



Consultation publique sur la proposition relative aux concepts pour le projet pilote BidLadder

**Période de consultation : du 10/08/2016 au
08/09/2016**

Cette consultation publique concerne la proposition relative aux concepts pour le projet pilote BidLadder, y compris une solution pour le « Transfer of Energy » (ou ToE). Grâce à cette consultation publique, Elia souhaite expliquer aux acteurs du marché le modèle de marché proposé pour le ToE et le projet pilote BidLadder.

Les acteurs du marché ont déjà pu transmettre leurs remarques et suggestions au travers de différentes interactions. Cette consultation est considérée comme la dernière interaction pour l'instant.

Il est demandé aux acteurs de marché de formuler leurs remarques et suggestions, en particulier sur la partie 2 (description de la plateforme d'offres « BidLadder ») avec le rôle de Flexibility Service Provider (ou fournisseur de service de flexibilité), la partie 3 (modèle de marché avec transfert d'énergie) et la partie 4 (cadre contractuel pour la participation au BidLadder). Elia demande aussi explicitement aux parties de se prononcer sur la désirabilité des fonctionnalités additionnelles par rapport à la combinaison de BidLadder et de R3 (cf. 2.2.1.4).

Il est important de noter que toutes les remarques seront rendues publiques à la fin de la consultation sauf si le répondant demande la confidentialité de sa réponse.

Les acteurs de marché disposent d'une période de quatre semaines pour faire parvenir leurs remarques. Les réactions doivent être envoyées au plus tard pour le 8 septembre 2016 à 18h.

Elia consolidera ensuite les différentes remarques et les publiera sur son site web. Les réponses d'Elia aux remarques formulées seront consignées dans un rapport de consultation. Ce rapport de consultation sera également publié sur le site web d'Elia et sera présenté durant la Task Force BidLadder du début octobre.

Les réactions relatives à des éléments qui n'entrent pas dans le cadre de cette consultation ne seront pas prises en compte par Elia.

Les différentes réactions doivent être envoyées par e-mail à l'adresse suivante : usersgroup@elia.be.

1	Introduction	4
1.1	Antécédents.....	5
1.2	Réserve.....	6
1.3	Portée et principes.....	7
2	Le projet pilote BidLadder	9
2.1	Le fournisseur de service de flexibilité (ou FSP)	9
2.2	Description des étapes du processus BidLadder	9
2.2.1	Préqualification technique	10
2.2.2	Plateforme d'offres BidLadder	15
2.2.3	Activation d'une offre	17
2.2.4	Contrôle d'activation et rémunération du FSP	20
3	Modèle de marché avec transfert d'énergie.....	22
3.1	Transfert d'énergie ou ToE (Transfer of Energy)	22
3.2	Compensation financière	23
3.3	Ajustement du déséquilibre (Imbalance adjustment).....	23
3.4	Situations de marché possibles.....	23
3.5	Calcul du volume fourni, imbalance adjustment et imbalance settlement	24
3.6	Echange de données avec Elia.....	27
3.6.1	Transfert de données pour faciliter la compensation financière ...	27
3.6.2	Processus relatif à l'échange de données relatives au settlement du déséquilibre	28
4	Cadre contractuel	29
4.1	Contrat BidLadder.....	29
4.2	Contrat ARP	31
4.3	Règles de Balancing	31
4.4	Contrat d'accès	32
4.5	Contrat avec le fournisseur pour le transfert de données	32
5	Prochaines étapes	33
Annexe 1 : Processus détaillé de l'<i>imbalance adjustment</i>.....		34
Annexe 2: Elia Task Force BidLadder		37

1 Introduction

Pour compenser le déséquilibre résiduel, Elia a recours sur le marché du balancing d'une part à de l'énergie réservée, et d'autre part à des offres libres (ou « free bids »). Jusqu'à présent, ces offres libres proviennent uniquement d'unités de production sous contrat CIPU. Les unités CIPU ne sont cependant pas les seules capables de fournir de la flexibilité à Elia, les unités non CIPU le peuvent également. Ces unités ne peuvent cependant jusqu'à présent pas participer au marché des offres libres.

Le régulateur est, tout comme Elia, favorable à l'acceptation des offres libres provenant d'unités non CIPU sur le marché du balancing. Cela permet à Elia d'étendre ses possibilités pour maintenir le réseau à l'équilibre. Cette évolution est aussi positive pour les acteurs du marché, puisqu'ils peuvent ainsi offrir à Elia d'autres sources de flexibilité.

Le régulateur a également indiqué à plusieurs reprises qu'Elia devait développer une solution pour autoriser les offres libres issues d'unités non CIPU sur le marché du balancing. Aujourd'hui, seules les unités de production reprises dans un contrat CIPU peuvent introduire, dans le cadre de leurs programmes de coordination journaliers, une offre libre pour participer au marché du balancing. En outre, selon l'article 159 §2 du Règlement technique fédéral, tous les producteurs de la zone de réglage dont la puissance pour l'accès au réseau est supérieure ou égale à 75 MW sont tenus de mettre à disposition du gestionnaire de réseau leur capacité disponible.

Concrètement, Elia propose le projet pilote BidLadder pour autoriser les offres libres de flexibilité issues d'unités non CIPU sur le marché du balancing. Pour ce faire, une plateforme sur laquelle tous les acteurs du marché (y compris ceux qui ne sont pas responsables d'accès) pourront offrir leur flexibilité sera créée. En un premier temps, cette plateforme permettra des offres de flexibilité au départ de points de livraison dans le réseau Elia. En un second temps, l'objectif est de pouvoir offrir, en concertation avec les gestionnaires des réseaux de distribution, la flexibilité de points de livraison dans le réseau de distribution. Pour permettre à un maximum de flexibilité de participer au marché du balancing, il faut une plateforme simple, transparente et aisément accessible.

La création du projet pilote BidLadder interfère toutefois fortement avec la problématique du transfert d'énergie (connu sous « Transfer of Energy » ou ToE). Dans ce document, Elia propose une solution concrète pour régler le ToE afin d'encourager le développement de la flexibilité. La solution proposée est en phase avec le modèle proposé par la CREG dans son étude sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique (160503-CDC-1459) (ci-après « l'étude de la CREG »).

Cette note, actuellement en consultation, donne dans son premier chapitre une vue d'ensemble des documents qui servent de guide pour l'élaboration de ce projet, des conditions à remplir et des principes à respecter.

La deuxième partie décrit la plateforme d'offres « BidLadder » avec le rôle de « Flexibility Service Provider » (ou FSP), ainsi que les différentes étapes qui interviennent lors de l'offre de flexibilité.

La troisième partie aborde le modèle de marché avec « Transfer of Energy » (ou ToE). Cette partie décrit les processus relatifs à l'ajustement du déséquilibre et à la compensation financière.

La quatrième partie donne un aperçu du cadre contractuel pour participer au BidLadder.

Enfin, la note mentionne les prochaines étapes après la consultation.

1.1 Antécédents

Cette note contient une proposition de design pour le projet pilote BidLadder, en ce compris une solution pour le ToE. L'intégralité de la proposition se base sur des études ainsi que sur des discussions menées dans divers forums. Elles seront décrites brièvement ci-dessous. Les documents sont également disponibles.

Après un sondage des acteurs du marché, Elia a publié en juin 2013 une note intitulée [“Proposal for the bidding & activation process and balancing energy products for the bid ladder platform”](#) qui donne une vue d'ensemble des conclusions résultant de la consultation relative à la définition du produit et à la procédure d'offre.

Le 3 février 2014, les quatre régulateurs ont publié un [rapport sur l'adaptation du cadre réglementaire pour le développement de la gestion de la demande](#). Ce rapport examine l'adaptation souhaitable ou nécessaire du cadre réglementaire, en vue d'arriver à un développement optimal du potentiel de gestion de la demande.

À la suite des rapports précités, plusieurs discussions ont été organisées en 2014 et 2015 au sein des [Expert Working Group R3DP](#), [Task Force Balancing](#) et [Task Force Strategic Reserves](#).

Le 22 janvier 2016, la CREG a publié son [rapport](#) intermédiaire sur « les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique », qui a ensuite été soumis aux acteurs du marché pour consultation. L'[étude](#) de la CREG, publiée le 5 mai, met en avant des principes clairs qui sont déterminants pour la conception du projet pilote BidLadder, ainsi que pour l'élaboration d'une solution en matière de ToE. Les principes proposés, ainsi que le modèle à développer pour le ToE, sont expliqués en détail dans la note.

L'étude de la CREG, ainsi que son impact sur le développement du projet pilote BidLadder et l'élaboration du ToE, ont fait l'objet de discussions approfondies au sein de le [Task Force BidLadder](#), constitué spécifiquement à cet effet. Les présentations et les rapports sont disponibles sur le [site web](#) d'Elia.

L'étude de la CREG définit des principes clairs et formule des recommandations concrètes à propos du modèle à développer pour le ToE, mais il subsiste toujours quelques incertitudes

dont l'impact sur le projet pilote n'est pas négligeable. Elia émet donc une certaine réserve dans le paragraphe suivant à propos de ces points.

1.2 Réserve

L'étude de la CREG propose un plan d'action concernant les étapes nécessaires à réaliser avant l'introduction d'un mécanisme de ToE. La première étape du plan d'action est l'adaptation de la législation, en particulier de la loi Électricité, puis la promulgation des arrêtés royaux correspondants qui doivent définir les principes et les modalités d'exécution. Selon l'étude de la CREG, cette adaptation de la loi est nécessaire pour mettre en œuvre une solution pour le ToE.

La réalisation du projet pilote BidLadder, dont une première phase pourrait démarrer le 30 juin 2017 (planning indicative selon l'analyse technique actuelle), dépend de la mise en place en temps utile de l'ensemble du cadre légal. Si celui-ci est défini dans les temps, il est indispensable pour la réalisation du projet que le concept décrit dans la présente note ne diffère pas fondamentalement du cadre légal adopté. Des différences fondamentales entre la législation et le concept décrit ci-dessous pourraient compromettre la mise en œuvre opérationnelle du projet pilote BidLadder.

En l'absence d'un cadre légal, le projet pilote BidLadder ne sera accessible qu'aux Responsables d'Accès (ou Balancing Responsible Parties, les BRP). Elia s'engage encore à mettre en œuvre le ToE pour le projet pilote BidLadder, mais dans ce cas à une date ultérieure et en fonction de la mise en place du cadre légal.

Le projet de loi (annexe 1 de l'étude de la CREG) mentionne qu'un gestionnaire des données de flexibilité (le *Flexibility Data Manager*) doit être désigné par le Roi après avis de la commission. La même étude mentionne aussi qu'Elia pourrait assumer le rôle de FDM après ratification par la législation. Comme décrit ci-dessus, il n'y a actuellement aucune certitude sur le contenu ni sur le timing. C'est pourquoi ce projet pilote se base sur l'hypothèse de travail selon laquelle Elia assumerait le rôle de FDM, vu que ce projet pilote ne concerne que la flexibilité raccordée au réseau Elia.

Dans son étude, la CREG propose d'introduire un système de compensation financière entre le Flexibility Service Provider (ou FSP) et le fournisseur du client final initial par une solution standard bilatérale, qui serait d'application pour les deux parties en cas de désaccord. Cette solution standard bilatérale est actuellement en cours d'élaboration par la CREG, en concertation avec les acteurs du marché concernés. Dans l'attente de cette solution standard, Elia ne facilitera donc le transfert d'énergie que s'il y a un accord bilatéral entre le FSP et le fournisseur au sujet de la compensation financière. En l'absence de cet accord, un point de livraison ne peut pas participer au projet pilote BidLadder et Elia n'activera pas de flexibilité sur les points de livraison concernés.

1.3 Portée et principes

Nonobstant la réserve formulée dans la section 1.2, Elia consentira les efforts nécessaires pour réaliser le projet pilote BidLadder et le modèle de ToE au cours des mois à venir. Dans une première phase, le projet pilote se limite à la participation de points de livraison raccordés au réseau Elia. En deuxième lieu et en concertation avec les gestionnaires des réseaux de distribution, l'objectif est de pouvoir offrir la flexibilité raccordée au réseau de distribution.

Le fait qu'il s'agisse d'un **projet pilote** implique que sa portée est susceptible d'évoluer avec le temps, en fonction notamment de la mise en place d'un cadre légal, de l'expérience accumulée, des conditions du marché et d'autres développements de produit.

Le développement du projet pilote BidLadder et du modèle de ToE est entièrement en accord avec les principes définis dans l'étude de la CREG (p. 24). Concrètement, cela signifie que les solutions proposées cadrent avec:

- un modèle central pour la gestion des données concernant les volumes de flexibilité, c'est-à-dire un modèle avec le *Flexibility Data Manager* (ou FDM) (cf. principe 5).
- un système de compensation bilatérale entre le *Flexibility Service Provider* (ou FSP) et le fournisseur (principe 4.2). Cela signifie qu'Elia n'est pas impliquée dans la compensation financière résultant d'un transfert d'énergie, mais facilite le processus grâce aux échanges de données nécessaires.
- un système dans lequel le FSP assume la responsabilité d'équilibre de l'activation de sa flexibilité (principe 3). Le FSP conclut pour ce faire un contrat de Responsable d'accès (contrat ARP) avec Elia ou il désigne un BRP avec lequel il a conclu un contrat pour assumer cette responsabilité d'équilibre. Les conséquences contractuelles sont décrites dans la partie 4.2.

Ces solutions doivent également satisfaire au principe de « confidentialité ». La protection de la confidentialité des données commercialement sensibles des acteurs impliqués est cruciale, en particulier celles concernant le transfert d'énergie entre le FSP et le fournisseur.

En complément aux dix principes définis par la CREG, Elia souhaite ajouter les principes suivants :

- *Promouvoir un level playing field* : les conditions de participation à différents segments du marché pour différents acteurs du marché doivent être similaires dans la mesure du possible ;
- *Respecter les rôles et les responsabilités* : le développement de nouveaux modèles de marché et de nouveaux produits doit respecter les rôles et les responsabilités des différents acteurs impliqués ;
- *Respecter les principes du marché* : le développement de nouveaux produits, en l'espèce dans le contexte du balancing, doit toujours se produire dans le respect des principes du marché en vigueur et prévus ;

-
- *Simplicité et accessibilité* : dans la mesure du possible, les concepts et produits développés doivent être simples et contenir le moins possible de barrières à la participation au marché.

En complément des principes décrits ci-dessus, la réalisation du projet pilote est également conforme à la feuille de route présentée précédemment pour les réserves tertiaires (cf. Users' Group WG Balancing), ainsi qu'à la future *Guideline on Electricity Balancing*.

2 Le projet pilote BidLadder

Ce chapitre décrit comment le fournisseur de service de flexibilité peut placer des offres sur la plateforme BidLadder et comment s'organise l'ensemble du processus depuis la préqualification jusqu'au contrôle de l'activation et la rémunération.

2.1 Le fournisseur de service de flexibilité (ou FSP)

Dans le cadre du projet pilote BidLadder, Elia formule une solution pour les offres libres (dans le cadre des produits mFRR) provenant d'un **Flexibility Service Provider (ou FSP)**. L'étude de la CREG définit le FSP comme un prestataire de service de flexibilité de la demande¹.

Le FSP est appelé BSP (ou Balancing Service Provider) s'il fournit des services de balancing comme établi dans la *Guideline on Electricity Balancing*. Dans cette note, et conformément à l'étude de la CREG, il n'est fait aucune distinction entre le BSP et le FSP, seul le FSP est donc mentionné.

Le FSP est un rôle ou une fonction de marché que prend en charge un acteur du marché. Un acteur du marché peut bien sûr avoir différents rôles (FSP, BRP, détenteur d'accès, fournisseur, utilisateur du réseau).

Conformément au troisième principe de la CREG, un FSP doit assumer la responsabilité de l'équilibre pour l'activation de la flexibilité de la demande qu'il gère. Comme c'est le cas pour les fournisseurs, le FSP doit désigner un BRP pour chacun des points de livraison qui le concerne (ce ne doit pas forcément être le même BRP pour chacun de ces points).

Dans le cadre du projet pilote BidLadder, Elia prévoit par conséquent que le FSP désigne un responsable d'équilibre, qui est appelé le « BRP associé » ou le « BRP_{fsp} » (le FSP peut également être BRP lui-même, dans ce cas il assume les deux rôles). Cette désignation se fait dans le contrat que conclut Elia avec le FSP pour la fourniture de flexibilité (cf. 4.1).

Cela se traduit par un « registre d'accès flex » quasi complet qui reprend pour chaque point de livraison le fournisseur, le BRP chargé du suivi du point de livraison (soit le BRP d'origine ou le « BRP_{source} »), le FSP et le BRP_{fsp}.

2.2 Description des étapes du processus BidLadder

Cette section est consacrée au cadre opérationnel et explique les différentes étapes du processus.

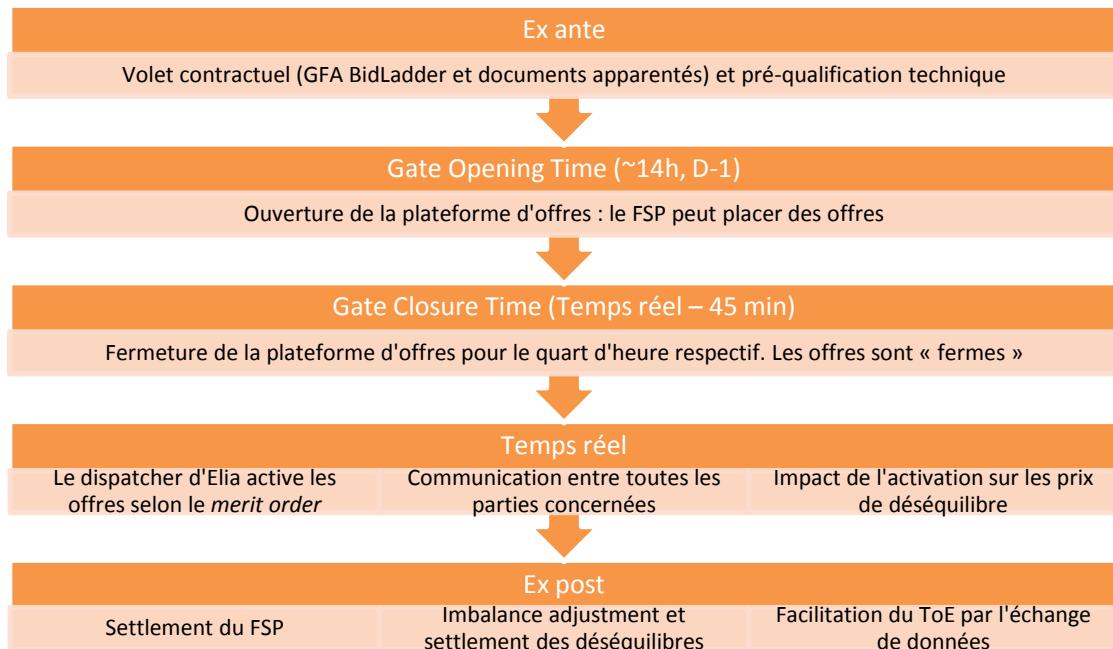
La figure ci-dessous présente les grandes étapes du processus qui sont notamment la préqualification technique, l'introduction des offres sur le BidLadder, l'activation d'une offre, le contrôle d'activation et la rémunération du FSP.

Ces étapes sont expliquées dans les paragraphes suivants.

¹ La flexibilité de la demande signifie la capacité d'un client final initial à revoir volontairement son prélèvement à la hausse ou à la baisse en fonction de signaux externes (cf. la définition de la CREG dans l'étude (F)160503-CDC-1459 p. 11).

Le processus de l'ajustement du déséquilibre (*l'imbalance adjustment*) et l'échange des données pour faciliter la compensation financière sont décrits dans la troisième partie de ce document.

Le cadre contractuel est présenté dans la quatrième partie.



2.2.1 Préqualification technique

2.2.1.1 Participation des points de livraison à la plateforme BidLadder

Dans un premier temps, le projet pilote BidLadder permettra la participation de la flexibilité **issue des points de livraison dans le réseau Elia**, qui ne sont pas repris dans un contrat CIPU, sur le marché du balancing par le biais d'offres libres. Les points de livraison avec sous-comptage ou les points de livraison faisant partie d'un réseau fermé de distribution (ou *Closed Distribution System*) pourront également y participer.

Bien sûr, ces points de livraison doivent aussi satisfaire aux exigences contractuelles et opérationnelles requises. Une condition additionnelle est qu'un point de livraison ne peut pas faire partie d'un contrat SDR en cours en 2017.

Les points d'accès situés dans le réseau de distribution, les points de livraison avec sous-comptage derrière un point d'accès situé dans le réseau de distribution ou dans un réseau fermé de distribution raccordé à un réseau de distribution sont hors du champ d'application du projet pilote BidLadder. Pour ces points de livraison, Elia souhaite développer des mécanismes de collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution. Les éléments de design concrets liés à ces types de points de livraison ne sont pas abordés en détail dans cette note.

La figure ci-dessous résume quels points de livraison peuvent participer au projet pilote BidLadder et mentionne également quel acteur/ rôle peut offrir de la flexibilité à partir de ces points de livraison.

		Points de livraison réseau Elia (y compris avec sous-comptage et CDSO)	Points de livraison réseau GRD
Offert par BRP	Partie du projet pilote	(1)	→ (2) Participation en fonction du cadre légal (cf. section 1.2)
Offert par FSP	(2)	(1),(2)	
↓			(1) Participation en fonction des discussions avec les GRD

2.2.1.2 Enregistrement des points de livraison

En complément des dispositions contractuelles nécessaires et des conditions pour conclure un contrat BidLadder valide, les points de livraison doivent être enregistrés auprès d'Elia avant que le FSP ne puisse les utiliser pour ses offres sur le BidLadder.

L'enregistrement doit répondre aux conditions suivantes :

- La remise d'une < *Grid User Declaration* > valide (cf. 4.1) ;
- La transmission d'informations relatives au point de livraison, telles que :
 - Le nom du point de livraison
 - Le type de point de livraison (point d'accès, sous-compteur, CDS)
 - Le code EAN
 - Le nom de l'utilisateur final
 - L'adresse
 - La puissance de référence (*Pref*)
 - Le sens possible de l'activation (à la hausse, à la baisse, les deux)
 - Le comptage validé du (ou des) compteur(s) principal Elia pour les points de livraison dans le réseau² Elia ;
 - Le comptage validé du (ou des) sous-compteur(s) pour les points de livraison situés sur un site industriel, à condition de fournir :
 - Une preuve valable de la conformité du sous-compteur ;
 - Le comptage validé d'une ou plusieurs installation(s) de comptage existante(s) pour les points de livraison situés dans un CDS, utilisée(s) pour la facturation, à condition de fournir :
 - Une preuve valable de la conformité du (des) compteur(s)
 - Une déclaration du gestionnaire du CDS.

² Elia possède déjà le comptage principal de son propre réseau. Le FSP peut demander ces informations via l'utilisateur du réseau ou via Elia après soumission d'une déclaration signée par l'utilisateur du réseau, donnant accès aux données de mesure.

Outre les données d'enregistrement pour la participation à BidLadder, il est possible lors de cet enregistrement de communiquer des informations complémentaires qui sont nécessaires pour l'enregistrement au R3 Flex/Standard, de manière à réduire la charge administrative. Les conditions pour la participation à R3 ne sont pas décrites dans ce document.

2.2.1.3 Test de simulation

Un test de simulation intervient dans le cadre de la préqualification pour participer au BidLadder. Ce test a pour objectifs :

1. de vérifier que le FSP est en mesure de suivre tout le processus du BidLadder sans problèmes techniques (processus de communication et d'échange de données en temps réel) et
2. de vérifier si le FSP peut satisfaire de manière suffisante à une offre qui a été faite (respecter les limites lors du contrôle d'activation (cf. 2.2.4.1)).

Le test de simulation ne permet donc pas une vérification du volume de flexibilité présent et ne constitue pas un contrôle de la puissance de référence déclarée. Un ajustement du déséquilibre chez le BRPfsp (et donc aussi chez le BRPsource) et un contrôle d'activation *ex post* sont cependant prévus afin d'avoir quand même les garanties nécessaires que le volume offert est bien présent.

Un FSP ne doit en principe se soumettre qu'une seule fois à un test de simulation. Il n'est donc pas nécessaire de refaire un nouveau test lorsque le pool de points de livraison est modifié.

Le test de simulation comprend les éléments suivants :

- Elia définit une période de test d'au moins 24 heures et de maximum 48 heures et la communique au FSP.
- Pour cette période de test, le FSP doit communiquer à Elia quels volumes il peut offrir sur BidLadder. Il est permis au FSP d'adapter ces volumes jusqu'au *gate closure time* prévu (cf.2.2.2.1).
- Durant la période de test, Elia choisit un quart d'heure pour activer partiellement ou entièrement l'offre du FSP.
- Le FSP fournit le volume demandé.

Le test de simulation est réussi si les conditions suivantes sont remplies en même temps :

- Le FSP a réalisé avec succès tous les échanges de communications et de données liés à l'activation.
- Le FSP a fourni un volume dans les limites prévues pour le contrôle d'activation (cf. 2.2.4.1).

-
- Le FSP choisit librement le volume offert pour le test. Il va de soi qu'un test ne peut être réussi que si un volume minimum (au moins 1 MW) est offert et qu'Elia parvient effectivement à l'activer.

Les modalités suivantes sont applicables lors d'un test de simulation :

- Le FSP ne reçoit *pas* de rémunération d'activation.
- Le volume demandé n'est *pas ajouté* au périmètre du BRPfsp. Le volume fourni est *effectivement ajouté* au périmètre du BRPfsp et est enlevé du périmètre du BRPsource. Le BRPfsp connaîtra donc un déséquilibre positif équivalent au volume fourni, tandis que le BRPsource ne subira aucun impact de la simulation.
- Elia fournira au FSP et au fournisseur les données nécessaires pour faciliter la compensation financière du transfert d'énergie.

Si, pendant la durée du contrat, Elia constate que le FSP n'est pas (ou plus) en mesure de suivre le processus de communication et d'échange de données en temps réel avec succès, Elia peut refuser l'accès au BidLadder jusqu'à ce que le FSP ait passé un nouveau test de simulation avec succès. Les modalités sont fixées dans le contrat BidLadder.

2.2.1.4 Combinaison de BidLadder et de R3

Dans le projet pilote, Elia considère l'exclusivité mutuelle entre BidLadder et le R3. Cela implique qu'un point de livraison préqualifié pour BidLadder ne peut pas faire partie d'un pool de points de livraison préqualifié pour la fourniture de R3. Néanmoins, Elia effectue actuellement une analyse d'impact qui fait le point sur la faisabilité de fonctionnalités supplémentaires possibles: d'une part, l'introduction d'une gestion de pool flexible et d'autre part, la facilitation d'une combinaison de R3 et BidLadder au niveau d'un même point de livraison. Dans le cadre de la consultation publique, les acteurs de marché sont invités à s'exprimer sur l'opportunité de ces fonctionnalités supplémentaires.

2.2.1.4.1 Gestion de pool flexible

La gestion de pool flexible concerne la gestion d'un pool de points de livraison pouvant être utilisés pour participer à BidLadder et aux produits de R3 (R3 Flex/Standard). L'objectif est de permettre un **transfert** fluide des points de livraison qui ne sont pas utilisés dans le cadre d'un contrat R3 vers BidLadder.

Les principes suivants doivent être pris en considération :

- Le FSP reste responsable de la gestion du pool et assume le risque des conséquences (positives et négatives) qui résultent du transfert de points de livraison.
- Un point de livraison préqualifié dans le cadre de R3 peut être transféré dans le pool servant aux offres sur le BidLadder sans exigences complémentaires de préqualification, à condition que la procédure de notification soit respectée et dans la mesure où le point de livraison est enregistré de manière suffisante et

où Elia dispose de toutes les informations nécessaires. La puissance de référence par point de livraison enregistré dans le cadre de la préqualification R3 est considérée comme la puissance de référence à prendre en compte pour le BidLadder.

- Un transfert du pool R3 vers le pool BidLadder, proposé par le FSP, doit toujours être confirmé par Elia.
- La gestion de pool flexible est ajustée en fonction du calendrier des enchères mensuelles pour la R3. Un transfert d'un point de livraison du pool R3 vers le pool BidLadder est par conséquent toujours valable pour une période d'un mois (cf. durée des contrats R3). Au terme de chaque mois, les pools sont ramenés au pool d'origine pour R3 et BidLadder.
- Quelle que soit la baseline utilisée dans le contexte d'un contrat R3, le dernier quart d'heure avant la période d'activation est toujours retenu comme baseline pour un point de livraison qui participe à BidLadder.
- Afin de garantir de manière suffisante la disponibilité d'un contrat R3, les points de livraison peuvent être transférés vers BidLadder pourvu que la condition suivante soit respectée par contrat R3 : le volume total préqualifié dans le pool de R3 diminué de la somme des puissances de référence des points de livraison individuels qui sont transférés vers BidLadder doit être supérieur ou égal au volume R3 contracté pour le mois concerné, c'est-à-dire :

$$(volume \text{ } préqualifié \text{ } du \text{ } pool \text{ } R3) - \text{somme} \text{ }(Pref \text{ } des \text{ } points \text{ } de \text{ } livraison \text{ } à \text{ } transférer \text{ } à \text{ } BidLadder) \geq \text{volume} \text{ } des \text{ } contrats \text{ } R3$$

Le contrôle de disponibilité et d'activation de la R3 ne tiendra pas compte des points de livraison transférés vers BidLadder.

Elia prévoira une solution IT adaptée pour faciliter la gestion de pool flexible.

Une méthode alternative pourrait consister en une gestion de pool flexible sur base quart-horaire dans laquelle les points de livraison repris dans une offre sur le BidLadder seront automatiquement enlevés du pool utilisé pour R3. Dans cette alternative, le FSP peut choisir librement sur base quart-horaire si un point de livraison participe soit via le BidLadder soit à R3 en reprenant ou non ce point de livraison dans son pool utilisé pour le BidLadder. Elia ne considérera donc pas ces points repris dans BidLadder dans ses contrôles de disponibilité et d'activation pour R3.

Ces principes et modalités éventuelles complémentaires seront décrits, après l'analyse d'impact concernant leur faisabilité, dans les contrats R3 et BidLadder.

2.2.1.4.2 Combinaison de BidLadder et de R3 sur un même point de livraison

Cette fonctionnalité permet à un FSP d'utiliser un point de livraison, qui fait également partie d'un pool préqualifié de points de livraison pour la R3, pour fournir de l'énergie de balancing sur le BidLadder. Concrètement, l'autorisation de la combinaison BidLadder et R3 implique que le point de livraison concerné qui a été préqualifié pour la R3 est automatiquement préqualifié pour la participation au BidLadder.

Les principes suivants doivent être pris en considération :

- Le FSP reste responsable de l'offre combinée et de la fourniture des deux services, et assume les conséquences qui en résultent.
- Le point de livraison sur lequel on veut combiner les services est dans le réseau Elia.
- Un point de livraison préqualifié dans le cadre de R3 est automatiquement utilisable pour les offres sur le BidLadder sans exigences de préqualification complémentaires, à condition que le point de livraison soit enregistré de manière suffisante et qu'Elia dispose de toutes les informations nécessaires.
- La puissance de réserve de référence (Rref) par point de livraison enregistré dans le cadre de la préqualification R3 est considérée comme la puissance de référence à prendre en compte pour le BidLadder.
- Quelle que soit la baseline utilisée dans le cadre d'un contrat R3, le dernier quart d'heure avant la période d'activation est toujours retenu comme baseline pour un point de livraison qui participe à BidLadder.
- Pour garantir la disponibilité d'un contrat R3 de manière suffisante, un contrôle de disponibilité et d'activation sera effectué.

Ces contrôles permettront de s'assurer que la R3 contractée reste disponible et activable si le BidLadder est activé.

Ces principes et d'éventuelles modalités complémentaires seront décrits, après l'analyse d'impact concernant leur faisabilité, dans les contrats R3 et BidLadder.

2.2.2 Plateforme d'offres BidLadder

2.2.2.1 Processus d'introduction d'une offre et caractéristiques d'une offre

Offrir de la flexibilité se fait via des **offres explicites** à l'aide d'une nouvelle application IT, la plateforme d'offres BidLadder. Les offres sont considérées explicites lorsque ni le volume offert, ni le prix auquel ce volume est disponible n'est calculé ou déduit de nominations ou d'autres programmes par Elia. Le volume et le prix sont établis librement par le FSP, contrairement aux offres libres CIPU, pour lesquelles le volume disponible est déterminé de manière implicite par Elia en fonction des programmes d'accès journaliers mis à disposition par le BRP. Le prix du volume disponible pour les offres CIPU est quant à lui déterminé librement.

La procédure d'offre de flexibilité sur le BidLadder se fait autant que possible de manière similaire à la procédure d'offres libres CIPU.

La flexibilité peut être offerte sur le BidLadder à partir de 14h la veille (J-1), le *gate opening time*. À ce moment, les résultats du marché du Day Ahead sont normalement connus.

Le *gate closure time* a lieu, comme pour les offres libres CIPU, 45 minutes avant le début du quart d'heure de la fourniture. Jusqu'à ce moment, les offres peuvent être modifiées ou annulées. Après le *gate closure time*, les offres (volume et prix) sont réputées fermes (*firm*).

Les éléments clés d'une offre consistent en un volume (en MW), un prix (en €/MWh), une période d'activation (minimum 1 quart d'heure) et la liste/pool des points de livraison qui seront activés. Le volume s'élève au minimum à 1 MW et peut être augmenté par paliers de 0,1 MW. Les offres ne peuvent pas être liées entre elles et peuvent être activées partiellement au prix initial proposé.

Une offre n'est « valable » que si elle remplit certaines conditions requises et contient les informations demandées. Le volume offert ne peut pas être supérieur à (la somme de) la puissance de référence des points de livraison repris et le prix offert doit rester dans des limites (entre -2999,99 €/MWh et 4499,99 €/MWh). L'offre doit également contenir des informations sur le caractère du régime (à la hausse ou à la baisse) ainsi que sur le (pool de) point(s) de livraison qui sera utilisé. Il est possible de faire plusieurs offres pour un quart d'heure déterminé (par exemple avec un prix différent), mais un point de livraison ne peut être offert que dans une seule offre pour un quart d'heure déterminé. Autrement dit, en cas d'offres multiples par quart d'heure, les différents pools de points de livraison pour ces offres doivent être indépendants les uns des autres.

Une offre doit contenir des informations sur son *caractère prolongeable*. En tenant compte d'une période de 45 minutes entre le *gate closure time* et le début d'une activation, il faut indiquer si une offre a une durée maximale de 1, 2, 3 ou 4 quarts d'heure. L'offrant a ainsi suffisamment de temps – en tenant compte d'une éventuelle activation – pour adapter ou retirer son offre pour des périodes ultérieures. Les prolongements éventuels d'une offre sélectionnée se font au prix initial proposé.

Une offre doit également tenir compte des informations disponibles dans le cadre de la *gestion de la congestion* (en l'occurrence les zones dites vertes et rouges du processus CIPU). Afin de garantir un *level playing field*, il est prévu de contrôler, comme pour les offres CIPU, si l'offre ne contient pas de points de livraison situés dans une zone rouge et dont la puissance de référence est supérieure ou égale à 25 MW. Elia se réserve le droit de ne pas retenir pour activation une offre concernant un point de livraison dont la puissance de référence est \geq 25 MW et situé dans une zone rouge. Il est par conséquent de la responsabilité du FSP de veiller à ce que ses offres respectent les limitations relatives à la gestion de la congestion. Elia mettra à disposition du FSP des informations concernant les

zones vertes et rouges (comme cela se fait actuellement pour les BRP qui ont signé un contrat CIPU).

Les règles d'offre de BidLadder (*BidLadder Bidding Rules*) décriront en détail les exigences et instructions pour l'introduction d'une offre et seront publiées sur le site web d'Elia.

2.2.2.2 Transparence concernant les volumes et les prix offerts

Elia propose d'observer pour les volumes et les prix offerts un niveau de transparence analogue à ce qui se fait déjà pour d'autres produits. Concrètement, cela signifie leur intégration dans la publication sur le site web d'Elia de ce que l'on appelle « *Available Regulation Capacity* » (ou ARC).

Pour les volumes disponibles, il est tenu compte de tous les offres sur le BidLadder depuis le moment où les offres sont faites. Les éventuelles adaptations d'offres sont prises en compte à chaque nouvelle mise à jour de la publication. Les mises à jour se font tous les quarts d'heure.

La publication prend également en compte le caractère prolongeable des offres pour tenir compte de la limitation possible de l'énergie contenue dans une offre.

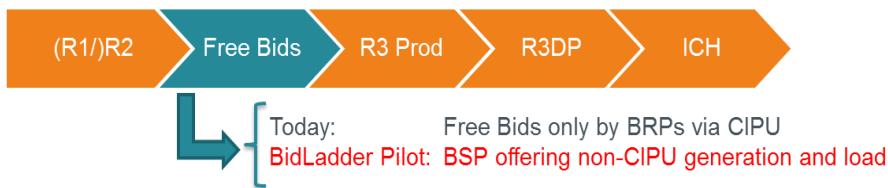
2.2.3 Activation d'une offre

Comme mentionné précédemment, le projet pilote BidLadder donnera désormais aussi aux unités hors contrat CIPU la possibilité d'introduire des offres libres. Pour déterminer quelles offres seront activées, une analyse technico-économique des offres CIPU et des offres non CIPU sera réalisée. Cette analyse aboutit à un ordre d'activation, ou « *merit order* », pour toutes les offres libres. Les différentes offres libres sont donc mises en concurrence les unes avec les autres.

Cela implique que le *merit order*, comme établi dans le Règlement technique fédéral et validé dans les règles de fonctionnement du marché pour la compensation des déséquilibres quart-horaires, ne connaît pas de modification. Les évolutions de produits prévues pour les réserves tertiaires (cf. 1.3) n'ont pas non plus d'influence sur ce point. Le *merit order* suivra dès lors l'ordre suivant:

1. Réserves secondaires
2. **Offres libres :** 1 *merit order* technico-économique pour toutes les offres libres (CIPU et non CIPU)
3. R3 Production
4. R3 Profil dynamique (R3DP)
5. Clients interruptibles (ICH)

The bigger “balancing” picture:



Les produits R3 Production et R3DP feront l'objet des adaptations nécessaires et évolueront en R3 Standard et R3 Flex avant 2017. Ces évolutions ne sont pas décrites dans ce document.

2.2.3.1 Processus et échange d'informations à l'activation

Une offre faite sur le BidLadder sera activée partiellement ou entièrement à la demande d'Elia (cf. étape 1 de la figure ci-dessous).

Le FSP doit toujours confirmer l'activation au plus tard 3 minutes après la demande d'activation (cf. étape 2 de la figure ci-dessous). En même temps que cette confirmation, le FSP fournira la répartition du volume demandé sur les points de livraison repris dans l'offre. Ce transfert d'informations est régi par le contrat BidLadder conclu entre Elia et le FSP. Comme les offres sont *firms* un FSP ne peut pas refuser l'activation. Si le FSP ne confirme pas l'activation, une enquête peut suivre et potentiellement avoir des conséquences contractuelles (p.ex. suspension de la plateforme BidLadder pour une période de 30 jours).

Au plus tard dans le quart d'heure suivant le début de l'activation, Elia envoie une première notification au BRPsource des points de livraison concernés (cf. étape 3 de la figure ci-dessous).

Celle-ci contient le volume de flexibilité demandé par point de livraison, agrégé par BRPsource, sur base des informations non validées mises à disposition d'Elia par le FSP.

Ce transfert d'informations est régi par le contrat ARP conclu entre Elia et le BRPsource. Le BRPsource connaît ainsi l'impact estimé sur son portefeuille, ce qui permet d'éviter le « *counterbalancing* ». Au besoin, le volume de flexibilité demandé par point de livraison est mis à disposition du gestionnaire de CDS concerné.

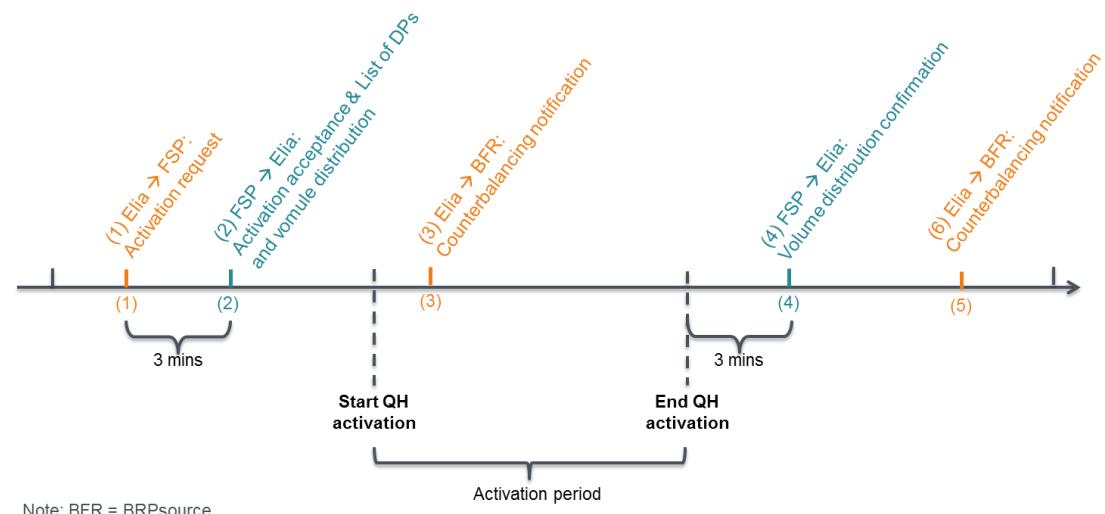
A la fin de la période de l'activation, le FSP doit confirmer cet arrêt à Elia au plus tard 3 minutes après l'arrêt de l'activation (cf. étape 4 de la figure ci-dessous). En même temps que cette confirmation, le FSP fournira la répartition du volume livré par les points de livraison repris dans l'offre faite à Elia.

Les points de livraison pour lesquels le FSP déclare que 0 MW a été fourni ne sont pas retenus par Elia dans la suite du traitement pour l'ajustement du déséquilibre et le contrôle d'activation. Elia interprète la valeur nulle d'un point de livraison comme si le point de livraison concerné n'avait pas été utilisé par le FSP. Ce transfert d'informations est régi par

le contrat BidLadder conclu entre Elia et le FSP. Au besoin, le volume de flexibilité fourni par point de livraison est mis à disposition du gestionnaire de CDS concerné.

Au plus tard dans le quart d'heure suivant l'arrêt de l'activation, Elia envoie une deuxième notification au BRPsource (cf. étape 5 de la figure ci-dessous). Celle-ci contient le volume de flexibilité activé par point de livraison, agrégé par BRPsource, sur base des informations non validées confirmées à Elia par le FSP.

Ce transfert d'informations est régi par le contrat ARP conclu entre Elia et le BRPsource. Les BRP concernés connaissent ainsi l'impact estimé sur leur portefeuille, ce qui permet d'éviter le « *counterbalancing* ». La figure ci-dessous clarifie la séquence de ces notifications.



Le contrat BidLadder stipule également que les informations fournies par le FSP lors d'une activation, et en particulier la répartition du volume sur les différents points de livraison, doivent être de qualité suffisante. En cas d'écart réguliers et significatifs entre la réalité constatée ex post et les données fournies par le FSP, Elia peut décider de la suspension du contrat BidLadder pour une durée de 30 jours calendrier.

Comme mentionné précédemment, une offre est ferme après le *gate closure time*. Cela implique qu'une activation ne peut en principe pas être refusée par un FSP.

Il va de soi que l'activation de flexibilité sur le BidLadder est reprise dans la détermination des prix de déséquilibre en cas de déséquilibre positif ou négatif. La méthode de travail est analogue à celle applicable aux offres libres CIPU et n'est pas décrite plus en détail ici. Ces principes seront donc de manière analogue pour les offres non CIPU dans les *Balancing Rules*.

2.2.3.2 Transparence concernant les volumes activés et les prix

Elia propose d'observer pour les volumes et les prix activés un niveau de transparence analogue à ce qui se fait déjà pour d'autres produits. Concrètement, cela signifie l'intégration dans les publications de ce que l'on appelle « *Using Regulation Capacity* » des quantités demandées sur le BidLadder.

2.2.4 Contrôle d'activation et rémunération du FSP

2.2.4.1 Contrôle d'activation

Lors des activations d'offres sur le BidLadder, Elia contrôlera systématiquement que le volume demandé par Elia a effectivement été fourni et que l'écart entre le volume demandé et le volume fourni reste dans une fourchette raisonnable.

Ces contrôles d'activation ont pour but de garantir que les volumes offerts sur le BidLadder sont de qualité suffisamment élevée pour limiter le risque d'estimation erronée de la flexibilité disponible.

Ce contrôle d'activation peut être considéré comme un renforcement du processus de préqualification. Comme indiqué dans la section 2.2.1.2, les puissances de référence pour le BidLadder ne sont pas explicitement préqualifiées.

Le contrôle d'activation dont il est question dans ce paragraphe ne dépend pas des situations avec ou sans application des processus Elia pour le transfert d'énergie et le transfert de données qui s'y rapporte pour la compensation financière (cf. 3.4). De cette manière, Elia prévoit suffisamment de garanties que le volume demandé est effectivement livré.

Le contrôle d'activation proposé se déroule comme suit :

- À l'activation d'un quart d'heure ou pour le premier quart d'heure d'une activation plus longue :

- Volume maximum fourni = 100 % du volume demandé + min. [max. (10 % du volume demandé ; 0,5 MW) ; 5 MW]
- Volume minimum fourni = 50 % du volume demandé - min. [max. (5 % du volume demandé ; 0,5 MW) ; 2,5 MW]

- Pour tous les quarts d'heure suivants :

- Volume maximum fourni = 100 % du volume demandé + min. [max. (10 % du volume demandé ; 0,5 MW) ; 5 MW]
- Volume minimum fourni = 100 % du volume demandé - min. [max. (10 % du volume demandé ; 0,5 MW) ; 5 MW]

-
- Les contrôles d'activation se font pour l'entièreté d'une offre, c'est-à-dire que tous les points de livraison d'une offre sont pris en considération ensemble, à l'exception des points de livraison pour lesquels le FSP a déclaré une valeur nulle dans la 2^e confirmation qui a lieu dans les 3 minutes suivant la fin de la période de l'activation (cf. 2.2.3.1).
 - Les contrôles d'activation ne considèrent que les quarts d'heure de l'activation, et non pas les quarts d'heure précédents ou suivants.

L'exigence moins stricte concernant le volume minimum fourni lors d'un premier quart d'heure ou d'un quart d'heure unique s'explique par l'autorisation d'un ramping rate avec lequel la capacité totale de l'offre est atteinte au bout de 15 minutes. Cette méthode de travail est similaire aux exigences applicables aux offres libres sous contrat CIPU et facilite donc au maximum un *level playing field*.

Notez cependant que si seulement 50 % du volume demandé est fourni, le BRPfsp sera en déséquilibre négatif à concurrence des 50 % non fournis. Il y a donc toujours un incitant à fournir l'entièreté du volume d'énergie (« block bid »).

Un FSP qui, de façon systématique, ne respecte pas les limites renseignées ci-dessus pour le contrôle d'activation s'expose à des conséquences contractuelles. À partir de trois non-respects des limites indiquées pendant une période de 30 jours (« rolling »), le FSP se verra refuser l'accès à la plateforme d'offres durant une période de 30 jours.

Si au cours d'une période d'un an (« rolling »), l'accès à la plateforme doit être refusé trois fois pour cause de dépassement des limites indiquées, Elia peut rompre unilatéralement le contrat BidLadder.

2.2.4.2 Rémunération du FSP

Le FSP est rémunéré pour l'activation. La rémunération est égale au prix offert (*pay-as-bid*) multiplié par le volume effectivement demandé par Elia. Notez qu'Elia peut activer et/ou prolonger partiellement une offre. Dans les deux cas, le prix offert reste inchangé.

La confirmation par le FSP lors de l'activation du volume d'une offre (cf. 2.2.3.1) vaut comme confirmation du volume utilisé pour la rémunération.

2.2.4.3 Mise à disposition des données de mesure

Le BRPSource, le détenteur d'accès et le fournisseur reçoivent – conformément aux processus existants – en J+1 les données de mesure au niveau du point d'accès (=point de livraison). Ces données ne sont corrigées d'aucune manière concernant le BidLadder.

Le FSP reçoit en J+1 les données de compteur par point de *livraison*, ce pour quoi l'utilisateur du réseau a marqué son accord dans la « Grid User Declaration ».

3 Modèle de marché avec transfert d'énergie

Ce chapitre aborde plus en détail le principe du transfert d'énergie et les adaptations des périmètres d'équilibre et des compensations financières qui s'y rapportent. Le rôle que joue Elia dans la facilitation de cette compensation financière sera également abordé.

3.1 Transfert d'énergie ou ToE (Transfer of Energy)

Dans l'étude de la CREG, le transfert d'énergie est défini comme l'activation de la flexibilité de la demande impliquant deux BRP différents (un pour le fournisseur et un pour le FSP) et/ou où le FSP et le fournisseur sont deux acteurs différents du marché. Le rapport EG3 Smart Grid Task Force³ et l'annexe qui s'y rapporte⁴ mettent en avant deux principes de base qui rejoignent celui formulé par la CREG dans son étude :

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

En conformité avec le principe 4.1, Elia doit corriger le périmètre d'équilibre du BRPsource. Cette correction de périmètre, ou ajustement de déséquilibre (**imbalance adjustment**), neutralise l'impact de l'activation de la flexibilité chez le BRPsource.

En conformité avec le principe 4.2 de la CREG, une **compensation financière** doit intervenir entre le FSP et le fournisseur du client final pour l'activation de la flexibilité. Comme mentionné ci-dessus, Elia facilitera cette compensation par le calcul des volumes fournis et les mettra à disposition des deux parties, tout en respectant la confidentialité (cf. 1.3).

La CREG indique que « la correction des périmètres d'équilibre doit être réalisée de façon centralisée par une entité neutre disposant des compétences requises Elia, en tant que responsable du calcul du déséquilibre, Elia peut alors réaliser l'imbalance adjustment dans le périmètre du BRPsource. Pour ce faire, Elia calcule les volumes fournis sur base de la différence entre le profil de référence (baseline) et les valeurs quart-horaires mesurées pour la période d'activation concernée (cf. 3.5).

La correction du périmètre d'équilibre doit, conformément au 9^e principe de la CREG⁵, préserver la confidentialité des données commercialement sensibles, et nécessite donc une

³ Cf. 2.6 Financial adjustment mechanism, Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility, EG3 Smart Grid Task Force, janvier 2015

⁴ 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, septembre 2015

⁵ « Principe 9 - la confidentialité des données commercialement sensibles doit être assurée », étude 1459 de la CREG, p. 25

adaptation sur base agrégée. Le périmètre du BRP concerné est ainsi corrigé au niveau de son portefeuille (cf. 3.5).

Le principe de l'adaptation du périmètre d'équilibre pour les offres libres avec transfert d'énergie sera repris dans le contrat du responsable d'accès (contrat ARP) et cette modification soumise à l'approbation de la CREG.

3.2 Compensation financière

Dans l'étude de la CREG, la compensation financière est calculée sur base d'un accord bilatéral de prix entre le FSP et le fournisseur (modèle A2). En l'absence d'un tel accord bilatéral de prix, la CREG propose une modification de la loi Electricité pour prévoir la possibilité d'imposer un modèle de contrat avec une formule de prix régulée (modèle A3). Elia n'entre pas dans les détails concernant les modalités de cette compensation financière régulée. Celle-ci sera affinée sous l'égide de la CREG avec les acteurs de marché concernés (cf 1.2).

3.3 Ajustement du déséquilibre (Imbalance adjustment)

Dans le cadre de l'ajustement du déséquilibre (ou *imbalance adjustment*) réalisé par Elia, le BRPsouce est toujours mis au courant de l'activation de la flexibilité dans son portefeuille. Cette information est toujours agrégée au niveau du portefeuille, de sorte que le BRPsouce ne reçoive pas d'informations spécifiques sur des points de livraison individuels et sur l'activation de flexibilité qui s'y rapporte. Le BRPsouce continue de recevoir les données mesurées au niveau du point d'accès, mais là aussi, aucune information n'est ajoutée concernant l'activation de flexibilité, en d'autres termes, les données mesurées ne sont pas modifiées.

L'imbalance adjustment est communiqué mensuellement par Elia au BRPsouce, de manière agrégée, par quart d'heure et au niveau du portefeuille. De cette manière, le BRPsouce ne peut savoir sur quels points de livraison la flexibilité a été activée.

Les modalités concrètes relatives à l'imbalance adjustment sont décrites plus en détails dans la section 3.5.

3.4 Situations de marché possibles

Différentes situations de marché sont possibles lors de l'activation de la flexibilité. Elles dépendent des rôles qu'assument les acteurs du marché concernés.

Par définition, un transfert d'énergie est toujours d'application si le BRPfsp est différent du BRPsouce et/ou si le FSP est différent du fournisseur.

Cependant, dans le cas où un même acteur du marché est à la fois FSP, fournisseur, BRPfsp et BRPsouce, les processus de transfert d'énergie d'Elia et les transferts de données qui s'y rapportent pour la compensation financière ne s'appliquent pas, en toute logique.

C'est notamment le cas quand le FSP et le fournisseur sont le même acteur de marché, et que le BRPfsp et le BRPsource sont les mêmes. Dans ces deux cas, on parle de **flexibilité implicite**.

En outre, il est possible qu'un accord bilatéral existe entre le FSP et le fournisseur et entre les deux BRP pour se soustraire au régime de transfert d'énergie. Si un tel accord bilatéral existe, les processus de transfert d'énergie d'Elia et les transferts de données qui s'y rapportent pour la compensation financière ne s'appliquent pas. Une preuve de cet accord bilatéral entre le FSP et le fournisseur ainsi qu'entre leurs deux BRP est communiquée à Elia par le FSP et par le fournisseur dans la *FSP-Supplier Declaration* (cf. 4.1).

Dans des telles situations de flexibilité implicite ou d'accord bilatéral, la correction incitative (*l'incentive correction*) habituelle est appliquée au périmètre du BRPfsp : le périmètre du BRPfsp est adapté avec le volume de flexibilité demandé. Le périmètre du BRPsource n'est pas corrigé. Le FSP et le fournisseur calculent entre eux la quantité d'énergie fournie sur base de la baseline conclue bilatéralement, et déterminent entre eux la compensation financière et la transaction entre le BRPsource et le BRPfsp.

3.5 Calcul du volume fourni, imbalance adjustment et imbalance settlement

Dans un modèle de marché avec transfert d'énergie, les processus d'Elia pour le transfert d'énergie (et le transfert de données qui s'y rapporte pour la compensation financière) sont adaptés :

- le périmètre du BRPfsp est corrigé avec la différence entre l'énergie fournie et l'énergie demandée, en tenant compte de l'éventuel *overdelivery* (lorsque l'énergie fournie est supérieure à l'énergie demandée).
- le BRPsource doit toujours être corrigé pour l'énergie fournie au point de livraison concerné.

Ce régime de transfert d'énergie tient en particulier compte du fait que l'activation de flexibilité d'un FSP a un impact sur le périmètre du BRPsource.

Les adaptations du périmètre d'un BRPsource sont toujours appliquées au niveau de son portefeuille. Les données de mesure des points d'accès (dont dispose toujours le BRPsource) ne sont pas adaptées, et il n'est pas signalé sur quels points de livraison individuels des activations ont eu lieu. Cela permet de garantir la confidentialité tout en maintenant une attribution correcte des déséquilibres.

Dans le cas d'un transfert d'énergie, la correction incitative ne peut être appliquée. Le BRPsource ne peut en effet pas être tenu pour responsable de l'entièreté de la différence d'*underdelivery/overdelivery*, c'est-à-dire le volume fourni en moins ou en plus par rapport au volume demandé par Elia lors de l'activation.

On part des principes suivants pour déterminer les règles de ce nouveau régime :

- La responsabilité d'équilibre est assumée a priori par le BRPsource. Cette responsabilité implique le droit de faire usage du « reactive balancing », ainsi que le décrit l'article 10.2 du contrat ARP.
- Le FSP est responsable uniquement de la fourniture de l'énergie conformément à son offre sur le BidLadder et conformément à la demande d'activation (éventuellement partielle) d'Elia. L'introduction d'une offre en recourant à un ou plusieurs points de livraison n'a pas pour effet de faire automatiquement du FSP ou du BRPfsp un BRP pour ce point de livraison, même uniquement au cours de la période d'activation.

Ces principes combinés donnent lieu aux règles suivantes :

- Le FSP a la responsabilité de fournir le volume demandé conformément à son offre (partiellement) activée sur le BidLadder, et ne peut par conséquent pas prétendre à un éventuel excès d'énergie fournie. Ce serait une forme de « reactive balancing », ce qui n'est autorisé que par le BRPsource pour le point de livraison concerné. Tout déficit de fourniture est toutefois imputé au BRPfsp, étant donné la non-conformité avec la demande d'activation d'Elia.
- Le BRPsource doit toujours être corrigé pour l'énergie fournie dans la mesure où elle ne dépasse pas l'énergie demandée par Elia. Le BRPsource conserve ainsi l'entièvre responsabilité d'équilibre pour ses points d'accès. Pour une élaboration plus avancée de ces principes, il est nécessaire de séparer le volume total demandé d'une activation et le volume total fourni d'une activation jusqu'au niveau d'un point de livraison. Il est important, lors du calcul des volumes fournis et d'un éventuel *under/overdelivery*, que le volume fourni à un point de livraison ne dépasse jamais la puissance de référence du point de livraison considéré (cf. *Grid User Declaration*, section 4.1).

L'énergie fournie à un point de livraison est donc calculée comme suit :

Max [(dernière valeur quart-horaire avant le début de l'activation)-(valeur quart-horaire du quart d'heure considéré) ; puissance de référence du point de livraison].

Pour le calcul des volumes fournis, seuls sont pris en compte les points de livraison pour lesquels une valeur nulle n'a pas été rapportée dans la 2^e confirmation par le FSP après la fin de la période de l'activation (cf. 2.2.3.1).

La méthode ci-dessous est proposée pour le calcul des volumes fournis par point de livraison et l'imbalance adjustment qui en résulte (cf. Annexe 1 pour une présentation plus détaillée et un exemple) dans les cas suivants:

*Cas A : en cas d'*underdelivery* par le FSP (c.-à-d. si le FSP fournit moins que le volume demandé par Elia)*

- Position du BRPfsp = - [(volume demandé) – (somme du volume fourni sur tous les points de livraison concernés)]
- Par point de livraison : le BRPsource est entièrement corrigé pour le volume fourni au point de livraison concerné.

Cas B : en cas de livraison précise par le FSP (c.-à-d. si le FSP livre le volume précis demandé par Elia)

- Position du BRPfsp = 0, car : (volume demandé) – (somme du volume livré à tous les points de livraison concernés) = 0
- Par point de livraison : le BRPsource est entièrement corrigé pour le volume fourni au point de livraison concerné.

Cas C : en cas d'overdelivery par le FSP (c.-à-d. si le FSP fournit plus que le volume demandé par Elia)

- Position du BRPfsp = 0, car, en vertu des principes précités, tout volume excédentaire fourni est considéré comme n'étant pas de la responsabilité du BRPfsp.
- Par point de livraison : le BRPsource est corrigé pour le volume livré au point de livraison considéré, selon le calcul suivant en cas d'overdelivery :
 - Étape 1 : l'énergie fournie à un point de livraison est calculée comme indiqué ci-dessus.
 - Étape 2 : le volume total excédentaire fourni correspond à la somme de l'énergie fournie à tous les points de livraison dans l'offre activée moins l'énergie demandée par Elia.
 - Étape 3 : le volume excédentaire fourni calculé lors de l'étape 2 est soustrait de l'énergie fournie aux points de livraison considérés *proportionnellement aux volumes calculés* lors de l'étape 1 par point de livraison.
 - Étape 4 : le BRPsource est corrigé pour les volumes calculés lors de l'étape 3.

A noter que le volume fourni à un point de livraison est donc aussi corrigé (au pro rata) en cas d'overdelivery (cf. étape 3 du cas C).

Le volume fourni à un point de livraison tel que calculé selon la description dans cette section est le volume devant être utilisé pour l'imbalance adjustment et le transfert de données pour faciliter la compensation financière entre le FSP et le fournisseur. Pour le contrôle d'activation le volume fourni avant l'adaptation en cas d'overdelivery est utilisé.

3.6 Echange de données avec Elia

3.6.1 Transfert de données pour faciliter la compensation financière

Afin de protéger la confidentialité des données commercialement sensibles, Elia agrège les données nécessaires au FSP et au fournisseur pour permettre le règlement financier entre eux (cf. 1.3).

Dans le champ d'application du projet pilote BidLadder et conformément à la liste des activités établie par la CREG⁶ dans son étude, Elia se chargera des tâches suivantes :

- Établir une table de correspondance, ou « Registre d'accès Flex », reprenant la liste des points de livraison avec les informations qui s'y rapportent, telles que le BRP, le fournisseur, le FSP, le client final, le BRPfsp, ainsi que les informations détaillées concernant le point de livraison (lieu, puissance de référence, type de flexibilité, etc.) (cf. 2.2.1.2). Le cas échéant, Elia recevra pour ce faire les informations nécessaires de la part du gestionnaire du CDS pour les points de livraison du réseau CDS.
- Valider les sous-compteurs et s'assurer si nécessaire que le prélèvement à hauteur du sous-comptage est décorrélé des autres prélèvements nets en aval du compteur principal.
- Collecter les données quart-horaires des points de livraison concernés pour déterminer les volumes de flexibilité fournis, en ce compris les données quart-horaires utilisées pour déterminer la baseline.
- Calculer l'énergie fournie à l'aide des données quart-horaires issues des compteurs de tête, des sous-compteurs ou de compteurs utilisés dans un CDS, des points de livraison concernés. Pour ce faire, on calcule la différence entre la baseline (dernière valeur quart-horaire avant l'activation) et les valeurs quart-horaires de la période d'activation.
- Mettre mensuellement à disposition du FSP les volumes de flexibilité fournis par point de livraison ainsi que les volumes fournis, agrégés par fournisseur, sur base quart-horaire. Ce transfert d'information est régi par le contrat BidLadder conclu entre Elia et le FSP.
- Mettre mensuellement à disposition du fournisseur les volumes fournis sur les points de livraison dans son portefeuille, agrégés par FSP sur base quart-horaire. Ce transfert d'information est régi par le contrat conclu entre Elia et le fournisseur.

Les timings de ce transfert de données sont analogues à ceux du transfert de données actuel pour l'imbalance settlement. Comme décrit dans la section 3.5, les volumes fournis tiennent compte de la puissance de référence par point de livraison et de l'adaptation proportionnelle en cas d'overdelivery.

⁶ Étude de la CREG (F)160503-CDC-1459 p. 65, point 108.

3.6.2 Processus relatif à l'échange de données relatives au settlement du déséquilibre

Le BRPfsp et le BRPsource reçoivent – conformément aux processus existants – mensuellement les données relatives à l'*imbalance adjustment* dans leur périmètre respectif de déséquilibre. Ces données sont agrégées pour toutes les activations concernées et agrégées sur base quart-horaire. Les données ci-dessus sont mises à disposition mensuellement selon les timings décrits dans le contrat ARP actuel.

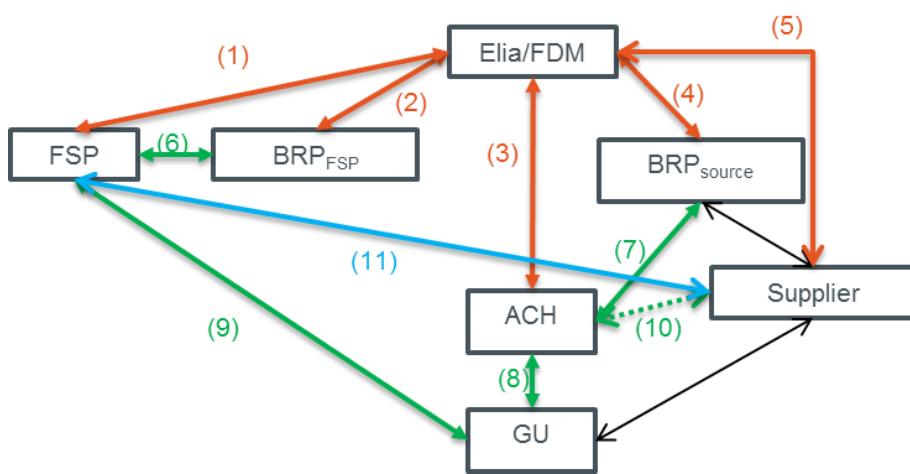
A noter que les adaptations des périmètres de déséquilibre se font toujours au niveau du portefeuille et qu'aucune information relative aux points de livraison eux-mêmes n'est communiquée.

4 Cadre contractuel

Le cadre contractuel donne une vue d'ensemble des différents contrats devant être conclus entre les acteurs du marché.

4.1 Contrat BidLadder

Pour pouvoir offrir de la flexibilité sur la plateforme BidLadder, le FSP doit disposer des contrats nécessaires. Le schéma ci-dessous indique les relations contractuelles applicables.



Contrats signés par Elia :

1. Nouveau contrat BidLadder
2. Contrat ARP
3. Contrat d'accès
4. Contrat ARP
5. Nouveau contrat avec le fournisseur pour faciliter le transfert de données dans le cadre du ToE

Désignations qu'Elia connaît/devrait connaître :

6. Le FSP désigne un **BRP_{FSP}**
7. Le détenteur d'accès (**ACH**) désigne un **BRP_{source}**
8. L'utilisateur de réseau (**GU**) désigne un **ACH**
9. Déclaration du **GU**
10. Notification du fournisseur (contrat **ACH**, Annexe 3)
11. Accord entre **FSP-Fournisseur pour la compensation financière dans le cadre du ToE** (ou pour renoncer au règlement de ToE)

Tout d'abord, le FSP doit conclure un contrat avec Elia, à savoir le **contrat BidLadder ou le « General Framework Agreement Tertiary Control non-CIPU » (1)**. Ce contrat fixe notamment :

- La *Procédure d'Acceptation*, dans laquelle sont décrites les conditions de participation au BidLadder pour le FSP. Cette procédure comprend également la désignation d'un BRPfsp par le FSP, qui est nécessaire dans le cadre de l'imbalance adjustment pour l'activation de flexibilité avec le ToE. Le BRPfsp signe un contrat ARP avec Elia. Le FSP fournit la preuve d'un accord conclu avec le BRP car un contrat ARP valable est une condition nécessaire pour que le FSP puisse participer au BidLadder.
- La *préqualification technique* à savoir les conditions auxquelles doivent satisfaire les points de livraison, y compris le test de simulation (cf. 2.2.1.3).
- Les modalités concernant l'échange de données avant et après l'activation : les notifications avant et après l'activation qui sont utilisées pour informer le BRPsource et éviter ainsi le counterbalancing.
- Les modalités de l'activation, de la rémunération, du contrôle et des pénalités.
- Les modalités du transfert des données pour faciliter la compensation financière comprennent une description du transfert des données à l'attention du FSP, agrégées par fournisseur, pour la compensation financière entre le FSP et le fournisseur.
- La liste des points de livraison pré-qualifiés avec les données techniques spécifiques par point de livraison. Il est en effet nécessaire de pré-qualifier tous les points de livraison avant la participation au BidLadder, de sorte qu'il y ait suffisamment de garanties que les volumes offerts existent et pour effectuer les contrôles nécessaires lors d'une offre et de l'activation de celle-ci. En cas de transfert d'énergie et de compensation financière consécutive, il est également nécessaire de disposer de suffisamment d'informations sur les points de livraison qu'un FSP souhaite utiliser. Ces données sont reprises dans le Registre d'Accès Flex.
- La Déclaration de l'Utilisateur du Réseau (*Grid User Declaration*), dans laquelle le client final confirme notamment qu'il a conclu un accord avec le FSP pour la fourniture de flexibilité sur un point de livraison spécifique. Seul un FSP peut être actif sur un point de livraison spécifique. Le client final mandate le FSP pour offrir une certaine quantité de flexibilité (la puissance de référence) à Elia au point de livraison dans le cadre du BidLadder, et confirme que les valeurs quart-horaires peuvent être partagées avec le FSP.
- La Déclaration FSP-Fournisseur (*FSP-Supplier Declaration*) via laquelle le FSP donne la preuve d'un accord pour le règlement de la compensation financière avec le fournisseur au point de livraison concerné. Elia connaît le fournisseur au point de

livraison concerné par les informations obtenues dans l'annexe 3 du contrat d'accès. Elia notifiera aux deux parties la nécessité d'une telle preuve d'accord.

Toute non-conformité entre la Déclaration FSP-Fournisseur et l'annexe 3 du contrat d'accès est un motif de suspension du ou des point(s) de livraison concerné(s). Tout changement de fournisseur à un point de livraison est communiqué par le détenteur d'accès à Elia au moyen d'une adaptation de l'annexe 3 du contrat d'accès. Après quoi Elia vérifiera s'il existe déjà une telle preuve d'accord entre le nouveau fournisseur et le FSP. À défaut, une preuve d'accord valable doit être fournie par le FSP à Elia avant que ce point de livraison ne puisse participer au BidLadder.

Si un accord bilatéral existe entre le FSP et le fournisseur et entre les deux BRP pour renoncer au règlement de transfert d'énergie, le FSP fournit une preuve de cet accord bilatéral entre le FSP et le fournisseur ainsi qu'entre leurs deux BRP.

- Les informations techniques relatives au sous-comptage et aux conditions d'obtention d'une attestation de conformité.
- La déclaration du gestionnaire CDS (*CDSO Declaration*) dans laquelle le gestionnaire du CDS approuve le fait que l'utilisateur du réseau CDS puisse participer au BidLadder et le gestionnaire du CDS s'engage à signer l'accord de coopération entre Elia et lui-même si un contrat BidLadder est attribué au FSP. Lorsque des points de livraison se trouvent dans un réseau CDS, le gestionnaire du CDS doit transmettre à Elia les informations nécessaires pour effectuer les tâches précitées.

En fonction des évolutions potentielles du cadre légal il est possible que certains aspects liés au Transfert d' Energie doivent être repris dans des règles concernant le Transfert d'Energie approuvés par le régulateur.

4.2 Contrat ARP

Le BRPsource et le BRPfsp doivent tous les deux signer un contrat de responsable d'accès, ou contrat ARP, avec Elia. Ce contrat établit notamment la manière dont est effectué l'ajustement du déséquilibre. Le contrat ARP existant devra être adapté pour inclure les principes mentionnés.

4.3 Règles de Balancing

Les règles de fonctionnement pour les déséquilibres quart-horaires (Balancing Rules) comprennent notamment une description de l'activation du merit order technico-économique des services auxiliaires pour le maintien de l'équilibre du réseau. L'énergie de balancing issue du BidLadder doit recevoir sa place dans ce merit order. Dans le projet pilote BidLadder et dans le cadre légal actuel, l'énergie de balancing provenant du BidLadder sera un complément aux offres libres implicites venant du contrat CIPU, et sera ainsi en concurrence directe sur base de prix libres. Les Balancing Rules devront être adaptés pour inclure les principes mentionnés.

4.4 Contrat d'accès

Dans l'annexe 3 du contrat d'accès, le détenteur d'accès (*Access Contract Holder ou ACH*) communique un fournisseur à un point d'accès. De cette manière, le fournisseur d'un point de livraison est connu d'Elia, et cette information est reprise dans le Registre d'accès Flex. La désignation du fournisseur à l'annexe 3 du contrat d'accès est une condition nécessaire pour la signature du contrat BidLadder. Toute modification de l'annexe 3 relative au fournisseur d'un point d'accès implique une modification de la Déclaration FSP-Supplier. Toute non-conformité entre les deux documents est un motif de suspension du ou des point(s) de livraison concerné(s).

4.5 Contrat avec le fournisseur pour le transfert de données

Dans le cadre de la compensation financière entre le FSP et le fournisseur, Elia doit mettre à disposition du fournisseur les données agrégées du FSP. À cet effet, Elia conclut un contrat avec le fournisseur des points de livraison concernés, qui règle les modalités de ce transfert de données. Elia connaît le fournisseur grâce à l'annexe 3 du contrat d'accès.

5 Prochaines étapes

L'objectif d'Elia est de mettre en service une première phase du projet pilote BidLadder le 30 juin 2017. Comme mentionné ci-dessus dans la section 1.3, cela dépend de la présence ou non du cadre légal ainsi que de la cohérence entre les dispositions légales et le concept décrit dans cette note. Si le cadre légal n'est pas encore disponible au 30 novembre 2016, Elia ne pourra donner l'accès au projet pilote BidLadder qu'au FSP qui est également le fournisseur du point de livraison, c'est-à-dire à condition que le BRPfsp et le BRPsource soient le même acteur.

Outre la création du cadre législatif (y inclus la rédaction potentielle des règles de Transfert d'Energie), le bon déroulement du projet pilote BidLadder et du modèle de ToE implique d'autres actions :

1. Soumettre des *balancing rules* adaptées à l'approbation du régulateur
2. Soumettre un contrat ARP adapté à l'approbation des régulateurs concernés
3. Créer le « General Framework Agreement » pour le BidLadder
4. Créer le contrat avec le fournisseur pour le transfert de données
5. Prévoir les applications IT nécessaires

Annexe 1 : Processus détaillé de l'imbalance adjustment

Cette annexe a pour but d'expliquer plus en détail le processus de calcul de l'énergie fournie et de l'imbalance adjustment (cf. 3.5). La procédure discutée est présentée avec un plus grand nombre d'étapes intermédiaires et un exemple.

Les cas A (underdelivery), B (livraison précise) et C (overdelivery) mentionnés à la section 3.5 ont quelques étapes (préalables) en commun. Après ces étapes, la distinction entre les trois cas A, B et C est pertinente. Ces étapes communes sont les suivantes :

#	Description	Exemple
1	Le volume demandé par Elia ($E_{requested}$) est déterminé lors de l'activation et fixé par le FSP pendant le processus d'activation.	$E_{requested} = 10 \text{ MW}$ (à la hausse)
2	Lors de la deuxième confirmation par le FSP à Elia (au plus tard 3 minutes après la fin de la période de l'activation), Elia reçoit une répartition du volume fourni par point de livraison, selon le FSP.	2 ^e confirmation du FSP à Elia : <ul style="list-style-type: none"> • DP1 = 2 MW • DP2 = 3 MW • DP3 = 5 MW • DP4 = 0 MW
3	Les points de livraison pour lesquels le volume fourni rapporté par le FSP à l'étape précédente est égal à 0 MW ne sont plus pris en compte par Elia.	Elia ne tient pas compte des points de livraison pour lesquels le FSP rapporte 0 MW : <ul style="list-style-type: none"> • DP1 = 2 MW • DP2 = 3 MW • DP3 = 5 MW • DP4 = 0 MW
4	Elia calcule le volume fourni par point de livraison en tenant compte des données de mesure et de la baseline. Cela peut différer des valeurs rapportées par le FSP à l'étape 2.	Volumes fournis par point de livraison selon le calcul d'Elia : <ul style="list-style-type: none"> • DP1 = 2,1 MW • DP2 = 2,9 MW • DP3 = 5 MW
5	Elia vérifie si les volumes fournis calculés pour chaque point de livraison se trouvent sous la limite définie par la Grid User Declaration, ce qu'on appelle la Pref. Si la Pref est dépassée, le volume fourni à ce point de livraison est limité à la Pref.	Soit les Prefs suivantes : <ul style="list-style-type: none"> • DP1 = 10 MW • DP2 = 10 MW • DP3 = 3 MW ⇒ Pour DP3, le volume calculé à l'étape 3 dépasse la Pref. Cela entraîne l'adaptation suivante des volumes fournis : <ul style="list-style-type: none"> • DP1 = 2,1 MW • DP2 = 2,9 MW • DP3 = 5 MW → 3 MW • $E_{requested} = 10 \text{ MW}$ • $E_{delivered} = (2,1 + 2,9 + 3) = 8 \text{ MW}$ ⇒ 2 MW d'underdelivery
6	Elia compare le volume demandé ($E_{requested}$) à la somme des volumes fournis par point de livraison à l'étape 5. Elle constate alors une underdelivery, une livraison précise ou une overdelivery.	

La conclusion dans la dernière étape intermédiaire (#6) donne lieu à trois cas de figure que nous allons maintenant développer en utilisant le même exemple.

- **Cas A : en cas d'underdelivery par le FSP**

#	Description	Exemple
7A	Elia ajoute le volume demandé ($E_{requested}$) au périmètre d'équilibre du BRP_{fsp} .	Périmètre $BRP_{fsp} = - 10 \text{ MW}$
8A	Elia ajoute la somme de l'énergie fournie aux différents points de livraison calculée à l'étape 5 au périmètre d'équilibre du BRP_{fsp} .	Périmètre $BRP_{fsp} = 2,1+2,9+3 = +8 \text{ MW}$
9A	Elia neutralise les périmètres d'équilibre du BRP_{source} concerné des points de livraison avec l'énergie fournie comme calculé à l'étape 5.	<p>Elia corrige les périmètres du BRP_{source} comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{source,DP1} = +2,1 \text{ MW}$ • $BRP_{source,DP2} = +2,9 \text{ MW}$ • $BRP_{source,DP3} = +3 \text{ MW}$ <p>⇒ Sur base des étapes 7A et 8A, le BRP_{fsp} a un déséquilibre de -2 MW. Cela correspond au volume fourni manquant.</p>

- **Cas B : en cas de livraison précise par le FSP**

Pour illustrer ce régime, il faut modifier les hypothèses de l'exemple :

- Supposons qu'à l'étape 5, la Pref de DP3 soit égale à 10 MW . Cela signifie que le volume de 5 MW calculé à l'étape 4 est autorisé et ne doit pas être limité à l'étape 5.

#	Description	Exemple
7B	Elia ajoute le volume demandé ($E_{requested}$) au périmètre d'équilibre du BRP_{fsp} .	Périmètre $BRP_{fsp} = - 10 \text{ MW}$
8B	Elia ajoute la somme de l'énergie fournie aux différents points de livraison calculée à l'étape 5 au périmètre d'équilibre du BRP_{fsp} .	Périmètre $BRP_{fsp} = 2,1+2,9+5 = +10 \text{ MW}$
9B	Elia neutralise les périmètres d'équilibre du BRP_{source} concerné des points de livraison avec l'énergie fournie comme calculé à l'étape 5.	<p>Elia corrige les périmètres du BRP_{source} comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{source,DP1} = +2,1 \text{ MW}$ • $BRP_{source,DP2} = +2,9 \text{ MW}$ • $BRP_{source,DP3} = +5 \text{ MW}$ <p>⇒ Sur base des étapes 7B et 8B, le BRP_{fsp} est parfaitement en équilibre, ce qui est logique pour une livraison précise du volume demandé.</p>

- Cas C: en cas d'overdelivery par le FSP**

Pour illustrer ce régime, il faut modifier les hypothèses de l'exemple :

- Supposons qu'à l'étape 5, la Pref de DP3 soit égale à 10 MW. Cela signifie que le volume de 5 MW calculé à l'étape 4 est autorisé et ne doit pas être limité à l'étape 5.
- Supposons que le volume calculé à l'étape 4 pour DP1 n'est pas égal à 2,1 MW mais à 8,1 MW (ce qui est encore acceptable par rapport à la Pref). On constate alors à l'étape 6 qu'il y a un overdelivery de 6 MW.

#	Description	Exemple
7C	Elia ajoute le volume demandé ($E_{requested}$) au périmètre d'équilibre du BRP_{fsp} .	Périmètre $BRP_{fsp} = -10 \text{ MW}$
8C	Elia réduit le volume fourni par point de livraison calculé à l'étape 5 au prorata du total de l'énergie fournie en trop. Le volume fourni par le FSP est ainsi ramené au volume demandé.	<p>L'excès d'énergie fournie est réduit au prorata de l'énergie fournie par point de livraison :</p> <ul style="list-style-type: none"> • $DP1 = 8,1 - (6 * 8,1/16) = 5,06 \text{ MW}$ • $DP2 = 2,9 - (6 * 2,9/16) = 1,81 \text{ MW}$ • $DP3 = 5 - (6 * 5/16) = 3,13 \text{ MW}$ <p>⇒ Volume fourni par le FSP $= 5,06 + 1,81 + 3,13 = 10 \text{ MW}$</p>
9C	Elia ajoute la somme de l'énergie fournie aux différents points de livraison calculée à l'étape 8C au périmètre d'équilibre du BRP_{fsp} .	<p>Périmètre BRP_{fsp} $= 5,06 + 1,81 + 3,13 = +10 \text{ MW}$</p> <p>⇒ Sur base des étapes 7C et 9C, le BRP_{fsp} est parfaitement en équilibre. Le FSP a fourni le volume demandé, mais il (ainsi que son BRP) se voit attribuer le volume fourni en trop.</p>
10C	Elia neutralise les périmètres d'équilibre du BRP_{source} concerné des points de livraison avec l'énergie fournie comme calculé à l'étape 8C.	<p>Elia corrige les périmètres du BRP_{source} comme suit :</p> <ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{source,DP1} = +5,06 \text{ MW}$ • $BRP_{source,DP2} = +1,81 \text{ MW}$ • $BRP_{source,DP3} = +3,13 \text{ MW}$ <p>⇒ Tous les BRP_{source} sont corrigés au total pour «à peine» 10 MW. Le volume fourni en trop aux points de livraison est donc présent dans leur périmètre d'équilibre.</p>

Annexe 2: Elia Task Force BidLadder

Préalablement à la rédaction de cette note, le projet pilote BidLadder et le modèle de marché ont fait l'objet de discussions et d'études approfondies avec les divers acteurs concernés (cf. 1.1).

Les 10 mai, 25 mai, 14 juin et 5 juillet 2016, des réunions de l'Expert Group/Task Force BidLadder ont eu lieu au sein de l'Elia Users' Group.

Le matériel présenté par Elia et par d'autres parties ainsi que les procès-verbaux des réunions et des contributions des stakeholders sont disponibles sur le [site web du Users' Group d'Elia](#).

Les documents suivants sont disponibles:

- MoM TF BidLadder 10/5/2016
- Présentation Elia 10/5/2016
- MoM TF BidLadder 25/05/2016
- Présentation Elia & Présentation CREG 25/5/2016
- MoM TF BidLadder 14/5/2016
- Présentation Elia 14/6/2016
- Présentation FEBEG 14/6/2016
- *Draft* MoM TF BidLadder 5/7/2016
- Présentation Elia 5/7/2016
- Présentation FEBEG 5/7/2016
- Contribution BDRA
- Contribution anonyme

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	FEBEG
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	Infrax
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

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 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 prologueability 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**



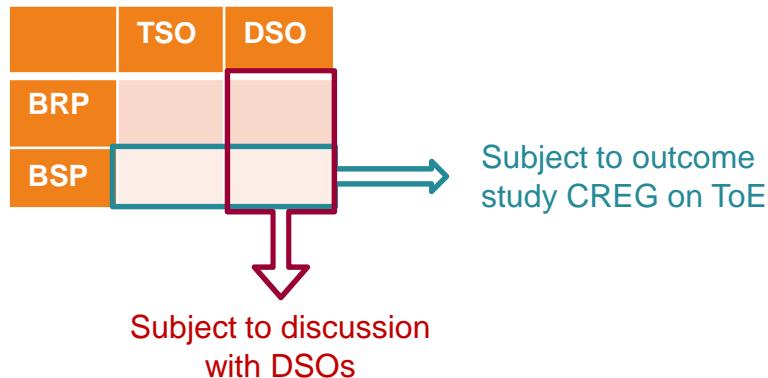
Objectives, Calendar, Practicalities

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:



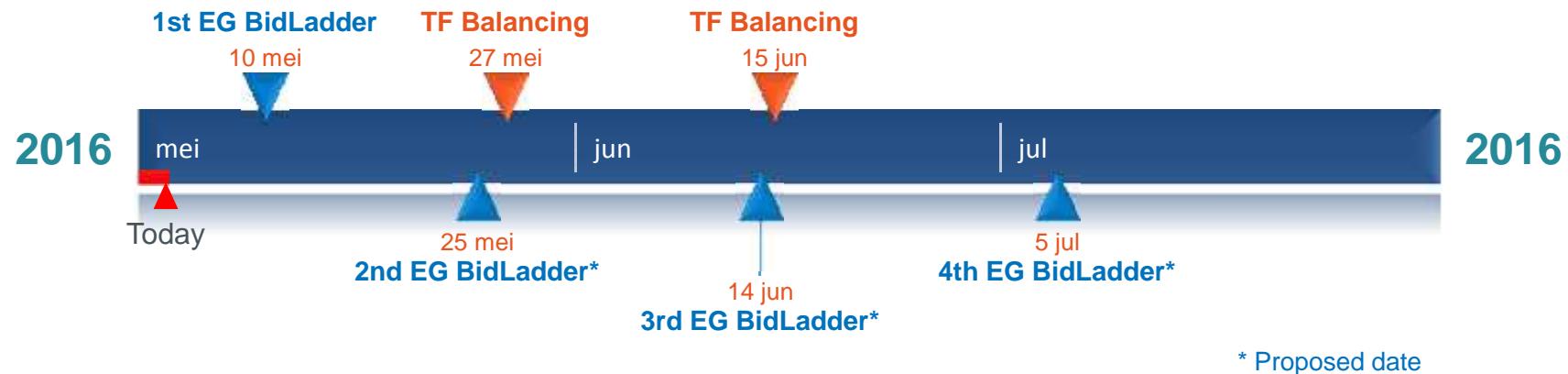
The planned meetings (cf. next slide) focus on the Pilot BidLadder

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.



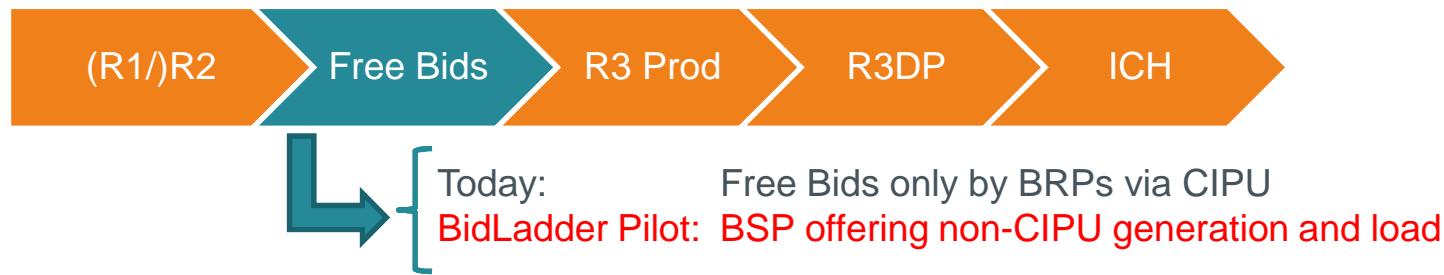
Overall:
Process overview/Timeline – in a nutshell

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^(*), i.e. independent aggregators, grid users or BRPs.

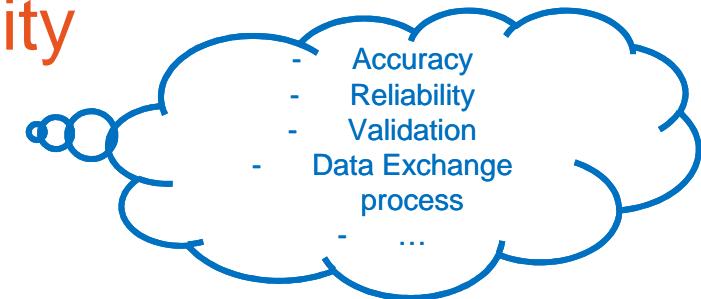
* Precise eligibility subject to (1) CREG study outcome on Transfer of Energy and (2) discussion with DSOs

The bigger “balancing” picture:



PILOT Eligibility

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

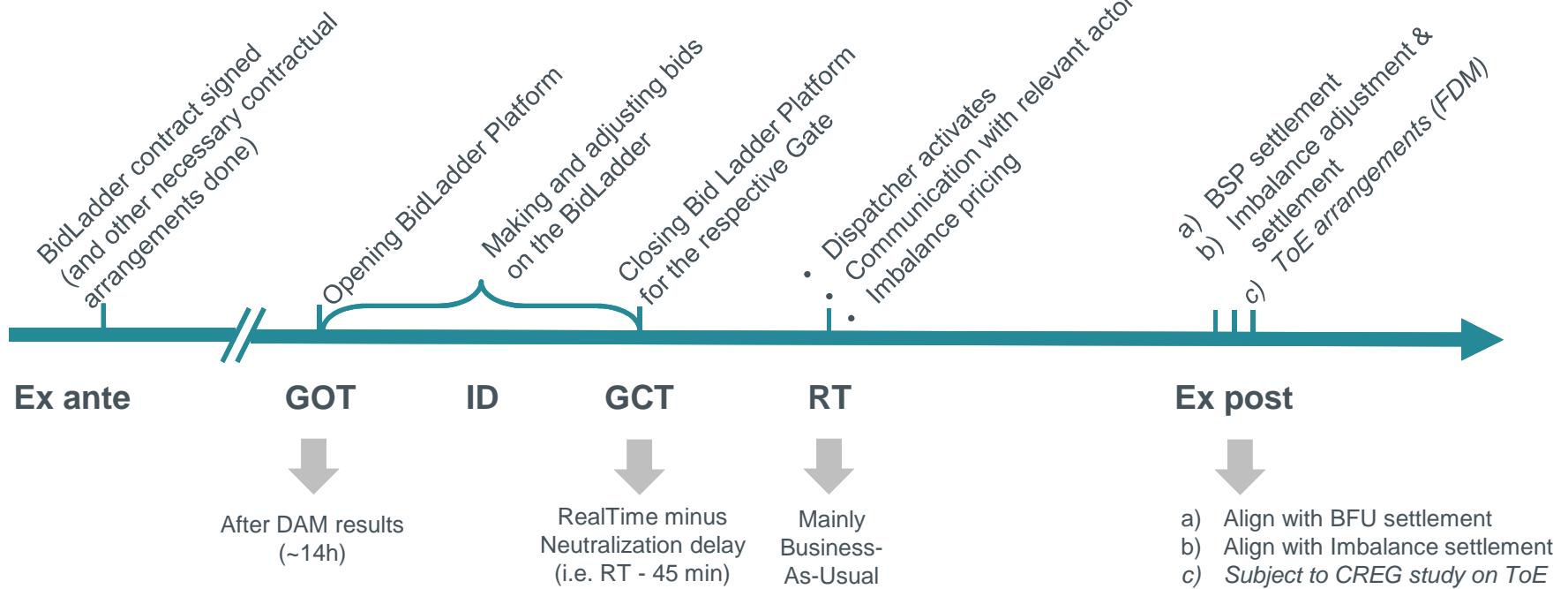


Note: Mutual exclusivity with respect to any other product for delivery points participating on the BidLadder

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:

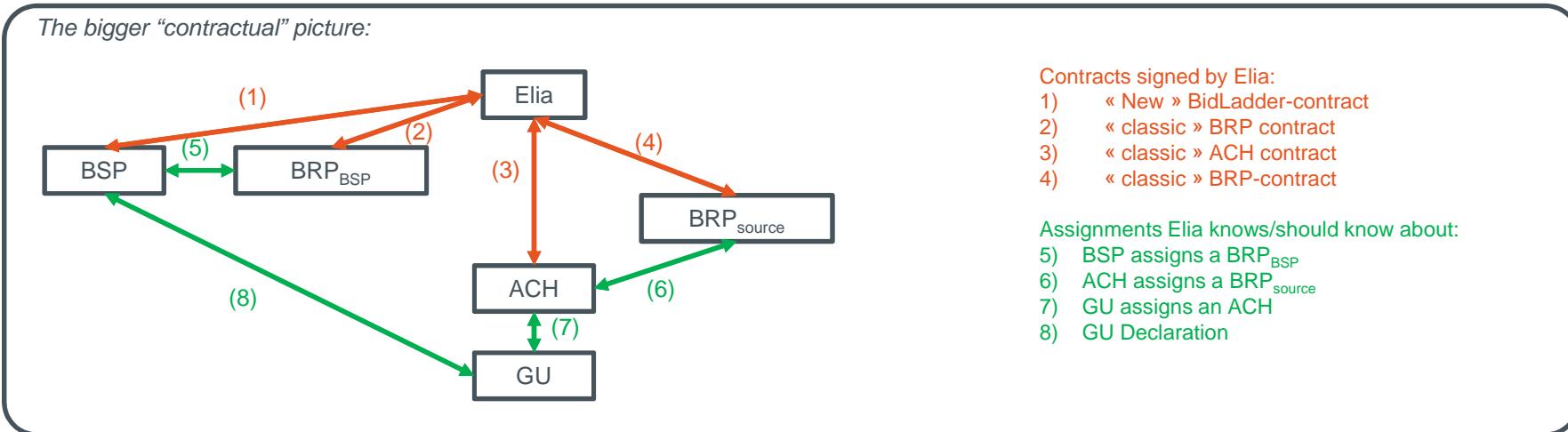
1. High-level contractual framework
2. Product/Bid requirements & Bidding Platform
3. Activation, real-time information exchange and congestion management
4. Principles for imbalance adjustment



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



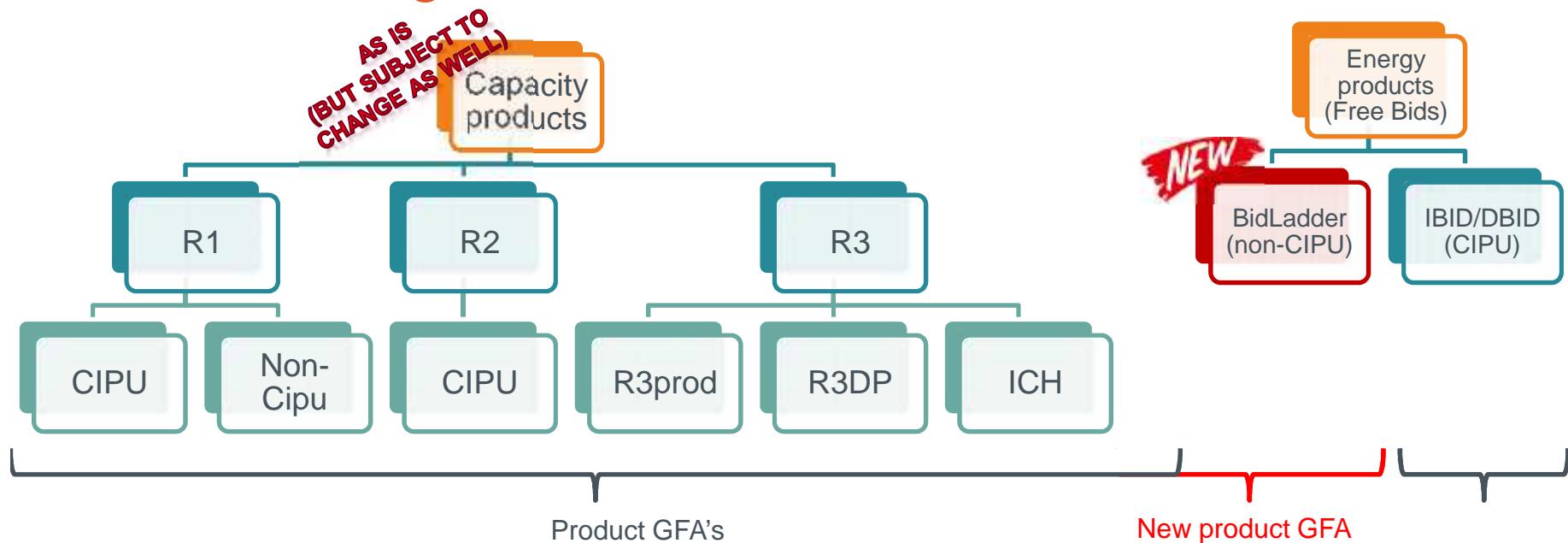
In practice, several “simplifications” /“configurations” are possible:

- $\text{BRP}_{\text{BSP}} = \text{BRP}_{\text{Source}}$ (but BSP)
 - $\text{BSP} = \text{BRP}_{\text{BSP}}$ (but $\text{BRP}_{\text{Source}}$)
 - $\text{BSP} = \text{BRP}_{\text{BSP}} = \text{BRP}_{\text{Source}}$
 - $\text{GU} = \text{BSP}$ $\text{BRP}_{\text{Source}}$ BRP_{BSP}
 - $\text{GU} = \text{BSP} = \text{BRP}_{\text{BSP}}$
 - ...
- But each time all roles in the above scheme are taken by someone

However, one distinction is particularly relevant:

- $\text{BRP}_{\text{BSP}} = \text{BRP}_{\text{Source}}$ → No Need for a ToE-solution
- $\text{BRP}_{\text{BSP}} \neq \text{BRP}_{\text{Source}}$ → 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

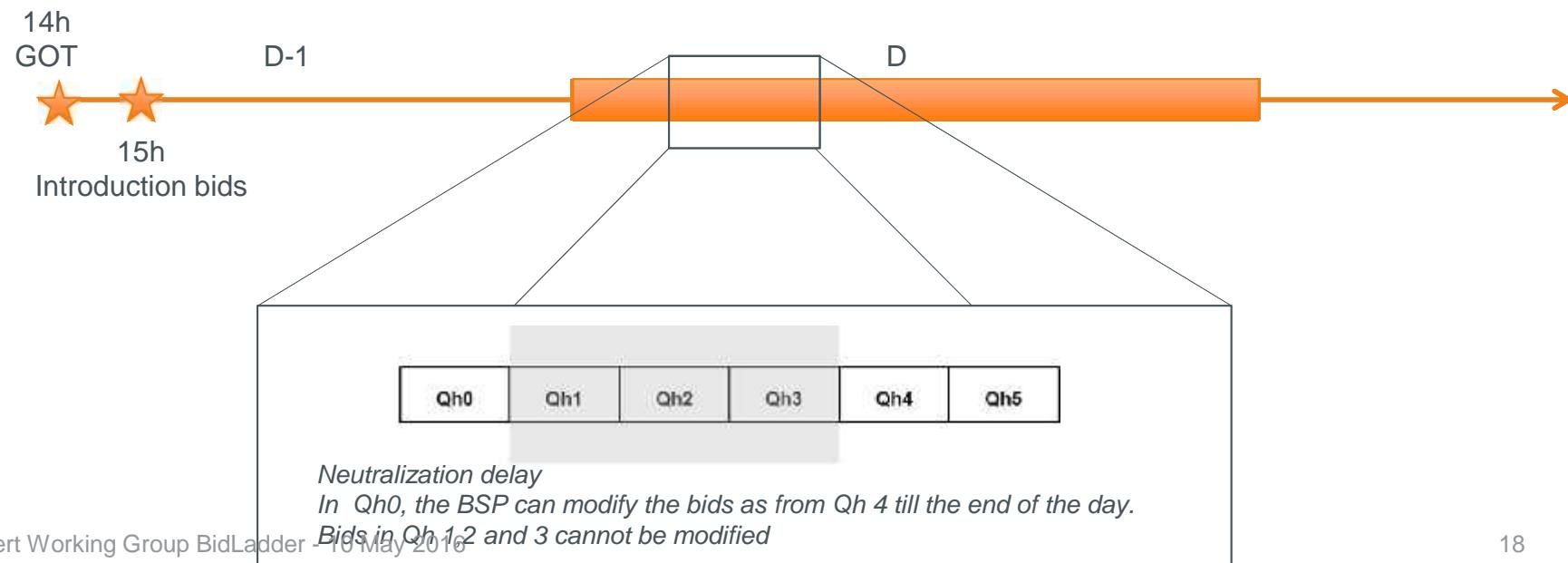
Bidplatform – Introduction of bids

Bids can be introduced, modified and canceled:

- As from 14h00, D-1 (\rightarrow 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 (\rightarrow 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:

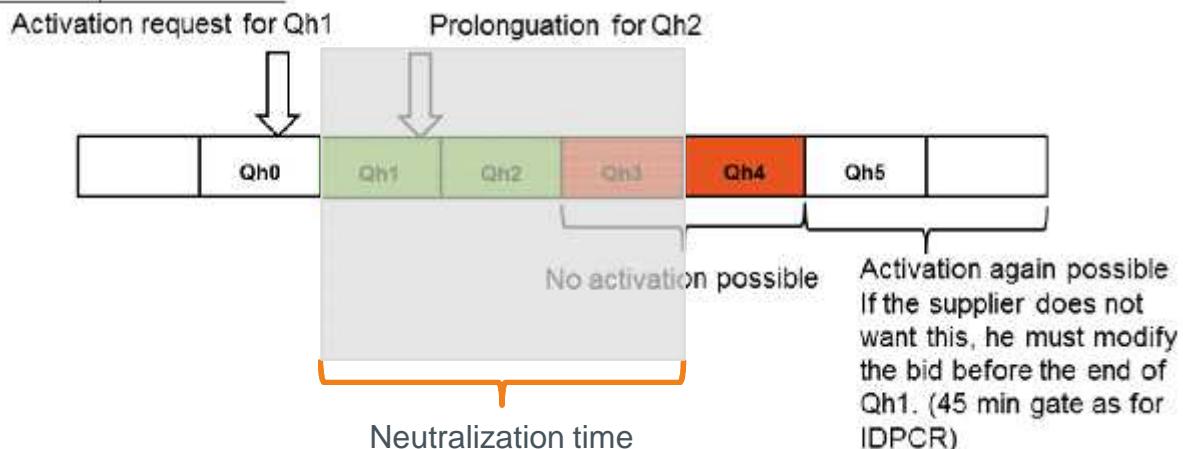
- ❑ Applicable quarter hours: the quarter hour in which the bid is applicable, for example 10h00 – 12h00.
- ❑ Offered I and D bid volume for the bid with a minimum bid size (1 MW) and bid step (0,1 MW)
 - ❑ Volumes are considered divisible
- ❑ Activation prices in €/MWh (no separate start prices allowed) 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 → BRP _{bsp} takes the imbalance in case underdelivery	Overdelivery → BRP _{source} takes the imbalance in case overdelivery
<ul style="list-style-type: none">• BRP_{bsp} = -(Req-Del)• BRP_{source} = 0 (adjusted with delivered)	<ul style="list-style-type: none">• BRP_{bsp} = 0• BRP_{source} = + (Del-Req) (adjusted with requested)

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

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	Overdelivery
<ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{bsp} = Del-Req = 6-10 = -4 \text{ MW}$ • $BRP_{source} = 0 \text{ MW}$ (adjusted by Delivered, i.e. +6 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{bsp} = 0 \text{ MW}$ • $BRP_{source} = Del - Req = 13-10 \text{ MW} = +3 \text{ MW}$ (adjusted by Requested, i.e. +10 MW)

Underdelivery	Overdelivery
<ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{bsp} = Del-Req = (-6)-(-10) = +4 \text{ MW}$ • $BRP_{source} = 0 \text{ MW}$ (adjusted by Delivered, i.e. -6 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{bsp} = 0 \text{ MW}$ • $BRP_{source} = Del - Req = (-13)-(-10) \text{ MW} = -3 \text{ MW}$ (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.

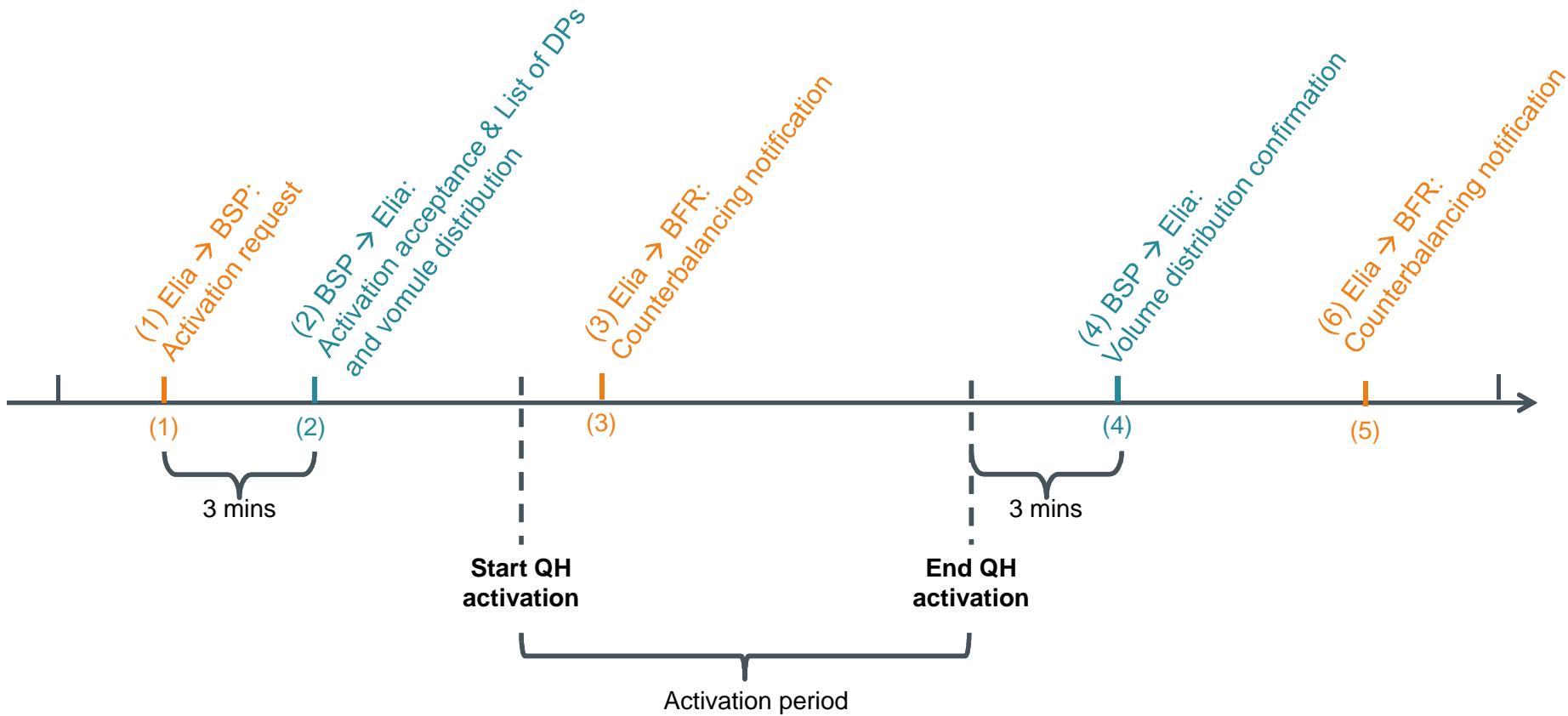
- Confidentiality of activations by BSP is guaranteed. The delivery point is never revealed to the BRP_{source}.
- The BRP_{source} is correctly treated with respect to its imbalance position and possible imbalance penalties.
- Any metering publications towards BRP_{source}, ACH, GU remain untouched 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)  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)  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)  Elia
- ❑ Indicative impact: During the activation period, Elia sends an Email to BRP_{source} based on the list of DP a potential aggregated impact to avoid counterbalancing actions.
- (4)  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_{requested} per DP). Ex post quality check is possible, with potential contractual consequences.
- (5)  Elia
- ❑ Impact detail: Ex post activation (end+ max 15min) email sent to BRP_{source} 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 < 25MW 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

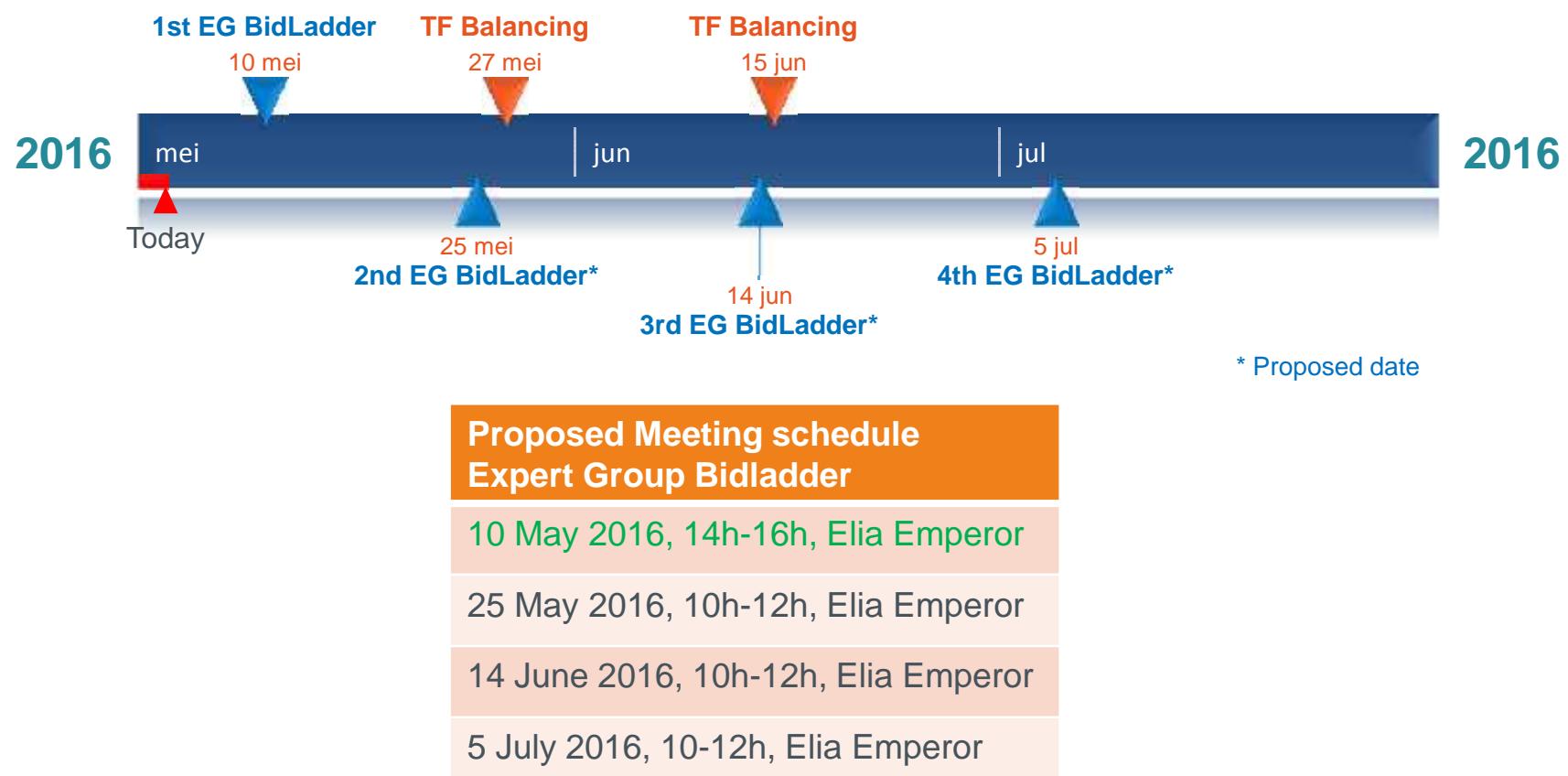


Wrap-up & next steps

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



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
Pouleyn 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 *1st 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 3rd 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 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 1st notification and 2nd

notification) and that feedback from FEBEG on a request by Aggregators on the usefulness of this 1st 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

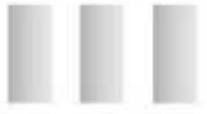


Presentation CREG

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

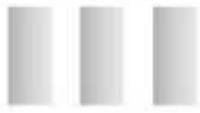
WG bid ladder 25 mai 2016



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

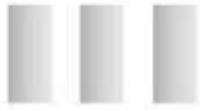
Principe 2 – tout client final a le droit de choisir son FSP indépendamment de son fournisseur d'électricité

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



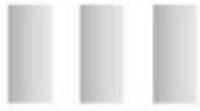


1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie Principes

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)



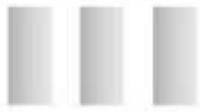
1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie Principes

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



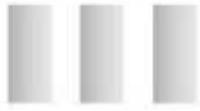


1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie Nouveaux rôles

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

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

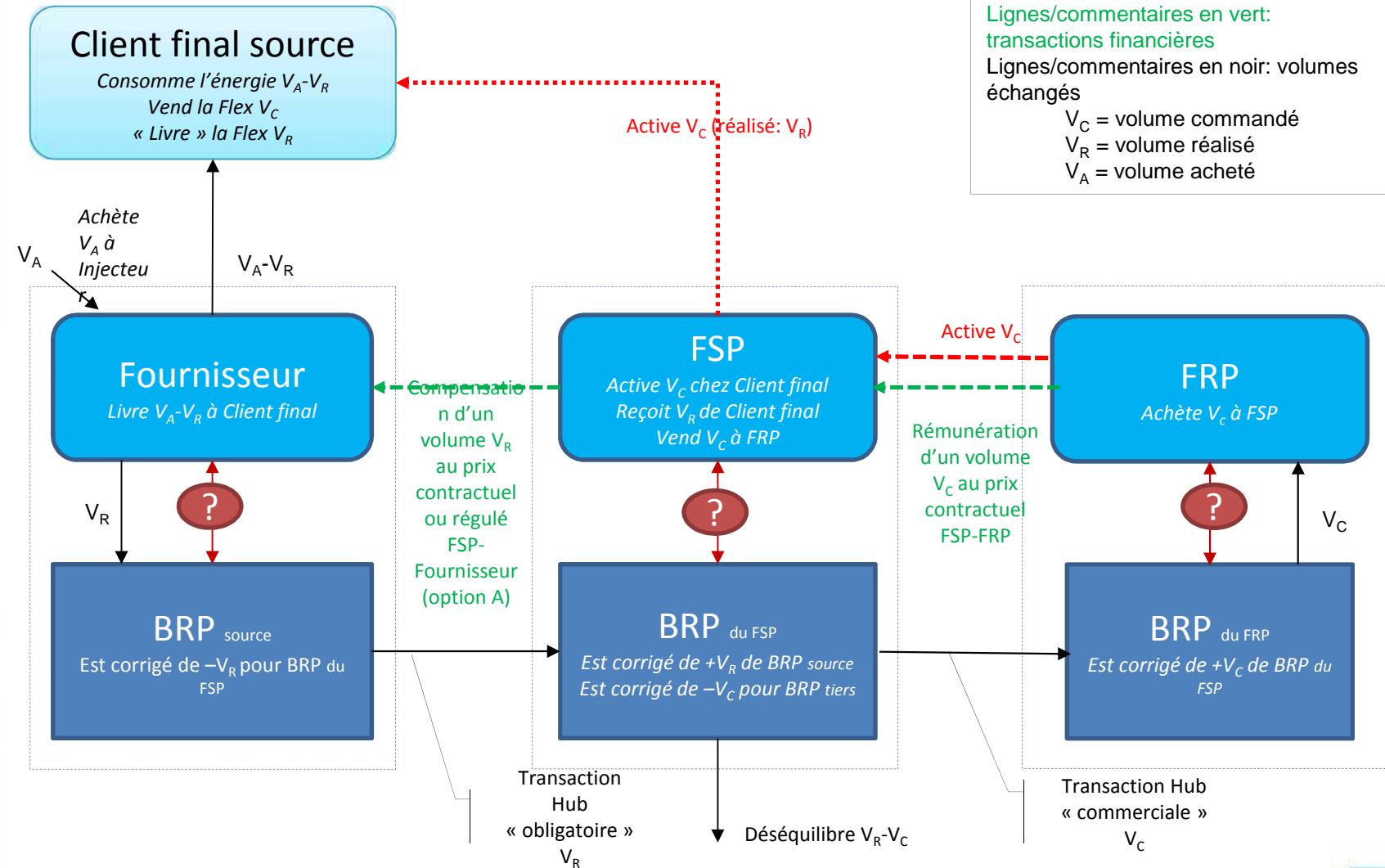


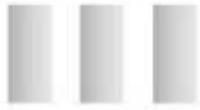


1. Modèle de marché pour le transfert d'énergie

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

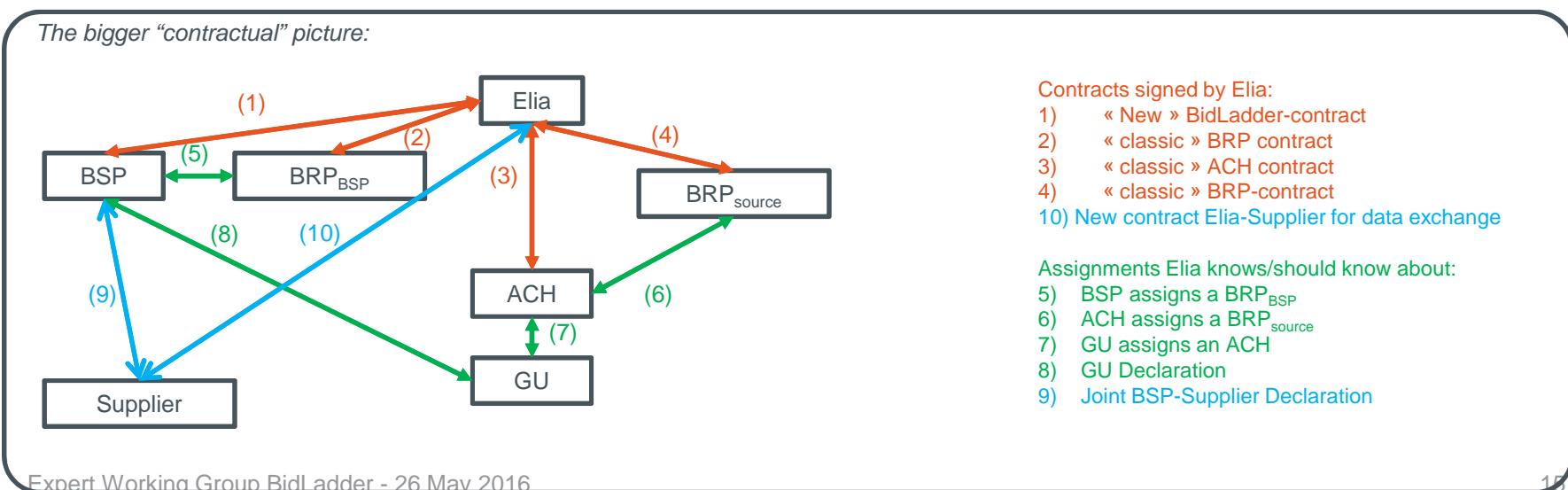




Transfer of Energy and the Pilot BidLadder

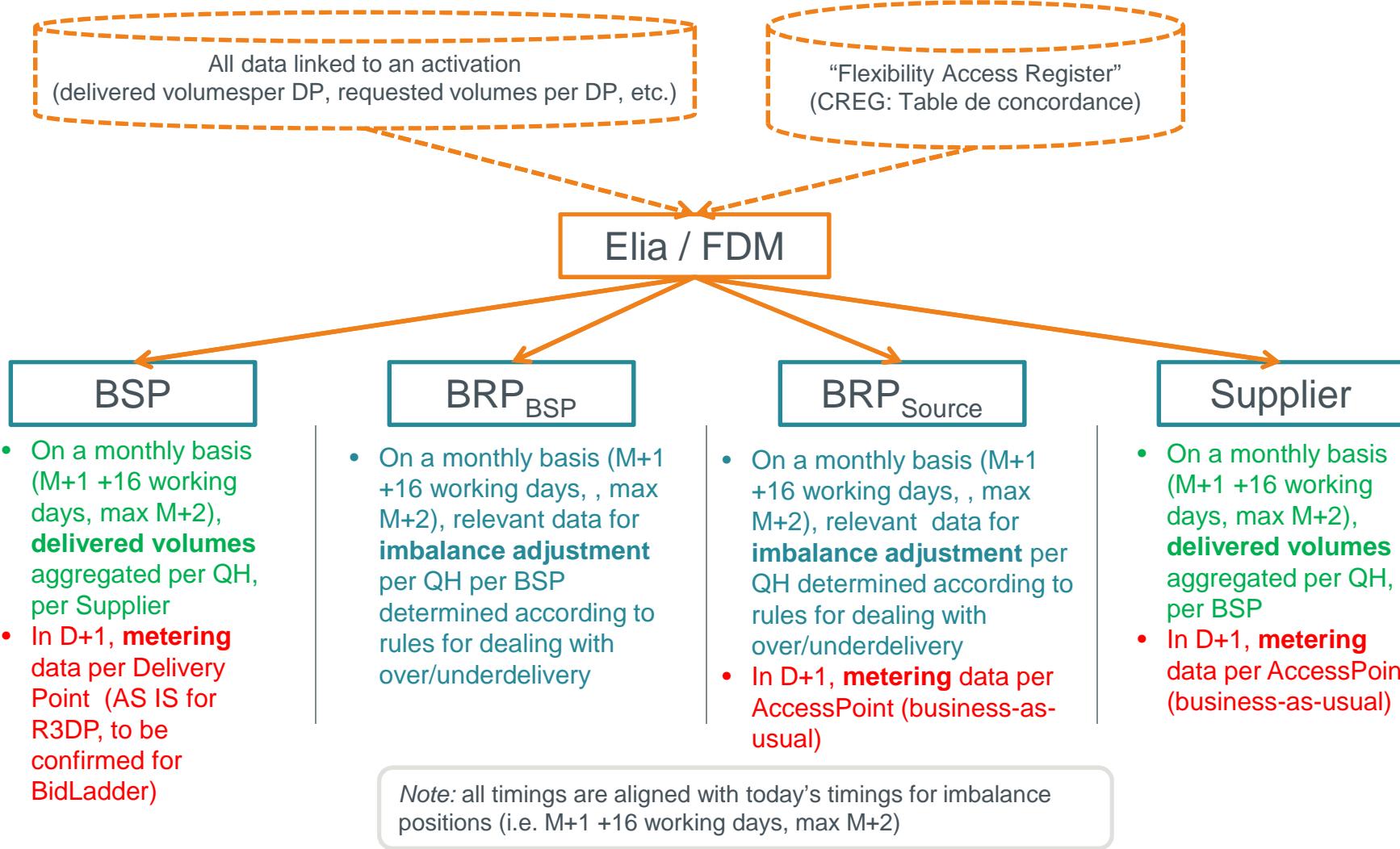
Findings from final study CREG

- 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



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 (compliance 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

- **Compliancy 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

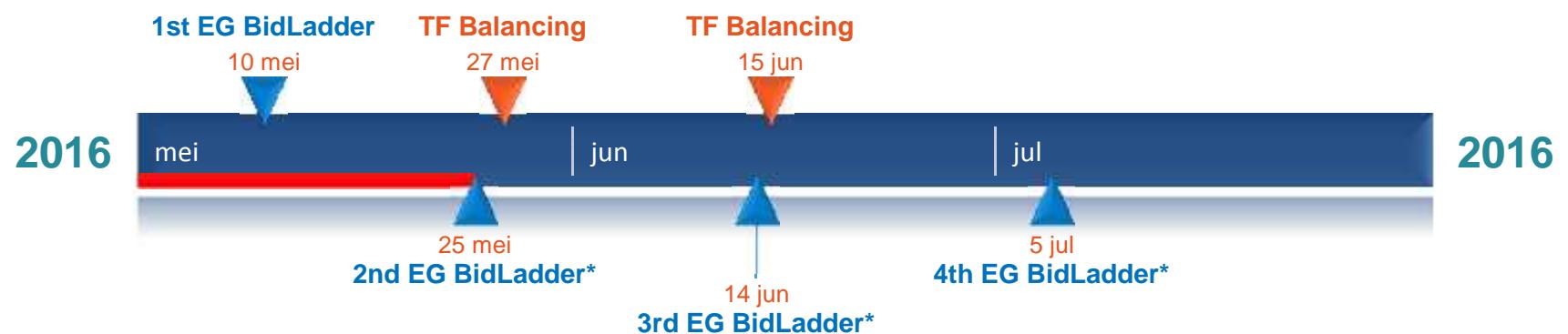


Wrap-up & next steps

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 Pechnical 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 BidLadder¹: 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.

¹ 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 Infrax 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 taking 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 → BRP _{bsp} takes the imbalance in case underdelivery	Overdelivery → BRP _{source} takes the imbalance in case overdelivery
<ul style="list-style-type: none">• BRP_{bsp} = -(Req-Del)• BRP_{source} = 0 (adjusted with delivered)	<ul style="list-style-type: none">• BRP_{bsp} = 0• BRP_{source} = + (Del-Req) (adjusted with requested)

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

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

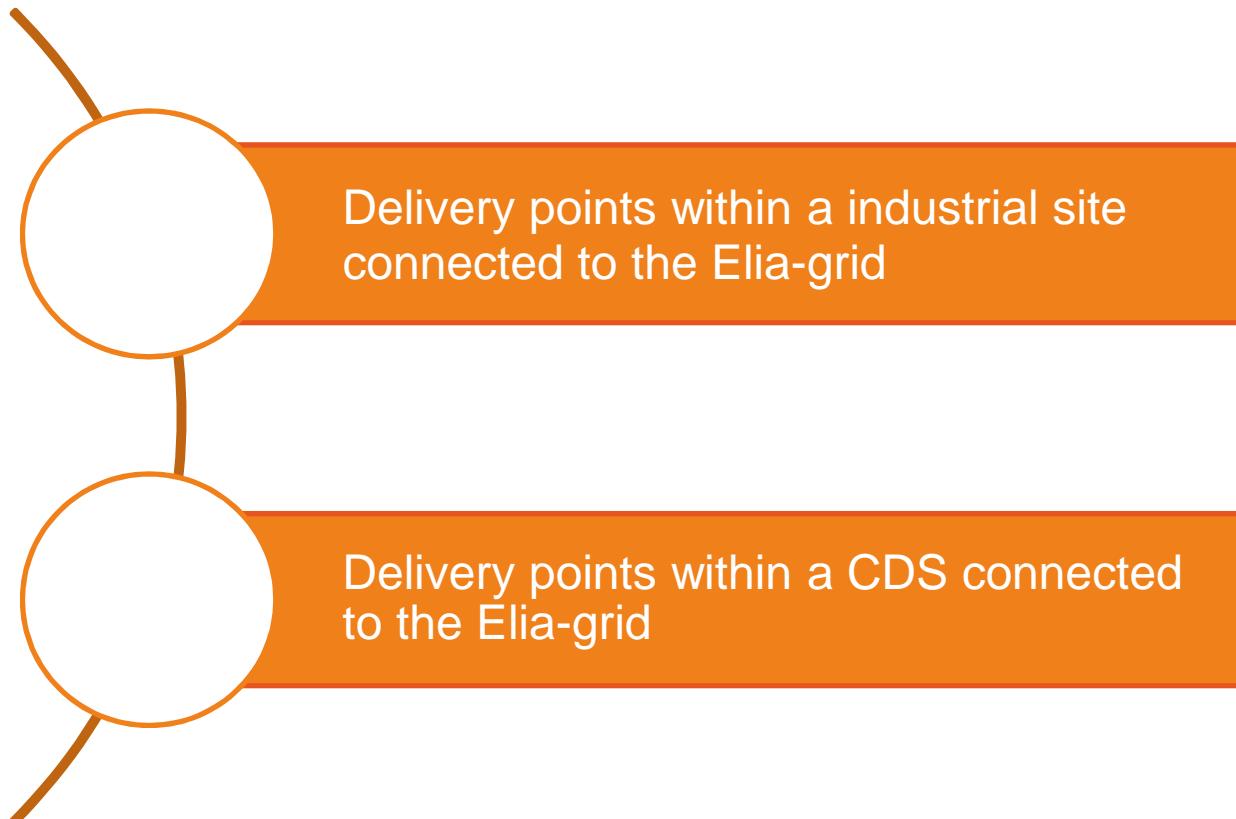
Underdelivery	Overdelivery
<ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{bsp} = Del-Req = 6-10 = -4 \text{ MW}$ • $BRP_{source} = 0 \text{ MW}$ (adjusted by Delivered, i.e. +6 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{bsp} = 0 \text{ MW}$ • $BRP_{source} = Del - Req = 13-10 \text{ MW} = +3 \text{ MW}$ (adjusted by Requested, i.e. +10 MW)

Underdelivery	Overdelivery
<ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{bsp} = Del-Req = (-6)-(-10) = +4 \text{ MW}$ • $BRP_{source} = 0 \text{ MW}$ (adjusted by Delivered, i.e. -6 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • $BRP_{bsp} = 0 \text{ MW}$ • $BRP_{source} = Del - Req = (-13)-(-10) \text{ MW} = -3 \text{ MW}$ (adjusted by Requested, i.e. -10 MW)



Submetering & CDSO

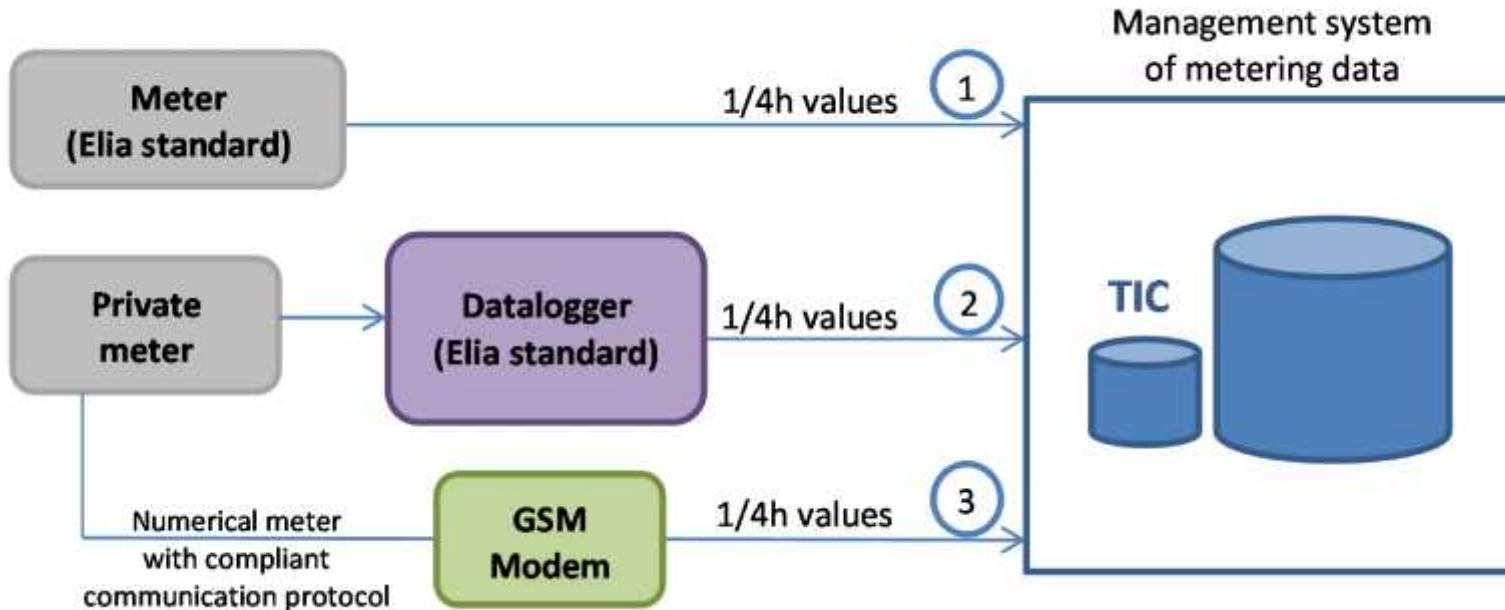
Agenda



TSO Submetering

AS IS

Allowed solutions



Accuracy class (active energy)	Option 1			Option 2	Option 3
	a	b	c		
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 $\frac{1}{4}$ 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 compliance

Via calibration/precision control report + proof of TI and TP compliance (pragmatic way).

- 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.

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 LS(ultzonderlijk)	0.5 nvt	0.5 0.5	B B	A
≥ 100 kVA tot 250 kVA	HS LS	0.5 nvt	0.5 0.5	B B	A
< 100 kVA	LS zonder TI	nvt	nvt	A	A

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.

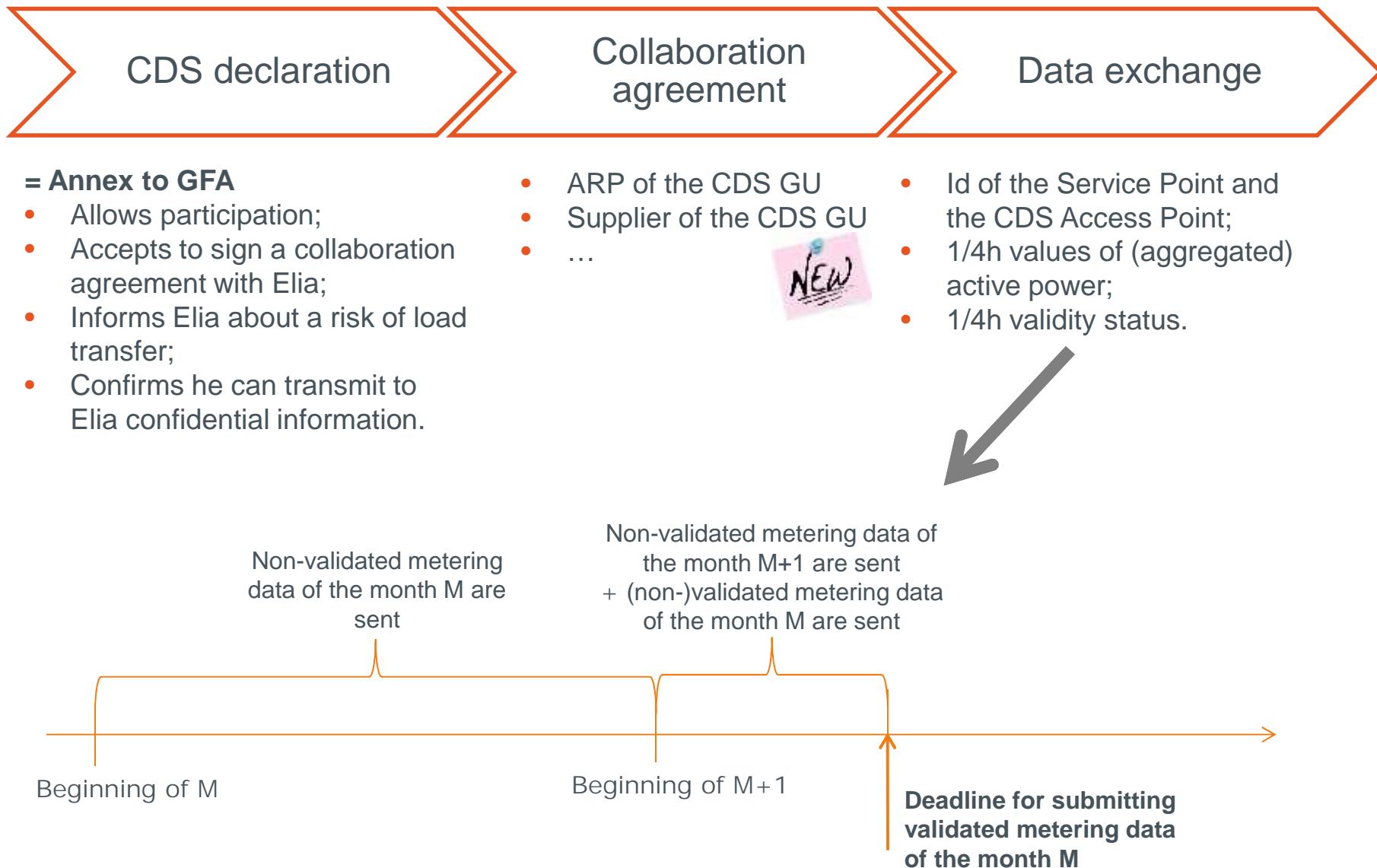
Demand flexibility products for CDS

AS IS

Flexibility products	R3DP	SDR
Metering requirement	Measure of $\frac{1}{4}$ 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





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 be 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 Import*
	inter-TSO Export*	D LC	D C	R2-	R2+	I C	R3	ICH	I LC			
00:00 > 00:15	-100.00	-100.00	-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	-100.00	-100.00	15.06	44.06	300.34	300.34	75.00				539.24
00:45 > 01:00	-100.00	-180.00	-100.00	15.06	44.06	300.34	300.34	75.00				539.24
01:00 > 01:15	-100.00	-180.00	-100.00	15.06	44.06	300.34	300.34	75.00				539.24

→ Bidladder will be taken into account.

Quarter	Marginal prices (€/MWh) for activation of																	
	-Max	-600 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
01:00 > 01:15	-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	58,256	14,730				
00:15 > 00:30	-70,671		3,793	6,102	3,770				74,462	55,603	17,860				
00:30 > 00:45	-103,996		3,603	2,113	1,190				107,599	60,549	47,050				
00:45 > 01:00	-269,060								209,060	129,670	139,390				
01:00 > 01:15	-58,145		47,488	0,174	25,640				94,473	47,841	34,760				

→ Bidladder will be taken into account.

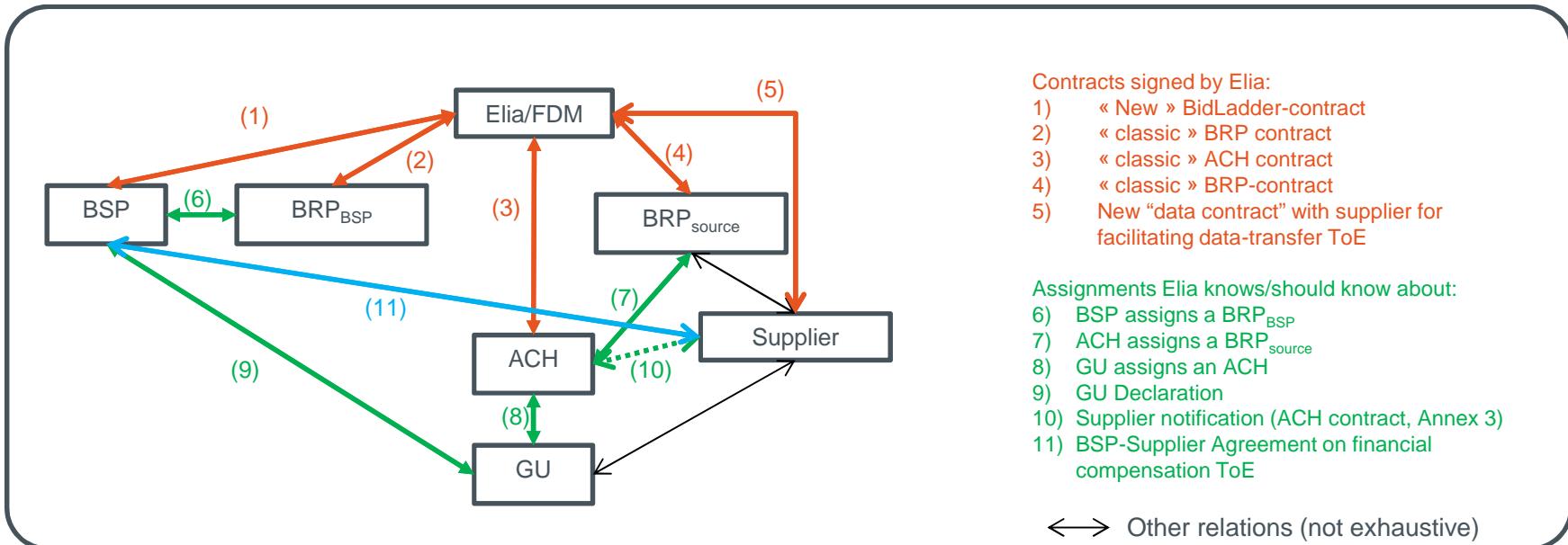
			Strategic Reserve	Incremental Prices						Decremental Prices					
Quarter	NRV (MW)	SR (C/MWh)	MIP (C/MWh)	IGCC+ (C/MWh)	R2+ (€/MWh)	Bids+ (C/MWh)	R3+ (C/MWh)	MDP (C/MWh)	IGCC- (C/MWh)	R2- (€/MWh)	Bids- (C/MWh)	R3- (C/MWh)			
00:00 > 00:15	-45,443		44,06	44,06	44,06			44,06	44,06	44,06					
00:15 > 00:30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

→ 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. $\text{BRP}_{\text{bsp}} = \text{BRP}_{\text{source}}$, $\text{BSP} = \text{Supplier}$, ...)

From “generic” model to different cases

	BSP = Supplier	BSP Supplier
BRP_{bsp} $\text{BRP}_{\text{source}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Imbalance adjustment via “new scheme” (asymmetric) • No ToE/No FDM <p>Likely?</p> <p>1</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Imbalance adjustment via “new scheme” (asymmetric) • ToE/FDM <p>2</p>
$\text{BRP}_{\text{bsp}} = \text{BRP}_{\text{source}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Imbalance adjustment via Incentive Correction • No ToE/No FDM <p>3</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Imbalance adjustment via “new scheme” (asymmetric) • ToE/FDM <p>4</p>

- 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)

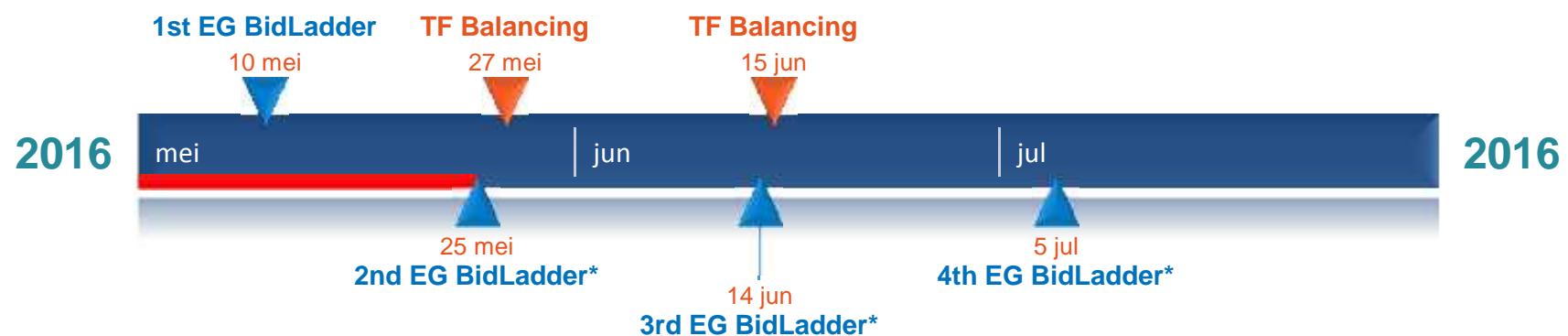


Wrap-up & next steps

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

FEBEG 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?

FEBEG 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

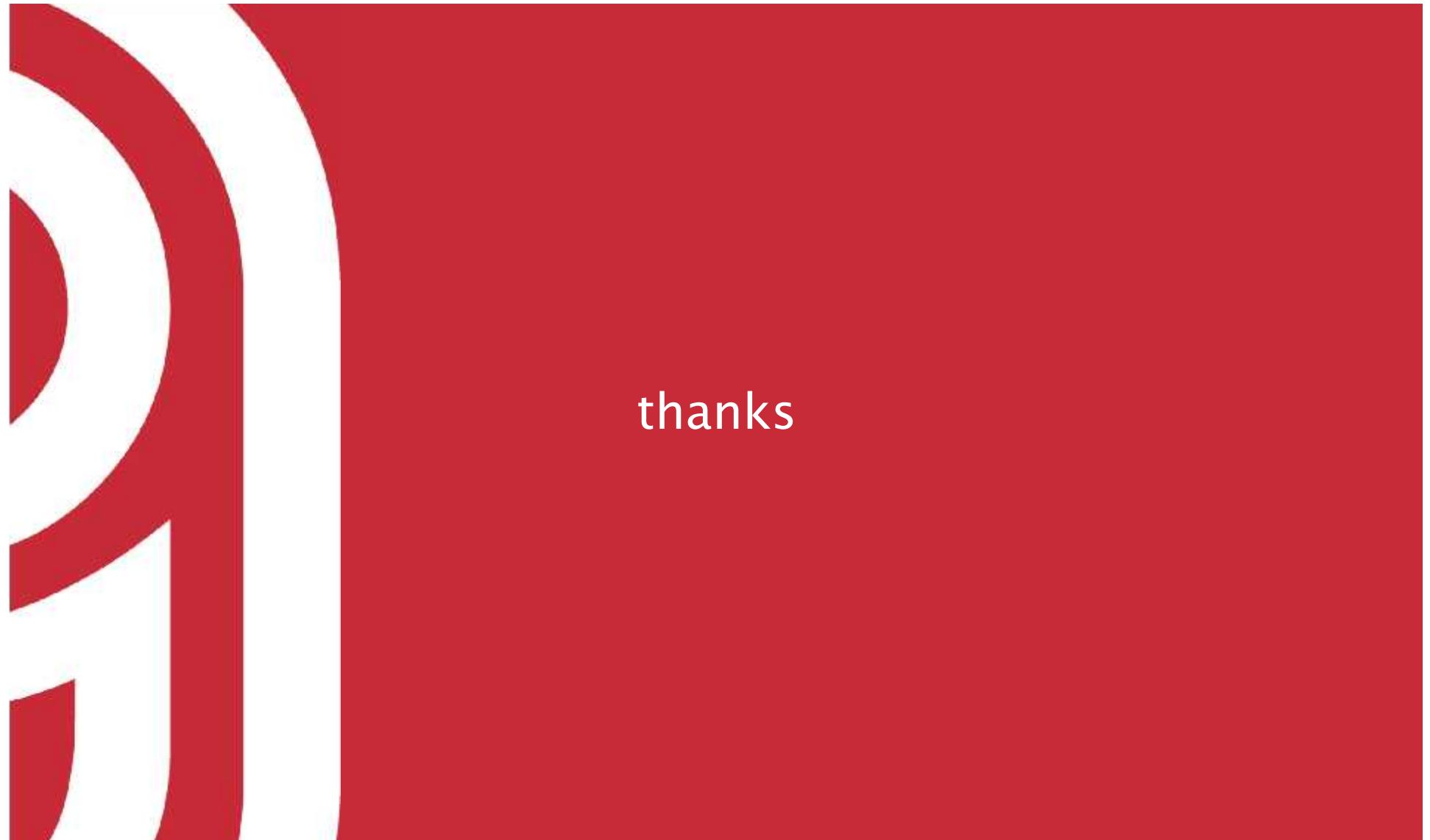
ToE not applicable to 'energy block delivery'

- 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 BPR?
- FEBEG willing to further investigate and provide feedback

Still a lot of uncertainties ...

Other

- Legal and regulatory framework?
- Settlement modalities?
 - Price, non-payment, insolvability, ...?
 - 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	Infrax
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 BidLadder¹: 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.

¹ 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 BRP_{fsp} and thereby a positive imbalance is created which is remunerated at positive imbalance price via the imbalance settlement with the BRP_{fsp}.

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 particular 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 Infrax 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

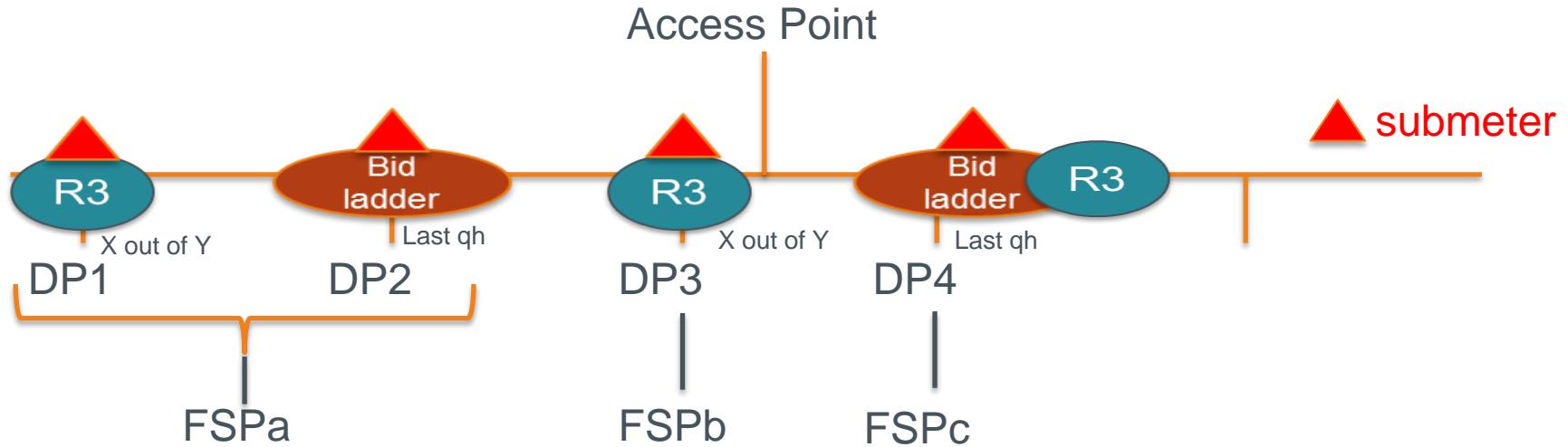
Minimum conditions for combo between Bidladder & R3

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

Facts

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**)

Issues raised

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.**

- 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/ strengthening of existing performance controls needed

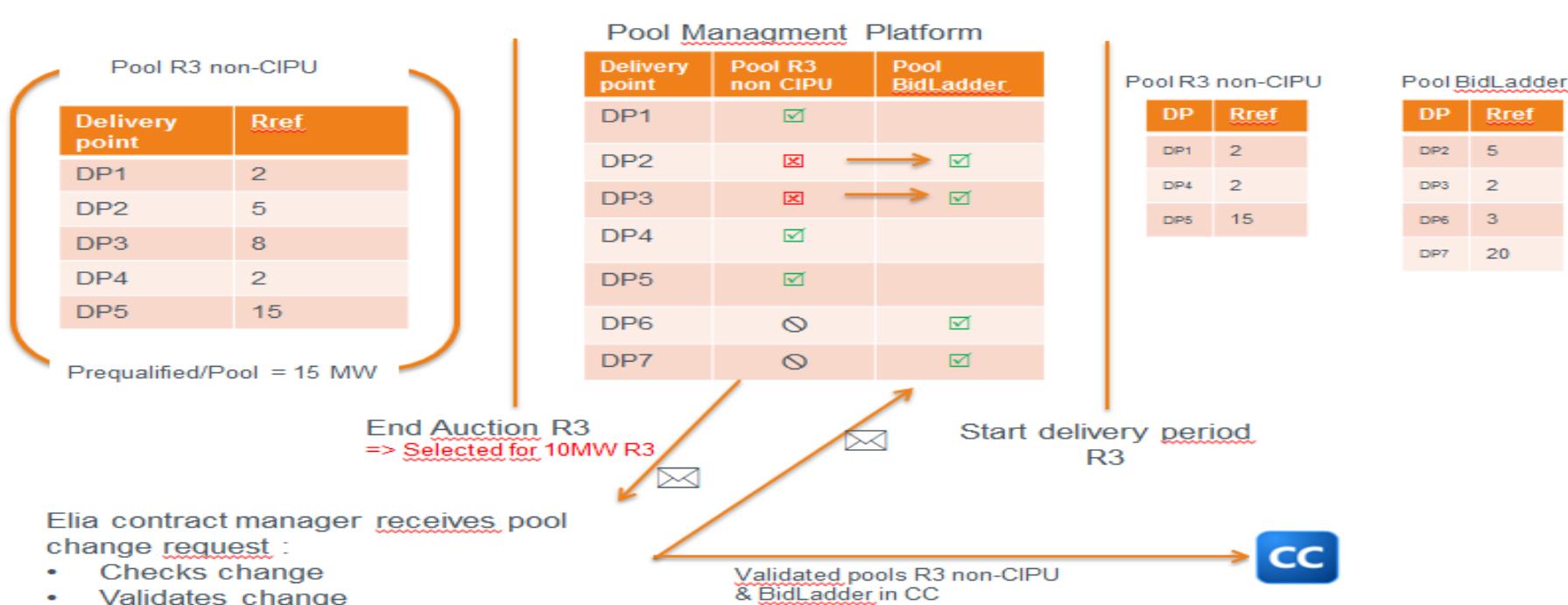
Flex Pool Mngt between R3 and Bidladder



NEW

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

NEW

- 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/extr^a 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:

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

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 what 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 successful 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_{fsp}-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 successful 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 Edelivered 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_{fsp} ≠ BRP_{source} and/or **FSP ≠ Supplier** (cf. definition CREG)

→ No ToE where $\text{BRP}_{\text{fsp}} = \text{BRP}_{\text{source}}$ and $\text{FSP} = \text{Supplier}$ → implicit flex

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

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

→ 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. 2nd 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	DP4 = 0 MW

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
--------------	--------------	------------

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

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 BRP_{FSP}

8A. Add $E_{\text{requested}} - \text{Sum}(\text{delivered volume per DP})$ in the perimeter of the BRP_{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 BRP_{FSP} a volume of -10 MW

Add to the perimeter of BRP_{FSP} a volume of +8 MW

The position of the $\text{BRP}_{\text{FSP}} = -2 \text{ MW}$
→ The BRP_{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 BRP_{FSP}

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

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

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

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

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

Do the following perimeter adjustments:

$\text{BRP}_{\text{source}, \text{DP1}}$	+2,1 MW
$\text{BRP}_{\text{source}, \text{DP2}}$	+2,9 MW
$\text{BRP}_{\text{source}, \text{DP3}}$	+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 $(8,1+2,9+5) - 10 = 6 \text{ MW}$

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

Allocate the overdelivered volume of 6 MW over all DPs:

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

→ 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 $BRP_{FSP} = 0 \text{ MW}$
→ 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
- An **extra Task Force meeting** is foreseen on **2 September 2016** (9.30h-12h00)



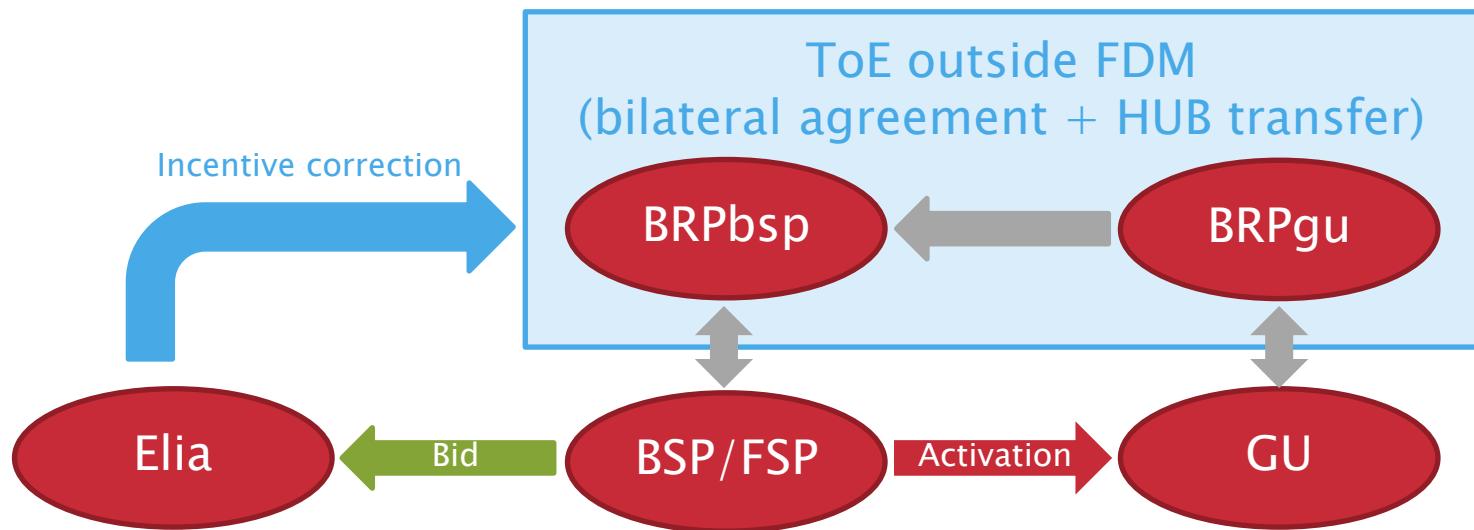
Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven
Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières
Federation of Belgian Electricity and Gas Companies

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

FEBEG 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

Anynomous 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.
