

RÉPONSE À CONSULTATION PUBLIQUE

Réponse d'Elia à la consultation publique de la CREG concernant son projet de décision (B)658E/84

Projet de décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2024 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de l'arrêté 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

28/08/2023



Introduction & Contexte

Elia Transmission Belgium (ci-après "Elia") a analysé avec soin le document de consultation publique (B)658E/84 sur les objectifs à atteindre par Elia en 2024 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visée à l'article 27 de l'arrêté 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 régulatoire 2024-2027, tel qu'approuvé par la CREG le 30 juin 2022 (ci-après "l'Arrête").

Elia a organisé une séance de réflexion informelle avec les collaborateurs de la CREG le 24 février 2023 afin de permettre la prise en compte de leurs idées sur des projets prioritaires pour l'année 2024. Deux réunions de concertation ont ensuite été organisées, respectivement le 4 avril et le 11 avril 2023, au cours desquelles Elia a expliqué l'objet des projets qu'elle souhaitait proposer comme prioritaires. Enfin, des réunions de suivi supplémentaires ainsi que des échanges de courriels entre Elia et la CREG ont eu lieu spécifiquement pour certains des projets concernés.

Le 15 mai 2023, Elia a soumis à la CREG sa proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2024 en vertu de l'article 27 de l'Arrêté. Elia a sélectionné 7 projets qu'elle considère prioritaires et réalisables pour 2024, et a justifié leur priorité et décrit le déroulement pour chacun d'eux. Elia a proposé également une date cible de réalisation du projet ou de ses différentes phases ainsi qu'un montant pour chaque projet.

Entre le 24 juillet et 28 août 2023, la CREG organise une consultation publique concernant son projet de décision relatif à la fixation des objectifs à atteindre par Elia en 2024 dans lequel elle se base et adapte les propositions faites par Elia.

La présente note décrit les remarques d'Elia relatives au projet de décision de la CREG soumis à consultation publique. Cette réponse ne contient pas d'élément confidentiel.

Elia tient également à préciser qu'elle reste à disposition de la CREG pour exposer et discuter plus en détails les arguments avancés dans la présente note.



Réponses à consultation

Elia remercie la CREG pour l'organisation de cette consultation et d'avoir repris 5 incitants sur les 7 soumis par Elia dans sa proposition du 15 mai. Elia note toutefois que, bien qu'un alignement avec les services de la CREG ait été prévu tout au long du processus, la CREG modifie significativement la formulation de plusieurs de ces incitants.

De manière plus spécifique, la CREG a apporté quelques modifications de fonds sur les incitants suivants :

- Amélioration de la mise à disposition de données par Elia,
- Etablissement des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les points de fourniture disposant d'un réservoir d'énergie limité et offrant plusieurs services d'équilibrage simultanément,
- Processus de facturation des BRP,
- Implémentation de test intelligents de la disponibilité des réserves.

D'autre part, Elia constate que la CREG a rejeté la proposition de projet « Etude des impacts en termes de congestion dans les réseaux de par la flexibilisation de la demande ». Elia déplore la suppression de cet incitant et prend l'opportunité de cette consultation publique pour rappeler les motivations de cet incitant, telles qu'expliquées lors des réunions avec les conseillers de la CREG, ainsi que pour réagir aux justifications fournies par la CREG pour ne pas retenir cet incitant.

Elia prend note, par ailleurs, que la proposition de projet « Développement à long terme du plan de reconstitution en tenant compte de l'évolution du mix énergétique » n'est également pas retenue dans le cadre des projets 2024 mais que la CREG accueillera favorablement une nouvelle proposition à ce sujet dans le cadre des incitants 2025.

Enfin, la CREG propose elle-même trois incitants complémentaires concernant la « Co-optimisation pour minimiser les coûts du système liés à la gestion de la congestion et à l'équilibrage du réseau », « L'Optimisation économique de l'utilisation des moyens d'équilibrage et des produits d'équilibrage par Elia » et « L'Analyse de la faisabilité technique de la déconnexion sélective de la charge ».

Elia souhaite faire part de ses commentaires concernant ces 8 projets en particulier à savoir :

1. Amélioration de la mise à disposition de données par Elia,
2. Etablissement des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les points de fourniture, disposant d'un réservoir d'énergie limité et offrant plusieurs services d'équilibrage simultanément,
3. Etude des impacts en termes de congestion dans les réseaux de par la flexibilisation de la demande,
4. Processus de facturation des BRP,
5. Implémentation de test intelligents de la disponibilité des réserves,
6. Co-optimisation pour minimiser les coûts du système liés à la gestion de la congestion et à l'équilibrage du réseau,



7. Optimisation économique de l'utilisation des moyens d'équilibrage et des produits d'équilibrage par Elia (sur base du scope adapté tel que proposé par Elia ci-dessous),
8. Analyse de la faisabilité technique de la déconnexion sélective de la charge.

Elia n'a pas de commentaires supplémentaires sur la proposition de la CREG en ce qui concerne l'incitant « Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestion et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre des contrats avec accès flexible » et supporte pleinement celui-ci.

Par ailleurs, pour 5 des projets proposés, la CREG demande aux acteurs du marché de commenter spécifiquement la priorité de cet incitant par rapport à d'autres incitants. Ce faisant, les acteurs du marché doivent explicitement indiquer les incitants qui doivent être considérés comme moins prioritaires.

Elia considère l'avis des acteurs du marché dans le cadre de toutes ses activités d'une grande valeur ajoutée. Cependant, Elia regrette l'absence d'un processus et de critères décisionnels clairs que la CREG appliquera sur base de la priorisation reçue de la part des participants au marché. Elia espère que cette étape permettra à la CREG de faire un choix sur le nombre d'incitants proposés en fonction de leur faisabilité et de leur priorité pour les acteurs du marché.

Dans ce contexte, comme déjà évoqué précédemment, Elia est d'avis que le nombre maximum d'études ainsi que leur scope doivent tenir compte des contraintes de faisabilité tant pour Elia que pour la CREG et les acteurs de marché (puisque chaque projet implique au moins une consultation publique et/ou la participation à des workshops). Elia a constaté déjà en 2021 et 2022 que plusieurs acteurs de marché n'ont pas pu participer comme ils l'auraient souhaité aux interactions prévues par Elia dans le cadre des incitants, faute de temps, et cette tendance s'est confirmée en 2023, se marquant par une participation parfois réduite aux workshops.

Tenant compte de la demande de la CREG de prioriser les incitants et sur base des différents éléments exposés ci-dessous, **Elia demande de retenir les 7 projets suivants :**

- **Amélioration de la mise à disposition de données par Elia,**
- **Vision et roadmap sur la flexibilité pour la gestion des congestion et communication transparente sur l'activation de la flexibilité dans le cadre des contrats avec Accès flexible,**
- **Etablissement des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les points de fourniture disposant d'un réservoir d'énergie limité et offrant plusieurs services d'équilibrage simultanément,**
- **Etude des impacts en termes de congestion dans les réseaux de par la flexibilisation de la demande,**
- **Processus de facturation des BRP,**
- **Implémentation de test intelligents de la disponibilité des réserves**
- **Optimisation économique de l'utilisation des moyens d'équilibrage et des produits d'équilibrage par Elia (sur base du scope adapté tel que proposé par Elia ci-dessous).**



Elia espère que dans sa décision finale, suite à la consultation publique actuellement en cours, la CREG tiendra compte des propositions et des arguments techniques présentés par Elia ci-dessous pour les différents incitants et acceptera sa demande de retenir les 7 projets repris supra.

1. Amélioration de la mise à disposition de données par Elia

Elia remercie la CREG d'avoir retenu l'incitant proposé pour amélioration de la mise à disposition de données par Elia et supporte les modifications qui ont été apportées, conformément aux échanges qui ont eu lieu entre les experts d'Elia et la CREG fin juin / début juillet.

Pour éviter tout quiproquo, Elle souhaite toutefois rappeler quelques éléments importants en support de la lecture de l'incitant et de l'introduction à celui-ci telle que formulée par la CREG.

- Dans son introduction, la CREG indique que le projet vise la « création des processus et l'implémentation des outils IT ». Elia précise que ces processus et outils existent déjà, au moins en partie. Tel qu'indiqué dans la description, l'incitant vise dès lors à l'amélioration de la mise à disposition des données disponibles au sein d'Elia aux différents acteurs de marché liés à l'équilibrage du système électrique sur base des premiers retours d'acteurs de marché et de la concertation qui sera organisée dans le cadre de l'incitant.
- Une confusion existe dans l'introduction et dans l'incitant entre la technologie utilisée (SFTP, API), le type de données (Transparence, Données de Metering, ...) et les canaux à travers lesquels les données sont mises à disposition (Open Data). Le texte final ne peut dès lors, au vu de cette confusion, expliciter des « types » de données de manière parfaitement claire pour les acteurs de marché.
- Elia a consenti à sonder l'ensemble des acteurs de marché dès l'origine du projet, mais ne se prononce pas sur le timing de l'implémentation avant d'avoir compris les besoins de ces acteurs de marché. Il se pourrait, en fonction des besoins et des priorités des acteurs de marché, que le projet d'implémentation se déploie sur plusieurs années. Si les besoins exprimés par l'ensemble des acteurs de marché étaient tels qu'ils ne pouvaient pas être implémentés dans le cadre du présent incitant ainsi que dans le cadre de l'incitant qui serait défini pour 2025, Elia s'engagerait dans le cadre du plan d'action à continuer ses efforts, au besoin, au-delà de 2025.
- Elia estime que la concertation avec les acteurs de marché est la seule base pour le projet d'implémentation, la priorisation des fonctionnalités et son phasage. Les besoins exprimés par la CREG par le biais des précisions apportées dans la formulation de l'incitant (technologie SFTP, volonté de téléchargement, délai de mise à disposition etc.) doivent donc être considérés dans ce cadre et seront évaluées ensemble avec l'ensemble des besoins qui seront exprimés lors de la phase de concertation.
- La participation de la CREG à chaque étape est une opportunité pour la CREG d'appréhender, en toute transparence, les besoins des acteurs du marché, et par conséquent d'ajuster ses propres demandes et/ou besoins aux avantages identifiés par les acteurs du marché.



2. Etablissement des exigences en termes de stratégie de gestion de la charge pour les points de fourniture disposant d'un réservoir d'énergie limité et offrant plusieurs services d'équilibrage simultanément

La CREG écrit dans son introduction que : *"Elia est toujours libre d'élaborer et de proposer à la CREG et aux acteurs du marché des exemples concrets de contrôles systématiques. Néanmoins, la CREG ne souhaite pas les reprendre explicitement comme objectif de l'incitant. Les contrôles EMS existants ont été conçus à la demande des acteurs du marché. Les contrôles prévus dans les documents régulés concernés devraient être suffisants pour encourager une fourniture correcte du service par les BSPs."*

Elia tient à préciser que les développements des *requirements* EMS actuels pour l'aFRR ont été développés à la demande des acteurs de marché mais également suite à l'identification par Elia du besoin de clarifier les règles de manière à assurer la qualité du service.

En ce qui concerne les contrôles, Elia n'a pas reçu de demande explicite des acteurs de marché de développer des mécanismes de contrôle spécifiques (ceux-ci ne sont d'ailleurs pas décrits dans les *requirements* pour l'aFRR à ce stade). Il s'agit là d'un besoin identifié par Elia. En effet, dans le cas précis des assets disposant d'un réservoir d'énergie limitée, les contrôles systématiques prévus dans les documents régulés concernés pourraient ne pas être suffisants pour encourager une fourniture correcte du service par les BSPs.

A titre d'exemple, les pénalités liées au contrôle d'activation ne sont pas dimensionnées pour couvrir les cas de non-respect de la stratégie de gestion de la recharge des BSP, dans la mesure où les occurrences de déplétion du réservoir sont a priori limitées. En effet, ce cas ne se présente que lorsque l'activation d'aFRR doit avoir lieu principalement dans une des deux directions pendant plusieurs quarts d'heure consécutifs (ce qui correspond aux situations où il est d'autant plus important d'avoir la capacité à disposition).

Elia propose de revenir sur ces considérations dans le cadre des discussions qui auront lieu lors de la réalisation de l'incitant mais supporte toutefois pleinement le contenu de l'incitant tel que formulé dans la proposition de la CREG.

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

Elia déplore la décision de ne pas retenir à ce stade la proposition d'incitant et est surprise que la question de l'impact sur la congestion liée à l'augmentation inévitable et souhaitée de la flexibilité (aussi bien explicite qu'implicite) soit considérée par la CREG comme n'étant pas importante aujourd'hui, en particulier dans la mesure où c'est une question que la CREG elle-même a déjà soulevée. Elia souhaite rappeler les motivations et l'intérêt de cette étude ainsi que réagir aux justifications listées par la CREG pour ne pas le retenir.



Les différentes études d'Elia (*études sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique*) ont déjà démontré le besoin urgent pour le système belge d'intégrer la flexibilité décentralisée¹. Cette dernière peut accéder aux marchés de l'électricité de manière explicite (via les services auxiliaires d'Elia et les modèles d'agrégation) mais aussi de manière implicite (par exemple via des contrats mis en place par les BRP et fournisseurs avec leurs clients pour optimiser les portefeuilles des BRP²).

Elia travaille depuis des années à ouvrir les services auxiliaires (et de manière plus générale l'accès explicite de la flexibilité dans les marchés) à toutes les technologies ainsi qu'à tous les niveaux de tension et vise à continuellement réduire les barrières à l'entrée. Dans ce contexte, Elia souhaite également rappeler qu'une partie des évolutions suggérées par la CREG sont déjà implémentées et constamment améliorées (ex : ouverture des services auxiliaires à toutes les ressources et tous les niveaux de tension, propositions pour compléter le modèle d'agrégation existant ToE avec une correction individuelle en vue d'augmenter la compétition et de faciliter/simplifier l'accès de nouveaux entrants...). De plus, Elia tient également à rappeler que ses produits et règles de marché tiennent compte des dispositions légales et réglementaires évoquées par la CREG (notamment l'article 182 du SOGL est implémenté, le Network Code Demand Response le sera également lorsqu'il sera adopté).

Cependant, Elia estime également que se concentrer exclusivement sur la flexibilité explicite ne suffit pas : en effet, il est impossible que tous les assets flexibles du système, et en particulier les assets décentralisés, participent exclusivement de manière explicite (que ce soit à cause du choix du propriétaire/opérateur de l'asset ou à cause des limitations techniques de l'asset). Pour cette raison, il est primordial pour stimuler toute la flexibilité, qu'à côté des efforts fournis pour ouvrir la participation de la flexibilité explicite, l'accès à la participation implicite soit aussi favorisé et que cette dernière soit utilisée de manière optimale. C'est pour cela qu'Elia ne comprend pas et ne peut en aucune façon accepter l'avis de la CREG en ce qui concerne les autres évolutions évoquées telle que la suppression des incitations à la réaction implicite.

Dès lors que toute la flexibilité mérite d'être facilitée, une analyse globale des risques en termes de congestion amenés par la flexibilité qui participera aussi bien en explicite qu'en implicite nous semble pertinente. En effet, si Elia étudie et prend déjà des mesures de mitigation dans le cadre du projet Icaros, dont la phase 1 est en cours d'implémentation, pour éviter des congestions internes dues à des activations explicites de flexibilité (système de CRI et filtrage de bids de balancing) et/ou à des déviations par rapport au programme (« schedule ») des unités flexibles ayant une obligation de scheduling (« return to schedule » pour les unités $\geq 25\text{MW}$), il est important d'anticiper et « d'objectiver » l'impact

¹ Principalement, la gestion de la demande et production décentralisée à tous les niveaux de tension qui va se développer grâce à l'arrivée de nouvelles sources et de la digitalisation

² Notons que cette participation implicite croissante pourrait avoir lieu quels que soient les signaux prix donnés au marché. Vu les besoins croissants en flexibilité dans le système, les BRP seront incités à utiliser tous les types de moyens flexibles dans leur portefeuille pour s'équilibrer.



sur les congestions de l'arrivée dans le marché (de manière explicite ou implicite) d'assets qui ne sont pas soumis à une telle obligation afin d'identifier l'éventuel besoin de mesures supplémentaires au projet Icaros et le cas échéant de planifier leur mise en place. Pour ces raisons, Elia demande à la CREG de réintégrer ce projet d'incitant dans une liste finale de 7 incitants (voir liste suggérée telle que décrite en page 4 de la présente note).

4. Processus de facturation des BRP

Elia remercie la CREG pour le soutien qu'elle apporte à l'incitant proposé ainsi que pour les quelques précisions qu'elles apportent à sa description. Elle souhaite toutefois réagir à certains de ces ajouts.

La CREG reformule en partie les livrables finaux de l'incitant afin de :

- Reformuler la manière de prendre en compte dans le texte le fait que la consultation formelle des T&C BRP n'est pas reprise dans la description de l'incitant.
- Ajouter l'organisation d'une consultation publique à partir du 1er septembre 2024 au plus tard.

Si Elia peut supporter cette reformulation et l'ajout explicite d'une consultation, elle attire toutefois l'attention de la CREG sur le fait que le délai entre la fin de la consultation et la fin d'année est limité et que, dès lors, ce qui pourra effectivement être mis en place pour fin Q4 2024, dépendra des conclusions de la consultation et des éléments à considérer en vue de la mise en place. Deux livrables seront donc à fournir : un plan d'implémentation et la mise en place des premières améliorations réalisables pour fin Q4 2024.

Par ailleurs, pour plus de clarté, Elia suggère d'aligner la formulation reprise pour ce livrable dans la partie « Date de livraison et livrables » à celle proposée par la CREG dans la partie « Description ». La mise en place pour fin Q4 2024 concerne effectivement les améliorations proposées qui ne demandent pas une modification du contrat-type des BRP. Elia suggère dès lors, pour plus de clarté, d'indiquer :

« Partie 6 : Soumission d'un plan d'implémentation et mise en place des améliorations proposées, qui ne demandent pas une modification du contrat-type des BRP et qui sont réalisables pour fin Q4 2023 conformément au plan d'implémentation »

Par ailleurs, dans le cadre du paragraphe relatif au « montant associé », la CREG liste explicitement un certain nombre de livrables qui sont différents de ce qui est repris dans le paragraphe relatif aux « dates de livraisons et livrables ». Elia suggère, conformément à ce qui est fait pour les incitants, de ne reprendre dans ce paragraphe que le montant associé.

Si la CREG souhaitait, spécifiquement pour le présent incitant, reprendre certains livrables dans le paragraphe relatif au « montant associé », il semble important alors d'assurer la cohérence entre les livrables cités dans les deux paragraphes. De plus, Elia s'interroge sur les livrables qui sont repris dans le paragraphe relatif au « montant associé »



et ne comprend pas certains de ceux-ci (en particulier, la référence aux éléments développés et publiés sur le site Web et la référence au rapport expliquant le fonctionnement de l'outil développé par Elia). Elia suggère dès lors à la CREG de les supprimer ou d'assurer un alignement exact avec les livrables tels que listés dans le paragraphe « Date de livraison et livrables ».

Enfin, Elia prend bonne note de la demande d'une analyse des risques historiques et du fait que cette analyse sera à partager seulement avec la CREG en raison du haut niveau de confidentialité de ces données. Sur base de la demande formulée par la CREG, le contenu effectif de cette analyse sera précisé par les équipes d'ELIA lors de son exécution.

5. Implémentation de test intelligents de la disponibilité des réserves

Elia remercie la CREG d'avoir retenu l'incitant proposé pour l'implémentation de tests intelligents de la disponibilité des réserves. Elle souhaite toutefois réagir aux ajouts apportés par la CREG dans son projet de décision.

D'une part, la CREG demande que la mise à jour de l'étude réponde aux remarques pertinentes formulées par les acteurs du marché dans le cadre de la consultation publique organisée en 2020. Elia tient à rappeler qu'une telle réponse a déjà été fournie en 2020 sous la forme d'un rapport de consultation et que les réponses à la consultation ont été abordées à deux repises en WG Balancing fin 2020 afin d'apporter toute la clarté possible. L'objectif de ce nouvel incitant ne peut pas être, selon Elia, de produire un nouveau rapport de consultation pour répondre à ces mêmes questions. Les points qui restaient à clarifier devaient l'être dans le cadre de l'exercice de calibration des paramètres, qui fait partie intégrante du processus d'implémentation.

Par ailleurs, la CREG indique dans son explication des modifications apportées à la description de l'incitant que « *sans le soutien des acteurs de marché, la mise en œuvre du Smart Testing ne devrait pas s'imposer à Elia et/ou aux acteurs du marché* ». Elia rappelle que, pour pouvoir diminuer le nombre maximum de tests de disponibilité des réserves – ce qui est unanimement demandé par les acteurs du marché – sans accroître les risques pour le système, Elia doit disposer d'outils permettant de sélectionner plus intelligemment les offres devant faire l'objet des tests. Une réticence d'un BSP au développement par Elia de tels outils peut refléter la crainte qu'Elia cible mieux les offres les moins fiables de son portefeuille ; l'absence de soutien du BSP devrait dans ce cas encourager Elia au contraire, pour des raisons de sécurité opérationnelle, à développer ces outils. Aucun développement ne sera a priori nécessaire du côté du BSP pour permettre l'implémentation par Elia de tests plus intelligents : un BSP réussissant ses tests de disponibilité bénéficiera automatiquement d'une diminution du nombre maximum de tests autorisés (moyennant l'entrée en vigueur des T&C BSP modifiés). Elia ne voit pas dès lors pourquoi un BSP remplissant ses obligations contractuelles s'opposerait à une telle implémentation.

La CREG demande également d'analyser et d'évaluer les modalités pratiques d'organisation des tests. Elia n'est pas opposée à vérifier la conformité de la méthode proposée avec les évolutions réglementaires qui ont eu lieu entre la fin de



l'incitant en 2020 et le début du nouvel incitant comme demandé par la CREG. Elle est également ouverte aux propositions des acteurs du marché pour améliorer l'efficacité des tests pour autant que les objectifs opérationnels poursuivis restent entièrement atteints et que ces discussions ne retardent pas, d'une manière inacceptable, d'autres améliorations prioritaires.

Elia insiste par contre sur le fait que l'incitant proposé initialement visait l'implémentation d'une méthodologie élaborée en 2020 relative à la sélection des offres à tester. La demande de la CREG d'examiner les approches d'autres GRT européens et de donner l'opportunité aux acteurs du marché de proposer leurs propres modalités pratiques correspond quant à elle à une étude de design relative à l'exécution des tests de disponibilité, sujet indépendant de l'étude de 2020. La CREG propose donc d'ajouter à l'incitant d'implémentation initialement proposé par Elia une étude complémentaire sur un autre aspect des tests de disponibilité. Une telle étude exigera d'Elia, des acteurs du marché et de la CREG une certaine disponibilité pour discuter de nouveaux concepts. Si ces nouveaux concepts devaient ensuite être implémentés, ils impliqueront également des amendements supplémentaires dans les T&C BSP, une adaptation de procédures opérationnelles et des modifications de systèmes IT chez Elia et/ou chez les BSP. Sur base de l'expérience passée, une telle disponibilité est loin d'être garantie, chez aucune des parties prenantes citées. Elia invite donc la CREG à reconsidérer ce volet de l'incitant et, si elle devait le maintenir, à en limiter l'étendue et à prévoir dans les livrables des échéances suffisamment longues pour élaborer et soumettre les conclusions de ces discussions.

Enfin, Elia remarque que la CREG a reformulé la description des livrables et parle maintenant de la « finalisation de la mise à jour de l'étude » fin mai 2024. L'intention d'Elia n'était pas de produire une nouvelle version de l'étude de 2020, mais bien d'identifier en début d'année les modifications éventuelles à y apporter et à les inclure dans la mise en œuvre. Indépendamment de la nécessité de stabiliser les questions de design relatives à la sélection des offres en début d'année en vue de l'implémentation concernée, si un descriptif complet de la méthodologie finale doit être produit, a fortiori si la question des modalités d'exécution des tests de disponibilité devait être ajoutée, celui-ci ne devrait être requis que pour fin 2024.

6. Co-optimisation pour minimiser les coûts du système liés à la gestion de la congestion et à l'équilibrage du réseau

Elia comprend que la CREG souhaite examiner en pratique l'intérêt d'effectuer des activations de redispatching dans une zone à CRI high ou medium avant qu'une congestion ne soit identifiée, dans le but de libérer de la marge dans la direction du CRI high/medium et éviter ainsi de filtrer les bids de balancing de cette zone.

Elia n'est pas en faveur de cet incitant et demande à la CREG de ne pas le retenir. Le processus proposé par la CREG lui semble en effet indésirable, inefficace et irréaliste.

Cet incitant est indésirable dans la mesure où il augmenterait le nombre d'activations d'offres de redispatching prises par Elia, et ceci à des fins autres que la gestion des congestions qui pourraient résulter de l'exécution des programmes



journaliers (schedules) soumis par les acteurs du marché. Dès lors que les activations d'offres de redispatching retirent la possibilité donnée aux acteurs de marché de mettre à jour leur programme journalier dans la direction opposée à ces activations, le processus proposé impacterait significativement le principe de liberté de dispatch (« freedom of dispatch »). Ce mécanisme impliquerait par ailleurs une augmentation potentiellement importante des coûts de redispatching se retrouvant dans les tarifs au bénéfice des BRP (bénéfice qui est un bénéfice hypothétique³). Un tel transfert n'est pas prévu dans la méthodologie tarifaire 2024-2027. Indépendamment de la méthodologie tarifaire, une telle approche compromet l'allocation « juste » des coûts de redispatching engendrés. En effet, ces coûts de redispatching seraient socialisés alors qu'ils serviraient à réduire le coût pour compenser un volume de déséquilibre non certain (puisqu'estimé) causé par des BRPs potentiellement situés dans d'autres zones de réglage (si les volumes de balancing libérés sont utilisés par d'autres GRT sur les plateformes).

La CREG indique que l'objectif est double : le mécanisme vise à augmenter les moyens d'équilibrage disponibles et à réduire le coût total des activations des offres de redispatching et des offres d'équilibrage. Compte tenu du fait qu'Elia entend compenser les actions de redispatching locales par des activations de mFRR en MARI, les activations de redispatching pour libérer un volume d'offres d'équilibrage dans une zone donnée donneraient automatiquement lieu, à une augmentation équivalente des besoins de mFRR, sauf netting de ces activations de redispatching, avec d'autres activations de redispatching qui auraient lieu en Belgique pour ces quarts d'heures dans la direction opposée. Si on ne tient pas compte de cette situation particulière, l'augmentation nette des moyens de balancing disponibles dans la direction visée est alors nulle, et la flexibilité disponible dans la direction opposée est diminuée d'un volume égal au volume total net de redispatching activé. Le premier objectif n'est dès lors pas atteint (en réalité, le volume total de réserves disponibles est diminué). En ce qui concerne le second objectif, l'activation de volumes supplémentaires de mFRR à des fins de compensation neutralise l'impact positif attendu de la disponibilité dans le merit order d'offres d'équilibrage bon marché supplémentaires : le merit order est allongé dans la direction concernée mais le volume de la demande de mFRR est augmenté dans la même mesure et le prix de clearing reste donc le même. Un impact positif sur les coûts d'activation des moyens d'équilibrages ne pourrait être atteint qu'en compensant systématiquement les activations d'offres de redispatching en activant d'autres offres de redispatching dans la direction opposée, ce qui se ferait par définition « at cost ». Une telle compensation systématique at cost semblerait abusive dans la mesure où la compensation peut avoir lieu dans n'importe quelle partie non congestionnée du réseau, voire parfois plus efficacement à l'étranger via la plateforme MARI. Le mécanisme proposé semble donc inefficace en qu'il ne permet pas d'atteindre (voire il dégrade) les objectifs poursuivis.

Par ailleurs, la CREG demande à Elia de développer un modèle prenant en compte, notamment, la probabilité d'activation des offres d'énergie d'équilibrage disponibles à des fins d'équilibrage. Le développement d'un tel modèle suffisamment fiable paraît irréaliste. Premièrement, cette probabilité dépend de la demande d'Elia mais également de

³ Voir réserves exprimées au paragraphe suivant quant au fait que le prix d'activation des réserves d'équilibrage ne diminueraient pas nécessairement, compte tenu de l'augmentation des besoins de mFRR à des fins de compensation.



la demande d'autres GRT qui devra être satisfaite via les plateformes de balancing, particulièrement difficile à prévoir au stade actuel où le comportement des autres GRT sur les plateformes d'équilibrage européennes est très incertain. En outre, l'estimation de ces demandes devrait se faire avant le guichet de fermeture de la soumission d'offres d'énergie d'équilibrage (cf. voir paragraphe suivant) voire même plus tôt, dépendant des caractéristiques techniques des unités à redispacher, compromettant la possibilité même de telles prévisions. Il serait donc très difficile d'évaluer ex-ante si les coûts de redispatching engagés bénéficieraient, le cas échéant (voir les réserves exprimées précédemment sur l'existence de tels bénéfices), au marché belge ou aux GRT étrangers. Par ailleurs, les volumes et prix des offres accessibles à l'étranger devraient également pouvoir être estimés par Elia plusieurs quarts d'heure à l'avance, tâche elle aussi ardue dans les délais évoqués.

A noter enfin que les actions de redispatching seraient à prendre par Elia avant le guichet de fermeture pour la soumission par les BSP des offres d'équilibrage. Elia devrait donc baser ses actions de redispatching sur une information préliminaire relative aux offres d'équilibrage. Ceci ouvrirait la porte à des manipulations de marché, où les BSP pourraient soumettre des offres (non-fermes) d'énergie d'équilibrage à des prix artificiels afin d'influencer les actions de redispatching entreprises par Elia. A tout le moins, les BSP pourraient être moins enclins à mettre à jour leurs offres en tenant compte des zones high/medium CRI comme ils seront supposés le faire conformément aux T&C BSP.

7. Optimisation économique de l'utilisation des moyens d'équilibrage et des produits d'équilibrage par Elia

Elia n'est pas en faveur du présent incitant, du moins, dans le scope et la formulation tels qu'ils sont proposés par la CREG ; dès lors, Elia demande à la CREG de retirer cet incitant ou à tout le moins de l'adapter tenant compte des commentaires ci-dessous.

Avant toute chose, Elia souhaite souligner qu'elle travaille déjà à une évolution de la stratégie d'activation de la mFRR, telle qu'elle l'a présenté à la CREG et au marché en juin 2023. Il est prévu que les modifications associées entrent en vigueur dans le cadre de la connexion MARI et de l'adaptation du contrat mFRR prévue dans ce contexte début 2024. La méthode d'activation de la mFRR actuelle à laquelle fait référence la CREG, ne sera donc plus appliquée à partir de début 2024, ce qui doit être pris en considération pour évaluer l'intérêt de l'incitant proposé par la CREG. Elia entend offrir au marché toute la transparence possible quant à sa stratégie d'activation, dont les évolutions prévues sont parfaitement en ligne avec les principes de la future méthodologie de dimensionnement des réserves d'aFRR. Elia déterminera aussi précisément que possible le volume de mFRR à activer, tandis que l'activation d'aFRR constituera un réglage automatique temps-réel couvrant, idéalement, les variations résiduelles intra quart d'heure uniquement.



Deuxièmement, Elia attire l'attention de la CREG sur le fait que l'analyse des optimisations envisagées par la CREG pose de nombreuses questions à l'horizon de temps qui est proposé pour l'incitant, tenant compte d'une part de l'état des lieux actuel des plateformes européennes de balancing et de la profondeur du marché belge de l'aFRR (voir ci-dessous) et, d'autre part, du fait qu'un arbitrage économique entre les produits aFRR et mFRR ne pourrait être envisagé qu'en cas d'une disponibilité du produit aFRR au-delà du volume nécessaire à garantir une qualité acceptable de l'ACE conformément aux règles de dimensionnement.

Elia souhaite souligner les points suivants:

- Du point de vue des plateformes européennes d'équilibrage, plusieurs points sont à noter :
 - Il est impossible de travailler sur des données historiques à ce stade, tel que la CREG le propose, en raison de l'absence de données significatives disponibles (les premières connexions n'ont eu lieu que mi-2022 et concernent un nombre très limité de GRT). De plus, l'absence de RTE et de TenneT (dont les connexions aux plateformes MARI et PICASSO ne sont prévues qu'en 2024 voire 2025) en tant que frontières directes d'Elia générera des résultats qui ne reflèteront pas le comportement futur du marché cible.
 - Certains principes des marchés d'équilibrage sont encore en cours d'évolution, comme l'accès complet au CMOL, ce qui peut avoir un impact significatif sur les possibilités d'optimisation envisagées par la CREG.
 - L'estimation des prix marginaux transfrontaliers sur les plateformes européennes d'équilibrage, et, en particulier, l'estimation des prix aFRR qui évoluent toutes les 4 secondes, requiert l'accès à un grand nombre d'informations gérées par ces plateformes (échanges d'informations en temps réel, partage des carnets d'ordre, partage de la demande globale et des demandes individuelles, ATC à chaque frontière, ...) impliquant potentiellement un grand nombre de développements informatiques. Sachant que la demande de ces développements informatiques n'est pas prévue à ce jour au niveau des projets d'implémentation européens, Elia ne peut fournir aucune garantie quant à l'acceptation d'une telle demande, qui dépendra de l'appréciation par ces projets de sa légitimité, des budgets associés et du niveau de priorité de sa mise en œuvre, ce qui pourrait également compromettre la faisabilité de l'incitant dans son scope et son timing actuels (tels que proposés par la CREG).
- Du point de vue du marché local, le marché de l'aFRR devrait être beaucoup plus profond avant qu'une telle optimisation ne puisse être envisagée, ce qui pourrait prendre encore un certain temps.

Tant au niveau européen que local donc, le marché de l'équilibrage sera encore en pleine transition en 2024, ce qui rend l'étude telle que proposée par la CREG non effective et dès lors non efficace. Ce risque est d'ailleurs identifié par la CREG elle-même qui indique dans son introduction que « *la CREG estime que la probabilité d'obtenir des résultats*



utilisables à la fin est faible. La CREG invite les acteurs du marché à commenter cet objectif et à proposer des alternatives possibles ».

En outre, Elia questionne l'objectif poursuivi par la CREG avec cet incitant. En effet, celle-ci mentionne dans le contexte de cet incitant que : « Grâce à une utilisation plus optimale en termes de coûts des ressources d'équilibrage disponibles, les prix de déséquilibre refléteront le coût réel de la compensation des déséquilibres et, par conséquent, l'état du système ». En effet, si Elia comprend correctement cette phrase, ceci impliquerait qu'Elia se positionne en tant que « trader » effectuant un arbitrage économique entre les marchés européens de la mFRR et de l'aFRR au-delà de ses propres besoins. En d'autres termes, Elia devrait acheter (respectivement vendre) de l'énergie sur la plateforme MARI afin de la revendre (respectivement racheter) sur la plateforme PICASSO, jusqu'à ce que les prix des deux produits convergent afin que leurs CBMP reflètent « le coût réel » de la compensation. Elia considère que ce type d'arbitrage sort du périmètre de sa mission en tant que GRT.

Dès lors, si la CREG souhaite maintenir un incitant en vue de minimiser les coûts d'équilibrage du réseau, Elia ne pourrait en tout état de cause qu'utiliser des moyens disponibles pour satisfaire ses besoins propres ; en aucun cas Elia ne pourrait se substituer au marché en s'engageant dans des activités de trading, activant une ressource d'équilibrage à la hausse et une autre à la baisse afin d'arbitrer des opportunités économiques. Sous cette réserve, Elia proposerait, d'adapter le scope de l'étude et de prévoir plutôt une analyse contextuelle qui consisterait en ce qui suit :

- Identification des possibles scénarios d'optimisation que l'on souhaite couvrir (activation longue d'aFRR, pics de déséquilibre, ...)
- Définition, sur cette base et tenant compte des principes de la méthodologie d'activation des réserves implémentée début 2024 ; des critères et conditions préalables nécessaires
- Méthodologie de prévision
- Définition de la fonction objective et des critères de performance du modèle (ou de certains de ses aspects)
- Consultation des acteurs du marché, en vue de recueillir leurs feedbacks
- Préparation d'un rapport contenant les éléments ci-dessus, y compris la justification des choix effectués, le rapport de consultation et un plan de mise en œuvre.

8. Analyse de la faisabilité technique de la déconnexion sélective de la charge

De CREG stelt een stimulans voor waarin zij vraagt aan Elia om, in samenwerking met de distributienetbeheerders, een technische haalbaarheidsanalyse uit te voeren met tot doel een identificatie van de mogelijkheden om prioritaire verbruikers (*HPSNG-lijsten*) daadwerkelijk te kunnen selecteren en isoleren, en niet te onderbreken binnen de afschakelbare schijven. Op deze manier wenst de CREG te voorkomen dat gezinnen op voedingslijnen die vertrekken



van de onderstations van Elia met de distributie en waarop ziekenhuizen zijn aangesloten tevens kunnen genieten van de prioritaire behandeling van de ziekenhuizen.

Hieronder wenst Elia verder technisch toe te lichten hoe het plan voor handmatige verbruiksontkoppeling bij aangekondigde schaarste en het plan voor automatische verbruiksontkoppeling op basis van frequentiemetingen vandaag werken, welke fundamentele rol de distributienetbeheerders daarbij spelen, en stelt zij zich de vraag of nog selectiever te werk gaan überhaupt mogelijk is.

1. Handmatig afschakelen

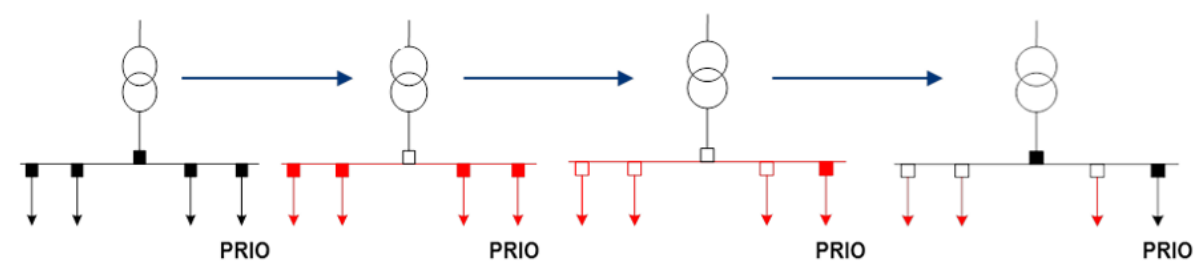
Als Elia een afschakeling aankondigt met een aankondigingstermijn van minstens 6 uur, zal een selectieve afschakeling worden uitgevoerd door de DNBs. Dit betekent dat de DNBs, op instructie van Elia, vanuit hun controlecentrum de niet-prioritaire feeders van alle interconnectiepunten van de door Elia aangekondigde schijf (of schijven) vanop afstand ontkoppelen.



De meeste DNB's hebben gegroepeerde orders geprogrammeerd voor de uitvoering van de selectieve afschakeling. Een feeder wordt als prioritair beschouwd als hij aan minstens één van de volgende voorwaarden voldoet:

- De *feeder* bevat minstens één prioritaire klant uit de lijst van HPSNG's;
- De *feeder* is structureel injecterend.

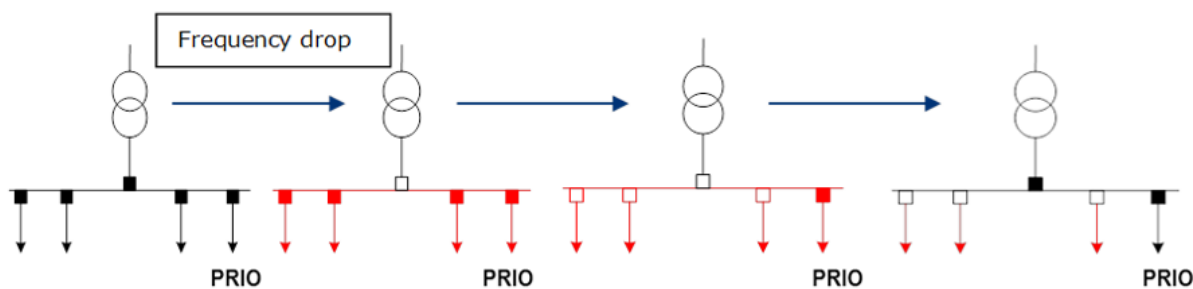
Als Elia de afschakeling minder dan 6 uur op voorhand aankondigt, zal op niet-selectieve wijze worden afgeschakeld door Elia, door de schakelaar aan de secundaire zijde van de HS/MS-transformator te openen. Bijgevolg zal alle belasting stroomafwaarts van het interconnectiepunt worden afgeschakeld, inclusief de prioritaire feeders. Deze zullen echter zo snel mogelijk worden hersteld. Daartoe voert de DNB een clearing uit van de niet-prioritaire feeders en, zodra dit is gebeurd, informeert hij Elia, die de schakelaar aan de secundaire zijde van de HS/MS-transformator opnieuw inschakelt, waardoor de prioritaire verbruikers opnieuw worden bevoorrad.



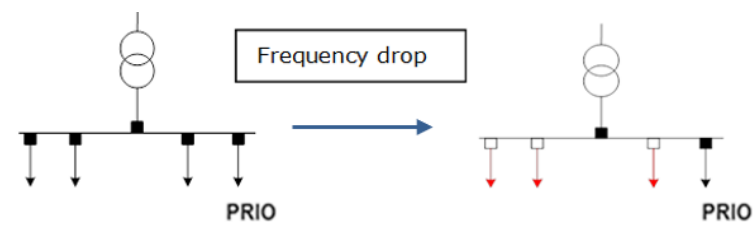
Zodra de technische en menselijke middelen van alle DNB's het toelaten, zal selectieve afschakeling worden toegepast, zelfs indien Elia dit minder dan 6 uur van tevoren aankondigt.

2. Automatisch afschakelen

Automatische belastingafschakeling op basis van frequentiecriteria werkt nog steeds voornamelijk volgens de niet-selectieve modus, d.w.z. de frequentierelais activeren de schakelaars aan de secundaire zijde van de HV/MV-transformatoren, waardoor alle netgebruikers die met dit onderstation zijn verbonden, spanningsloos vallen. De HPSNG's worden vervolgens zo vlug mogelijk opnieuw bevoorraad.



De DNB's binnen Synergrid hebben een concept voor selectieve automatische afschakeling ontwikkeld. Bij dit concept wordt het uitschakelsignaal van het frequentierelais van Elia verzonden naar de DNB (en niet naar de schakelaar van de HS/MS transformator). De DNB gebruikt dit signaal om alleen de niet-prioritaire feeders uit te schakelen, terwijl de prioritaire feeders onder spanning blijven. Selectieve automatische afschakeling vereist digitalisering van het onderstation van de DNB en wordt momenteel geleidelijk ingevoerd door de DNBs.



3. Netgebruikers die worden getroffen bij manuele selectieve afschakeling

Bij manuele selectieve afschakeling worden prioritaire verbruikers niet onderbroken. Aangezien de DNB's de uitgaande middenspanningskabels vanaf het interconnectiepunten uitschakelen, wordt een maximale efficiëntie van de belastingsafschakeling bereikt wanneer deze HPSNG's verbonden zijn door een individuele ('dedicated') kabel vanuit dit onderstation. Dit komt echter nog niet vaak voor. In de meeste gevallen worden deze prioritaire klanten bevoorraad door gemengde of "embedded" kabels, die ook andere klanten bedienen. In deze configuratie worden niet-prioritaire verbruikers die op dezelfde kabel aangesloten zijn, eveneens niet onderbroken. Er is dus een zekere

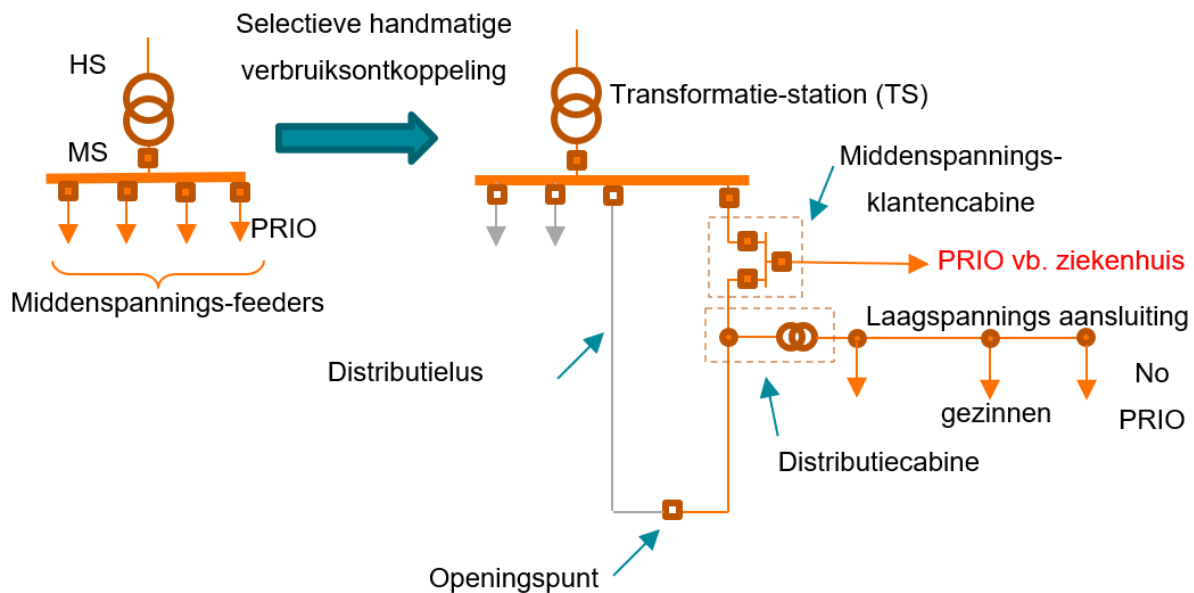


mate van "verspilling" en er moet voor worden gewaakt dat het aantal prioritaire klanten niet te veel toeneemt, omdat anders de doeltreffendheid van het afschakelplan in het gedrang zou kunnen komen.

Op basis van de huidige situatie, kan met zich afvragen of het zelfs mogelijk zou zijn om nog selectiever tewerk te gaan. Voor automatisch afschakelen is het antwoord nee. De Europese wetgeving stelt de reactietijd vast op 300 ms. Met zo'n korte aanlooptijd kan de DNB alleen ingrijpen op de middenspanningskabels ter hoogte van de interconnectiepunten. Volgens de DNB's is het voor manuele afschakeling van de belasting denkbaar dat de DNB-schakelingen uitvoert in het netwerk stroomafwaarts van het interconnectiepunt om alleen het deel van de kabel tot aan de prioritaire gebruiker onder spanning te houden.

Volgens de DNB's is dit theoretisch mogelijk, maar de complexiteit en het aantal schakelingen voor de DNB zouden zeer sterk toenemen. Zelfs als we aannemen (wat niet overal het geval is) dat de cabines van prioritaire netgebruikers op afstand bediend kunnen worden, zou dit moeilijk realiseerbaar zijn tijdens een crisissituatie waar snelheid van uitvoering kritiek is. Bovendien zullen verbruikers die aangesloten zijn tussen het transformatiestation en de prioritaire netgebruiker hoe dan ook bevoorrad blijven. Een totale selectiviteit, waarbij alleen prioritaire netgebruikers van stroom voorzien blijven, is onmogelijk.

Prioritaire netgebruikers, die gevoed worden via het distributienet, zijn typisch aangesloten via ofwel klantcabines (MS netgebruikers) ofwel distributiecabinen (LV netgebruikers) die deel uitmaken van een zogenaamde *feeder* of 'distributielus' zoals geïllustreerd op onderstaande figuur. Deze distributielussen beschikken over een openingspunt in functie van radiale uitbating en optimale beveiliging van het distributienet, en kunnen typisch telebediend geschakeld worden.



De “meegenietende verbruikers” op eenzelfde distributielus verder inperken, kan in hoofdzaak enkel door de nettopologie aan te passen en/of het openingpunt in de lus te verplaatsen. Een openingpunt werd echter zorgvuldig gekozen in functie van o.a. continu beheer van netverliezen en het beheer van netincidenten en schakelinterventies. Wijziging van de nettopologie vergt een technische interventie op het terrein met bijhorende netinvesteringen en brengt dus ook suboptimale neveneffecten met zich mee.

Het *ad hoc* afschakelen van achterliggende “meegenietende verbruikers” bij schaarste is organisatorisch zeer moeilijk haalbaar. Er zouden 3 voorwaarden moeten vervuld zijn om niet-prioritaire verbruikers af te schakelen die stroomafwaarts van een prioritaire verbruiker zijn aangesloten:

- de klantencabine van de prioritaire netgebruiker kan vanop afstand bediend worden;
- het openingpunt in de distributielus kan vanop afstand bediend worden;
- het niet-prioritair verbruik stroomafwaarts van de prioritaire netgebruiker tot aan het koppelpunt is niet verwaarloosbaar (bijvoorbeeld minstens 1 MW).

Gelet op het beperkt aantal telebedienbare schakelaars in de distributielussen stroomafwaarts van het transformatiestation, is de “afschakelbare winst” die men kan boeken zonder ingrijpende investeringen in de distributienetten beperkt. Men dient ook af te wegen of de realiseerbare “winst” voor het afschakelplant opweegt tegen de nodige investeringen en tegen de neveneffecten die hiermee gepaard gaan.

Elia is op basis van bovenstaande van mening dat toegevoegde waarde van deze stimulans beperkt zal zijn en stelt de haalbaarheid hiervan in vraag. Temeer, omdat de impact van Elia slechts zeer beperkt kan zijn, aangezien een onderzoek naar de mogelijkheden om de selectiviteit van manuele afschakeling te verbeteren zich in hoofdzaak af op het spanningsniveau waar de distributienetbeheerders uitsluitend voor bevoegd zijn dient de vraag te worden gesteld of deze stimulans zoals voorgesteld door de CREG in strikte zin kan worden beschouwd als een stimulans zoals bedoeld in artikel 12, paragraaf 5, lid 20 van de Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt van 29 april 1999: *“de tarieven moedigen de netbeheerder aan om de prestaties te verbeteren, de integratie van de markt en de bevoorradingszekerheid te bevorderen alsook aan onderzoek en ontwikkeling te doen die nodig zijn voor zijn activiteiten”*.

In realiteit zou Elia voor de uitwerking van deze stimulans en ten einde voldoende tegemoet te kunnen komen op de vragen van de CREG in dit kader quasi volledig aangewezen zijn op de kennis en actieve contributie van de DNB's voor onderzoek en ontwikkelingen op een spanningsniveau waar Elia niet voor bevoegd is.

Daarom vraagt Elia aan de CREG deze stimulans te schrappen uit de lijst van projecten die ter consultatie zijn voorgedragen.

