

Proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2024 dans le cadre des incitants d'équilibrage

Mai 2023



Contents

1.	Amélioration de la mise à disposition de données aux BSP via API.....	4
2.	Langetermijnsontwikkeling van het herstelplan, rekening houdend met de evolutie van de energiemix	7
3.	Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestion et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre de contrats avec accès flexibles.....	10
4.	Evolution des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les DP disposant d'un réservoir d'énergie limité.....	14
5.	Etude des impacts en termes de congestion dans les réseaux de par la flexibilisation de la demande	16
6.	BRP settlement / invoice process.....	18
7.	Implémentation de test intelligents de la disponibilité des réserves	22



Introduction & contexte

Le 30 juin 2022, conformément à l'article 12 de la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la CREG a adopté l'Arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2024-2027.

L'article 27 de cet Arrêté précise que la promotion de l'équilibre du système donne lieu à l'octroi d'un incitant qui est fonction de l'atteinte d'objectifs fixés annuellement par la CREG. Au plus tard le 15 mai de chaque année, le gestionnaire du réseau peut proposer à la CREG une liste de projets dont la réalisation au cours de l'année suivante est prioritaire de son point de vue. Au plus tard le 30 septembre de la même année, après consultation publique, la CREG fixe la liste des projets à réaliser au cours de l'année suivante et décrit les objectifs à atteindre pour chacun d'eux. La CREG indique également la part de l'incitant associé à chaque objectif ainsi que la date (ou les dates) de réalisation cible(s).

La présente note constitue la proposition d'Elia Transmission Belgium (ci-après Elia) d'une liste de projets en vertu de l'article 27 de l'Arrêté fixant la méthodologie tarifaire.

La liste comprend les projets suivants :

1. Amélioration de la mise à disposition de données aux BSP via API
2. Langetermijnsontwikkeling van het herstelplan, rekening houdend met de evolutie van de energiemix
3. Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestions et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre de contrats avec accès flexibles
4. Evolution des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les DP disposant d'un réservoir d'énergie limité
5. Etude des impacts en termes de congestion dans les réseaux de par la flexibilisation de la demande
6. BRP Settlement / Invoice process
7. Implémentation de test intelligents de la disponibilité des réserves

Pour chaque projet, une explication détaillée est donnée sur les raisons pour lesquelles ce projet est prioritaire pour 2024. En outre, pour chaque projet, Elia propose un montant associé pour un montant total visé, pour l'ensemble des projets, de 4.200.000 €/an.

Les interactions nécessaires ont été prévues avec les acteurs de marché dans le cadre des différents incitants. Dans un souci de faisabilité pour les acteurs de marché, il sera toutefois important de garder l'organisation de celles-ci la plus efficace possible. Certaines interactions pourront dans ce cadre être organisées, au besoin, dans le cadre du Workgroup Balancing (ou autre) si un workshop spécifique ne s'avère pas nécessaire.



Proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2024

1. Amélioration de la mise à disposition de données aux BSP via API

Description

L'objectif de cet incitant est de mettre à disposition des Fournisseurs de Services de Balancing (Balancing Service Providers ou BSP) des données détenues par Elia auxquelles ils ont droit ou qui seraient utiles dans l'exécution de leur rôle, et ce de manière plus efficace en utilisant la technologie Application Programming Interface (API). L'implémentation de cet objectif se déroulera en deux temps, afin de s'assurer de l'atteinte de l'objectif.

Une première phase de concertation avec les acteurs de marché et avec la CREG est proposée pour agréger les besoins et priorités en termes de données à mettre à disposition, de technologie et de canaux de communication. À travers divers ateliers multilatéraux, échanges bilatéraux et enquêtes, les besoins et attentes des utilisateurs seront collectés. Diverses techniques dites de 'User Research' seront utilisées dans ce cadre. Afin d'accélérer le processus et d'alimenter le débat, une première liste de données sera partagée avec les BSP au préalable. Ceci pourrait comprendre des données liées à la consommation, aux activations, mais également d'autres types de données de type structurels par exemple. En outre, il sera question de la technologie API et de la pertinence de maintenir et/ou d'étendre le cas échéant d'autres canaux d'échange des données (par exemple serveurs SFTP tels qu'utilisés dans d'autres processus), afin que l'ensemble des utilisateurs qui auraient droit à ces données puissent y avoir accès. Cette première phase permettra enfin de communiquer avec les acteurs concernés un plan d'action pour la deuxième phase, y compris le séquençement des données mises à disposition.

La seconde phase aura pour objet d'identifier les sources (applications) des données priorisées lors de la première phase, d'initier le développement dites API y donnant accès, ainsi que de les mettre à disposition sur les plateformes adéquates pour être utilisées par les BSP. Ceci implique entre autres des questions d'authentification et d'autorisation afin de fournir aux utilisateurs de ces APIs les droits et identifiants requis. Lors de cette seconde phase, les futurs utilisateurs des API seront impliqués directement dans les phases



de test, afin d'assurer une adéquation entre les attentes exprimées et l'implémentation. Une dénomination adéquate sera proposée afin d'améliorer la lecture des fichiers et sets de données obtenus, en fonction éventuellement des paramètres de la demande. La seconde phase débutera fin 2024, avec une première mise à disposition d'un premier set de données avant la fin de l'année.

Date de livraison et livrables

- 15 Juin 2024 : Consultation/User Experience Research (collecte des besoins d'utilisateurs);
- 15 Août 2024 : Résultat de la consultation et Plan d'action pour l'implémentation;
- 15 Septembre 2024 : Mise en place des équipes produits d'implémentation et de développement;
- 20 Décembre 2024: Beta testing de mise à disposition du premier set de données selon plan d'action

Montant associé: 600 k€

Contexte et justification

- Actuellement, les BSP ont accès à des données venant des applications (back-end) Elia à travers des canaux, plateformes et technologies qui nécessitent un effort d'intégration non-négligeable dans les systèmes informatiques et applications des BSP.
- Différents acteurs de marché, en ce compris les BSP, ont exprimé le besoin de faire évoluer la manière dont les données sont partagées.
- Des conséquences non-négligeables sont liées à la mise à disposition et l'obtention de données (par exemple signal d'activation non-lu ayant pour résultat une pénalité) dans certains cas. Des pénalités peuvent être évitées, et des barrières au rôle de BSP levées, en offrant une solution plus efficace.
- Une compréhension plus approfondie des besoins des acteurs de marché, en fonction de l'offre actuelle, nécessite une approche structurée. Il ne s'agit pas uniquement de mettre à disposition des données déjà échangées, mais également d'identifier d'autres types de données qui pourraient intéresser ces acteurs de marché.
- La technologie API permet une intégration plus mature entre les systèmes informatiques d'Elia et des BSP. En utilisant des API, les applications peuvent « communiquer » entre elles et se partager les données, tout en assurant les niveaux de sécurité et de confidentialité nécessaires.



- Elia a entrepris une réflexion quant à l'utilisation de cette technologie et d'implémenter cette vision à travers ces diverses plateformes internes et externes.



2. Langetermijnsontwikkeling van het herstelplan, rekening houdend met de evolutie van de energiemix

Beschrijving

Het doel is de evolutie van het herstelplan te onderzoeken in een elektriciteitssysteem met een groot aandeel aan hernieuwbare energie. De verschillende elementen om te onderzoeken zijn:

- De technische mogelijkheden van verschillende (nieuwe) technologieën die energie kunnen opwekken zoals windparken (onshore en offshore), batterijen, SMR, ... om hersteldiensten (of ondersteunende hersteldiensten, zie lager) te leveren.
 - Wat zijn de beperkingen van deze types van eenheden?
 - Mogelijkheden van bestaande eenheden, met bewezen technologie.
 - Mogelijkheden van toekomstige eenheden, opkomende technologieën met een realistisch potentieel.
- De rol van nieuwe gasgestookte centrales (gebouwd onder CRM) in het herstelplan onderzoeken.
 - Hun mogelijkheden en betrouwbaarheid om het net opnieuw op te starten vergelijken met andere technologieën.
 - Welke incentieven zijn nodig om een zeer betrouwbare blackstarter (dieselgenerator, batterijen, turbojet, ...) te installeren om hun hulpsystemen op te starten.
- Wat zijn de noodzakelijke wijzigingen aan het herstelplan in een elektriciteitssysteem met een groot aandeel aan hernieuwbare energiebronnen om de hersteldoelstelling te bereiken?
 - Hoe kunnen nieuwe technologieën (synchrone condensatoren, dwarsregeltransformatoren, netvormende omvormers, ...) bijdragen tot het herstel van het net?
 - Hoe kunnen fluctuerende technologieën om energie op te wekken worden geïntegreerd in de eerste fases van het herstelplan, wanneer het net nog zwak is (lage kortsluitsterkte, lage inertie)?
- Is er behoefte aan een nieuw product zoals "ondersteunende hersteldiensten", d.w.z. weersvoorspellingen op korte termijn tijdens een black-out, snelle vermogensfrequentieregeling, spanning/reactieve vermogensregeling, ...



Leveringstermijn en deliverables

- Doorlopend 2024: Interacties met de marktpartijen om de technologieën die in de energiemix komen en hun technologische beperkingen beter te begrijpen.
- Uiterlijk 14 oktober 2024: Start van de publieke consultatie over de conclusies rond de nodige evoluties van de black start dienst volgend uit de analyses die uitgevoerd werden.
- Ten laatste op 20 december 2024: Publicatie op de website van Elia van het consultatierapport en indiening van de documenten bij de CREG waarin een antwoord op bovenstaande vragen gegeven wordt, alsook de evoluties die nodig zijn om de kwaliteit van de black start dienst te kunnen garanderen. Indien dit van toepassing is zal er ook een implementatieplan opgesteld worden.

Betrokken bedrag: 600 k€.

Context en rechtvaardiging

De Belgische energiemix evolueert naar een combinatie van gasgestookte centrales (CRM), hernieuwbare energiebronnen, kernenergie en andere opkomende technologieën. De opslag van energie via waterkrachtcentrales of batterijen zal verder toenemen. Sommige bestaande eenheden die momenteel hersteldiensten aanbieden, naderen (mogelijk) het einde van hun levensduur.

In de context van dit veranderende landschap zal een onderzoek moeten worden uitgevoerd om beter te begrijpen hoe de hersteldienst en zijn modaliteiten moeten evolueren om dezelfde hersteldoelstelling te behalen (d.w.z. 90% van de aansluitingspunten van Elia binnen 24 uur na het begin van de black-out opnieuw van energie voorzien). Dit moet op twee niveaus gebeuren:

1. Welke technische eenheden zullen de heropstart van het net kunnen uitvoeren? (focus op de hersteldienst)
2. Welke technische eenheden zullen het net kunnen helpen herstellen? (focus op het herstelplan)

Voor het eerste niveau zal een inschatting van de evolutie van het productiepark een duidelijker beeld geven van de toekomstige technische eenheden die beschikbaar zullen zijn voor de hersteldiensten. Vervolgens moet voor deze types van technische eenheden een analyse worden uitgevoerd om inzicht te krijgen in de vraag of zij in staat zijn de hersteldienst aan te bieden.

Voor het tweede niveau, eveneens gebaseerd op de evolutie van het productiepark moet het herstelplan zelf nader worden onderzocht. Een groot deel van het huidige herstelplan maakt gebruik van gasgestookte centrales en kernreactoren die op dit moment nog deel uitmaken van de energiemix. Het aandeel in de



energiemix van deze productie-eenheden zal in de toekomst echter steeds kleiner worden, hetgeen betekent dat het herstelplan in een eerder stadium, wanneer het net nog zwak is, wellicht andere soorten technische eenheden moet aanspreken.



3. Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestions et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre de contrats avec accès flexibles

Description

La décarbonation de notre société par le développement des énergies renouvelables et l'électrification de la demande est en pleine accélération, impliquant un rythme plus soutenu de nombre de demandes de raccordement. Dans des situations où la capacité d'accueil du réseau nécessite un renforcement pour le raccordement demandé, le temps nécessaire au renforcement de l'infrastructure permettant le raccordement au réseau d'une unité de production, de stockage ou d'une installation de consommation est en général nettement plus long que le temps indiqué par l'utilisateur de réseau pour la réalisation de son projet lors de sa demande de raccordement. Il en résulte une augmentation significative des propositions de raccordement avec accès flexible qui ne peut donc plus être considérée comme une solution marginale. Il paraît donc important qu'Elia s'assure de la bonne transparence des solutions de raccordement proposées aux utilisateurs de réseau.

L'incitant propose, dans cet objectif de transparence, de couvrir les 2 aspects suivants :

1. Publication annuelle de l'activation historique de flexibilité pour la gestion des congestions
 - Pour les clients directs du réseau de transport : Statistiques des Delta MW, date time, MWh et comparaison avec les valeurs reprises dans les contrats d'accès
 - Pour les raccordements aux réseaux de distribution : Statistiques des consignes de limitation de puissance du point d'accès du réseau de distribution (Delta MW & date time)
2. Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestions
 - Alignement externe et validation d'une vision et d'une roadmap permettant d'intégrer complètement la flexibilité des utilisateurs de réseau dans les solutions de développement du réseau (y compris dans les analyses de cout-bénéfice de projets de renforcement de réseau), de raccordement d'utilisateurs de réseau et de gestion opérationnelle (planification court-terme et exploitation temps réel). Cette vision décrira entre autres la méthodologie de calcul d'énergie flexibilisée réalisé lors de la demande de raccordement, les modalités opérationnelles et financière de l'activation de la flexibilité pour la gestion



des congestions, ainsi que les droits et les devoirs d'Elia et des Grid User concernant l'activation de la flexibilité.

Date de livraison et livrables

- **Au premier semestre 2024** : Organisation d'un ou plusieurs workshops afin d'obtenir l'input des acteurs du marché sur la vision de la flexibilité pour la gestion des congestions, et sa roadmap d'implémentation.
- **Au premier semestre 2024** : Un ou plusieurs workshops seront réalisés afin de :
 - Récolter les attentes des utilisateurs de réseau vis-à-vis d'une publication annuelle de l'activation historique de flexibilité pour la gestion des congestions.
 - Présenter la proposition d'implémentation qui sera suivie pour la première publication fin 2024 et les implémentations qui pourront être envisagées pour les années suivantes.
- **15 septembre 2024** : Lancement d'une consultation des utilisateurs du réseau sur la vision de la flexibilité pour la gestion des congestions et la roadmap d'implémentation.
- **15 décembre 2024** : Proposition vers le régulateur, prenant en compte les commentaires reçus lors de la consultation publique, d'une vision et d'une roadmap permettant d'intégrer complètement la flexibilité des utilisateurs de réseau dans les solutions de développement du réseau (y compris dans les analyses de cout-bénéfice de projets de renforcement de réseau), de raccordement d'utilisateurs de réseau et de gestion opérationnelle (planification court-terme et exploitation temps réel).
- **31 décembre 2024** : La publication de l'activation historique pour les trois premiers trimestres de 2024 de la flexibilité pour la gestion des congestions et l'organisation d'une séance d'information publique.

Montant associé : 600 k€.

Contexte et justification

Le réseau électrique est développé afin de faciliter les objectifs belges d'évolution du mix énergétique, de faciliter le couplage des marchés et de permettre le raccordement des – potentiels – utilisateurs de réseau (consommateurs, producteurs ou unité de stockage) qui en manifestent la demande de la manière la plus économique possible.



Dans des situations où la capacité d'accueil du réseau nécessite un renforcement pour le raccordement demandé, le temps nécessaire au renforcement de l'infrastructure permettant le raccordement au réseau d'une unité de production, de stockage ou d'une installation de consommation est en général nettement plus long que le temps indiqué par l'utilisateur de réseau pour la réalisation de son projet lors de sa demande de raccordement. Deux approches complémentaires sont proposées par le gestionnaire du réseau afin d'assurer un raccordement des nouveaux utilisateurs de réseau selon le délai souhaité tout en garantissant l'intérêt global.

Premièrement, les plans de développement régionaux et fédéraux tiennent compte de scénarii d'évolution de la charge et de la production et anticipent ces variations afin d'investir à temps dans le renforcement du réseau. Étant donné les nombreuses incertitudes (évolution du mix énergétique, temps nécessaire pour l'obtention des permis, etc.), un équilibre doit être recherché entre différentes contraintes antagonistes. D'un côté, les investissements doivent être mis en œuvre suffisamment tôt pour rencontrer les besoins pour lesquels ils ont été définis (réponse à une évolution de la consommation, intégration de l'énergie renouvelable, raccordement d'utilisateurs, etc.). D'un autre côté, ces projets ne doivent pas être initiés trop tôt, les hypothèses sous-jacentes à leur définition devant se confirmer, sous peine de créer des actifs inadaptés et inutilisés (stranded asset). Une mise en œuvre trop rapide ou un surdimensionnement du réseau mobiliserait aussi de manière prématurée les ressources disponibles, le cas échéant aux dépens d'autres projets prioritaires.

Deuxièmement, lors de la demande de raccordement, des solutions de raccordement avec accès flexible peuvent être proposées pour une durée temporaire ou de manière permanente afin de contenter un accès rapide au réseau pour l'unité de production. Selon ce concept, l'utilisateur du réseau peut profiter de la capacité existante du réseau qui ne peut être garantie en tout temps. En pratique, cette capacité est très souvent disponible sauf en cas d'incident, ce qui est rare, et pendant les périodes programmées d'entretien périodique des installations. Étant donné cette grande disponibilité, il paraît opportun d'en profiter afin d'optimiser l'utilisation du réseau et permettre un raccordement plus rapide ou plus proche de l'utilisateur du réseau. De plus, cette solution d'accès flexible au réseau permet également, dans le cas où un renforcement du réseau de transport est prévu au portefeuille pour accueillir un potentiel important, d'attendre une réalisation suffisante de ce potentiel avant d'effectuer les investissements ciblés.

La décarbonation de notre société par le développement des énergies renouvelables et l'électrification de la demande est en pleine accélération, impliquant un rythme plus soutenu de nombre de demandes de raccordement. Il en résulte une augmentation significative des propositions de raccordement avec accès flexible qui ne peut donc plus être considérée comme une solution marginale.



En outre, il semble également être dans l'intérêt sociétal de compter sur la flexibilité des Grid users pour éviter des renforcements importants du réseau et l'utiliser de manière optimale. Pour permettre cette optimisation, les critères d'applicabilité des solutions de raccordement avec accès flexibles, les solutions techniques et les conditions pour l'activation de la flexibilité des grid users doivent encore être clarifiées. Cela comprend entre autres la méthodologie pour définir le volume d'énergie qui sera flexibilisé, les modalités opérationnelle et financière de l'activation de la flexibilité pour le grid user et pour le système, les droits et les devoirs d'Elia et du Grid user raccordé avec un accès flexible concernant l'activation de la flexibilité.

Il paraît donc important qu'Elia s'assure de la bonne transparence des solutions de raccordement proposées aux utilisateurs de réseau. Une communication efficace des conditions liées au raccordement flexibles remplit ce rôle.



4. Evolution des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les DP disposant d'un réservoir d'énergie limité

Description

L'objectif de l'étude est :

- D'évaluer, en concertation avec les acteurs de marché, le cadre qui s'applique aux stratégies de gestion de la charge (« EMS » pour *Energy Management Strategy*) des Delivery Points (DP) disposant d'un réservoir d'énergie limité (« LER » pour *Limited Energy Reservoir*) et participants aux marchés de balancing dans le contexte suivant :
 - L'utilisation d'un même DP LER sur plusieurs marchés simultanément (FCR, aFRR, mFRR, équilibrage réactif, DA/ID) ;
 - La définition d'exigences communes qui est en cours au niveau européen pour la FCR.
- D'étendre, le cas échéant, le document « aFRR EMS requirements », actuellement ciblé sur les DP LER actifs uniquement sur l'aFRR et publié sur le site d'Elia, aux éléments mentionnés ci-dessus, afin de définir un cadre clair et transparent pour l'ensemble des acteurs de marché.
- D'évaluer la nécessité de contrôles spécifiques au respect des EMS présentés par les BSP et, le cas échéant :
 - De définir différentes approches de contrôle possibles ;
 - De soumettre à la CREG des exemples concrets de contrôle effectués qui pourraient donner lieu à des contrôles systématisés.

Date de livraison et livrables

- Au cours de l'année 2024 : réunions bilatérales et workshops avec les acteurs de marché en vue de définir un cadre qui soit compatible avec les contraintes des acteurs de marché ;
- 15 octobre 2024 : date limite pour le lancement de la consultation publique des exigences EMS;



- 20 décembre 2024 : publication sur le site d'Elia des exigences EMS révisées, le cas échéant, et du rapport de consultation, et remise à la CREG de ces mêmes documents ainsi que des exemples concrets de contrôle effectués.

Montant associé: 600 k€

Contexte et justification

Compte tenu e.a. des demandes de raccordement en cours, il est attendu qu'un nombre croissant de DP LER participe aux marchés d'équilibrage, offrant une opportunité d'augmenter la liquidité et de réduire les coûts des réserves. Il existe toutefois un risque que les services ne soient pas disponibles en permanence lorsqu'Elia en a besoin, étant donné qu'il n'est pas possible d'exclure de longues activations dans la même direction. En fonction de la taille du réservoir, un BSP qui a une obligation de capacité pour laquelle il dépend d'un DP LER peut avoir besoin d'une stratégie de gestion de la charge (« EMS » pour *Energy Management Strategy*) pour éviter la déplétion de son réservoir et être en mesure de fournir le service en continu. Dans ce contexte, Elia a défini des exigences relatives aux EMS dans les contrats BSP FCR et BSP aFRR, ce dernier étant complété par le document « aFRR EMS requirements », disponible sur le site d'Elia depuis 2022 et qui décrit les stratégies considérées comme acceptables ainsi que les informations que le BSP doit soumettre pour démontrer que sa stratégie est conforme aux exigences.

Néanmoins, les exigences EMS sont actuellement définies séparément pour l'aFRR et la FCR, et supposent que les DP LER ne sont offerts que sur un seul marché à la fois. Or, l'augmentation attendue de la participation de DP LER va accroître la nécessité pour ces DP de combiner les revenus provenant de différents marchés (FCR, aFRR, mFRR, équilibrage réactif, DA/ID). Lorsque plusieurs marchés sont combinés sur la même période, l'EMS et le contrôle de sa bonne application par le GRT s'en trouvent complexifiés.

Ensuite, les exigences EMS ont été définies par Elia en tenant compte des pratiques en vigueur dans d'autres pays européens, mais avant que des discussions européennes structurées n'aient eu lieu sur le sujet. Entre-temps, des discussions sont en cours au niveau européen pour spécifier des exigences communes pour la FCR. A noter que le planning de la définition d'exigences communes n'est pas encore défini. L'incitant devra prendre en compte l'état des discussions au niveau européen.

Enfin, il est essentiel que la bonne application de l'EMS du BSP soit respectée. La nécessité de définir des contrôles spécifiques au respect de l'EMS sera évaluée et, le cas échéant, différentes approches seront envisagées et des exemples concrets de contrôle effectués seront soumis à la CREG.



5. Etude des impacts en termes de congestion dans les réseaux de par la flexibilisation de la demande

Description, contexte et justification

Cet incitant a pour objectif de déterminer si le développement de nouvelles sources de flexibilité (véhicules électriques, pompes à chaleur, boilers, charges industrielles flexibles...) combiné à la digitalisation attendue dans les prochaines années engendrera une augmentation des congestions observées sur le réseau Elia. En effet, les différentes études prospectives d'Elia (Adequacy and Flexibility Studies for Belgium) ont démontré que les besoins en flexibilité du système vont augmenter dans les prochaines années.

Du fait des évolutions nécessaires et attendues du modèle de marché (proposées par le TSO) et/ou de l'émergence de nouveaux services de flexibilité proposés par les fournisseurs à leurs clients, les utilisateurs de réseau disposeront demain de plus d'opportunités de valoriser leur flexibilité sur les différents marchés de l'électricité.

Parmi ces opportunités de valorisation, les utilisateurs de réseau pourront adapter leur consommation ou leur production sur base des différents signaux de prix de marché (DA, ID jusqu'à temps réel) et/ou participer de manière explicite à des services de flexibilité, rendant la demande et la production décentralisée bien plus dynamiques qu'aujourd'hui. Cependant, une réaction simultanée et massive de nombreux utilisateurs de réseau situés dans une même zone géographique pourrait générer des congestions sur les réseaux de distribution et/ ou de transport.

L'incitant a pour but d'identifier et de décrire de manière objective les différents cas de figure pouvant se produire, le lien de causalité entre la participation de la demande et production décentralisée aux différents marchés (et plus particulièrement la réaction à des signaux de prix) et des congestions sur le réseau Elia, l'horizon de temps auquel on peut s'attendre à ce genre de congestions et enfin d'explorer, le cas échéant, les types de solution qu'il y a lieu d'analyser pour anticiper et mitiger ces situations. Elia identifiera et discutera avec les acteurs de marché et la CREG les différentes pistes de solution pertinentes, et ce en vue d'établir et de valider un plan d'implémentation adéquat.

Date de livraison et livrables

Cet incitant se divise en plusieurs phases, chacune d'entre elles nécessitant un alignement avec les acteurs de marché :



- En première étape, l'étude devra démontrer et décrire de manière objective le lien de causalité entre l'arrivée massive de nouvelles sources de flexibilité et la congestion sur le réseau Elia ainsi que décrire le type de situations qui pourraient mener à des congestions (congestions suite à une réaction aux prix DA, ID voire réactions en temps réel) et leur horizon de temps. Ce premier livrable devra être finalisé au plus tard pour le 30 septembre 2024 ;
- En seconde étape, dans l'hypothèse où les conclusions de la première étape confirment le lien entre nouvelles sources de flexibilité et congestion, les potentielles options pour anticiper ces congestions et les mitiger seront listées par Elia en concertation avec la CREG et les acteurs de marché. Dans ce second livrable, Elia listera les avantages et inconvénients de chaque solution retenue lors de la concertation avec les acteurs de marché et identifiera en conséquence la(les) piste(s) les plus prometteuses à analyser plus en détail. Ce second livrable sera finalisé au plus tard le 15 novembre 2024.
- Enfin, la troisième partie d'incitant consistera à proposer une roadmap pour l'élaboration d'un design et l'implémentation des pistes de solution retenues. Ce livrable sera finalisé au plus tard pour le 31 décembre 2024.

Montant associé: 600 k€



6. BRP settlement / invoice process

Description

L'objectif du présent incitant est d'évaluer la possibilité d'une facturation des BRP plus rapide qu'actuellement et, sur base des résultats de l'analyse effectuée, d'implémenter le nouveau flux de facturation.

La facturation de la **facture de base** est à ce jour réalisée par ELIA à la fin du mois M+2 (en fonction de la date de l'allocation GRD finale) avec une date limite de paiement un mois plus tard.

Exemple : Pour une livraison en décembre, la facture est envoyée fin février et le paiement est dû à la fin du mois de mars.

Ce délai de facturation des BRPs est en grande partie dépendant des allocations des GRD.

Concrètement, Elia reçoit les allocations provisoires des GRD entre le 5^{ème} jour calendrier du mois M et le 10^{ème} jour ouvrable après le mois M. Ensuite, les allocations mensuelles sont envoyées jusqu'au 30^{ème} jour ouvrable après le mois M. A ce jour, la qualité des allocations provisoires reçues par Elia est malheureusement insuffisante pour facturer un acompte sur base de celles-ci.

Une amélioration des allocations provisoires donnerait aux BRP une meilleure vue sur leur déséquilibre en cours de mois de production.

L'optimisation du délai de facturation, qui est visée par le présent incitant, permettrait, de plus, de diminuer le besoin de garantie bancaire sur le contrat BRP (actuellement fixé au montant de la facture la plus élevée des derniers 12 mois) et offrirait une gestion plus simple et moins coûteuse pour le BRP.

Par ailleurs, le portefeuille de certains BRPs n'inclut pas d'allocations GRD et pourrait donc être facturé plus rapidement.

L'ensemble de ces améliorations faciliteraient l'accès au marché de nouveaux BRPs et augmenteraient ainsi la concurrence entre BRPs.

La **facture de régularisation** est, quant à elle, à ce jour, réalisée une fois par an pendant l'année Y+1. L'objectif, en ce qui concerne la facture de régularisation, serait d'analyser s'il est possible de faire une



régularisation mensuelle 7 mois après la facture de base, une fois le timing contractuel des re-run GRD terminé.

Sur cette base, le présent incitant porte dès lors sur plusieurs éléments :

- 1) Le monitoring et l'analyse des problèmes / possibilités d'amélioration des allocations provisoires générées par Atrias. L'analyse porte sur 3 moments clefs dans le processus :
 - Le moment où les allocations provisoires sont complètes mais pas finales (le mois M+1 5th CD) ;
 - Le moment où les allocations provisoires sont complètes et finales (le mois M+1 10th WD) ;
 - Le moment où les allocations mensuelles sont complètes et finales (le mois M+1 30th WD)

L'analyse comprendra une comparaison mensuelle des allocations et factures par BRP entre les 3 moments clefs. A cette fin, Elia mettra en place une plateforme où un monitoring des messages d'Atrias peut être réalisé.

- 2) L'analyse de la possibilité de facturer plus rapidement les BRP avec et sans allocations GRD (y compris pour la facture de régularisation) et impacts positifs sur la garantie bancaire.
- 3) Les mises à jour du contrat BRP, consultation des acteurs de marchés et mise en place de la solution proposée.

Date de livraison et livrables

- Partie 1 - Monitoring et analyse des problèmes / possibilités d'amélioration des allocation provisoires générées par Atrias : Fin Q1 2024
- Partie 2 - Analyse de la possibilité de facturer plus rapidement les BRP et impacts positifs sur la garantie bancaire : Fin Q2 2024



- Partie 3 - Proposition par Elia des modifications à apporter aux T&C BRP, consultation du WG Balancing et mise en place de la solution proposée : Fin Q4 2024¹

Montant associé: 600 k€

Contexte et justification

La révision du calendrier de la facturation du BRP serait un pas important en termes de facilitation du marché. Les différentes améliorations visées dans le cadre du présent incitant doivent en effet permettre de :

- Donner aux BRP une meilleure vue sur leur déséquilibre en cours de mois de production,
- Diminuer le besoin de garantie bancaire sur le contrat BRP,
- Faciliter l'accès au marché de nouveaux BRPs et augmenter ainsi la concurrence entre BRPs.

L'importance de ces améliorations est renforcée au jour d'aujourd'hui pour les raisons suivantes :

- 1) Les montants des factures de déséquilibre et des notes de crédit sont importants et une facturation plus proche de la livraison devient absolument nécessaire si l'on veut pouvoir réduire la pression sur les BRP pour qu'ils fournissent des garanties financières contraignantes ;
- 2) Nous nous dirigeons vers un monde de RT en général (comptage, facturation, etc.), dans lequel garder des processus d'allocation et de déséquilibre prenant entre 1,5 et 2 mois après le mois M avant de facturer le BRP serait en décalage.

Les améliorations identifiées permettraient par ailleurs de diminuer l'exposition financière d'ELIA et les risques financiers qui y sont liés.

¹ La consultation formelle des T&C BRP n'est pas reprise dans la description de l'incitant afin de pouvoir, le cas échéant, étendre sans contrainte de planning le périmètre des modifications des T&C à des changements non-liés au présent incitant. Les modifications aux T&C BRP seront apportées lors de la première révision des T&C BRP organisée fin 2024 ou en 2025.



Exemple : Pour une livraison en décembre, la facture est envoyée fin février et le paiement est dû à la fin du mois de mars. Si un BRP n'est pas en mesure de payer les factures à partir d'avril, les factures de livraison de janvier, février et mars sont également menacées.

Remarque :

Le succès du présent incitant est en partie lié à la qualité des allocations provisoires fournies par Atrias (GRD). Elia mettra tout en œuvre pour faciliter et encourager les initiatives d'amélioration mais il restera bien évidemment important que la priorité soit également allouée par Atrias et les GRD au « projet ».



7. Implémentation de test intelligents de la disponibilité des réserves

Description

L'évaluation de la disponibilité des réserves d'équilibrage est une obligation légale et un droit contractuel d'Elia. Elia a proposé en 2020 une méthodologie visant à déterminer de manière plus ciblée à quel moment effectuer les tests de disponibilité et quelles offres activer dans ce cadre. En exploitant davantage les données disponibles afin d'accroître l'efficacité des tests de disponibilité, cette méthodologie permet, pour autant que le BSP réussisse ces tests, d'en diminuer le nombre et de réduire ainsi les coûts associés.

Le plan d'implémentation de l'étude proposait une implémentation phasée pour les différents produits d'équilibrage, commençant par le produit mFRR. Divers changements de design ont depuis été implémentés ou sont prévus, qui nécessitent une mise à jour de l'étude avant de se lancer dans l'implémentation de la méthodologie à proprement parler.

L'objectif du présent incitant est de procéder à cette mise à jour (pour la mFRR et l'aFRR) et d'implémenter cette méthodologie pour une application à la mFRR dès début 2025.

Date de livraison et livrables

- Fin mars 2024 : évaluation par Elia de l'impact sur la méthodologie de 2020 (i) des changements de design introduits pour la mFRR et l'aFRR en préparation de la connexion aux plateformes MARI et PICASSO et (ii) des conclusions de l'incitant de 2023 sur l'évaluation des modalités de préqualification, contrôle et pénalités des services mFRR et aFRR, avec présentation aux acteurs de marché.
- Fin mai 2024 : identification, le cas échéant, des modifications à apporter à la méthodologie de 2020.
- Mi-septembre 2024 : lancement du « parallel run » interne pour la mFRR



- Mi-septembre 2024 : proposition par Elia des modifications à apporter aux T&C mFRR relatives aux tests intelligents ; consultation du WG Balancing²
- Mi-décembre 2024 : présentation des résultats du parallel run à la CREG (confidentiel) et proposition d'un plan d'implémentation pour l'aFRR
- Fin décembre 2024 : utilisation opérationnelle des outils développés pour sélectionner les offres devant faire l'objet d'un test de disponibilité.³

Montant associé: 600 k€

Contexte et justification

Les tests de disponibilité des réserves sont nécessaires afin de garantir que les BSPs disposent effectivement dans leur portefeuille de la flexibilité nécessaire pour satisfaire leurs obligations en cas de vente à Elia de capacité d'équilibrage. Ces tests sont non-rémunérés, en d'autres termes, l'activation d'offres d'énergie du BSP dans le cadre du test n'est pas payée. Les acteurs de marché insistent dès lors pour que le nombre de ces tests soit aussi limité que possible. Elia a également un intérêt à limiter ce nombre de tests, dans la mesure où les tests de disponibilité ne contribuent pas nécessairement à l'équilibre du système et doivent, lorsque ce n'est pas le cas, être compensés par l'activation d'autres moyens d'équilibrage.

Afin d'obtenir des garanties suffisantes quant à la disponibilité des réserves contractées sans pour cela effectuer un nombre important de tests, Elia tente de sélectionner pour ces tests les offres qui sont les plus susceptibles de mettre en lumière un défaut de la part du BSP. La méthodologie développée pour effectuer des test « intelligents » doit contribuer à cet objectif en ciblant préférentiellement pour les tests de disponibilité des offres sur base d'un système de scores tenant compte notamment de la performance observée lors d'activations précédentes.

² La consultation formelle des T&C BSP mFRR n'est pas reprise dans la description de l'incitant afin de pouvoir, le cas échéant, étendre sans contrainte de planning le périmètre des modifications des T&C à des changements non-liés aux tests de disponibilité intelligents. A priori, les modifications aux T&C BSP mFRR pourront être apportées lors de la première révision des T&C BSP mFRR organisée en 2025.

³ L'application complète de la méthodologie, p.ex. en termes d'impact sur le nombre maximum de tests effectués, dépendra du moment effectif d'entrée en vigueur des T&C BSP mFRR amendés.



Avec la connexion d'Elia aux plateformes européennes MARI et PICASSO, la fréquence d'activation des offres des BSPs belges en fin de liste de « *merit order* » est susceptible de diminuer. Il sera d'autant plus important dès lors de s'assurer grâce à des tests de disponibilité de la fiabilité de ces offres. Ce besoin est plus aigu pour la mFRR, dont la fin de liste de « *merit order* » est rarement activée. Par ailleurs, la suppression prévue en 2024 de l'obligation de fournir l'énergie, lors de l'activation d'une offre de mFRR contractée, exclusivement avec les points de livraison renseignés sans l'offre (Elia a l'intention en effet d'autoriser pour tous les contrôles d'activation de mFRR une approche « portefeuille ») diminuera la visibilité pour Elia sur la disponibilité effective des points de livraison renseignés dans les offres contractées. Cette priorité accordée à la mFRR concorde par ailleurs avec la demande des BSPs en 2020 de privilégier l'implémentation de la méthodologie pour ce type de ressource.

Le plan d'implémentation relatif à l'aFRR devra être précisé sur base d'une analyse de faisabilité détaillée, d'un premier retour d'expérience sur la mFRR en cours d'année 2024 et de la valeur ajoutée de l'application de la méthodologie à ce produit.⁴

⁴ Cette valeur ajoutée dépendra notamment des conclusions de l'étude sur la préqualification, les contrôles et les pénalités en cours de réalisation.

