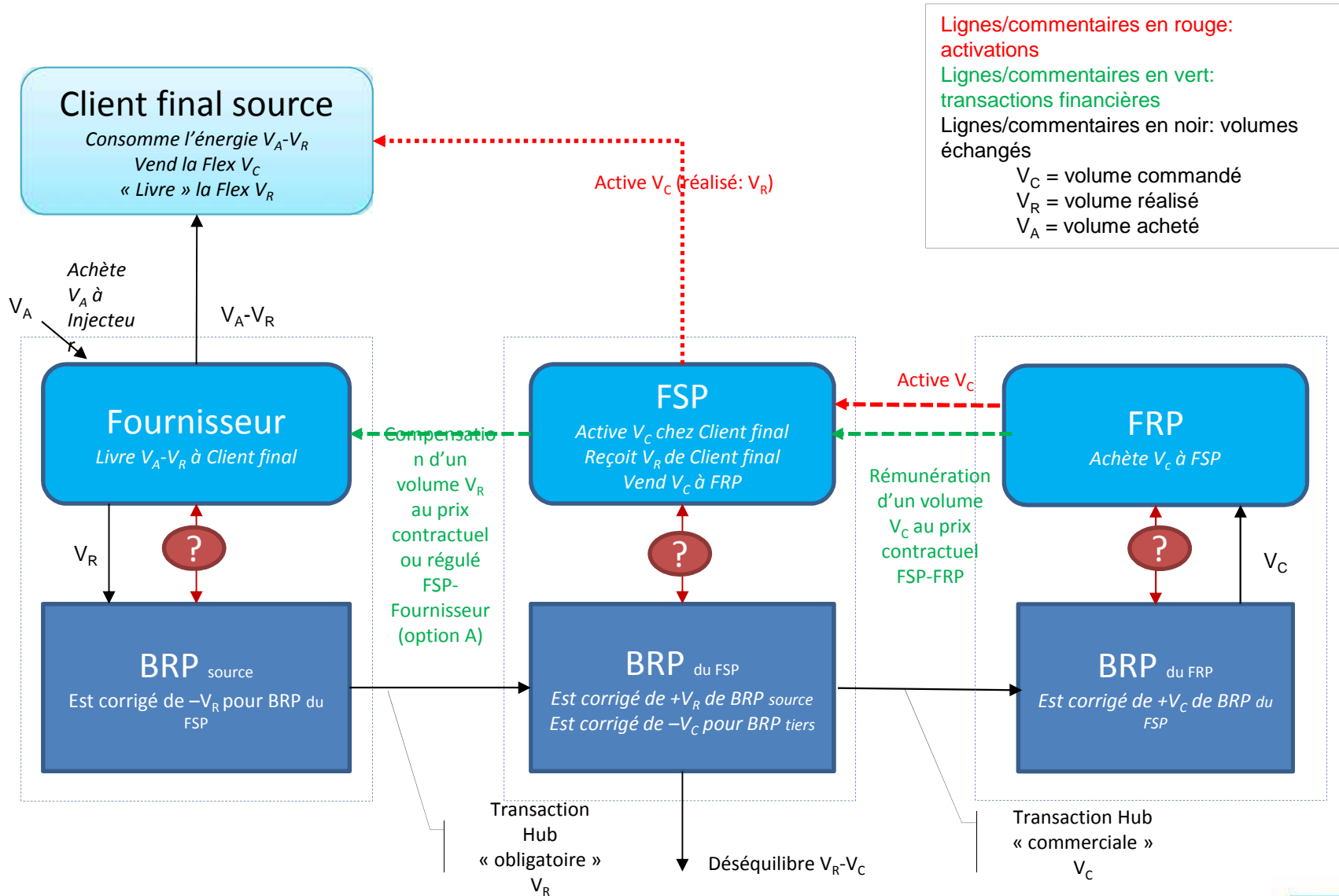
## Nouveaux rôles

**FSP** (*flexibility service provider*) – détenteur d'une licence de fourniture de flexibilité

**FDM** (*flexibility data manager*) – gestionnaire des données de flexibilité

# 1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie

Schéma d'interaction entre les rôles de marché



## 4. Mise en oeuvre

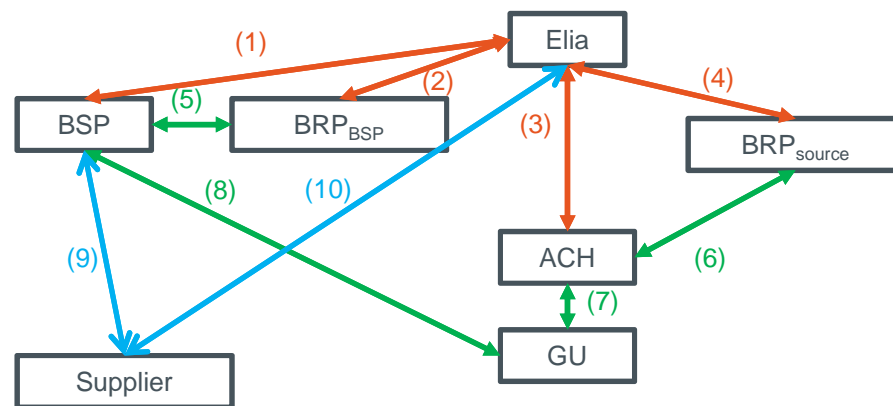
- Phasée:
  1. produits de balancing (R3, bid ladder 2017 et suivantes, R2)
  2. ID et DA
- Adaptation de la loi afin:
  - d'entériner le droit pour le client final de valoriser la flexibilité de la demande, nonobstant toute disposition contractuelle contraire
  - d'encadrer les conditions d'autorisation, le rôle et les responsabilités des FSP et du FDM
  - de disposer d'une base pour la transmission d'informations confidentielles (c'est-à-dire contractuelles) au FDM
  - de résoudre, dans le respect des règles supranationales, la problématique du (prix de) transfert de l'énergie y c en DA et ID
- Préparation et adoption des arrêtés royaux

# Transfer of Energy and the Pilot BidLadder

## Findings from final study CREG

- Obligation for FSP to associate with BRP
- ToE not applicable to customers with “Take or Pay”-contracts (i.e. energy block delivery)
- Regulated baselines → 15 min period prior to activation for Balancing timeframe
- Activated flexibility calculated and validated by FDM, using data from head/(private) submeter
- Delivered volume is used for imbalance adjustment and financial compensation
- Financial compensation between BSP and Supplier, for instance based on hourly DAM as proposed by ULG → need for contract between ELIA and Supplier + contract between Supplier and FSP

The bigger “contractual” picture:



Contracts signed by Elia:

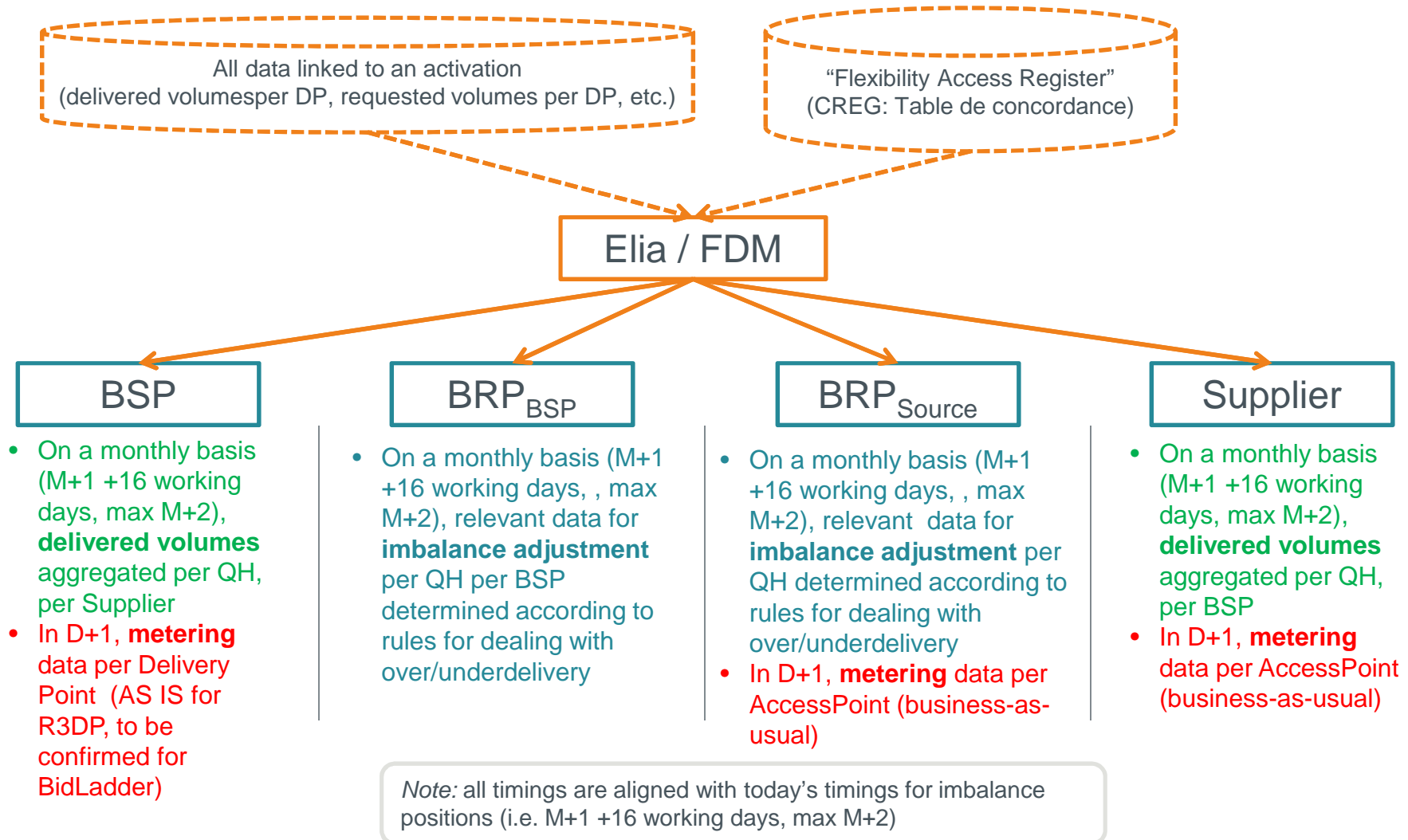
- 1) « New » BidLadder-contract
- 2) « classic » BRP contract
- 3) « classic » ACH contract
- 4) « classic » BRP-contract
- 10) New contract Elia-Supplier for data exchange

Assignments Elia knows/should know about:

- 5) BSP assigns a BRP<sub>BSP</sub>
- 6) ACH assigns a BRP<sub>source</sub>
- 7) GU assigns an ACH
- 8) GU Declaration
- 9) Joint BSP-Supplier Declaration

# FDM (Flexibility data manager) applied to the Pilot Bidladder

**Goal:** putting at disposal the necessary data to the different involved actors allowing them to engage in bilateral financial compensation, while ensuring confidentiality.







# Introduction Technical Prequalification

# Introduction Technical Prequalification *Overview*

1. Prequalification process
2. Baseline
3. Principles for design
4. Next steps

# 1. Prequalification Process

- **Goal of TSO prequalification:**
  - compliancy with product definition (definition SO GL mFRR)
  - Registration of delivery points participating in a product
  - 3 parts: general compliancy & pool registration & technical test
- 1. General compliancy with Procedure for Acceptance**
  - GU declaration, submetering compliancy & commissioning test and CDS operator agreement
- 2. Technical test:** IT communication and simulation test (compliancy with requirements product)
- 3. Pool/DP registration**
  - List of DP with Rref, name GU, locational information, unique BSP per DP
  - Qualitative information (flexible asset, load or production source of flexibility)

## 2. Baseline

- **Goal of baseline:**
  - Establish reference value for calculating delivered energy
  - Used for
    - Prequalification, compliancy verification with requirements product
    - Calculation of activated energy
    - Imbalance adjustment
    - Financial compensation of ToE

→ Use 15' metered value prior to activation period

# 3. Principles for design

- **Compliance with future EU Guidelines and Network Codes**
  - mFRR definition
  - Monitoring & control of activation
- **Portfolio bidding** but individual **ex ante registration and ex post monitoring of activated energy per DP**
- Prequalification before participation into market; ramp & delivered energy,
- Cross check of bids offered on Bidladder platform using Rref
- **Failure of activation** will trigger an ex post process
  - Assessment of reason of failure
  - New prequalification (in case of sequential failures)
  - Suspension and potentially exclusion to the bid ladder
- [To be confirmed] **Mutual exclusivity on ST: a DP cannot be simultaneously selected in a R3Flex/standard bid and offered on the pilot bid ladder**
  - different prequalification - link Rx control 100% availability
  - But requires dynamic pool management
- A specific DP can only be offered by one provider (cf. GU declaration)

## 4. Next Steps Technical Prequalification

### **25/05 Expert group bid ladder**

Introduction to prequalification principles & baselining Bidladder

Feedback stakeholders 25/05 – 10/06

### **27/05 TF Balancing**

Draft proposal prequalification & baselining R3 Flex & R3 Standard

Feedback stakeholders 27/05 – 10/06

### **14/06 Expert group bid ladder**

Final proposal prequalification & baselining Bid ladder

### **15/06 TF Balancing**

Final proposal prequalification & baselining R3 Flex & R3 Standard

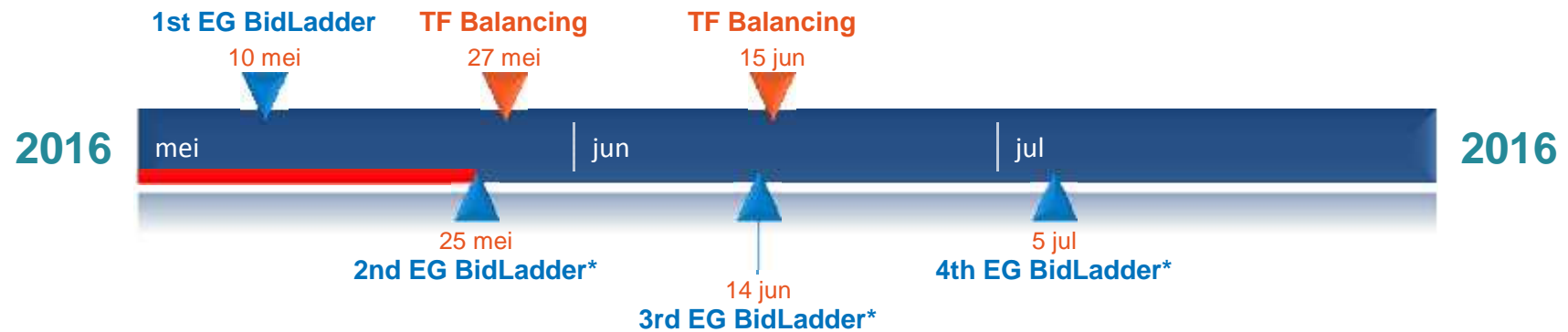
# Wrap-up & next steps

# Wrap-up & next steps

- This meeting we discussed:
  - Findings CREG Study with respect to Transfer of Energy
  - Data exchange linked to FDM and imbalance adjustment
  - Impact of ToE with Supplier
  - Intro Technical Prequalification
- Next meeting (14/6), at least the following topics will be discussed:
  - Final Proposal for Pechanical Prequalification
  - Submetering
- **Stakeholders are kindly invited to share their visions (in writing in between EWG meetings, via presentation during EWG meetings).**



# Wrap-up & next steps



## Proposed Meeting schedule Expert Group Bidladder

10 May 2016, 14h-16h, Elia Emperor

25 May 2016, 10h-12h, Elia Emperor

**14 June 2016, 10h-12h, Elia Emperor**

5 July 2016, 10-12h, Elia Emperor

# Task Force “Bidladder”

## Minutes of Meeting – 14 June 2016

- FINAL VERSION -

Meeting date: 14 June 2016

Meeting Location: ELIA, Keizerslaan 20, 1000 Brussel

### List of attendees

The following persons were present on 14 June 2016:

Arbeille Jacques	EnergyPool
Catrycke Mathilde	FEBEG
Debroux Bernard	EFET
Debrigode Patricia	CREG
Demeyer Valentijn	Engie
Gheury Jacques	CREG
Halkin Didier	ORES
Harlem Steven	FEBEG
Kreutzkamp Paul	Next Kraftwerke
Leroy Xavier	EDF Luminus
Libert Brice	CREG
Loos Rob	Teamwise
Mortier Jo	Essent
Mouffe Ludovic	FOD
Pirard Nicky	RESA
Ramault Geert	REstore
Schell Peter	Restore
Van Bossuyt Michaël	Febeliec
Van den Kerckhove Olivier	Engie
Verheggen Luc	Infrax
Vandenbroucke Hans	ELIA, President
Buijs Patrik	ELIA, Secretary
Desmet Tom	ELIA

## **Agenda**

The following agenda was proposed:

- Approval of MoM 25/5/2016
- Feedback Febeg on counterbalancing & Imbalance Adjustment
- Feedback BRDA on Imbalance Adjustment
- Submetering & CDSO
- Publication Bidladder : Available Regulation Capacity
- ToE with Supplier: overview cases
- Wrap-up & next steps

## **Supporting documents**

A presentation of Elia and a presentation with feedback from FEBEG are available on the website of the Task Force BidLadder<sup>1</sup>: [http://www.elia.be/en/users-group/Working-Group\\_Balancing/Task-Force\\_BidLadder](http://www.elia.be/en/users-group/Working-Group_Balancing/Task-Force_BidLadder)

## **Discussion**

### **Approval of MoM 25/5/2016**

The draft minutes of meeting of 25/5/2016 have been sent to all participants prior to the meeting. Comments were received by Actility which led to 3 paragraphs being amended. Those amendments are approved and the minutes of meeting can be considered final and will be published on the website.

### **Feedback FEBEG on counterbalancing & Imbalance Adjustment**

FEBEG presented their feedback on the matter discussed in the Task Force BidLadder so far, i.e. not limited to counterbalancing and imbalance adjustment. The slides are available on the website of the TF BidLadder and can be summarized as follows:

- a) Level playing field: principle, attention points, BRP/BSP versus FSP/BSP
- b) ToE settlement with supplier: several (practical) questions
- c) Imbalance adjustment in case of over-delivery: overdelivery remains with BRPsource + argumentation
- d) Information flow on counterbalancing: 1st notification close to activation start remains needed + argumentation
- e) Congestion management: level playing field, overall way should evolve as well, technology neutral
- f) ToE and 'energy block delivery': some insights

Regarding item (a) a representative of CREG disagrees with how the difference BRP/BSP versus FSP/BSP is represented as it would suggest a possible discrimination which does not exist. It is argued by the representative of CREG that there are different roles like BRP and BSP. It is the free choice of each actor to take up one or more roles. In that respect, all BSPs are dealt with in an equal way. All BRPs are also dealt with in an equal way. The fact that some BRPs are also BSP is their choice and does not induce a different interpretation of the BSP role or of its consequences.

Regarding item (b) Elia mentions that in case of ToE with the supplier, Elia should know in all cases the supplier. A priori this information is retrieved from the Annex 3 in the Access Contract.

---

<sup>1</sup> Due to an overall re-organisation of the Users' Group the Expert Working Group BidLadder has become the Task Force BidLadder and will report to the Working Group Balancing (the former TF Balancing). Scope and way of working remain however unchanged.

Also with respect to item (b) a representative of Infrac asks why Elia is assumed as FDM and that another perspective on the FDM may solve some issues. A representative of FEBEG replied that taking Elia as FDM was considered as the most logic assumption, because only Elia is competent to neutralize the BRP perimeter as also stipulated in the final study from CREG.

With respect to item (f) the discussion revealed that there remain several elements to be further clarified with respect to the modalities in the supply contract and whether a ToE is required in all cases. A representative of ORES added that similar discussion have already taken place in the context of distribution grids and that lessons learned from that perspective might serve useful. A representative of Febeliec expresses the opinion that entering into the details of the supply contract renders the matter more complex than needed to solve the ToE-issue.

It is noted that the discussion with respect to financial compensation goes beyond the scope of the TF BidLadder and will be further picked up via a forum organized by CREG. Nevertheless, it is considered useful to also to dig further into the issue in the TF BidLadder in order to make sure that the FDM always has sufficient information on who should receive the (aggregated) data. Therefore, it is requested that FEBEG provides further insights in the next meeting of the TF BidLadder on 5/7.

### ***Feedback BRDA on Imbalance Adjustment***

The representative of BDRA/Restore summarizes its position with respect to two items:

- a) Imbalance adjustment: A symmetrical treatment of over- and underdelivery is preferred, as this is considered a more fair approach which guarantees a better level playing field. However, it is mentioned that this is not necessarily a breaking point.
- b) Mutual exclusivity R3 – BidLadder: Already from the pilot phase of the BidLadder project it should be possible to offer the extra flexibility available on delivery points also participating in an R3-pool on the BidLadder as this would improve the liquidity on the BidLadder.

With respect to item (b) a representative of Febeliec argues that a fluent transfer from delivery points not retained in a R3-pool to honour an R3-contract should be facilitated. Elia replied that this is under investigation and it will be further discussed next session.

With respect to item (b) a representative of CREG mentions that a combination of ICH and BidLadder should anyhow not be possible, at least because they combine different “drop by” and “drop to” settlements.

After a remark by a representative of Febeliec on the fact that another market model can be used for solving ToE and preserving confidentiality between all concerned parties, a representative of CREG asks Elia to further investigate the feasibility of the so-called model B2 in the CREG study (adjusting the metering), in particular for those cases where the Grid User is also the Access Holder. ELIA will investigate for the next session of the EG BidLadder the feasibility of the model B2 for industrial sites connected to its grid, where the Grid User is also Access Holder. From the overall discussion that took place, it became clear that also in this context it is relevant to clarify the link with taxes and “surcharges” to be paid by all concerned parties in such B2-model. A representative of ORES remarks that in the DSO-context similar problems have been successfully solved and could serve as useful input here.

### ***Submetering & CDSO***

Elia presented the proposal of modalities linked to submeter participation (at TSO-level) and participation from within a CDS. All stakeholders are invited to provide their feedback and questions prior to next meeting.

A representative of Essent asks with respect to CDSO operations whether Elia can handle the different needed aspects for the CDSO in case Elia is contracted for providing this service. Elia confirms.

A representative of FEBEG asks whether when using a submeter also checks on the headmeter are done by Elia in order to detect a possible wipe-out effect. Elia confirms that – as already the case today – Elia can perform such checks and if necessary require further information or even access to site to perform the necessary controls.

### ***Publication Bidladder: Available Regulation Capacity***

Elia presented how the transparency of Available and Using Regulation Capacity (as published on elia.be) will be guaranteed while taken the Pilot BidLadder into account. In general, the same level of transparency will be maintained.

### ***ToE with supplier: overview cases***

Elia starts with repeating the general contractual framework indicating the main components of the Bidladder contractual framework: the General Framework Bidladder, the BRP-contract with the BRP of the FSP and the contract with the Supplier (applicable in case of a ToE-process for ensuring the conditions linked to the necessary data transfer from the FDM to the supplier). Also the Grid User Declaration (stating that the FSP is mandated by the Grid User to activate flexibility at his Access Point (using a delivery point) and indicating also the reference power that the FSP disposes of at a specific delivery point); the Supplier notification (relevant to Elia to identify the Supplier at a specific delivery point – the latter is known via Annex 3 of the Access Contract) and the FSP-Supplier agreement (proving the existence of a bilateral agreement between the FSP and the Supplier to ELIA) are mentioned as specific conditions for a valid GFA Bidladder. The latter proof of such a FSP-Supplier agreement is also a precondition for a Supplier contract with ELIA. A FEBEG representative points out that Annex 3 of the Access Contract is being debated in other Elia working groups and that the role - including rights and obligations - of the supplier in relation to Elia will have to be further clarified in the contract and perhaps in other regulatory documents.

Elia presents a 4-quadrant overview of the various cases possible in a setup with BRPfsp vs BRPsource and FSP vs Supplier. In cases 1 and 2 the BRPfsp is different from the BRPsource. In these cases, the ToE-process (asymmetric imbalance adjustment and FDM data exchange) is applied. In case 3 (implicit flex), no ToE-process is needed as all roles are performed by the same market party. In case 4, FSP and Supplier are different market parties but having the same BRP (BRPfsp = BRPsource). In this case the ToE-process is also applied but Febeg advocates having an “opt out” regime possible in cases where Supplier and FSP bilaterally agree on a baseline, applicable price and possible other relevant modalities. Then no ToE-process should be applied (i.e. a “classic” incentive correction for arranging the imbalance positions and no data transfer by the FDM to the BSP and supplier for facilitating a financial compensation). The latter opt out-regime could also be envisaged for case 3 where the FSP is different market party than the market party assuming the role of Supplier, BRPsource and BRPfsp. This could for instance prove useful in case the Grid User itself takes the role of FSP.

CREG acknowledges the request for such an opt out regime and will assess this further. It is agreed that the opt-out regime is to be discussed next meeting and Febeg will provide additional support clarifying/justifying the need for such an opt-out regime.

CREG representatives and other participants also advocate for keeping the actual process as simple as possible. So, they do not understand the need for a 4 quadrants analysis. The added complexity overcompensates the gain that could be obtained by defining 2 “cases”: quadrants 1+2+4 and quadrant 3, where the only first one deals with ToE.

### ***Wrap-up and next steps***

ELIA summarizes the elements discussed during the meeting and gives an insight in a (non-exhaustive) list of topics requiring further discussion.

All stakeholders are invited to provide feedback on the elements discussed either in writing in between expert working group sessions or via a presentation during a next session.

The following sessions take place on the following dates:

- 5 July 2016 (10h-12h), ELIA Emperor

\* \*

\*

## Expert Working Group “Bid Ladder”

June 14th, 2016

Hans Vandenbroucke, Patrik Buijs

# Overview

- **Approval of MoM 10/5**
- **Feedback Febeg on counterbalancing & Imbalance Adjustment**
- **Feedback BRDA on Imbalance Adjustment**
- **Submetering & CDSO**
- **Publication Bidladder : Available Regulation Capacity**
- **ToE with Supplier: overview cases**
- **Wrap-up & next steps**





Approval of MoM 10/5/2016

# Approval of MoM 25/5

## Comments were received from 1 Party: Actility

- A representative of Actility asks whether the FDM should be an independent party or whether the FSP could be FDM? It is also asked whether the FDM determines the baselines to be used. *A representative of Actility stated that if multiple types of baseline methodologies are considered applicable to a certain access point, the baseline that is the best suited to represent its behavior should be selected based on statistical elements. The market party has more information on the consumption behavior, and therefore, it could potentially be more efficient to let him choose a baseline. Then, statistical tests should be conducted to verify its choice because according to the representative of Actility the baseline choice should remain with the market parties (e.g. due to the link with the underlying industrial process).* A representative of CREG – supported by various other stakeholders – replies that the FDM should be an independent party. According to CREG, an evolution towards regulated baselines will take place. The FDM will apply the baselines. A representative of CREG suggests to “keep it simple”, *to which the representative of Actility agreed.*

## Approval of MoM 25/5

- A representative of Actility *stated that asks whether* in the future (e.g. over 10 years) multiple products/services could be offered from a single industrial site *and that in such cases we should pay attention to the fact that choosing a baseline that can adequately represent this multi-site approach is a challenge.* A representative of Energypool mentions in this context that already today some combinations of products are allowed (e.g. R1+ R3DP) and that for such combinations it is relevant to rely on adequate technical prequalification, which is a role of ELIA. ELIA adds that we are now at the stage of discussing a pilot Bidladder and that evolution may take place over the following years, including with respect to combining different products.
- A representative of Actility states that one should consider a settlement of activated flexibility at pay-as-cleared. ELIA confirms this is not the subject of this discussion. *The representative of Actility added that performing the settlement of the theoretically activated volume in a pay-as-bid procedure while considering over/under activated volumes as pay-as-cleared is also in some sense asymmetric.*

# Feedback Febeg on counterbalancing & Imbalance Adjustment

# Feedback BRDA on Imbalance Adjustment

# Principles for imbalance adjustment

## *Under/Overdelivery*

**Issue:** How are overdelivery & underdelivery (i.e. deviations from the by Elia requested volume) dealt with? Which BRP bears which imbalance?

**Proposed solution:**

Underdelivery	Overdelivery
→ BRP <sub>bsp</sub> takes the imbalance in case underdelivery	→ BRP <sub>source</sub> takes the imbalance in case overdelivery
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{bsp} = -(Req - Del)</math></li> <li>• <math>BRP_{source} = 0</math> (adjusted with delivered)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{bsp} = 0</math></li> <li>• <math>BRP_{source} = + (Del - Req)</math> (adjusted with requested)</li> </ul>

**Interpretation:**

→ The BSP becomes only balance responsible for what he committed to towards Elia.

→ The overdelivered energy never left the portfolio of the BRPsource.

# Imbalance adjustment

## Example Over/Underdelivery

### Example BidLadder I-Bid

#### Hypotheses:

- Bid with only 1 delivery point (multiple is analogous)
- Upwards bid (I-bid) of 10 MW by BSP, fully requested by Elia
- $BRP_{source} = BRP_{bsp}$
- Rref(upwards) for this DP = 12 MW, determined at contracting time

**Underdelivery:** 10 MW requested, only 6 MW delivered

**Overdelivery:** 10 MW requested, but 13 MW delivered

#### Underdelivery

- $BRP_{bsp} = Del - Req = 6 - 10 = -4$  MW
- $BRP_{source} = 0$  MW (adjusted by Delivered, i.e. +6 MW)

#### Overdelivery

- $BRP_{bsp} = 0$  MW
- $BRP_{source} = Del - Req = 13 - 10 = +3$  MW (adjusted by Requested, i.e. +10 MW)

### Example BidLadder D-Bid

#### Hypotheses:

- Bid with only 1 delivery point (multiple is analogous)
- Downwards bid (D-bid) of -10 MW by BSP, fully requested by Elia
- $BRP_{source} = BRP_{bsp}$
- Rref(downwards) for this DP = -12 MW, determined at contracting time

**Underdelivery:** -10 MW requested, only -6 MW delivered

**Overdelivery:** -10 MW requested, but -13 MW delivered

#### Underdelivery

- $BRP_{bsp} = Del - Req = (-6) - (-10) = +4$  MW
- $BRP_{source} = 0$  MW (adjusted by Delivered, i.e. -6 MW)

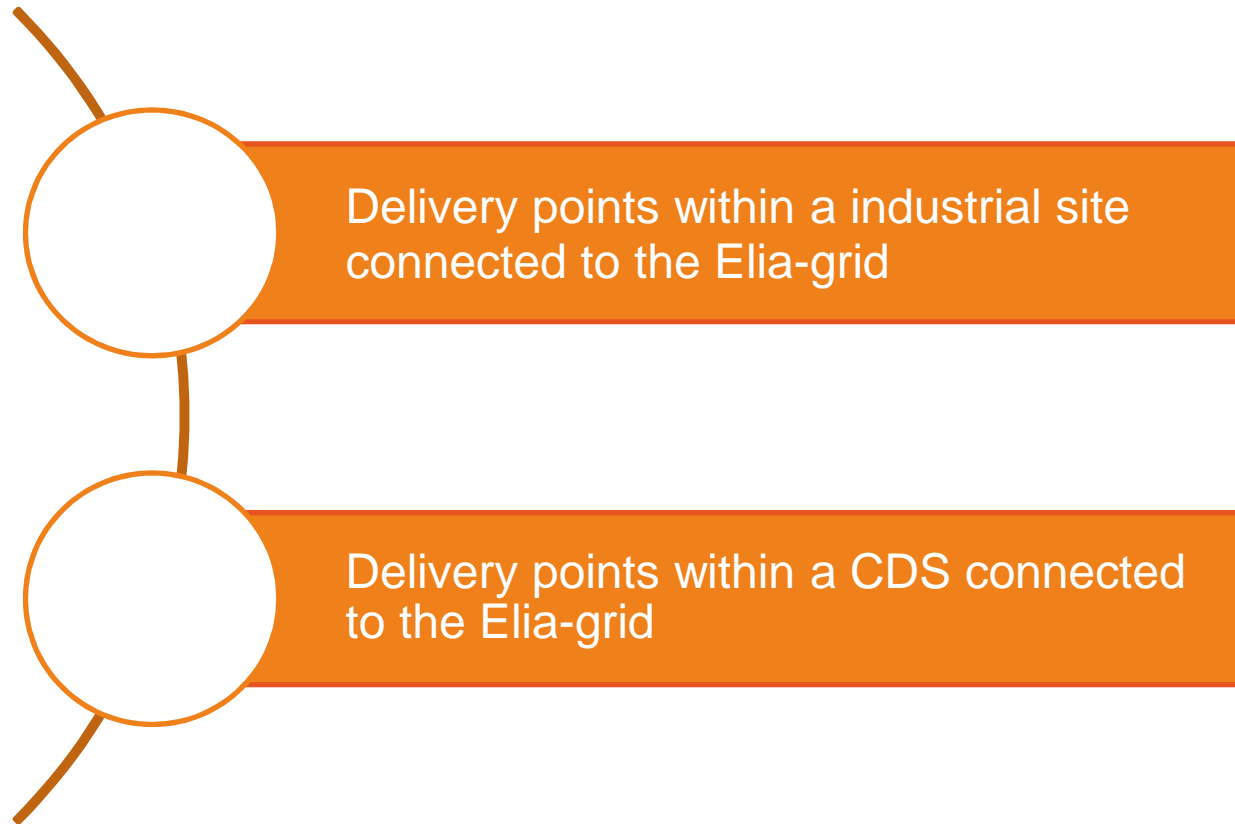
#### Overdelivery

- $BRP_{bsp} = 0$  MW
- $BRP_{source} = Del - Req = (-13) - (-10) = -3$  MW (adjusted by Requested, i.e. -10 MW)

# Submetering & CDSO

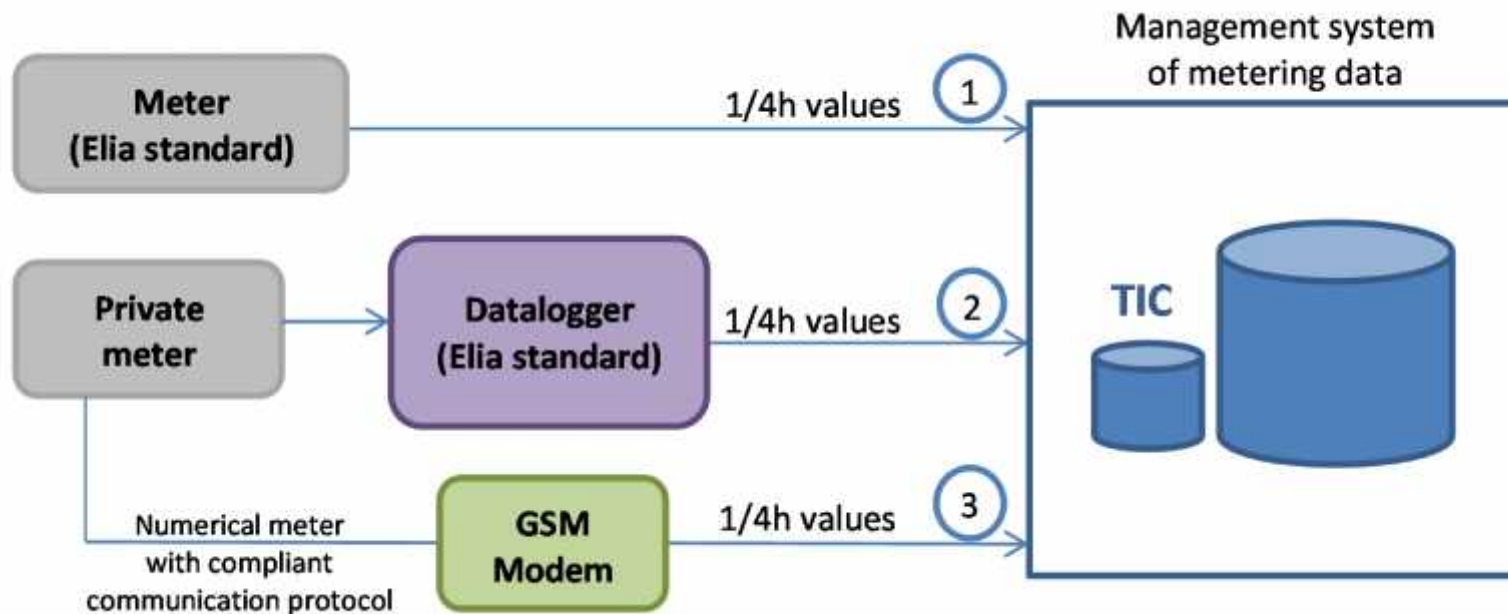


# Agenda



# TSO Submetering

## Allowed solutions



	Option 1			Option 2	Option 3
	a	b	c		
Accuracy class (active energy)	0,2S	0,5S	1		
TI	Private			Private	Private
TP	Private			Private	Private
Meter	Standard Elia			Private	Private
Datalogger	n.a.			Standard Elia	(Private)
GSM modem	included in the cubicle Elia			included in the cubicle Elia	Standard Elia

# Demand flexibility products with TSO submetering

AS IS

Flexibility products	R3DP	SDR
Metering requirement	Measure of ¼ h-value of active power	
	Accuracy of metering installations must be compliant with Technical Regulation (except existing installations)	
Validation of the metering data	By BSP	
Metering data exchange	Acquisition of metering data by Elia	
Publication of metering data	To BSP for validation purposes	
Specific contractual framework	Document similar to annex “metering” of connection contract	

Technical information to be supplied to ELIA :

- single-line diagram
- metering equation
- technical information (see check-list)
- site plan
- maintenance report (incl. accuracy check) **or** calibration report (of the meter(s))

# Delivery points with submetering

## Conditions for participation

- **Accuracy of the metering chain (meter, TI, TP)**

- ❖ **Accuracy class**  
Compliance with technical regulation **mandatory**.
- ❖ **Control of the compliancy**  
Via calibration/precision control report + proof of TI and TP compliance (pragmatic way).

Aansluitingsvermogen	Spanningsniveau waarop de meetinrichting aangesloten is	Minimaal vereiste nauwkeurigheidsklasse van de onderdelen in de meetinrichting			
		TP	TI	Wh-meter	VARh-meter
≥ 5 MVA	HS	0.2	0.2	0.2	A
> 1 MVA tot 5 MVA	HS	0.2	0.2	C	A
> 250 kVA tot 1 MVA	HS	0.5	0.5	B	A
	LS(uitzonderlijk)	nvt	0.5	B	A
≥ 100 kVA tot 250 kVA	HS	0.5	0.5	B	A
	LS	nvt	0.5	B	A
< 100 kVA	LS zonder TI	nvt	nvt	A	A

- **Calibration of the meter**

- ❖ **Calibration**  
Copy of calibration report to transmit to ELIA.  
If calibration report <5 years doesn't exist, perform a precision control following the technical specifications of ELIA.
- ❖ **Precision control of the meter**  
**Mandatory** every 5 years following technical specifications of ELIA.  
Copy of the report to transmit to ELIA.

- **Sealing**

- ❖ **Required.** If not possible (to motivate), possibility for Elia to control (or let control) anytime the metering installations. In case of fraud, penalty applies.

# Delivery points with submetering

## Validation

- **Validation of the metering data**

- ❖ **Who ? When ?**

Publication of the metering data to the BSP **and** the GU.

The BSP has **10 working days** to contest the data. If so, the BSP has to motivate (and if possible prove) why the metering data are not correct. The BSP can propose replacement values.

- ❖ **Responsibility for the validation**

ELIA has the final responsibility of the metering data and as such, assess case by case the admissibility of the request for replacing the values.



GU provides to ELIA all relevant information about the flexible process in case of lack of metering data or in case of contestation in the framework of a flexibility contract with ELIA.

- ❖ **Process in case of equipment failure**

If the problem is not solved after **30 calendar days**, the delivery point is cancelled as long as the problem is not solved.

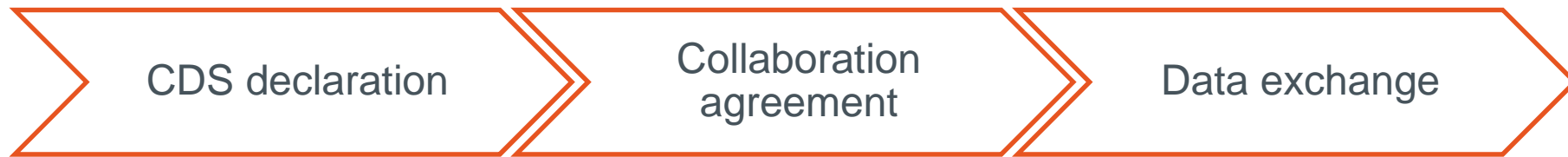
# Demand flexibility products for CDS

AS IS

Flexibility products	R3DP	SDR
Metering requirement	Measure of ¼ h-value of active power	
	Compliant with Technical Regulation	
	Metering facilities must already be used by the CDS Operator for its invoicing obligations regarding its CDS access points.	
Validation of the metering data	CDS Operator	
Metering data exchange	Transfer of metering data through specific exchange format	
Collaboration agreement	A cooperation agreement between Elia and the CDS Operator must be signed and executed by both parties before the start of the Flexibility Contract.	
Publication of metering data	To BSP	

+ Technical information to be supplied to ELIA

# Delivery points within a CDS



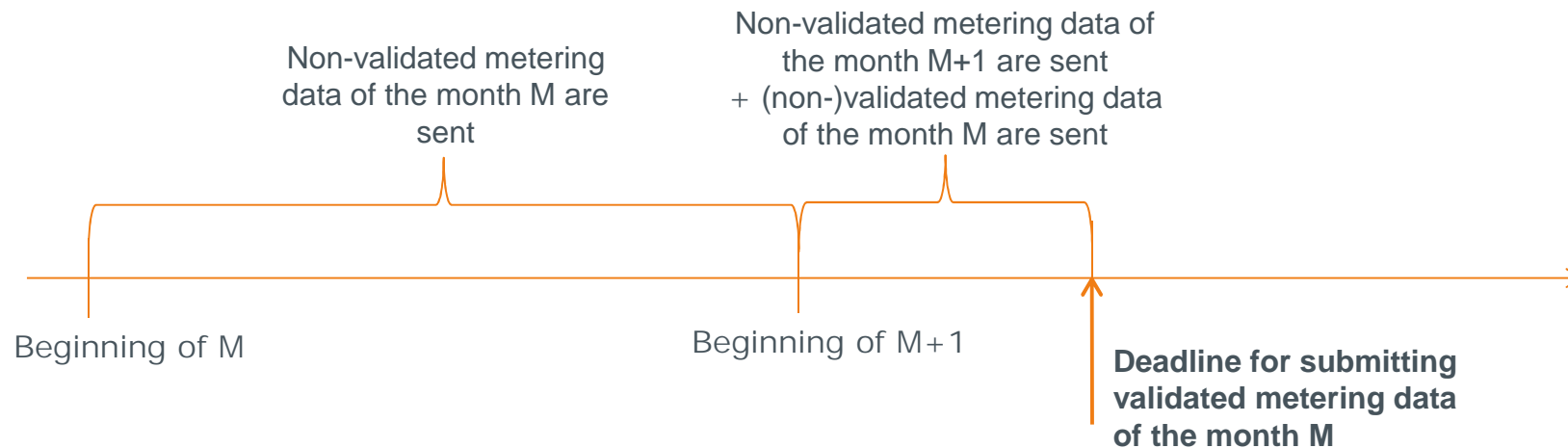
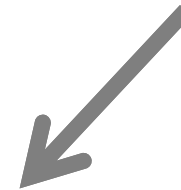
## = Annex to GFA

- Allows participation;
- Accepts to sign a collaboration agreement with Elia;
- Informs Elia about a risk of load transfer;
- Confirms he can transmit to Elia confidential information.

- ARP of the CDS GU
- Supplier of the CDS GU
- ...



- Id of the Service Point and the CDS Access Point;
- 1/4h values of (aggregated) active power;
- 1/4h validity status.



# Publication Bidladder : Available Regulation Capacity



# Publication Bidladder : Available Regulation Capacity (and linked publications)

## About the publications today:

- This publication informs about the **available balancing reserves** Elia has at its disposal. It is based on bids and nominations – day ahead and intraday programs – introduced by ARPs, taking into account the known technical (Pmax, Pmin, ramping rate) and contractual limitations.
- This publication should not be regarded as a ex-ante simulation of the effective activated volumes and reached prices due to potential additional constraints such as grid, technical and/or safety constraints that are unknown beforehand.

## Principles with respect to introducing BidLadder

- The volumes available on the BidLadder platform will be integrated in a separate category in the publications and/or be taken into account in calculations, in order to reflect the “energy limited” character of the volumes.
- “Intraday” refreshment rate = 15 mins, meaning that changes on the bidding platform will taken into account almost directly.
- The duration of a bid taken into account in the publications will be based on the information included in the bid with respect to “prolongation” (i.e. 1-2-3-4 quarter hours) as for this time period there is a reasonable certainty on the volume being available. Beyond this time period, uncertainty is much higher.

# Publication Bidladder : Available Regulation Capacity (and linked publications)

Quarter	Downward regulation						Upward regulation						Total [MW]
	Total [MW]	inter-TSO Export* [MW]	D LC [MW]	D C [MW]	R2- [MW]	R2+ [MW]	I C [MW]	R3 [MW]	R3DP [MW]	ICH [MW]	I LC [MW]	inter-TSO Import* [MW]	
00:00 > 00:15	-520.4	-250.0	-55.8	-74.6	-140.0	140.0	327.9	337.0	244.0	280.0	0	250.0	1578.9
00:15 > 00:30	-520.3	-250.0	-56.5	-73.8	-140.0	140.0	327.9	337.0	244.0	280.0	0	250.0	1578.9
00:30 > 00:45	-520.4	-250.0	-57.1	-73.3	-140.0	140.0	327.9	337.0	244.0	280.8	0	250.0	1579.7
00:45 > 01:00	-505.8	-250.0	-57.7	-58.1	-140.0	140.0	343.4	337.0	244.0	281.0	0	250.0	1595.4

→ Additional column will be added.

Quarter	Marginal prices (€/MWh) for activation of										
	inter-TSO Export*	D LC	D C	R2-	R2+	I C	R3	ICH	I LC	inter-TSO Import*	
00:00 > 00:15	-100.00	-180.00	-100.00	15.06	44.06	300.34	300.34	75.00			539.24
00:15 > 00:30	-100.00	-180.00	-100.00	15.06	44.06	300.34	300.34	75.00			539.24
00:30 > 00:45	-100.00	-180.00	-100.00	15.06	44.03	300.34	300.34	75.00			539.24
00:45 > 01:00	-100.00	-180.00	-100.00	15.06	44.03	300.34	300.34	75.00			539.24

→ Bidladder will be taken into account.

Quarter	Marginal prices (€/MWh) for activation of																	
	-Max	-800 MW	-700 MW	-600 MW	-500 MW	-400 MW	-300 MW	-200 MW	-100 MW	100 MW	200 MW	300 MW	400 MW	500 MW	600 MW	700 MW	800 MW	Max
00:00 > 00:15	-180.00					-180.00	-180.00	-180.00	16.05	44.06	85.76	85.75	85.76	300.34	300.34	300.34	300.34	539.24
00:15 > 00:30	-180.00					-180.00	-180.00	-180.00	16.05	44.06	85.76	85.75	85.76	300.34	300.34	300.34	300.34	539.24
00:30 > 00:45	-180.00					-180.00	-180.00	-180.00	16.05	44.03	85.76	85.75	85.76	300.34	300.34	300.34	300.34	539.24
00:45 > 01:00	-180.00					-180.00	-180.00	-180.00	16.05	44.03	85.76	85.75	85.76	300.34	300.34	300.34	300.34	539.24

→ BidLadder will be taken into account

# Publication Bidladder : Available Regulation Capacity (and linked publications)

“Using Regulation Capacity”: based on what actually happened  
 → Integration of BidLadder

		Strategic Reserve	Upward regulation Volume						Downward regulation Volume				
Quarter	NRV (MW)	SR (MW)	GUV (MW)	IGCC+ (MW)	R2+ (MW)	Bids+ (MW)	R3+ (MW)	R3DP+ (MW)	GDV (MW)	IGCC- (MW)	R2- (MW)	Bids- (MW)	R3- (MW)
00:00 > 00:15	-45,443		27,563	3,673	23,890				73,000	58,206	14,790		
00:15 > 00:30	-70,671		3,793	0,022	3,770				74,463	55,603	17,860		
00:30 > 00:45	-103,996		3,603	2,113	1,490				107,593	60,549	47,040		
00:45 > 01:00	-269,060								209,000	129,670	139,330		
01:00 > 01:15	-58,185		75,628	0,778	75,640				80,033	45,893	38,760		

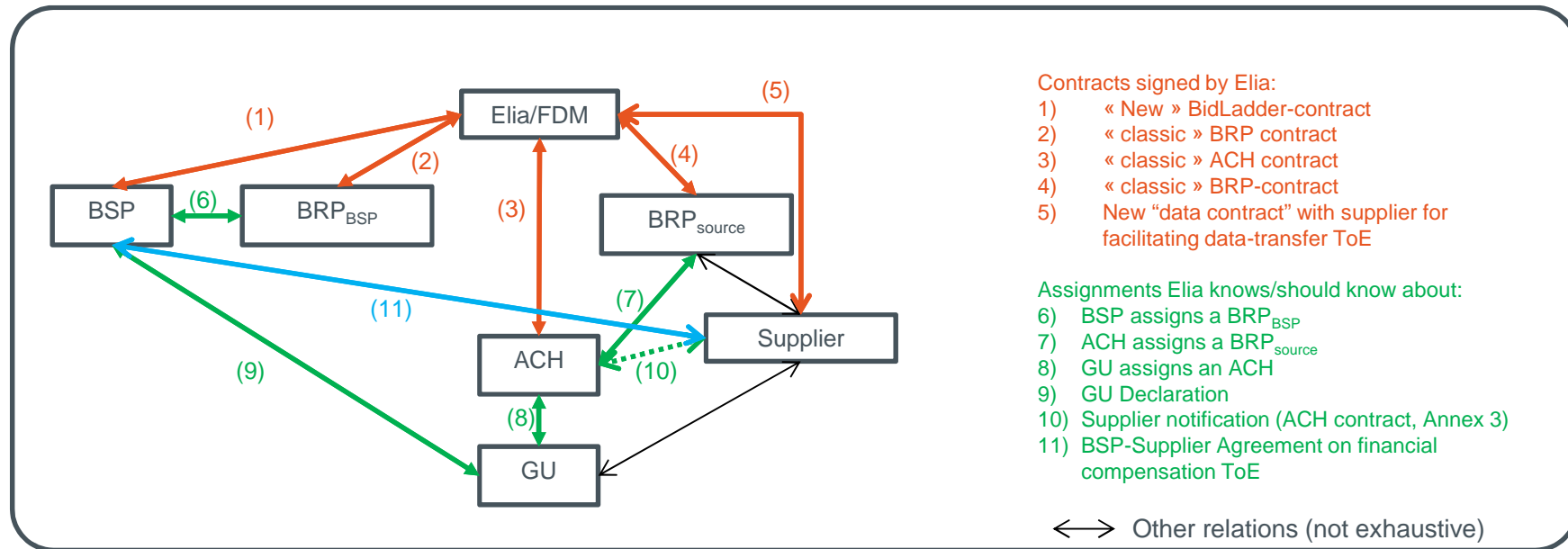
→ Bidladder will be taken into account.

		Strategic Reserve	Incremental Prices					Decremental Prices				
Quarter	NRV (MW)	SR (€/MWh)	MIP (€/MWh)	IGCC+ (€/MWh)	R2+ (€/MWh)	Bids+ (€/MWh)	R3+ (€/MWh)	MDF (€/MWh)	IGCC- (€/MWh)	R2- (€/MWh)	Bids- (€/MWh)	R3- (€/MWh)
00:00 > 00:15	-45,443		44,06	44,06	44,06			16,06	16,06	15,06		
00:15 > 00:30	-70,671		44,06	44,06	44,06			16,06	16,06	15,06		
00:30 > 00:45	-103,996		44,03	44,03	44,03			16,06	16,06	15,06		
00:45 > 01:00	-269,060							16,06	16,06	15,06		
01:00 > 01:15	-58,185		44,03	44,03	44,03			16,06	16,06	15,06		
01:15 > 01:30	-26,209		44,03	44,03	44,03			16,06	16,06	15,06		

→ BidLadder will be taken into account

# ToE with Supplier: overview cases

# The “generic” model



BSP= Balance Service Provider (~FSP)  
 BRP= Balance Responsible Party  
 ACH= Access Holder  
 GU= Grid User  
 FDM = Flexibility Data Manager

## What happens when one party takes up multiple roles?

(e.g. BRP<sub>bsp</sub> = BRP<sub>source</sub>, BSP = Supplier, ...)

# From “generic” model to different cases



	BSP = Supplier	BSP Supplier
$BRP_{bsp} \neq BRP_{source}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>Imbalance adjustment via “new scheme” (asymmetric)</li> <li><b>No ToE/No FDM</b></li> </ul> <p>Likely?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Imbalance adjustment via “new scheme” (asymmetric)</li> <li><b>ToE/FDM</b></li> </ul>
$BRP_{bsp} = BRP_{source}$  “=” for BRPs means <u>the exact same legal entity, i.e. same BRP-contract</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Imbalance adjustment via Incentive Correction</li> <li><b>No ToE/No FDM</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Imbalance adjustment via “new scheme” (asymmetric)</li> <li><b>ToE/FDM</b></li> </ul>

→ Always ToE/FDM as soon as BSP Supplier (1&3 versus 2&4)  
 → Only “incentive correction” if there is only one BRP and this BRP has only one counterparty (1&2&4 versus 3)

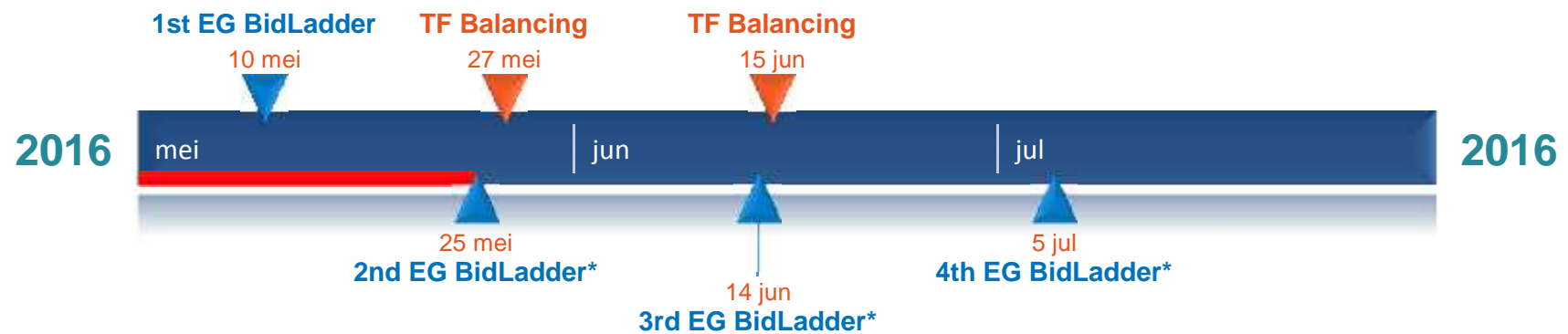
# Wrap-up & next steps

# Wrap-up & next steps

- **This meeting** we discussed:
  - Feedback Febeg on counterbalancing & Imbalance Adjustment
  - Feedback BRDA on Imbalance Adjustment
  - Submetering & CDSO
  - Publication Bidladder : Available Regulation Capacity
  - ToE with Supplier: overview cases
- **Next meeting (5/7)**, at least the following topics will be discussed:
  - Final Proposal for Technical Prequalification
  - Mutual exclusivity
- **Stakeholders are kindly invited to share their visions (in writing in between Task Force meetings, via presentation during EWG meetings).**



# Wrap-up & next steps



## Proposed Meeting schedule Expert Group Bidladder

10 May 2016, 14h-16h, Elia Emperor

25 May 2016, 10h-12h, Elia Emperor

14 June 2016, 10h-12h, Elia Emperor

**5 July 2016, 10-12h, Elia Emperor**



Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven  
Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières  
Federation of Belgian Electricity and Gas Companies

---



## Elia Expert Group 'Bid ladder' Content

- Level playing field between market actors
- Settlement of ToE with supplier
- Imbalance adjustment in case of over-delivery
- Information flow to avoid counterbalancing by BRP
- Congestion management
- ToE not applicable to 'energy block delivery'
- Other

## FEPEG asks to investigate all aspects of the level playing field

### Level playing field between market actors

- Level playing field is considered as one of the key design principles
- Therefore it's also important to safeguard a level playing field:
  - Between CIPU and non CIPU bids
  - Between all assets as regards congestion management (red zone)
  - Between technologies, e.g. prerequisites for availability
- Remaining concern is the level playing field between the BRP/BSP and the FSP/BSP in offering on the bid ladder:
  - BRP/BSP will be prudent in its price setting as he's exposed to the imbalance price with his portfolio (bonus pater familias)
  - FSP/BSP will be less restricted as he has limited exposure

## FEBEG has questions on the practicalities Settlement of ToE with supplier

- Elia will be appointed as FDM:
  - Elia will have to facilitate settlement between FSP and supplier
  - But Elia doesn't know the supplier
- How will this work?
  - How will Elia know who is supplier?
    - ✓ Procedure?
    - ✓ Quid TSO and DSO level?
  - Modalities for the exchange of activated volumes to the supplier will be put into a contract
    - ✓ How will this contract look like?
    - ✓ Quid liabilities? Will Elia also take responsibility for data delivered by DSO's?

## FEPEG supports asymmetric approach as proposed by Elia

# Imbalance adjustment in case of over-delivery

- Important principle: reactive balancing is prerogative of BRP while option to over-deliver is in fact allowing FSP's to do reactive balancing
- Arguments:
  - BSP becomes only balancing responsible for what he committed towards Elia
  - As requester and responsible for residual balancing, Elia wants
    - ✓ To avoid systematic overactivation
    - ✓ To make the BSP responsible for the requested energy
  - BRP/BSP does reactive balancing with own means in its portfolio while FSP/BSP that over-delivers is doing reactive balancing with means of the customer (i.e. property of client, limiting optimisation option of client, ...)
  - Over-delivered energy is out of scope of ToE and exposed to counter-balancing
- No parallel with generation: no ToE with third party intervening

## FEBEG requests notification during activation period

# Information flow to avoid counter-balancing by BRP

- FEBEG is aware of additional operational and administrative burden
- FEBEG requests notification based on indicative information during activation period:
  - Only continuation of existing practice, e.g. R3 DP, as foreseen in ARP contract (i.e. within 15 minutes of activation)
  - Information is key for BRP's whose role is becoming increasingly complex and difficult
  - Some categories of customers – which can have high impact on the perimeter of the BRP – are actively followed by the BRP's to identify deviations from standard operations and forecasted programs, e.g. customers for which BRP's can buy commercial metering from Elia
  - FEBEG urges for publication of indicative balancing position of each BRP in near real-time

## FEBEG urges for quick review of principle of 'red zones' Congestion management

- 'Red zones' applied on 'load' as well as on 'generation' (level playing field)
- Principle should evolve as soon as possible:
  - Creates opportunity losses:
    - ✓ Economic damage will increase with extending its application to the bid ladder
  - Is too rigid and static:
    - ✓ E.g. difference between 'peak' and 'off-peak' is not taken into account
    - ✓ Generator that lowers output cannot increase generation anymore
- FEBEG advocates more dynamic congestion management mechanism



Analysis still ongoing

## ToE not applicable to ‘energy block delivery’

- Some confusion after previous Elia EG ‘Bid ladder’
- Content of contracts and ownership of energy in particular are determining factors
- Types of contracts are identified:
  - ‘Click contracts’:
    - ✓ Energy delivered at access point
    - ✓ Customer determines price upfront, but becomes owner at moment of consumption
    - ✓ If FSP active -> ToE with supplier/BRPsource
  - ‘Take or pay’:
    - ✓ Energy is delivered at Elia HUB
    - ✓ Customer becomes owner at moment of signature, but needs to be BPR or has to appoint BRP to accept energy
    - ✓ If FSP active -> no ToE with supplier/BRPsource ... but with new BRP?
- FEBEG willing to further investigate and provide feedback

## Still a lot of uncertainties ...

### Other

- Legal and regulatory framework?
- Settlement modalities?
  - Price, non-payment, insolvency, ...?
  - Will some of these elements taken on board in Elia-supplier contract?
- Initiatives on regional level (prequalification, ...)?
- ...



thanks

# Task Force “Bidladder”

## Minutes of Meeting – 5 July 2016

- **DRAFT** VERSION -

Meeting date: 5 July 2016

Meeting Location: ELIA, Keizerslaan 20, 1000 Brussel

### List of attendees

The following persons were present on 14 June 2016:

Aertgeerts Arnaut	Actility
Debrigode Patricia	CREG
Demeyer Valentijn	Engie
Gheury Jacques	CREG
Halkin Didier	ORES
Harlem Steven	FEBEG
Lachi Simon	RESA
Leroy Xavier	EDF Luminus
Libert Brice	CREG
Loos Rob	Teamwise
Mortier Jo	Essent
Mouffe Ludovic	FOD
Schell Peter	Restore, BDRA
Van Bossuyt Michaël	Febeliec
Van den Kerckhove Olivier	EFET
Vandevenne Alain	Energypool
Verheggen Luc	Infrac
Vandenbroucke Hans	ELIA, President
Buijs Patrik	ELIA, Secretary
Desmet Tom	ELIA
De Wilde Vanessa	ELIA

### Agenda

The following agenda was proposed:

- Approval of MoM 16/6/2016
- Submetering & CDSO
- Flexible pool management
- Technical prequalification & Activation Control
- Market model Transfer of Energy
  - Model B2

- ToE & financial compensation: overview cases (updated)
- ToE & financial compensation: feedback FEBEG
- Imbalance adjustment
- Next steps

### ***Supporting documents***

A presentation of Elia and a presentation with feedback from FEBEG are available on the website of the Task Force BidLadder<sup>1</sup>: [http://www.elia.be/en/users-group/Working-Group\\_Balancing/Task-Force\\_BidLadder](http://www.elia.be/en/users-group/Working-Group_Balancing/Task-Force_BidLadder)

### ***Discussion***

#### ***Approval of MoM 16/4/2016***

The draft minutes of meeting of 16/4/2016 have been sent to all participants prior to the meeting. Two comments were received from FEBEG and 4 comments from CREG. The proposed amendments are approved and the minutes of meeting can be considered final and will be published on the website.

#### ***Submetering & CDSO***

During the previous meeting proposals were made by Elia with respect to submetering & CDSO delivery points. The opportunity for questions and feedback was announced for this meeting. No further questions or specific feedback was received.

#### ***Flexible pool management***

Elia first presented four principles regarding mutual exclusivity or the inverse combining R3-products and BidLadder. With respect to the first principle (1 FSP per deliver point) a representative of Febeliec states that this can work restrictive. This would be the case when it is impossible to install a submeter on a specific industrial process and the Grid User(as FSP) could offer for instance on BidLadder but would also participate via another FSP in R3. Elia acknowledges that in such specific situation this could be restrictive, but adds at least for the large majority this principle, combined with possibility of submetering, would work and facilitate the combination of products on a delivery point. For the cases mentioned by the representative of Febeliec, however, it could be needed to investigate further and seek alternative solutions.

Next, Elia explained which issues arise when the combination of R3 and BidLadder at a single delivery point should be made feasible as from the foreseen go-live date of the Pilot BidLadder. Different ToE regimes and R3 availability control are raised as main arguments, next to the fact that in terms of implementation impact this is considerable and a design freeze for the first release of BidLadder is required.

With respect to the participation of DSO delivery points, a representative of Restore asked the DSO representatives how and when the discussion will take place and by when it can be expected that DSO delivery points could be eligible for BidLadder participation. A representative of ORES replied that DSOs are working on it and aim to discuss with Elia and get back to the stakeholders after the summer. There is currently no target date for BidLadder participation of DSO delivery points. Upon a question of a representative of Essent, the representative of ORES stated the precise governance framework for the discussions is not yet fixed. At least a feedback towards the Task Force BidLadder will be foreseen.

---

<sup>1</sup> Due to an overall re-organisation of the Users' Group the Expert Working Group BidLadder has become the Task Force BidLadder and will report to the Working Group Balancing (the former TF Balancing). Scope and way of working remain however unchanged.

Although several parties expressed their understanding with respect to the feasibility as from the very start of the Pilot BidLadder, there is a consensus that combining R3 and BidLadder should be made possible. A representative of Restore insists that combining both products should be possible from the start and that this is a critical design element from his perspective. He claims that it is not that difficult to design and implement. According to the representative of Restore not being able to combine BidLadder and R3 creates an *unlevel* playing field with free bids from CIPU-units and jeopardizes strongly the liquidity on the BidLadder platform. In his view, flexible pool management is not an adequate solution and would not add any volumes to the BidLadder. Instead, from his perspective intermediary, pragmatic approaches for combining R3 and BidLadder could be acceptable. Several other market parties do see value in flexible pool management as a temporary mechanism if combining R3 and BidLadder would not be possible from the start and do see some possibilities to transfer volumes to BidLadder, especially when they would (partially or) not selected for all offered volumes in the R3-auctions.

A representative of CREG argues that when there is one FSP per delivery point, rules could be determined to distribute available and/or activated volumes between different products. Elia confirms that this would indeed be the bottom line when allowing combining R3 and BidLadder at single delivery point. Related to this issue, a representative of EDF Luminus adds that all controls should go beyond the pool level and involve the delivery point level.

Elia understands the desirability of combining both products, also on the shorter term and if possible from the start. Elia states, however, that it should first be thoroughly studied how the different interactions between both products can be adequately managed, not only at principles level but also in far more detailed level in order to be applicable. Also, the implementation perspective and feasibility should not be underestimated.

### ***Technical prequalification & activation control***

Elia presented the principles and reasons for determining a proposal for technical prequalification and activation control. In essence, the focus lies on an *ex ante* test of the BSP in being capable of managing the entire operational process. Due to the characteristics of the product, an *ex ante* volume prequalification is deemed difficult and undesirable. However, an *ex post* activation control is proposed to ensure that overall the quality of the delivered product by the FSP is assured.

Upon a question for clarification from a representative of Restore, it was explained that the *ex ante* test is at the expense of the FSP, but that nevertheless the delivered volume will be added (in case of an upwards activation and vice versa for a downwards activation) to the perimeter of the BRPfsp and thereby a positive imbalance is created which is remunerated at positive imbalance price via the imbalance settlement with the BRPfsp.

### ***Market model Transfer of Energy***

- *Model B2*

Elia provided feedback with respect to the question asked during the previous meeting on the feasibility of the so-called market model B2.

Concerning the issue of guaranteeing confidentiality, a representative of Febeliec disagrees with Elia's view based on CREG's study that confidentiality is guaranteed in model A2.

With respect to some of the arguments raised by Elia based on the CREG study, a representative of CREG adds that principle 10 particularly aims DSO grid users (and not TSO grid users) and questions the impact of the extra costs/risks linked to the extra bank guarantees needed.

In its argumentation Elia refers to the CREG study where it is mentioned that model B2 is not retained and that it could only become effective after an evaluation of the competitiveness of those cases that would be eligible for model B2. Such evaluation has so far not taken place. Elia adds that in the current scope of the Pilot Bidladder, which is aligned on the recommendations of the final study by CREG, implementing model B2 on top of the model A2/3 is not realistic by the foreseen go-live of the Pilot BidLadder.

Elia mentions also that creating a model for a very limited number of potential cases, deviates from the overall approach to seek standardized solutions.

A representative of Febeliec strongly insists on the fact that for several of the Febeliec members model B2 is important and that, although limited in number, they may represent a significant potential. According the representative of Febeliec, the importance of model B2 for these cases is driven by the fact that they do not operate in a competitive wholesale market segment which jeopardizes their opportunity to offer their flexibility as or via an FSP.

A representative of BDRA refers to an earlier BDRA position paper on Transfer of Energy where the opinion is expressed that both models A and B could work, but that model A is more easily implemented. The representative of Restore adds that anyhow a solution is needed, preferably model A (incl. A3) and, if needed, model B2 could be opted for.

Upon a question of a CREG representative on the practical feasibility of model B2, Elia states that from an implementation point of view there are significant differences between models A2/3 and model B2.

Upon a question of a representative of Essent, Elia confirms that option B2 is only possible in case the grid user would be its own access holder.

- *ToE & financial compensation: overview cases (updated)*

With respect to the different possible cases, Elia presents an updated overview. A total of 8 different cases is imaginable, but in their treatment it boils down to two groups: with and without ToE (i.e. imbalance adjustment and data exchange to supplier-FSP).

Several parties, including FEBEG and Teamwise, are in favor of having the opportunity of an 'opt-out' when all concerned parties reach a bilateral agreement. This would imply applying an incentive correction (to the BRPfsp) rather than an imbalance adjustment combined with a data exchange by the FDM to the concerned parties.

A representative of CREG questions the need of such opt-out option as in his view it adds complexity without creating extra added value. The foreseen mechanism with imbalance adjustment does not prevent the concerned parties to arrange their financial compensation based on an agreed price, an agreed baseline different than the one used by the FDM and to settle any remaining imbalances via a Hub-deal. With respect to this last item Elia mentions that the timings of the closing of the Hub and receiving the information on the applied imbalance adjustment by Elia are not compatible to facilitate a precise settlement in the described case. To the extent the FSP delivers correct information to Elia upon activation, the difference could however be limited.

Upon a question of a representative of CREG, Elia confirms that also in case of an opt-out an activation control will be performed by Elia along the same terms and conditions as for cases where no opt-out would be in place.

Upon a question of a representative of EDF Luminus, Elia clarifies that an opt-out would have to apply on all delivery points taking part in a bid. Bids with both delivery points without opt-out and with opt-out are not possible.

A representative of Restore mentions that in his view the opt-out is rather a design detail, in particularly because Elia/FDM should anyhow make calculations for the activation control.

A representative of Essent mentions that from his point of view it is necessary to develop a mechanism as model A2/3, but that the option should be provided to opt-out. In his view, opting-out and having a full bilateral agreement would be the most logical market behavior.

- *ToE & financial compensation: feedback FEBEG*

A representative of FEBEG present briefly two slides outlining the FEBEG view on the debated issues, incl. stressing that flexibility products and services should be able to innovate, their view on the development of a regulated model and the need to being able to opt-out, aspects important to the FDM implementation and the services delivered by the FDM.

### ***Imbalance adjustment***

Elia presented in more detail the approach to be followed for imbalance adjustment in case of applying ToE. In particular the determination of the over/underdelivered volume, the link with the reference power (Pref) declared in the Grid User Declaration and the calculation of delivered energy at the level of the delivery point are explained.

Upon a question of a representative of EDF Luminus, it is explained that limiting the delivered energy to the declared reference power per delivery point is necessary, but insufficient for determining and further allocating the overdelivered volume. It is possible 'overdeliver' even while remaining within the range determined by the declared reference power per delivery point.

A representative of Teamwise remarks that a different treatment in imbalance adjustment could occur if one day CIPU units would be offered by BSPs rather than BRPs. Elia replies by stating that the right for reactive balancing lies with the BRPsource and not with the BSP and that this is key for interpreting the proposed mechanism.

### ***Next steps***

Elia announces that a public consultation will be held from 29/7 until 8/9 on a "Design proposal for the pilot project BidLadder".

The following sessions take place on the following dates:

- 2 September 2016 (10h00-12h00), ELIA Emperor

\* \*

\*



# Expert Working Group “Bid Ladder”

5 July 2016

Hans Vandenbroucke, Patrik Buijs

# Overview

- **Approval of MoM 16/4**
- **Submetering & CDSO**
- **Flexible pool management**
- **Technical prequalification & activation control**
- **Market model Transfer of energy**
  - Model B2
  - ToE & financial compensation: overview cases (updated)
  - ToE & financial compensation: feedback FEBEG
- **Imbalance adjustment**
- **Next steps**

Approval of MoM 16/4/2016

# Approval of MoM 16/4/2016

## Two comments were received from 1 Party: FEBEG & CREG

### FEBEG Comments:

- *With respect to FEBEG's position on "(b) ToE settlement with supplier: several (practical) questions"*
  - Also with respect to item (b) a representative of Infrac asks why Elia is assumed as FDM and that another perspective on the FDM may solve some issues. A representative of FEBEG replied that taking Elia as FDM was considered as the most logic assumption, **because only Elia is competent to neutralize the BRP perimeter** as also stipulated in the final study from CREG.
- *With respect to "ToE with supplier: overview cases"*
  - Elia starts with repeating the general contractual framework indicating the main components of the Bidladder contractual framework: the General Framework Bidladder, the BRP-contract with the BRP of the FSP and the contract with the Supplier (applicable in case of a ToE-process for ensuring the conditions linked to the necessary data transfer from the FDM to the supplier). Also the Grid User Declaration (stating that the FSP is mandated by the Grid User to activate flexibility at his Access Point (using a delivery point) and indicating also the reference power that the FSP disposes of at a specific delivery point); the Supplier notification (relevant to Elia to identify the Supplier at a specific delivery point – the latter is known via Annex 3 of the Access Contract) and the FSP-Supplier agreement (proving the existence of a bilateral agreement between the FSP and the Supplier to ELIA) are mentioned as specific conditions for a valid GFA Bidladder. The latter proof of such a FSP-Supplier agreement is also a precondition for a Supplier contract with ELIA. **A FEBEG representative points out that Annex 3 of the Access Contract is being debated in other Elia working groups and that the role - including rights and obligations - of the supplier in relation to Elia will have to be further clarified in the contract and perhaps in other regulatory documents.**

# Approval of MoM 16/4/2016

## CREG Comments:

- *With respect to FEBEG's position on "(a) level playing field: principle, attention points, BRP/BSP versus FSP/BSP"*
  - Regarding item (a) a representative of CREG disagrees with how the difference BRP/BSP versus FSP/BSP is represented as it would suggest a possible discrimination which does not exist. It is argued by the representative of CREG that there are different roles like BRP and BSP. It is the free choice of each actor to take up one or more roles. In that respect, all BSPs are dealt with in an equal way. **All BRPs are also dealt with in an equal way.** The fact that some ~~BSPs~~ BRPs are also **BRP BSP** is **a their** choice and does not induce a different interpretation of the BSP role or of its consequences.
- *With respect to BDRA's position on "Mutual exclusivity R3 – BidLadder"*
  - With respect to item (b) a representative of CREG mentions that a combination of ICH and BidLadder should anyhow not be possible, **at least because they combine different "drop by" and "drop to" settlements.**

# Approval of MoM 16/4/2016

## CREG Comments:

- *With respect to market model B2*
  - After a remark by a representative of Febeliec on the fact that another market model **can be used** for solving ToE and preserving confidentiality between all concerned parties, a representative of CREG asks Elia to further investigate the feasibility of the so-called model B2 in the CREG study (adjusting the metering), in particular for those cases where the Grid User is also the Access Holder. **ELIA will investigate for the next session of the EG BidLadder the feasibility of the model B2 for industrial sites connected to its grid, where the Grid User is also Access Holder.** From the overall discussion that took place, it became clear that also in this context it is relevant to clarify the link with taxes and “surcharges” to be paid by all concerned parties in such B2-model. A representative of ORES remarks that in the DSO-context similar problems have been successfully solved and could serve as useful input here.
- *With respect to the 4-quadrant overview of the various cases*
  - **CREG representatives and other participants also advocate for keeping the actual process as simple as possible. So, they do not understand the need for a 4 quadrants analysis. The added complexity overcompensates the gain that could be obtained by defining 2 “cases”: quadrants 1+2+4 and quadrant 3, where the only first one deals with ToE.**

# Submetering & CDSO

# Submetering & CDSO

Continuing from the meeting of 14/6/2016 where proposals were made by Elia.

→ Any feedback from stakeholders at this stage?



# Flexible pool management

# Principles for mutual exclusivity for DP between Bidladder & R3

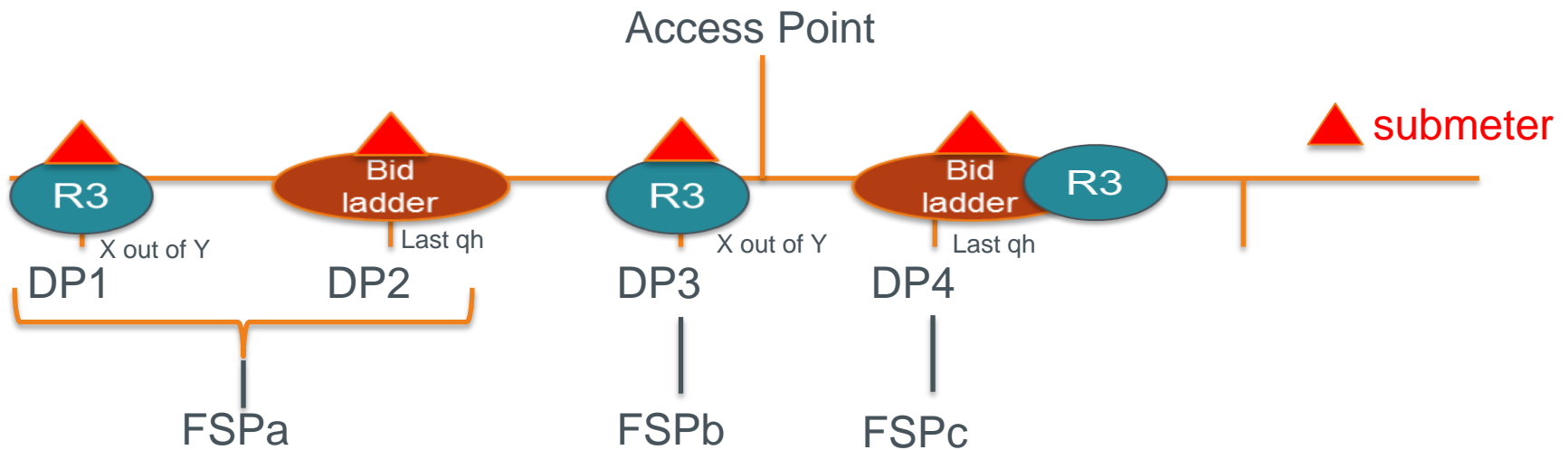
## Minimum conditions for combo between Bidladder & R3

Principle 1: **1 FSP per Delivery Point (DP)**

Principle 2: **Multiple services at one DP if services have identical baselines**

Principle 3: all services applied at a DP have **same ToE-regime**

Principle 4: all services applied at an Access Point are **offered at same level** (head- or submetered)



# Combinability R3 (without ToE) – Bid Ladder

## Main obstacles

Principle 3: all services applied at a DP have same ToE-regime

1

### Different ToE regimes

- Pilot Bid Ladder: ToE for TSO DPs as of 1/7/2017
- R3: ToE with activation price possible when ToE ready at TSO & DSO (as R3 is open to T/DSO and **no willingness to fragment R3**)

*Facts*

2

### R3 availability control

- Elia relies on ex ante prequalification test on pool of DPs to ensure R3 capacity can be delivered.
- If volume is offered on top of prequalified R3 volume → **no guarantee on R3 availability anymore.**

*Issues raised*

- **Correct allocation at a DP of volume activated with ToE (BL) and without ToE (R3) in case of joint activation requires an ex post rule on how to split the activated volume over the different products per delivery point (for TSO delivery points only)**

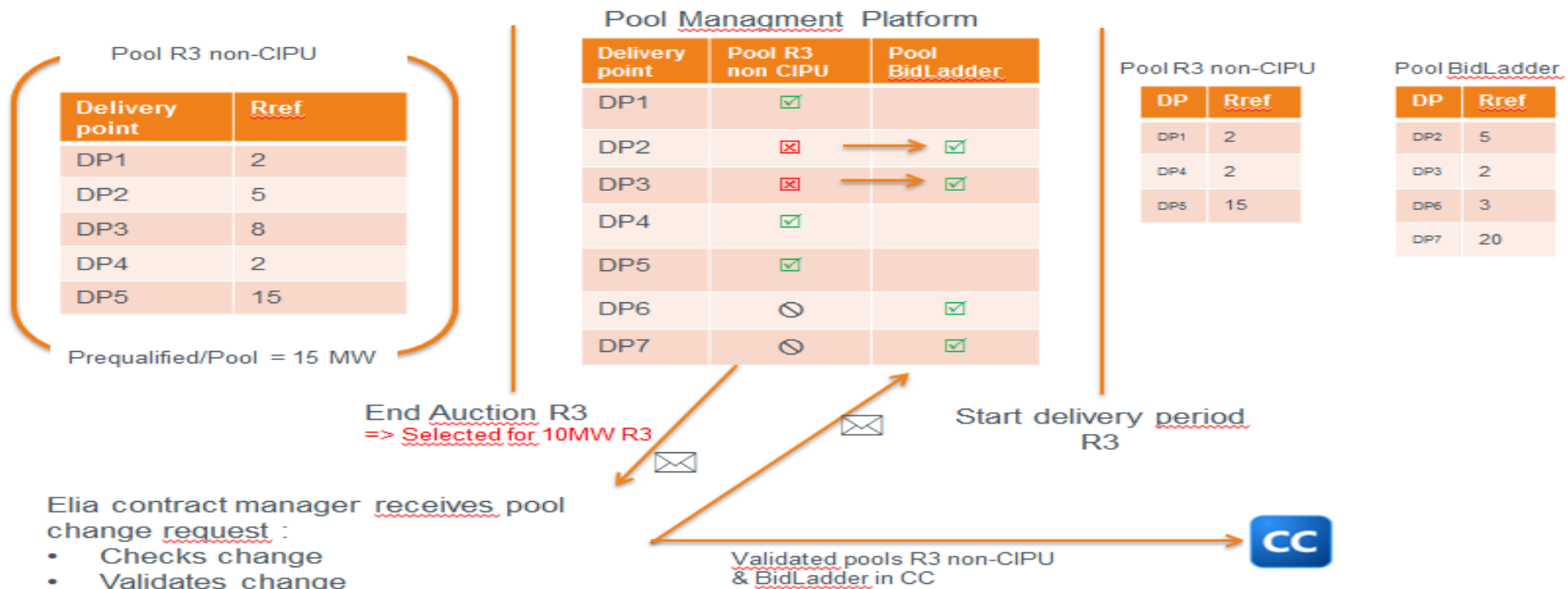
- **Deep review/ strenghtening of existing performance controls needed**

# Flex Pool Mngt between R3 and Bidladder



An **interactive platform** to manage the different pools is put at disposal of the market participants allowing swift transfer of delivery points between R3 and Bidladder

- Once new pool validated:
- Adapt availability & activation controls R3 non-CIPU to new validated pool.
- Adapt list of delivery points on bidplatform



# Principles Flex Pool Mngt



- FSP remains ultimate responsible for pool management between R3 and Bidladder while respecting notification delays
- Elia must confirm each transfer between pools prior to start of month
- A DP prequalified for R3 does *not* require a new/extra prequalification for BidLadder (provided all registration info is available).
- Timings/Notifications for transfers between pools based on R3-calendar. Each transfer is valid for one month. After month, DP are reset to R3 pool of DP for next auction.
- Irrespective of the R3-baseline chosen, in BidLadder always 'Last QH' is used.
- Volume available for R3 should guaranteed. The following condition should hold:

$$\begin{aligned}
 & \text{(Prequalified volume R3)} - \text{(SUM of Pref per DP transferred to BidLadder)} \\
 & \geq \text{(Contracted volume R3)}
 \end{aligned}$$

# Technical prequalification & activation control

# Principles for technical prequalification: Registration & simulation test

**Question:** Which process to foresee for BidLadder registration and simulation test for one or more delivery points?

## Taking into consideration:

- **Different service level than reserve products:** BidLadder provides an energy product without availability requirement, not relied upon by Elia for meeting reserve needs
- **Explicit bids:** BidLadder allows for 'explicit' bids, i.e. bids will only be made whenever the energy is available and not permanently.

## → Proposed principles:

- a) One-stop-shop registration:** only one administrative registration per DP for all non-CIPU mFRR products, i.e. info asked should cover all BidLadder and R3 information needs
- b) Ex ante simulation test of the process:** test once whether the FSP is capable to meet all process steps (communication, making a bid, etc.)
- c) Ex post systematic control on good delivery:** besides imbalance adjustment foresee a penalty mechanism (financial/suspension) for deltas beyond 10% of wat was explicitly offered.

# Principles for technical prequalification: DP Registration & FSP simulation test

## Simulation test procedure for a BSP participating on BidLadder:

1. Elia defines a test window of min. 24 and max. 48 hours.
2. The FSP should make its forecast (“bid”) of available volumes in his pool (or a part thereof) for this period, which can be updated during the period until the normal gate closure time (i.e. RT – 45 mins).
3. Elia chooses when to partially or entirely activate a volume according to the “bid”
4. The FSP delivers in line with its latest update prior to gate closure time.

## Test passed if: *(both conditions are to be met)*

- A. All steps done without technical problems.
- B. Delivered volumes within limits used for activation control (next slide)

At test can only be succesful if at least 1 MW was reasonable offered and could be activated by Elia.

## Other test modalities:

- No activation price paid for a test, but delivered volume added to  $BRP_{f_{sp}}$ -portfolio (he gets the imbalance price)
- $BRP_{source}$  neutralized → ToE applied+ financial compensation facilitated via FDM-data exchange by ELIA
- If FSP fails during the contract 2 times on meeting process requirements, suspension until a succesfull test (at BSP expenses) could be demanded



# Activation control

Following the principles concerning registration & simulation test, an **ex post activation control** is foreseen.

## ➤ For activation of 1 QH or the first QH of a longer activation:

Max delivered volume = 100% requested volume + min [max (10% requested volume ; 0,5 MW) ; 5 MW]

Min delivered volume = 50% requested volume – min [max (5% requested volume ; 0,5 MW) ; 2,5 MW]

## ➤ For any other QH:

Max delivered volume = 100% requested volume + min [max (10% requested volume ; 0,5 MW) ; 5 MW]

Min delivered volume = 100% requested volume - min [max (10% requested volume ; 0,5 MW) ; 5 MW]

## Remarks:

- Only the QHs in the activation period are considered.
- The activation control is done at the level of a bid, based on the E delivered as determined per delivery point (cf. infra)
- The lower limit for Min delivered volume in a 1st QH is due to the obligation to deliver capacity within 15 mins (cf. mFRR definition). However, be aware that the imbalance adjustment ensures an incentive to nevertheless deliver the entire block.
- Penalty mechanism:
  - As from 3 violations of the limits within a 30 day period → 30 day suspension of the BSP from the BidLadder
  - 3 suspensions within a rolling year → Elia can unilaterally decide to stop the BidLadder-contract

## Marketmodel Transfer of energy

- Model B2
- ToE & financial compensation: overview cases (updated)
- Feedback FEBEG

# Feasibility option B2 – “split invoices”

→ CREG requested ELIA to assess feasibility of facilitating option B2 from Final Study CREG within framework of pilot project Bidladder.

→ Objective of option B2 is that grid user (GU) pays Supplier at supply price (based on corrected metering values) while preserving confidentiality for flexibility activations with ToE.

Hence, option B2 implies

1. a **correction of the metering data at the Access Point**, replacing the metering values with the baseline (last qh) for the period of activation

→ No confidentiality as easy to detect (consecutive qh - values) the activation periods + in most cases BRP/Supplier have real time metering available hence identity of flexible customer is easily known (↔ **CREG principle 9**)

→ Additional complexity of adjusting metering data at Access Point when flex is activated at submetered delivery points

2. sending to the Access Holder both **corrected and non-corrected metering values**:

- corrected to verify invoice from BRP and Supplier
- non-corrected to verify invoice from ELIA with grid related components (tariffs)

→ Grid User receives split invoice (energy vs grid components) (↔ **CREG principle 10**)

→ Cascade principle impacted

→ May lead to additional risk/costs for ELIA

# Feasibility option B2

3. In order to comply with confidentiality principle, **only GU that are their own Access Holders can use this option.**

→ Very limited number of grid users at TSO-grid, excluding 100% DSO grid users.

## Conclusion 1:

**allowing option B2 result in no level playing field between grid users !**

Allowing option B2 introduces another model to implement, with **significant impact on metering and imbalance adjustment processes and applications.**

These developments can only be used by selective number of customers, *if these opt for B2.*

This is **not in current scope** (which is aligned with Final Study CREG) of implementation in Pilot Bidladder.

## Conclusion 2:

**In order to respect planned deadline of 1/7/2017 for facilitating ToE with no-CIPU delivery points at TSO-level by FSP, ELIA can only deliver processes and applications facilitating models recommended/retained in Final Study CREG.**

# Models with Transfer of Energy

**Transfer of Energy** means activation of flexibility of demand at a delivery point where  
**BRP<sub>fsp</sub> ≠ BRP<sub>source</sub> and/or FSP ≠ Supplier** (cf. definition CREG)

→ No ToE where BRP<sub>fsp</sub> = BRP<sub>source</sub> and FSP = Supplier → implicit flex

→ **Quid if FSP and Supplier agree bilaterally on activation of flex without ToE ?**

	FSP	BRP <sub>fsp</sub>	BRP <sub>source</sub>	Supplier	Applicable regime
1.	Coulomb	Coulomb	Coulomb	Coulomb	No ToE → Incentive Correction, no FDM-proces
2.	Faraday	Coulomb	Coulomb	Coulomb	ToE → Asym. Imbalance Adjustment + FDM proces
3.	Coulomb	Coulomb	Coulomb	Joule	ToE → Asym. Imbalance Adjustment + FDM proces
4.	Faraday	Coulomb	Coulomb	Joule	ToE → Asym. Imbalance Adjustment + FDM proces
5.	Faraday	Coulomb	Coulomb	Faraday	No ToE → Incentive Correction, no FDM-proces
6.	Faraday	Ampere	Coulomb	Coulomb	ToE → Asym. Imbalance Adjustment + FDM proces
7.	Faraday	Ampere	Coulomb	Joule	ToE → Asym. Imbalance Adjustment + FDM proces
8.	Joule	Ampere	Coulomb	Joule	ToE → Asym. Imbalance Adjustment + FDM proces

# Feedback Febeg

→ Cf. other presentation with slides from FEBEG

# Imbalance adjustment

# Imbalance adjustment

## *Asymmetric regime for under/overdelivery*

→ For those cases where no classical “incentive correction” is applied...

### Reminder of the principles for the asymmetric imbalance adjustment:

- The FSP is only responsible for the volume he committed to towards Elia. The  $BRP_{source}$  is the only party entitled to “reactive balancing”.
- As a consequence, any underdelivered volume is the responsibility of the FSP/ $BRP_{FSP}$ . Any overdelivered energy never left the portfolio of the  $BRP_{source}$  and can not be attributed to the  $FSP/BRP_{FSP}$ .

Underdelivery	Overdelivery
→ $BRP_{bsp}$ takes the imbalance in case underdelivery	→ $BRP_{source}$ takes the imbalance in case overdelivery
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{bsp} = -(Req-Del)</math></li> <li>• <math>BRP_{source} = 0</math> (adjusted with delivered)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>BRP_{bsp} = 0</math></li> <li>• <math>BRP_{source} = + (Del-Req)</math> (adjusted with requested)</li> </ul>

→ How does it work in more detail, e.g. with multiple delivery points ?



# Imbalance adjustment

## Asymmetric regime for under/overdelivery

1.  $E_{\text{requested}}$  = volume requested by Elia upon activation and confirmed by FSP
2. 2<sup>nd</sup> confirmation (max 3 mins after end of activation) by FSP to Elia of how delivered volume is split over the pool of delivery points.
3. Delivery points mentioned in step 2 with delivered volume = 0 MW are not further considered.
4. Application by Elia of baseline for calculating delivered volume per delivery point.
5. Cap the delivered volume per delivery point calculated in step 4 by the Pref per DP as mentioned in the Grid User Declaration
6. Compare  $E_{\text{requested}}$  with the sum of delivered volume per DP to determine whether there is:
  - Underdelivery
  - Precise delivery
  - Overdelivery

$$E_{\text{requested}} = 10 \text{ MW (upwards)}$$

2nd FSP confirmation to Elia:

DP1 = 2 MW	DP3 = 5 MW
DP2 = 3 MW	DP4 = 0 MW

Removing delivery point for which FSP reported 0 MW delivered:

DP1 = 2 MW	DP3 = 5 MW
DP2 = 3 MW	<del>DP4 = 0 MW</del>

Removing delivery point for FSP reported 0 MW delivered:

DP1 = 2,1 MW	DP2 = 2,9 MW	DP3 = 5 MW
--------------	--------------	------------

Info from GU declaration in GFA BidLadder:

Pref DP1 = 10 MW	Pref DP2 = 10 MW	Pref DP3 = 3 MW
------------------	------------------	-----------------

Capping the delivered volume per DP to Pref:

DP1 = 2,1 MW	DP2 = 2,9 MW	DP3 = 3 MW
--------------	--------------	------------

$$E_{\text{requested}} = 10 \text{ MW}$$

$$\text{Sum of delivered volume per DP} = 2,1 + 2,9 + 3 = 8 \text{ MW}$$

→ Underdelivery of 2 MW

# Imbalance adjustment

## *Asymmetric regime for under/overdelivery*

3 cases are now possible:

### CASE A: underdelivery

7A. Add the  $E_{\text{requested}}$  in the perimeter of  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$

8A. Add  $E_{\text{requested}} - \text{Sum (delivered volume per DP)}$  in the perimeter of the  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$ .

9A. Add the delivered volume per DP determined in step 5 to the perimeter of the respective  $\text{BRP}_{\text{source}}$  in order to correct the decrease of consumption that took place following the activation.

Add to the perimeter of  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$  a volume of -10 MW

Add to the perimeter of  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$  a volume of +8 MW

The position of the  $\text{BRP}_{\text{FSP}} = -2 \text{ MW}$   
→ The  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$  is subject to imbalance prices for the "underdelivered" volume

Do the following perimeter adjustments:

$\text{BRP}_{\text{source, DP1}}$	+2,1 MW
$\text{BRP}_{\text{source, DP2}}$	+2,9 MW
$\text{BRP}_{\text{source, DP3}}$	+3 MW

# Imbalance adjustment

## Asymmetric regime for under/overdelivery

### CASE B: precise delivery

(imagine in the example that Pref of DP3 was 10 MW, implying that a delivered volume of 5 MW is OK)

7B. Add the  $E_{\text{requested}}$  in the perimeter of  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$

8B. Add  $E_{\text{requested}} - \text{Sum (delivered volume per DP)}$  in the perimeter of the  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$ .

9B. Add the delivered volume per DP determined in step 5 to the perimeter of the respective  $\text{BRP}_{\text{source}}$  in order to correct the decrease of consumption that took place following the activation.

Capping the delivered volume per DP to Pref:

DP1 = 2,1 MW	DP2 = 2,9 MW	DP3 = 5MW
--------------	--------------	-----------

$E_{\text{requested}} = \text{Sum (delivered volume per DP)}$   
→ Precise delivery

Add to the perimeter of  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$  a volume of -10 MW

Add to the perimeter of  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$  a volume of +10 MW

The position of the  $\text{BRP}_{\text{FSP}} = 0 \text{ MW}$   
→ The  $\text{BRP}_{\text{FSP}}$  has no open imbalance position.

Do the following perimeter adjustments:

$\text{BRP}_{\text{source, DP1}}$	+2,1 MW
$\text{BRP}_{\text{source, DP2}}$	+2,9 MW
$\text{BRP}_{\text{source, DP3}}$	+5 MW

# Imbalance adjustment

## Asymmetric regime for under/overdelivery

### CASE C: overdelivery

- Imagine in the example that  $R_{ref}$  of DP3 was 10 MW, implying that a delivered volume of 5 MW is OK
- Imagine in the example that on DP1 8,1 MW was delivered instead of 2,1 MW

7C. Add the  $E_{requested}$  in the perimeter of  $BRP_{FSP}$

8C. Reduce the delivered volume to the level of  $E_{requested}$  by pro rata reducing the delivered volume on each delivery point

9C. Add  $E_{requested} - \text{Sum (delivered volume per DP)}$  in the perimeter of the  $BRP_{FSP}$ .

10C. Add the delivered volume per DP determined in step 5 to the perimeter of the respective  $BRP_{source}$  in order to correct the decrease of consumption that took place following the activation.

Capping the delivered volume per DP to  $R_{ref}$ :

DP1 = 8,1 MW	DP2 = 2,9 MW	DP3 = 5MW
--------------	--------------	-----------

$E_{requested} < \text{Sum (delivered volume per DP)}$   
→ Overdelivery of  $(8,1+2,9+5) - 10 = 6$  MW

Add to the perimeter of  $BRP_{FSP}$  a volume of -10 MW

Allocate the overdelivered volume of 6 MW over all DPs:

DP1	$8,1 - (6 * 8,1/16) = 5,06$ MW
DP2	$2,9 - (6 * 2,9/16) = 1,81$ MW
DP3	$5 - (6 * 5/16) = 3,13$ MW

→ The new sum (delivered volumes per DP) = 10 MW

Add to the perimeter of  $BRP_{FSP}$  a volume of +10 MW

The position of the  $BRP_{FSP} = 0$  MW  
→ The  $BRP_{FSP}$  has no open imbalance position.

Do the following perimeter adjustments:

$BRP_{source, DP1}$	+5,06 MW
$BRP_{source, DP2}$	+1,81 MW
$BRP_{source, DP3}$	+3,13 MW

Together all  $BRP_{source}$  are corrected for 10 MW. The overdelivered volume of 6 MW remains in their imbalance position

# Imbalance adjustment

## *Asymmetric regime for under/overdelivery*

### Summary:

- The delivered volume per delivery point is:
  - Calculated using the baseline (i.e. last QH prior to activation).
  - *Always* limited to the Pref as defined in the Grid User Declaration.
  - *In case of overdelivery* reduced by a pro rata allocation of the overdelivered volume.
- Only delivery points for which the FSP in the '2nd confirmation' reported a value  $\neq 0$  are taken into account.
- These delivered volumes are used for imbalance adjustment and for the data exchange facilitating the financial compensation.

Next steps

# Design proposal & next Task Force meeting

- Elia will publish a document “**Design Proposal for the Pilot Project BidLadder**”
- **Formal consultation** on the design proposal will start end of July / early August and last until early September
  - Timing (to be confirmed): 29 July until 8 September
  - Reactions in writing/e-mail to [usersgroup@elia.be](mailto:usersgroup@elia.be)
- An **extra Task Force meeting** is foreseen on **2 September 2016** (9.30h-12h00)



**Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven**  
**Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières**  
**Federation of Belgian Electricity and Gas Companies**

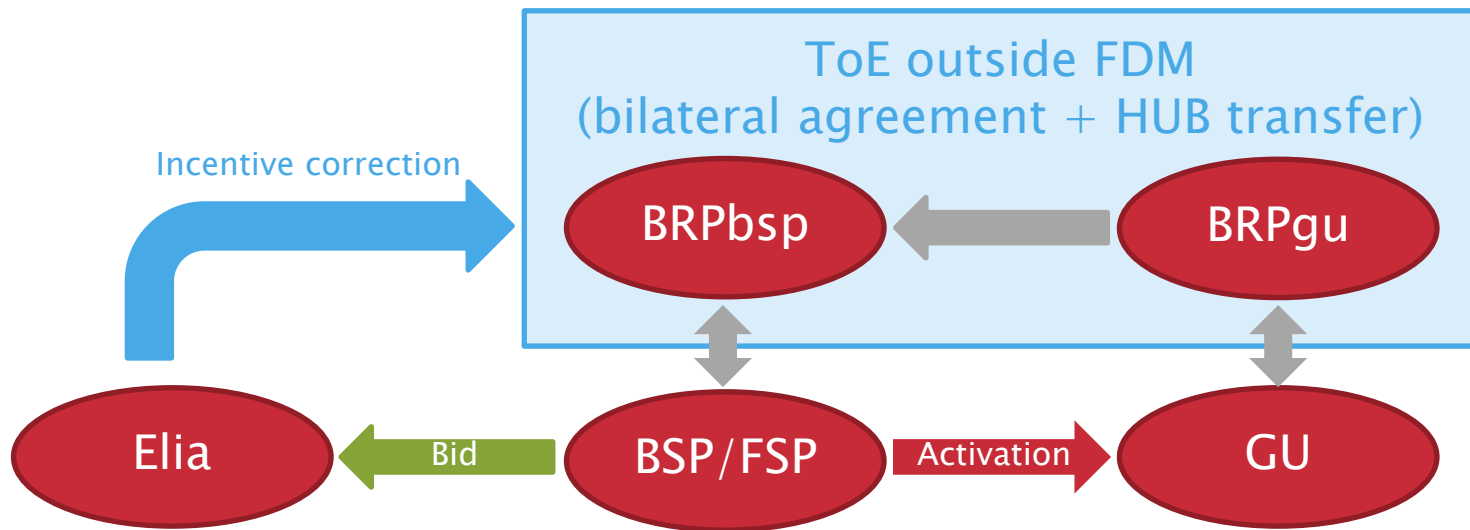


# Flexibility Data Manager

- Market should be allowed to innovate and to develop new flexibility products and services
- Regulated model for ToE, as proposed by CREG, should:
  - be temporary to kickstart the market
  - optional and not the general rule
- In this perspective, it is important that:
  - a ToE outside the FDM is allowed (next slide)
  - there are not two separate regulated models, e.g. option B.2.
  - the FDM remains simple, lean and transparent
- Services of FDM:
  - Facilitate 'ToE', if opted for by one of the parties:
    - Imbalance adjustment via 'new scheme' (asymmetric)
    - Data flow for 'financial settlement'
  - FDM could also provide services (data flow, ...) for 'financial settlement' between parties in other cases

# FEPEG urges for 'opt out'

- What?



- How?

- ToE requires bilateral agreement and HUB transfer
- BSP will make a bid towards Elia (access points, volumes, price)
- Imbalance adjustment via incentive correction at BRPbsp

## **B-DRA Position:**

**Bidladder**

**Q2 2016**

### *Authors*

*Actility, Anode, Energy Pool, Enernoc and REstore*



### Imbalance adjustment:

A symmetrical treatment of over- and underdelivery is preferred, as this is considered a more fair approach which guarantees a better level playing field. However, it is mentioned that this is not a breaking point.

Overdelivery should be managed via the product specification instead of the proposed imbalance method. Penalties and exclusion should be introduced for repeated unjustified overdelivery

### Mutual exclusivity R3 versus BidLadder:

Bidladder and free bids products are designed to allow extra capacity that is still available after the “main market” to be offered to the TSO to increase liquidity and offer the possibility of extra remuneration to the asset manager. This is the case for cipu units offering free bids for the capacity that remains after DAM and should be equivalent for non-cipu units for which the main market is R3 and the remaining capacity should be allowed to bid in the bidladder.

If that is not the case as proposed today by Elia then:

1. This is discriminating for non-cipu units versus cipu units
2. This will significantly reduce the liquidity in the bidladder to the point where there could be very little volume offered as most if not all of the available delivery points will be contracted in an R3 product

There would be no free bids if the cipu assets had to choose between DAM and free bids!

The current design is unacceptable for aggregators of non-cipu assets.

Kind Regards

---

# Anonymous contribution received on the design proposals for the Pilot BidLadder *June 2016*

---

- We agree with Elia's position that reactive balancing is the prerogative of the BRP.
- Allowing the FSP to perform reactive balancing would lead to permanent overdelivery (with significant amounts). Furthermore such implementation would in a way expand the market model in a first phase beyond the standard reserve power products, which is explicitly not recommended in the final CREG study.
- At the same time we think that the FSPs should have the possibility to a slight oversupply when providing reserve power in order to avoid undersupply which can be very costly. Therefore we would like to renew the idea of a band that was stated in the first
- Usergroup and that was discussed again during the 2nd one. The exact range of the band should be defined by Elia. We however think that it should not be wider than 10% of the amount of flexibility that is supposed to be activated. Within such band of e.g. +/- 7.5% the imbalance should be treated symmetrical, outside this band the asymmetric approach should be applied.

-----