



Rapport de la « consultation publique sur la proposition relative aux concepts pour le projet pilote BidLadder »

Septembre 2016

1 Introduction	5
2 Contributions reçues	5
3 Discussion des contributions	6
3.1 Cadre légal	7
Résumé des réactions reçues:	7
Point de vue d'Elia :	7
3.2 Champ d'application du projet pilote	8
Résumé des réactions reçues :	8
Point de vue d'Elia :	8
3.3 Modèle de marché	9
Résumé des réactions reçues :	9
Point de vue d'Elia :	9
3.4 Combinaison de BidLadder avec d'autres produits.....	10
Résumé des réactions reçues :	10
Point de vue d'Elia :	11
3.5 Calcul du volume fourni et ajustement des déséquilibres	11
Résumé des réactions reçues :	11
Point de vue d'Elia :	12
3.6 Cadre contractuel	13
Résumé des réactions reçues :	13
Point de vue d'Elia :	13
3.7 Gestion de la congestion.....	13
Résumé des réactions reçues :	13
Point de vue d'Elia :	14
3.8 Ordre d'activation	14
Résumé des réactions reçues :	14
Point de vue d'Elia :	15
3.9 Enregistrement des points de livraison	15
Résumé des réactions reçues :	15
Point de vue d'Elia :	16
3.10 Divers	16
3.11 « Hors sujet »	18
3.11.1 Extension à des points de livraison des GRD	18
3.11.2 Autres aspects	19
Annexe 1 : Contributions reçues.....	20

1 Introduction

Du 10 août au 8 septembre 2016 inclus, Elia a organisé une consultation dans le cadre de la proposition de concepts pour le projet pilote BidLadder comprenant également une solution pour le transfert d'énergie (« Transfer of Energy »). Les acteurs de marché ont ainsi eu la possibilité de réagir au modèle de marché proposé pour le transfert d'énergie et le projet pilote BidLadder. Le document soumis à consultation peut encore être consulté en suivant le lien suivant [lien](#).

Le présent document consolide les contributions reçues et reflète le point de vue d'Elia concernant les observations formulées. Elia établira sur cette base une note conceptuelle publique définitive qui indiquera les modifications apportées au document soumis à consultation. Les observations reçues portent sur différents sujets commentés en détail dans les paragraphes qui suivent.

Comme elle l'a déjà fait dans sa note de consultation, Elia souhaite préciser que le cadre légal du déploiement du projet pilote BidLadder avec transfert d'énergie fait toujours défaut à ce jour. La mise en œuvre du projet pilote BidLadder, dont une première phase pourrait démarrer le 30 juin 2017, dépend donc de la mise en place en temps utile de l'ensemble du cadre légal.

En l'absence d'un cadre légal, le projet pilote BidLadder ne sera accessible qu'aux

- les points de livraison du réseau Elia (à savoir le réseau de transport fédéral et le réseau de transport local) où le BSP (Balancing Service Provider), le fournisseur et les BRP concernés sont une seule et même partie
- les points de livraison du réseau Elia (à savoir le réseau de transport fédéral et le réseau de transport local) où il existe un accord bilatéral entre le BSP et le fournisseur et entre les deux BRP (BRPsource et BRP du BSP) pour se soustraire au régime de transfert d'énergie. Ceci est le soi-disant arrangement « opt out ». Si un tel accord bilatéral ou arrangement « opt out » existe, les processus d'Elia concernant le transfert d'énergie et l'échange de données correspondante pour la compensation financière ne doivent pas être appliqués.

2 Contributions reçues

La période de consultation s'est déroulée du 10 août 2016 au 8 septembre 2016 inclus. Elia a reçu la contribution des acteurs suivants:

1. RWE (Essent.be et Powerhouse)
2. Belgian Demand Response Association (BDRA)
3. TeaMWISE

-
4. VREG
 5. Febeliec
 6. FEBEG
 7. EANDIS, SIBELGA, ORES, RESA et INFRAX (dans la suite du présent document, ces acteurs de marché sont dénommés les « GRD »)
 8. Mipa Frost

Elia a également reçu une contribution confidentielle de Next Kraftwerke Belgium.

BDRA précise que sa contribution complète celle de TeaMwise. Ces deux contributions doivent donc être lues comme un tout.

Toutes les contributions (à l'exception de la contribution confidentielle) sont disponibles à l'Annexe 1 du présent document et seront publiées sur le site Web d'Elia avec le présent rapport de consultation.

3 Discussion des contributions

En général, tous les acteurs de marché accueillent positivement le projet BidLadder et le soutiennent. Les acteurs de marché considèrent ce projet pilote comme une initiative favorisant le développement du marché.

Le caractère pilote du projet et les choix correspondant à cette particularité sont généralement acceptés. Toutefois, certains acteurs (FEBEG, FEBELIEC) font remarquer qu'il sera nécessaire d'évoluer à terme vers un design définitif prenant en compte les évaluations nécessaires.

Les contributions reçues sont groupées par thème. À chaque fois, les différentes réactions reçues sont résumées et suivies de la réponse d'Elia. La note conceptuelle a éventuellement été modifiée en fonction du thème et de la réponse d'Elia.

Certaines remarques ponctuelles et mineures ne sont pas mentionnées ou commentées explicitement dans ce rapport afin d'en limiter l'ampleur. Il est possible qu'elles aient néanmoins entraîné des adaptations de la note conceptuelle finale.

Dans la discussion qui suit, Elia résume le mieux possible les diverses contributions reçues. Pour les formulations exactes, l'argumentation détaillée et un contexte supplémentaire, veuillez vous reporter au texte des contributions individuelles (Annexe 1).

Elia souhaite formuler d'emblée une remarque spécifique qui porte sur la terminologie utilisée et est utile à la bonne compréhension du rapport de consultation exposé ci-après. Différents acteurs de marché (FEBEG, FEBELIEC, GRD) se demandent si « FSP » est le terme le plus adéquat dans le cadre du projet pilote BidLadder. Certains estiment que BSP (Balancing Service Provider) conviendrait mieux. Elia partage l'avis de ces parties et renverra désormais au BSP et non plus au FSP dans le cadre de BidLadder.

3.1 Cadre légal

Résumé des réactions reçues:

En ce qui concerne l'élaboration d'un cadre légal, FEBEG observe que, vu les possibilités de gestion de la demande déjà bien développées sur le marché belge (selon FEBEG), il convient d'éviter plus d'incertitudes encore sur le cadre légal et les éventuelles limitations y afférent afin de ne pas entraver des évolutions comme le projet pilote BidLadder.

BDRA demande plus de précisions quant à l'élaboration du cadre légal et son impact éventuel sur le calendrier du projet pilote BidLadder.

La VREG fait remarquer que si le « réseau Elia » mentionné dans la note de consultation vise également le réseau de transport local, il faut adapter non seulement la réglementation fédérale, mais également la réglementation régionale afin que les principes du transfert d'énergie s'appliquent également au réseau de transport local.

Point de vue d'Elia :

Elia comprend ces réactions et a également exprimé sa préoccupation à ce sujet dans sa note de consultation. Il va de soi qu'Elia souhaite aussi que le lancement du projet pilote BidLadder avec transfert d'énergie ne soit pas exposé à une insécurité juridique. Par conséquent, Elia demande aux autorités compétentes de faire rapidement la lumière sur le cadre légal applicable et plaide pour un cadre permettant le déploiement de nouveaux produits et projets tels que le projet pilote BidLadder avec transfert d'énergie.

Cependant, il incombe aux autorités compétentes, tant au niveau fédéral que régional, d'évaluer les initiatives législatives (ou autres) nécessaires pour atteindre cet objectif. Elia est bien entendu disposée à participer à toute concertation à ce sujet.

Malgré cette incertitude frappant le cadre légal, Elia ambitionne toujours de rendre la plate-forme BidLadder opérationnelle dès le 1^{er} juillet 2017.

Elia est d'opinion que le projet pilote BidLadder, bien que sans possibilité de transfert d'énergie, peut être implémenté dans le cadre légal actuel (cf. entre autres les articles 119, 120 et 251 du Règlement Technique Fédéral). En d'autres termes, peuvent avoir accès au projet pilote BidLadder sans adaptations de la loi préalablement:

- les points de livraison du réseau Elia (à savoir le réseau de transport fédéral et le réseau de transport local) où le BSP (Balancing Service Provider), le fournisseur et les BRP concernés sont une seule et même partie
- les points de livraison du réseau Elia (à savoir le réseau de transport fédéral et le réseau de transport local) où il existe un accord bilatéral entre le BSP et le fournisseur et entre les deux BRP (BRPsource et BRPbsp) pour se soustraire au régime de transfert d'énergie. On parle dans ce cas d'un accord « opt out ». Si un tel accord « opt out » existe, les processus d'Elia concernant le transfert d'énergie

et l'échange de données correspondantes pour la compensation financière ne doivent pas être appliqués.

Toutefois, si des acteurs souhaitent utiliser le modèle A2(/A3) proposé dans l'étude de la CREG¹ une adaptation du cadre légal est nécessaire selon cette même étude de la CREG. Si ce n'est pas le cas,, l'accès à la plate-forme BidLadder ne sera pas possible aux points de livraison sujet à un tel modèle A2/3.

En cas d'incertitude quant à la mise en place du cadre légal adéquat afin de faciliter l'implémentation du projet pilote BidLadder pour le 30 juin 2017, et en attendant ce cadre, Elia a l'intention d'implémenter dans un premier temps le projet pilote sans la possibilité du transfert d'énergie. L'extension de l'accès à la plateforme BidLadder conformément le modèle A2/3 pourrait avoir lieu dans une deuxième phase dès que le cadre légal sera clarifié pour ce but et en prenant en compte les délais nécessaire pour l'implémentation et les approbations réglementaires.

Elia communiquera là-dessus au moment opportun.

3.2 Champ d'application du projet pilote

Résumé des réactions reçues :

FEBEG demande de vérifier que le concept proposé peut également être utilisé pour les unités de production non CIPU.

FEBEG accepte le choix actuel de la baseline dans le cadre du projet pilote, mais juge qu'il est essentiel d'approfondir cette piste et d'élargir le choix de baseline.

Point de vue d'Elia :

Le concept proposé s'applique également aux unités de production non CIPU. Étant donné qu'elles peuvent également introduire de la flexibilité (modulation à la hausse et à la baisse de leur capacité de production) par l'intermédiaire d'un BSP, les mêmes modalités concernant le transfert d'énergie seront appliquées mutatis mutandis. En cas de modification de l'injection nette, le BRPbsp se verra attribuer l'énergie demandée dans son périmètre. L'énergie fournie est calculée à partir de la courbe de référence (« baseline »), en l'occurrence, la dernière valeur quart-horaire mesurée avant l'activation). La différence entre l'énergie demandée et l'énergie fournie est attribuée au BRPbsp et le BRPsource est corrigé en fonction de l'énergie fournie.

En ce qui concerne la baseline retenue pour la phase pilote de la plate-forme BidLadder, ELIA souscrit à la thèse de FEBEG selon laquelle une seule baseline est possible par point

¹ 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)

de livraison. ELIA tiendra compte du caractère souhaitable d'autres baselines éventuelles dans les évaluations du projet pilote.

3.3 Modèle de marché

Résumé des réactions reçues :

FEBEG soutient le choix du modèle bilatéral et recommande de mettre en œuvre un seul modèle de marché afin de limiter les interventions du marché, la complexité, les frais de fonctionnement et la charge administrative.

Différents acteurs (FEBEG, RWE) soulignent l'importance d'autoriser la possibilité d'un « opt-out », et ce, dans les limites du cadre légal en vigueur et donc dès le lancement de la plate-forme BidLadder. FEBELIEC n'est pas opposée non plus à un tel opt-out.

FEBEG remarque que le modèle de marché proposé pour le transfert d'énergie vise le marché du balancing et ne peut être considéré comme un modèle général dans lequel un FSP fournit d'autres services à Elia, aux GRD, aux BRP, etc. C'est la raison pour laquelle FEBEG préconise l'utilisation du terme Balancing Service Provider ou BSP. En outre, FEBEG indique qu'un modèle purement bilatéral est plutôt une évolution normale du marché et que le mécanisme du transfert d'énergie doit être considéré comme une option de repli.

FEBELIEC demande avec insistance que l'évolution de la participation de la gestion de la demande à la plate-forme BidLadder et le degré de résistance éventuelle de fournisseurs ou d'autres acteurs fassent l'objet d'un suivi. FEBELIEC demande que la non-réalisation du modèle de marché B2 soit évaluée (en particulier en ce qui concerne le segment des grands utilisateurs du réseau industriels raccordés au réseau de transport) et que le modèle de marché B2 puisse tout de même être prévu en fonction des résultats de cette évaluation. En outre, FEBELIEC maintient une grande vigilance concernant les garanties de confidentialité des données dans un modèle de marché A2/A3.

Point de vue d'Elia :

Le champ d'application du projet pilote BidLadder s'inscrit parmi les options retenues dans l'étude finale de la CREG. L'option prévoyant des factures scindées (B2) ne fait donc pas partie du projet pilote BidLadder.

Selon Elia, le modèle de marché B2 ne constitue pas une solution durable car la confidentialité ne peut pas être garantie en cas de participation de ces grands clients industriels. La consommation de la majorité de ces clients est directement mesurée par leur(s) BRP/fournisseur(s) et toute modification, que ce soit en termes de temps ou de volume, est donc potentiellement à retracer.

En outre, il s'agit en l'occurrence d'un petit nombre de clients qui sont également leur propre détenteur d'accès. Par conséquent, ce modèle ne peut être appliqué aux « petits » clients qui ne sont pas détenteurs d'accès, mais qui voudraient quand même prétendre à

cette compensation financière. Dès lors, Elia préconise une réglementation uniforme afin que le level playing field continu d'être garanti pour tous les acteurs de marché.

Si la flexibilité est offerte à un point de livraison pourvu d'un sous-compteur, le modèle B2 implique une complexité supplémentaire puisque les adaptations du metering ont lieu au niveau du point d'accès.

Elia souhaite prendre des mesures qu'elle juge prioritaires, comme l'élargissement de l'accès à la plate-forme BidLadder aux points de livraison des GRD et la facilitation du transfert d'énergie pour les autres produits de balancing, qui répondent effectivement aux besoins supplémentaires en termes de liquidité.

Malgré ce qui précède, tous ces aspects pourront être le sujet d'une évaluation ultérieure du projet BidLadder, qui, comme déjà mentionné, dans une première étape est implémenté comme «projet pilote».

3.4 Combinaison de BidLadder avec d'autres produits

Résumé des réactions reçues :

Différents acteurs (FEBEG, FEBELIEC, TeaMwise, BDRA, Mipa Frost) soutiennent les développements devant permettre de combiner la participation à la R3 non CIPU et à BidLadder avec un même point de livraison. Divers acteurs jugent qu'il s'agit là d'un aspect très important du concept.

FEBEG demande plus de précisions sur les règles relatives à la combinaison de R3 non CIPU et de BidLadder (notamment Rref) ainsi que sur le level playing field entre unités CIPU et non CIPU.

BDRA relève que la gestion d'un pool éventuellement flexible sur base quart-horaire est peut-être un pas dans la bonne direction, mais que cette solution demeure inférieure, sur le plan structurel, à la possibilité de combiner la R3 non CIPU et BidLadder.

TeaMwise signale également que la gestion d'un pool flexible sur base quart-horaire peut être une solution intermédiaire acceptable.

RWE pense qu'il n'est pas opportun, dans un premier temps, de faciliter la combinaison de R3 non CIPU et de BidLadder afin de limiter le risque de retard de BidLadder. Du point de vue de RWE, il faut d'abord se concentrer sur des produits simples et utilisables dans un marché performant. En ce qui concerne la gestion d'un pool éventuellement flexible, RWE recommande de limiter la complexité dans un premier temps et de renoncer à une telle gestion sur base quart-horaire.

RWE ajoute que la combinaison de BidLadder et de la Strategic Demand Reserve n'est pas possible au même point de livraison et au même moment.

Mipa Frost estime qu'il faut faciliter la combinaison avec la SDR.

FEBELIEC insiste sur sa demande de prévoir la possibilité d'avoir plusieurs fournisseurs de services de flexibilité au niveau d'un même point de livraison.

Point de vue d'Elia :

Elia reconnaît la valeur ajoutée de la combinaison de BidLadder et de R3 au niveau d'un même point de livraison, de manière à augmenter la liquidité sur le BidLadder. Comme mentionné précédemment, Elia veut mettre en œuvre prioritairement des mesures qui maximisent la liquidité sur la plate-forme BidLadder. Pendant la durée de la consultation, Elia a donc réalisé une analyse approfondie en vue de déterminer la faisabilité d'une telle combinaison en tenant compte de ses diverses conséquences pour les procédures et applications auxiliaires telles que la préqualification et le contrôle de disponibilité et d'activation de R3. Dans le cadre du déploiement de cette possibilité, Elia estime qu'il est primordial d'éviter toute forme de « double selling » et de valoriser une nouvelle fois la flexibilité déjà contractée en tant que R3 via le BidLadder.

Elia s'efforcera de rendre le « combo » opérationnel le plus rapidement possible dans le cadre du projet pilote « BidLadder » et s'engage de donner plus de clarté sur les délais d'implémentation avant le fin du mois de décembre.

Dans cette phase pilote, Elia a choisi d'appliquer les mêmes courbes de référence à un point de livraison. Vu la différence de courbe de référence entre le BidLadder et la SDR, il n'est donc pas souhaitable de combiner les deux produits à un même point de livraison.

La possibilité d'isoler des processus flexibles sous-jacents, au moyen du sous-comptage, jusqu'à des points de livraison individuels devrait répondre à la demande des acteurs de marché de pouvoir participer à plusieurs produits. Elia est disposée à mener des discussions plus approfondies avec les acteurs de marché pour démontrer la liquidité supplémentaire qu'offre une telle possibilité.

Elia pense qu'il n'est pas souhaitable d'autoriser plusieurs BSP au même point de livraison puisque cela introduit une complexité supplémentaire et implique des clés de répartition potentiellement arbitraires. En autorisant un seul BSP par point de livraison, il est possible de procéder à une attribution unique des volumes activés, ce qui est important pour assurer un contrôle d'activation adéquat et des adaptations du périmètre d'équilibre.

3.5 Calcul du volume fourni et ajustement des déséquilibres

Résumé des réactions reçues :

Différents acteurs (FEBEG, RWE) soutiennent les adaptations « asymétriques » proposées pour le périmètre ainsi que les principes sous-jacents qui sont à la base de la répartition des rôles en matière de déséquilibres entre le BSP et le BRPsource concernant le balancing réactif. FEBELIEC indique également adhérer au point de vue d'Elia concernant la définition de la responsabilité du BSP (ou de son BRP) en matière de déséquilibres.

TeaMwise estime qu'en cas d'« overdelivery », les corrections asymétriques du périmètre peuvent entraîner une discrimination entre les différentes sortes de fournisseurs d'un même service (en l'occurrence un BSP qui est également un BRPsource par opposition à un BSP qui n'est pas aussi le BRPsource). TeaMwise propose de considérer le BRPbsp comme responsable d'équilibre lors de l'activation, pour chaque volume jusqu'à la capacité préqualifiée au point de livraison.

BDRA indique comprendre les motifs de la limitation de l'« overdelivery » par le BSP, mais juge que la solution proposée n'est pas la plus adéquate. BDRA préconise de mener un débat plus approfondi sur cet aspect du concept.

RWE demande si Elia peut évaluer la probabilité que l'équilibre de zone soit contraire aux actions de balancing (bid I ou D), ce qui peut impliquer un effet négatif pour un BRPsource en cas d'« oversupply » par le BSP.

Les GRD formulent une remarque sur la correction du périmètre en cas d'« overdelivery », les rôles qui en sont affectés ainsi que les différences ou imprécisions potentielles en fonction de la situation contractuelle. Afin d'éliminer certaines différences ou imprécisions et de faciliter de futures discussions entre Elia et les GRD, les GRD proposent en outre de baser la correction du périmètre uniquement sur le volume réellement fourni, et ce, tant pour le BRPbsp que pour le BRPsource.

Point de vue d'Elia :

Elia activera un certain volume auprès du BSP dans le cadre de sa responsabilité de maintenir l'équilibre. Ce volume est basé sur un bid introduit par le BSP, dans lequel le BSP tient compte de la flexibilité maximale pouvant être activée à un point de livraison (Rref). Dans le calcul de l'énergie fournie, Elia utilisera par conséquent ce Rref qui est d'ailleurs confirmé par l'utilisateur du réseau dans une « *grid user declaration* » afin de limiter les dépassements.

Un BSP fournit de la flexibilité à Elia à la demande d'Elia et n'active pas lui-même sa flexibilité pour des raisons touchant à l'optimisation du portefeuille. Cette tâche incombe au BRPsource qui doit toujours maintenir sa position d'équilibre. Dans des cas exceptionnels (cf. art 10.2 du contrat ARP), Elia autorise le BRP à déroger à son obligation contractuelle d'être en équilibre au niveau de son portefeuille afin de contribuer au rétablissement du déséquilibre résiduel du système.

La limitation précitée de la flexibilité fournie à un point de livraison (Rref), d'une part, et la limitation de l'énergie fournie, au niveau du bid, à l'énergie demandée, d'autre part, sont tout à fait conformes aux rôles et responsabilités des acteurs de marché concernés, tels le BSP, le BRPbsp et le BRPsource. Seul ce dernier est en mesure d'effectuer un balancing réactif en raison de l'optimisation du portefeuille physique. C'est la raison pour laquelle un ajustement de déséquilibre asymétrique est appliqué au BRPbsp dans le projet BidLadder.

En ce qui concerne la question de RWE concernant la probabilité que la position de la zone et les actions de balancing ne soient pas alignées, Elia répond que cette situation peut

parfois se présenter. Il semble logique et inévitable qu'à la fin d'un déséquilibre structurel, des bids I/D soient activés pour que la R2 atteigne ± 0 MW. Dès que le déséquilibre est résolu, la R2 peut commencer à compenser les bids. C'est possible dans le quart d'heure et, en raison de la combinaison avec l'IGCC, cela peut avoir un impact sur le prix de déséquilibre dans certains cas. Cette probabilité existe donc mais, selon Elia, elle est globalement limitée. A plus long terme, l'effet ne sera absolument pas négatif pour le BRPsource.

3.6 Cadre contractuel

Résumé des réactions reçues :

En ce qui concerne le contrat conclu entre Elia et un fournisseur sur l'échange de données en vue de faciliter une compensation financière entre le BSP et le fournisseur, TeaMwise estime que ce contrat est superflu si les données sont fournies au BRP (moyennant les modifications nécessaires au contrat ARP) du fournisseur et qu'il les échange avec le fournisseur. Selon TeaMwise, cela présenterait différents avantages pratiques.

Toujours en ce qui concerne le contrat entre Elia et le fournisseur, FEBELIEC fait remarquer qu'un tel contrat ne serait pas nécessaire en cas d'utilisation d'un modèle de marché B2.

Point de vue d'Elia :

Le modèle pour le transfert d'énergie, tel que retenu dans l'étude de la CREG, prévoit la compensation financière entre le fournisseur et le BSP. Ces acteurs doivent donc être informés par le Flexibility Data Manager (Elia) des quantités de flexibilité activée dans leurs portefeuilles respectifs.

Si cette information était envoyée au BRP du fournisseur concerné, le fournisseur serait tributaire de la communication en temps opportun d'informations précises par son BRP. Dans le cas où le fournisseur et le BRP sont des acteurs différents, le fait que le BRP ait la possibilité de consulter la flexibilité externe présente dans le portefeuille du fournisseur peut avoir un impact sur la prime de risque que le BRP applique pour le balancing du portefeuille de clients du fournisseur (p. ex. risque pour des effets de rebond). En outre, un tel échange indirect de données par l'intermédiaire du BRP risque, par exemple, de limiter les possibilités d'interaction entre le fournisseur et Elia en cas de contestations et de problèmes, les forçant à toujours passer par le BRP.

3.7 Gestion de la congestion

Résumé des réactions reçues :

FEBEG souligne l'importance de l'échange d'informations pour éviter un counterbalancing éventuel et demande qu'Elia consente des efforts suffisants pour fournir les informations aux BRP le plus près possible du temps réel.

FEBEG pense que les règles proposées concernant les « zones rouges » aux points de livraison ayant un $R_{ref} \geq 25$ MW ne garantissent pas le level playing field entre unités CIPU et unités non CIPU. RWE voit également se profiler une différence de traitement entre les unités CIPU et non CIPU en cas de congestion sur le réseau et demande à Elia de s'intéresser de plus près à cet aspect et de vérifier comment il est possible d'obtenir une égalité de traitement. FEBEG propose de fonder la règle sur la puissance injectée et non pas sur la puissance de l'unité. FEBEG suggère quatre autres méthodes de travail.

FEBELIEC demande une validation de l'approche suivie concernant les règles relatives à la gestion de la congestion pour les offres sur la plate-forme BidLadder et s'enquiert notamment des documents légaux, contractuels ou réglementaires susceptibles d'étayer cette approche.

Point de vue d'Elia :

Elia tient à préciser qu'il s'agit d'un projet pilote qui s'inscrit dans la logique existante de la gestion des congestions et des règles telles qu'appliquées dans le contrat CIPU. Par conséquent, Elia poursuit avec la solution proposée une approche équivalente vis-à-vis d'un côté les unités de production (typiquement avec une puissance ≥ 25 MW), repris dans un contrat CIPU, et d'un autre côté des points de livraison sur BidLadder avec une puissance de référence ≥ 25 MW. Chacune des parties est soumise aux mêmes règles de congestion dans cette proposition.

Elia note le bien-fondé des remarques des acteurs de marché par rapport à ce sujet et souhaite discuter avec les acteurs de marché les modalités relatives à la gestion des congestions dans un trajet concret (et dans un contexte plus large que le projet pilote BidLadder) au sein du Groupe de travail System Operations et European Market Design. (cf. Users' Group du j22/09/2016).

Les règles de gestion des congestions appliquées aux offres sur la plateforme BidLadder seront ancrées contractuellement dans le GFA BidLadder.

3.8 Ordre d'activation

Résumé des réactions reçues :

En vue de favoriser un level playing field, FEBEG préconise un merit order commun pour toutes les offres libres. Elle se demande dans ce contexte comment Elia réalisera une analyse techno-économique lors de l'activation (cf. Paragraphe 2.2.3) et s'enquiert de l'approche qui sera retenue pour les unités « coordonnables » et « non coordonnables ».

Plusieurs acteurs de marché (FEBELIEC, FEBEG) préconisent un « common merit order » réunissant tous les produits mFRR (à savoir les offres libres et les réserves contractées) et dans lequel tous les produits ont un prix d'activation.

Point de vue d'Elia :

Pour les dispositions relatives à l'ordre d'activation ou merit order, Elia renvoie aux règles de fonctionnement relatives aux déséquilibres quart-horaires approuvées par la CREG.

La distinction opérée entre unités coordonnables et unités non coordonnables s'explique par la conformité avec les caractéristiques produit de la mFRR (vitesse de réaction (ramping rates) dans les 15 minutes). Les unités non coordonnables ne peuvent pas toujours répondre à ces caractéristiques et sont donc exclues du merit order régulier. Dans des circonstances exceptionnelles, les unités non coordonnables peuvent malgré tout participer au maintien de l'équilibre à condition que le BRP concerné en soit informé à temps afin que l'unité de production et les processus apparentés puissent être adaptés pour pouvoir réagir dans les 15 minutes à une demande d'activation.

La flexibilité sur la plate-forme BidLadder est considérée comme similaire à la flexibilité d'unités coordonnables et un level playing field doit donc être créé entre ces deux types de flexibilité.

Concernant un « common merit order » pour tous les produits mFRR Elia remarque que le cadre réglementaire actuel ne le permet pas, mais qu'une telle évolution est néanmoins prévue (cf. les explications du Roadmap mFRR en WG Balancing et les évolutions dans le cadre des codes réseau européens). Les deux conditions pour l'établissement d'un « common merit order » des produits mFRR (offres libres et réserves contractés) sont d'abord une adaptation du cadre légal et puis la présence d'un prix d'activation pour tous les produits mFRR contractés.

Vu que les prix des offres sur la plateforme BidLadder sont librement déterminés par le BSP, ils influenceront en cas d'activation les prix de déséquilibre. Par conséquent, les BRPs seront logiquement assujetti aux prix potentiellement élevés offerts par les BSP (qui ne sont pas nécessairement eux-mêmes BRP) sur la plateforme BidLadder.

3.9 Enregistrement des points de livraison

Résumé des réactions reçues :

TeaMwise demande pourquoi le BSP doit transmettre à Elia les données d'un compteur principal Elia lors de l'enregistrement d'un point de livraison, alors qu'Elia dispose elle-même de ces données.

En ce qui concerne l'enregistrement des points de livraison et du test de simulation mentionné dans la note de consultation, FEBELIEC fait observer qu'on ne comprend pas dans quel cas un test de simulation est nécessaire et s'il s'impose pour chaque point de livraison.

En ce qui concerne la rémunération octroyée à l'occasion d'un test, BDRA fait remarquer qu'il convient de mentionner explicitement que les tests ne peuvent être exécutés que si le volume est activé dans le sens des besoins du système et si l'indemnité de déséquilibre

couvre les coûts du transfert d'énergie. En ce qui concerne cette problématique, Febeliec demande pourquoi le périmètre du BRPbsp n'est pas corrigé lors d'un test.

Point de vue d'Elia :

Elia confirme qu'elle dispose elle-même des données de mesure sur les compteurs principaux et que le BSP ne doit pas les fournir.

Conformément à la note de consultation, Elia confirme qu'un test de simulation n'est nécessaire que lors de l'enregistrement d'un BSP afin de démontrer que le BSP en question a la capacité technique d'accomplir convenablement les étapes du processus. Un nouveau test de simulation peut être exigé pendant la durée du contrat si l'on constate des problèmes concernant la participation du BSP à la plate-forme BidLadder. Des adaptations du pool de points de livraison pour le BidLadder ou l'établissement de puissances de référence (Rref) ne nécessitent donc pas de tests de simulation. Il importe de noter cependant que les tests de simulation pour le BidLadder sont indépendants des tests de simulation éventuellement nécessaires dans le cadre de la R3.

Pour ce qui est de la rémunération du BSP et de l'adaptation du périmètre du BRPbsp, dans sa proposition, Elia est partie du principe que le BSP lui-même et non Elia supporte les coûts d'un test de simulation (directement ou par socialisation par le biais du mécanisme de déséquilibre). Elia ne peut garantir que le test de simulation se déroulera toujours aux moments où le test d'activation se situe dans le « bon » sens par rapport au déséquilibre du système, mais s'efforcera de le faire. La programmation des tests de simulation doit également tenir compte d'autres aspects opérationnels. En outre, il n'est pas possible de garantir que les tests de simulation se déroulent toujours à des moments où le prix du déséquilibre est suffisamment élevé pour couvrir le coût d'activation du BSP. Le BSP supporte donc lui-même les coûts liés à un test de simulation et toute indemnité résultant du prix du déséquilibre et de la position de BRPbsp peut être considérée comme un « upside » pour le BSP.

En n'ajoutant pas l'énergie demandée au périmètre du BRPbsp et en ajoutant donc uniquement l'énergie fournie, le BRPbsp aura toujours un déséquilibre en cas d'activation dans le « bon » sens, dont Elia l'indemniserait au tarif de déséquilibre.

3.10 Divers

Plusieurs aspects qui ne relèvent pas de l'un des thèmes susmentionnés sont brièvement commentés ci-après.

- RWE observe que le contrôle d'activation est un élément important pour assurer le bon fonctionnement des offres sur la plate-forme BidLadder.

⇒ Point de vue d'Elia :

Elia juge également qu'il s'agit là d'un aspect crucial pour garantir la qualité de l'énergie offerte et fournie.

⇒ Elia prend acte de ce point de vue, mais ne prévoira pas de contrôles systématiques, comme proposé par cet acteur de marché. La détection d'un tel abus peut éventuellement s'effectuer sur une base ad hoc ou s'inscrire dans une évaluation globale. Il faut remarquer qu'en cas de combinaison de R3 non-CIPU et BidLadder, Elia prévoit un contrôle systématique pour éviter le « double-selling » (cf. section 3.4).

- Les GRD estiment que le terme « flexibilité implicite » n'est pas utilisé à bon escient.

⇒ Point de vue d'Elia :

ELIA n'utilisera plus la notion de flexibilité implicite dans la version finale de la note de consultation pour ne pas créer de la confusion.

- Fourchettes de prix : Febeliec demande une justification plus détaillée des limites de prix prévues, à savoir -2 999,99 et 4 499,99 €/MWh. FEBEG demande en général la suppression de toutes les limites de prix.

⇒ Point de vue d'Elia :

Comme déjà évoqué, on recherche un level playing field comportant des offres libres émises en particulier par les unités CIPU coordonnables. La fourchette de prix proposée dans la note de consultation était basée sur des aspects communs aux unités coordonnables et non coordonnables. À la suite de la remarque de FEBELIEC, Elia souhaite préciser que les niveaux de prix minimaux/maximaux seront définis comme suit :

- Pour une offre à la hausse (I-Bid) : $0 \leq \text{prix} \leq 4\,499,99 \text{ €/MWh}$
- Pour une offre à la baisse (D-Bid) : illimité

Un débat sur ces niveaux de prix sort du cadre du projet pilote qui vise à s'aligner au maximum sur la situation existante en matière d'offres libres.

- En ce qui concerne la prolongation d'une offre (cf. Paragraphe 2.2.2.1 de la note de consultation), FEBEG demande si le prix initial du premier quart d'heure est également appliqué aux quarts d'heure suivants ou si différents prix peuvent être communiqués par quart d'heure supplémentaire lorsqu'on effectue une offre.

⇒ Point de vue d'Elia :

Dans le but de clarifier la note de consultation, Elia confirme qu'un prix différent peut être fixé pour chaque quart d'heure lors de l'introduction d'une offre. Ces prix (éventuellement différents) par quart d'heure seront également utilisés pour la(les) prolongation(s) éventuelle(s). Le choix du terme « initial » se rapporte donc au moment de l'introduction de l'offre et non pas au premier quart d'heure qui précède une ou plusieurs prolongations.

- En ce qui concerne les points de livraison situés dans un réseau CDS, FEBELIEC demande de plus amples explications sur les systèmes de communication et

protocoles à utiliser pour les échanges de données entre Elia et le gestionnaire du réseau CDS.

⇒ Point de vue d'Elia :

Elia confirme que le but est d'utiliser les systèmes de communication et protocoles existants (disponibles sur notre site Web dans le « Metering Manual for CDSO »²). En ce qui concerne le « flex access register », le gestionnaire du CDS doit également fournir toutes les informations contractuelles pertinentes pour le traitement du transfert d'énergie (au moyen du « CDSO Collaboration agreement » [signé]). Il s'agit notamment des BRP et des fournisseurs qui sont actifs à un point de livraison situé dans le réseau CDS.

3.11 « Hors sujet »

Divers acteurs de marché ont également mentionné des aspects qui ne relèvent pas à proprement parler du cadre du projet pilote ou de la sphère d'influence d'Elia. Elia prend acte de ces points.

3.11.1 Extension à des points de livraison des GRD

Résumé des réactions reçues :

Febeliec estime que la plate-forme BidLadder doit également être ouverte aux points de livraison situés dans des réseaux de distribution ou dans un réseau CDS raccordé à un réseau de distribution.

RWE pense que le projet BidLadder doit servir de base à la participation de points de livraison des GRD aux produits « flex » et que les points de livraison des GRD doivent suivre les mêmes principes dans la mesure du possible.

En ce qui concerne le rôle du FDM, les GRD proposent de rechercher une solution pragmatique et, en définitive, structurelle concernant l'extension de la plate-forme BidLadder et transfert d'énergie à des points de livraison situés au niveau de la distribution, en conformité avec les pratiques existantes, notamment pour l'échange de données entre les GRD et Elia. Les GRD font également remarquer que le rôle de FDM attribué à Elia, tel que décrit dans la note de consultation, n'est pas nécessairement la référence à plus long terme.

La VREG est favorable à une extension du projet pilote au réseau de distribution d'électricité et demande qu'Elia et les GRD collaborent afin de proposer un concept à brève échéance et qu'une consultation soit organisée à ce sujet. La VREG insiste également sur

² <http://www.elia.be/en/grid-data/extranet-for-customers/metering/technical-information>

la nécessité d'adapter la réglementation flamande pour l'application du transfert d'énergie au Réseau de transport local.

Point de vue d'Elia :

Au cours des différentes Task Forces consacrées à la plate-forme BidLadder, Elia a bien précisé le cadre du présent projet pilote BidLadder. Il permet ainsi la participation de points de livraison raccordés au réseau de transport et au réseau de transport local à la plate-forme BidLadder. Selon l'étude de la CREG et selon la contribution à la consultation de la VREG une modification de la Loi électricité ainsi que de la réglementation régionale est nécessaire pour rendre possible un transfert d'énergie.

Elia mettra au point avec les GRD une procédure permettant la participation de points de livraison raccordés au réseau des GRD dans une prochaine phase du projet BidLadder.

3.11.2 Autres aspects

Les points qui suivent se situent hors du champ d'application du projet pilote. Elia en prend acte mais n'entreprendra rien à cet égard. D'autres cercles se prêtent peut-être mieux à la discussion de ces thèmes.

- En vue de favoriser un level playing field entre les unités CIPU et non CIPU, FEBEG suggère d'évoluer vers des offres explicites, également en ce qui concerne les unités CIPU.
- FEBEG et RWE estiment qu'il convient d'explicitier et de formaliser les droits et obligations du fournisseur qui découlent de la communication à Elia effectuée via l'Annexe 3 du Contrat d'accès, parce que le rôle du fournisseur dans le Contrat d'accès s'accroît dans le contexte du transfert d'énergie.
- RWE émet une réserve concernant l'élaboration d'un modèle de marché A3 par la CREG et demande de plus amples explications sur la manière dont le « 4^e principe » de l'étude de la CREG reste garanti.

Annexe 1 : Contributions reçues

La période de consultation s'est déroulée du 10 août 2016 au 8 septembre 2016 inclus.
Elia a reçu la contribution des acteurs suivants :

1. RWE (Essent.be et Powerhouse)
2. Belgian Demand Response Association (BDRA)
3. TeaMWISE
4. VREG
5. Febeliec
6. FEBEG
7. EANDIS, SIBELGA, ORES, RESA et INFRAX (dans la suite du présent document, ces acteurs de marché sont dénommés les « GRD »)
8. Mipa Frost

Elia a également reçu une contribution confidentielle de Next Kraftwerke Belgium.

BDRA précise que sa contribution complète celle de TeaMWISE. Ces deux contributions doivent donc être lues comme un tout.

Toutes les contributions (à l'exception de la contribution confidentielle) sont disponibles dans cet Annex.