

**RAPPORT DE « CONSULTATION DES ENTREPRISES
D'ÉLECTRICITE CONCERNÉES PORTANT SUR LES
ÉLÉMENTS DÉTERMINANTS DES ÉVOLUTIONS
ENVISAGÉES DANS LA PROPOSITION TARIFAIRE 2024-
2027 »**

Elia Transmission Belgium

10 mai 2023

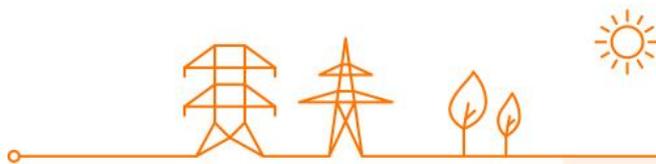


Table des matières

1 Introduction	4
2 Réactions reçues concernant le chapitre « Cadre général » et la procédure de consultation	6
3 Réactions reçues concernant le chapitre « Évolution des couts, revenus, rémunérations et volumes »	8
3.1 Couts	8
3.1.1 Concernant l'évolution générale	8
3.1.2 Concernant le développement du réseau	12
3.1.3 Concernant la gestion et opération des assets de réseau	14
3.1.4 Concernant la gestion du système	14
3.2 Recettes	16
3.3 Soldes régulatoires	16
3.4 Rémunération	17
3.5 Volumes	20
3.5.1 Concernant les hypothèses liées à la charge du réseau et la demande en électricité	20
3.5.2 Concernant les hypothèses liées à l'énergie nette	21
3.5.3 : Concernant les hypothèses liées à la puissances	21
3.5.4 : Concernant les hypothèses liées à l'injections	22
4 Réactions concernant le chapitre « principes généraux quant à l'allocation des couts et des tarifs »	22
4.1 Général	22
4.2 Allocation entre injection et prélèvement	26
4.3 Tarifs de raccordement	30
4.4 Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau	30
4.4.1 Concernant la détermination de la période de pointe annuelle pour le prélèvement	30
4.4.2 Concernant les tarifs pour la pointe annuelle	30
4.4.3 Concernant la détermination d'une période pour l'exonération de la pointe mensuelle pour le prélèvement	32

4.4.4 Concernant les tarifs pour la pointe mensuelle	33
4.4.5 Concernant les tarifs pour la puissance mise à disposition	33
4.5 Tarifs de compensation des déséquilibres	35
4.5.1 Concernant les réserves de puissance et le black start	36
4.5.2 Concernant le maintien et restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès	36
4.6 Tarifs pour la gestion du système électrique	38
4.6.1 Concernant les tarifs pour la gestion du système électrique	38
4.6.2 Concernant les tarifs pour le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire (MVar)	38
4.7 Tarif pour l'intégration du marché	41
4.8 Tarifs applicables à l'énergie nette prélevée – composante dynamique	41
5 Réactions concernant les obligations de service public, taxes et surcharges	45
6 Conclusion	46
7 Réponses confidentielles	47

1 Introduction

Comme prévu dans l'Accord (article 2, §1) relatif à la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et des propositions de modification des tarifs, telle que convenue entre la CREG et Elia Transmission Belgium (ci-après Elia) le 22 décembre 2021 et telle que publiée sur le site web de la CREG, le gestionnaire de réseau doit organiser une consultation des entreprises d'électricité concernées préalablement à l'introduction de la Proposition tarifaire. Cette consultation porte sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire. Le gestionnaire de réseau est également chargé de rédiger un rapport de consultation expliquant la prise en compte ou non des commentaires émis. Les commentaires des parties consultées et le rapport de consultation seront joints à la Proposition tarifaire.

Une consultation publique a déjà été organisée précédemment par la CREG dans le cadre de l'établissement d'une nouvelle Méthodologie tarifaire 2024-2027, comme prescrit à l'article 12 de la Loi Électricité du 29 avril 1999. Ce document comportait une description détaillée des concepts qui s'inscrivaient dans la proposition d'adaptation de la Méthodologie tarifaire. À la suite de cette consultation, la CREG a préparé un projet d'Arrêté adapté qu'elle a soumis le 2 juin 2022 à la Chambre des représentants. Vu l'absence de réaction de la Chambre et l'achèvement de la procédure préparatoire légale prévue en la matière, la CREG a pris le 30 juin 2022 la décision fixant « la Méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport » (ci-après la « Méthodologie tarifaire »).

L'objectif de la consultation organisée par Elia a été d'informer toutes les entreprises concernées des éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire 2024-2027, afin de permettre aux parties concernées d'exprimer leur point de vue. Le document de consultation a été soumis aux entreprises d'électricité concernées. La consultation a eu lieu du mardi 14 février 2023 au lundi 20 mars 2023. Le document mentionnait que les réactions des parties consultées seraient communiquées nominativement à la CREG, mais que les parties pouvaient néanmoins demander à ce que leurs réactions fassent l'objet d'un traitement anonyme dans le rapport de consultation qui serait mis à la disposition de toutes les parties consultées.

La note, qui est soumise à consultation, a été discutée de manière informelle avec les acteurs de marché lors du Groupe de travail Belgian Grid du 16 février 2023 et lors de la Réunion Plénière du 7 mars 2023.

Elia a reçu des réactions non confidentielles de 11 répondants et aucune réaction confidentielle. Les répondants avec réactions non confidentielles sont les suivants :

- > Belgian Offshore Platform (ci-après, BOP)
- > BSTOR
- > Essenscia
- > FGTB, CSC, AB REOC (réaction commune)

- > Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières (ci-après, FEBEG)
- > Federation of Belgian Industrial Energy Consumers (ci-après, FEBELIEC)
- > Fluvius
- > Infrabel
- > Nyrstar
- > VREG
- > Vyria

Notons que certains répondants se réfèrent aux remarques qu'ils ont émises lors de consultations précédentes :

- Octobre 2020 sur la « consultation publique sur les constatations d'Elia relatives au design d'un mécanisme de scarcity pricing en vue d'une implémentation en Belgique » (<https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20200930-public-consultation-on-elia-is-findings-regarding-the-design>)
- Octobre 2022 sur la « consultation publique sur la méthodologie, les données de base et scénarios pour l'étude d'adéquation et d'estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2024-2034 incluant les paramètres du scénario dans le cadre du « Low Carbon Tender » pour 2024-25 » ([Consultation publique sur la méthodologie, les données de base et scénarios pour l'étude d'adéquation et d'estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2024-2034 incluant les paramètres du scénario dans le cadre du « Low Carbon Tender » pour 2024-25 \(elia.be\)](#))
- Novembre 2022 sur la « Federal Development Plan for the Belgian transmission system (110 kV to 380 kV) over the period 2024-2034 » ([Public consultation - Federal Development Plan for the Belgian transmission system \(110 kV to 380 kV\) over the period 2024-2034 \(elia.be\)](#))

2 Réactions reçues concernant le chapitre « Cadre général » et la procédure de consultation

Résumé des réactions reçues :

FEBELIEC

1) *Febeliec pleads to shift the tariff proposal introduction and decision-making process even earlier, comparable to the new practice for the gas transport grid, where tariffs will be known at the latest half a year before they will enter into force, giving sufficient time to grid users to adapt their internal processes.*

2) *Febeliec is surprised to see that the average yearly investment will go from 484 M€ in the period 2010-2023 to more than 1,6 B€ as yearly average for the new tariff period, which is more than tripling, while the Regulated Asset Base (RAB) will almost double between 2023 and 2027 from 5,8 B€ to 10,3 B€ and that these numbers do only take into account already approved investments without any cost overruns.*

One could wonder whether these investments should not be financed through other means (e.g. government budget) to avoid that yet again the electricity invoice becomes an alternative to general taxes to fund policy decisions as was already the case for a.o. subsidies for renewable energy.

Infrabel

“De kosten van Elia verdubbelen terwijl de dienstverlening ten aanzien van de eindverbruiker die de factuur moet betalen, dezelfde blijft, met name de beschikbaarheid van de aansluiting en het net, spanningskwaliteit en storingen. Dit komt omdat de meeste investeringen te maken hebben met politieke beleidskeuzes. De vraag kan dan ook gesteld worden of deze niet beter rechtstreeks door de overheid gefinancierd worden in plaats van deze kosten te verhalen op de eindverbruiker.”

FGTB-CGC-AB REOC

Etant donné l'importance sociétal du sujet, vu que cela affecte les couts de transport pour l'ensemble des consommateurs, nous demandons l'organisation d'un débat parlementaire avec une intervention de la CREG et d'autres analystes afin de vulgariser les sujets de mettre en évidence les impacts réels tant des investissements prévus que des hausses de prix proposées sur les consommateurs

Point de vue d'Elia :

Concernant la remarque de FEBELIEC sur la procédure d'approbation des tarifs, Elia renvoie vers l'accord entre la CREG et Elia du 22 décembre 2021, disponible sur le site web de la CREG, qui décrit les procédures d'adoption de la Méthodologie tarifaire et des tarifs. Elia souligne que les changements à la structure tarifaire proposés par Elia font effectivement l'objet de la consultation publique : celle-ci ayant lieu avant le dépôt de la Proposition tarifaire. La procédure prévoit ensuite une période de 125 jours pour la CREG pour prendre sa décision. On ne peut toutefois préjuger d'une approbation totale à cette date et du besoin d'introduire un nouveau dossier tarifaire, sur base des remarques de la CREG. En cas de rejet, cette période est allongée de 60 jours. Elia ne peut que constater les potentielles difficultés opérationnelles pour les acteurs de marché que présente la procédure d'introduction et d'approbation des Propositions tarifaires, telle que prévue dans la Loi Électricité (article 12 § 8 de la loi) et détaillée dans l'accord survenu entre la CREG et Elia.

Concernant la remarque de FEBELIEC et d'Infrabel sur le mécanisme de financement des coûts liés aux activités de gestionnaire du réseau de transport, Elia applique les dispositions légales en la matière, et le cadre réglementaire qui en découle. Toute modification dans ces bases légales qui entraînerait un changement dans le financement de ces activités, sera bien évidemment prise en compte.

Plus spécifiquement, Elia aimerait nuancer la remarque d'Infrabel sur le lien entre l'évolution des coûts et des services. En sa qualité de gestionnaire du réseau de transport fédéral et régional, Elia doit remplir des missions légales qui lui sont conférées. Celles-ci incluent notamment de contribuer utilement aux ambitions sociétales liées à la transition énergétique : ceci se traduit par un important programme d'investissements pour élargir l'accès aux énergies renouvelables, notamment en Mer du Nord, renforcer les interconnexions et le backbone 380kV, mais aussi permettre le raccordement de nouvelles unités de production ou de stockage et l'électrification de l'industrie (dont celle du transport ferroviaire) et de la consommation résidentielle. À cela s'ajoute d'importants développements dans la gestion du système électrique, notamment par son internationalisation.

Concernant la remarque des associations syndicales et sociales, Elia a respecté les procédures mises en place par la Loi électricité et le cadre réglementaire qui en découle, tant pour l'établissement de ses Plans de développement fédéral et régionaux, que pour la Proposition tarifaire. Si un débat parlementaire devait avoir lieu, nous nous tenons à disposition pour toute demande d'information en la matière. Elia participe d'ailleurs régulièrement à la Commission Énergie du Parlement fédéral sur les thèmes décidés par cette Commission, parmi lesquels le Plan de développement fédéral.

3 Réactions reçues concernant le chapitre « Évolution des coûts, revenus, rémunérations et volumes »

3.1 Coûts

3.1.1 Concernant l'évolution générale

Résumé des réactions reçues :

BOP

1) *We call for tight budgeting and rigorous monitoring and controlling of the costs of the TSO. As a regulated monopolist with a cost+ model, she has intrinsically little incentives to make lean budgets and has the possibility to transfer excess costs to the next tariff period.*

2) *Regrets that the public consultation documentation does not contain any concrete figure on the new tariffs and lacks the required amount of details to properly assess the key elements. Without such information, it is not possible for the grid users and market players to quantify the actual impact- of changes in the tariffs nor can they formulate specific comments with a view to achieving a balanced tariff proposal.*

BOP therefore proposes that at least the completed tariff matrices (with draft numbers) are published in the consultation report of this public consultation on the decisive elements and that a procedure on the determination of the tariffs is adapted to include a consultation on the completed tariff matrices.

Essenscia:

1) *Given the considerable impact on our competitiveness, we urge Elia to provide more transparency in the consultation note regarding the cost side (e.g., the increase in FTEs from 1500 to 2100, list of investment projects), and the social welfare side (e.g., specific benefits for Belgian grid users per proposed investment).*

2) *Elia requests to increase its internal work force with 600 people. Without any detailed analysis and argumentation it is not possible to assess this number. But an increase of 40% (based on the current~1500 employees) in the next four years seems particularly high and is to be justified in great detail by the TSO.*

FEBELIEC:

Febeliec is yet again surprised to see that Elia intends to add 600 new FTEs to its already existing 1500 FTEs, already in itself a substantial increase towards the tariff period 2016-2019, at a very high additional cost in a very constrained and competitive employment market. Febeliec insist that in the context of a regulated monopoly such as Elia's, it is

important that all additional costs and FTEs are duly justified and validated.

Febeliec was also very much surprised to see that the costs for system management will more than quadruple, from 35 M€/year in 2020-2023 to 147 M€/year in 2024-2027, while no fundamentally better service is delivered to grid users and this despite massive investments in infrastructure and system management tools during the current tariff period.

FEBEG

FEBEG is surprised by the planned steep increase of the TSO staff and would welcome further elements justifying such an increase. In particular, FEBEG wonders whether the Elia's Customer Centricity Market Design is part of the explanation. In this case, Febeg would like to know the financial consequences of CCMD on the tariff proposal.

FEBEG is of the opinion that details of the calculation behind the expected increase of transmission costs are missing preventing stakeholders to effectively evaluate the proposals in the consultation document regarding the transmission tariffs for the period 2024-2027. As a consequence, the information in the consultation note cannot be challenged.

VREG

In de voorliggende consultatienota wordt niet gespecificeerd op welke manier de kosten aan de verschillende infrastructuurniveaus worden toegewezen, welke principes daarbij toegepast worden, welke verdeelsleutels daarbij toegepast worden, Ook de verdere kostenallocatie tussen klantengroepen en tarieven (bijvoorbeeld tussen de standaardregeling en de flexibele regeling) wordt niet gespecificeerd.

In het kader van een transparante allocatie van kosten ijvert de VREG er dan ook voor om de toegepaste principes en verdeelsleutels te verduidelijken en te consulteren.

Elia spreekt ook van een paradigmaverschuiving waarbij de afname beter afgestemd wordt op de productie en verwijst in het kader van de sterk stijgende transmissienetkosten ook naar de meer geïnternationaliseerde, gedecentraliseerde en intermitterende hernieuwbare productie.

De VREG stelt zich de vraag of ook de kostenallocatie daarop afgestemd wordt en bestaande principes en verdeelsleutels (zoals de kostencascadering) opnieuw geëvalueerd worden in het licht van deze verschuivingen.

Point de vue d'Elia :

Concernant la remarque de BOP sur le contrôle de la raisonnable des coûts, Elia fait référence au cadre réglementaire mis en place par lequel la CREG contrôle la raisonnable des coûts encourus par Elia sur base notamment des critères établis dans la Méthodologie tarifaire. Les coûts jugés non raisonnables par la CREG ne seront pas couverts par les tarifs. À cela s'ajoutent les incitants tarifaires qui visent à stimuler l'efficacité des coûts gérables et influençables. FEBELIEC insiste sur la nécessité de justifier les budgets. Elia souligne qu'à cette fin la Méthodologie tarifaire définit effectivement que le manque de justification peut entraîner le rejet des coûts concernés.

Spécifiquement pour l'augmentation des FTE, Elia a prévu une justification par ressource dans sa Proposition tarifaire.

Des investissements importants dans le réseau ont été effectués dans la période tarifaire 2020-2023 pour répondre à l'augmentation des échanges internationaux, au développement des sources de production intermittente, ou aux besoins de ses utilisateurs. Durant les prochaines années, ces tendances s'intensifient davantage et requièrent des investissements encore plus importants afin qu'Elia puisse garantir l'exécution de ses missions légales. Cette période tarifaire marque ainsi un moment particulier – assurément qualifiable de moment « charnière » – dans la concrétisation de la transition énergétique en Belgique. Les ambitions sociétales telles que définies au niveau mondial, européen, national et régional pour lutter contre le réchauffement climatique par la décarbonisation de notre consommation énergétique sont majeures.

Les nouveaux profils recrutés seront dédiés principalement aux activités suivantes :

Réalisation du plan de développement de l'infrastructure :

Afin de réaliser ce plan d'investissement sans précédent, Elia doit renforcer l'ensemble de la chaîne de valeur du « grid delivery ». Ceci passe par des experts réalisant des études de développement du réseau, des chefs de projets, des designers et des experts techniques, des gestionnaires du portefeuille de projet, des acheteurs, des conducteurs de chantier et des techniciens de terrain qui assureront la mise en service.

Maintenance du réseau (asset management) :

Les achats de maintenance sont également sous pression dans la mesure où les fournisseurs sont pour une grande partie les mêmes que ceux qui travaillent dans le cadre de la réalisation du plan d'investissement connaissent donc aussi un manque de main d'œuvre qualifiée. Cela requiert non seulement de contractualiser plus qu'auparavant des contrats de maintenance mais aussi de chercher de nouveaux fournisseurs et de mieux suivre la réalisation des travaux.

Enfin, de nouvelles activités de maintenance offshore sont à contracter avec le déploiement de l'île artificielle et du matériel installés sur celle-ci.

Afin de pouvoir intégrer des nouvelles technologies telles que celles utilisées dans les infrastructures offshore, HVDC, IEC61850, il faudra prévoir des experts pour établir des

cahiers des charges, des politiques de maintenance, ainsi que des équipes dédiées à la maintenance.

Gestion du système

Des ressources supplémentaires seront engagées pour assurer les transformations nécessaires en matière de gestion du système : gérer la complexité croissante de l'opération du système, qui passe entre autres par un besoin accru d'assistance numérique, l'internationalisation de certains aspects de la gestion du système, etc. pour le développement de services permettant le déploiement d'un système électrique centré sur le consommateur. Ces activités requièrent des experts ainsi qu'un ensemble de profils permettant la digitalisation de ces activités : experts, architectes, chefs de projets, développeurs, ...

Activités corporate

Afin de soutenir l'ensemble de ces activités métier, Elia doit également renforcer ses équipes corporate.

Quant à l'absence de détails justifiant les coûts, de valeurs chiffrées ou de tarifs, tel que remarqué par Essenscia, FEBEG et BOP, ceci s'explique par le fait que la consultation portait sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future Proposition tarifaire et non sur le montant des budgets ou tarifs eux-mêmes, ainsi que prévu par l'article 2 § 1er de l'accord sur la procédure d'introduction et d'approbation des propositions tarifaires et de modifications des tarifs. Ces derniers seront soumis à l'approbation de la CREG dans le cadre de la soumission de la Proposition tarifaire d'Elia. Par ailleurs, concernant les investissements spécifiquement, Elia fait référence aux différents Plans d'investissements aux niveaux fédéral et régional, et aux procédures réglementaires d'approbation qui leur sont propres.

Enfin, Elia considère nécessaire que la budgétisation spécifique qu'elle réalise pour l'ensemble de ses activités ne soit pas mise sur la place publique. Elia réalise et fait réaliser une bonne part de ses activités par des acteurs tiers avec lesquels elle se lie via des procédures d'appel d'offre et de mise en concurrence. Si ces acteurs avaient connaissance des budgets qu'Elia avaient préalablement établis pour réaliser les activités visées, leurs offres pourraient en être influencées et impacter la remise d'offre les plus compétitives possibles. La CREG a bien accès à la budgétisation détaillée des différents postes de coûts qu'Elia prend en compte pour établir sa Proposition tarifaire et en évalue le caractère raisonnable. Dans le cadre de la consultation publique sur les éléments déterminants la Proposition tarifaire 2024-2027, Elia a donc cherché à trouver un équilibre pour informer au mieux les différentes parties intéressées des tendances générales que les coûts (mais aussi les revenus et les volumes) auraient dans le cadre de la Proposition tarifaire en donnant des indications chiffrées moyennes par grand poste de coût, comparées aux coûts rencontrés au cours de la présente période réglementaire. Elia considère d'ailleurs avoir fait un effort de transparence important par

comparaison aux éléments déterminants de la Proposition tarifaire 2020-2023 qu'elle avait soumis à consultation publique en 2019.

3.1.2 Concernant le développement du réseau

Résumé des réactions reçues :

Essenscia

While we acknowledge that electrification and the development of renewables could require additional transmission investments, we are surprised of the steepness of this increase. The exact energy nor electricity mix is known, composing of both intermittent and dispatchable production. As more dispatchable production necessitates lower network investments, the assumed scenarios are crucial in the investment choices.

FEPEG

Stakeholders raised several concerns on the investment plan, especially as regards the untransparent and uncomplete cost-benefit-analysis. We also believe that it is essential that an investment plan of this magnitude is accompanied by a performance plan to monitor the economic, financial and operational performance of the investments to be made, while the societal benefits of these investments and their positive impacts should be quantified (e.g. in terms of expected reduction of electricity prices, reduction of system costs, reduction of CO2 emissions, etc.).

FGTB/CGC/AB REOC

Actuellement, un ménage moyen belge paie généralement un peu plus de 40€ HTVA/an de composante « transport d'électricité » sur sa facture.

Ce montant passerait donc à près de 80€/an HTVA au cours de la période 2024-27 et devrait encore augmenter par la suite vu les investissements majeurs prévus au-delà de 2027 (ex : Triton (interconnexion hybride de 1000 km de long pour relier les réseaux belge et danois et raccorder des parcs éoliens offshore), Nautilus (deuxième interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni), ...).

Il importe dès lors pour les plus petits consommateurs:

** De rappeler que la justice sociale est essentielle à l'acceptation sociale, et qu'une répartition équitable des avantages et des coûts est dès lors nécessaire. En ce sens, il est essentiel d'assurer la transparence et un débat public sur les coûts des infrastructures électriques, sur qui les supporte et à quelle hauteur.*

** Des analyses coûts-bénéfices détaillées devraient être réalisées et publiées pour les projets prévus. Nous regrettons que cela n'a pas été le cas pour les investissements qu'Elia envisage de réaliser en Belgique sur la période 2024-2027.*

** Qu'Elia contrôle et maîtrise l'augmentation attendue des coûts opérationnels liés aux nouveaux investissements*

** Que pour les infrastructures d'Elia à forte intensité de capital, il est important de*

maintenir les couts de financement aussi bas que possible (par exemple, avec le financement à partir d'un instrument financier public via la banque publique Belfius) ;

Point de vue d'Elia :

Concernant les remarques formulées par FEBEG, et les associations syndicales et sociales sur les analyses couts-bénéfices, Elia renvoie vers le processus d'élaboration du Plan de développement fédéral 2024-2027 (ci-après PDF). Elia a en effet reçu des commentaires similaires lors de sa consultation publique sur le PDF. Elia y a répondu dans le rapport de la consultation publique¹ tenue dans ce cadre. Nous nous référons plus particulièrement aux sections 3.5 Analyses couts-bénéfices, 3.6.1 Tarifs et 3.7.2 Analyse des variantes du rapport de consultation. Elia a également ajouté une analyse des bénéfices globaux des projets clés du plan, à la demande de la FEBEG et de plusieurs parties.

En ce qui concerne l'opportunité de réaliser un 'plan de performance', la Loi Électricité ne prévoit pas une telle obligation pour Elia, mais la loi prévoit des outils réglementaires suffisants pour que la CREG puisse suivre et contrôler ces aspects. En l'espèce, la CREG met en place une Méthodologie tarifaire incitant le gestionnaire du réseau de transport à une maîtrise la plus efficace possible de l'évolution des couts supportés.

En ce qui concerne les analyses couts-bénéfices pour les investissements sur la période 2024-2027, Elia se réfère à son PDF 2020-2030. En effet, les projets à réaliser d'ici 2024-2027 ont généralement déjà été soumis pour approbation avec une analyse couts bénéfices dans cette édition du PDF.

En ce qui concerne la manière dont l'avis de la CREG a été pris en compte dans le PDF, nous renvoyons au document « Réponse d'Elia à l'avis de la CREG » dans les annexes du rapport de consultation du PDF.

En ce qui concerne le financement, Elia souhaite également souligner que, dans la mesure du possible, elle demandera/a demandé des subsides pour financer une partie de ses grands projets d'infrastructure. C'est ainsi qu'elle a déjà obtenu une subvention de ~100 millions d'euros du Fonds de relance et de résilience de l'UE pour la construction de la partie insulaire de l'île énergétique Princess Elizabeth. Par ailleurs, Elia applique les dispositions légales en la matière, et le cadre réglementaire qui en découle. Toute modification dans ces bases légales qui entrainerait un changement dans l'application de ces tarifs, sera bien évidemment prise en compte. Ainsi la Méthodologie tarifaire prévoit, entre autres, la structure tarifaire et les règles en vigueur pour l'analyse par la

¹ Les documents relatifs à cette consultation publique seront publiés sur le site internet d'Elia après approbation du PDF par la Ministre fédérale de l'Energie.

CREG de la raisonnabilité des couts.

En ce qui concerne les couts d'investissement, Elia rappelle qu'ils doivent également être mis en perspective avec les couts du système qui découleraient de la transition énergétique et du fait de ne pas investir dans le réseau.

Elia a pu mettre en évidence que son plan d'investissement devait permettre de rencontrer l'augmentation attendue de la consommation industrielle et résidentielle à l'horizon 2030, laquelle devrait augmenter de l'ordre de 50% d'ici à 2030 suite à l'électrification de la mobilité, du chauffage et de processus industriel en général. Ce plan doit permettre de générer un Bien-être économique en Belgique de l'ordre de 750M€ à 1.200M€ par an d'ici à 2030-2035, grâce à la fois au renforcement des capacités d'échanges international et au raccordement de parcs éoliens offshores. Ces renforcements permettront en outre d'induire une pression sur les prix de l'électricité en Belgique de l'ordre de -10 €/MWh à -15 €/MWh sur le même horizon. De même, ces renforcements permettront une réduction d.es émissions de CO2 de -5 à -7 Mton/an à l'échelle européenne. Ce faisant, Elia démontre que les investissements d'aujourd'hui dans le réseau de transport, qui se matérialisent dans une augmentation des tarifs de réseau de transport, sont en fait des investissements qui vont permettre une diminution des prix de l'électricité de demain, dans un contexte de transition énergétique indispensable pour lutter contre le réchauffement climatique et contribuer à notre indépendance énergétique.

3.1.3 Concernant la gestion et opération des assets de réseau

Résumé des réactions reçues :

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « gestion et opération des assets de réseau »

3.1.4 Concernant la gestion du système

Résumé des réactions reçues :

FEBEG

FEBEG is pleading for a change of approach for the handling of Federal grid losses and proposes a phased approach to ensure visibility and predictability before moving to the procurement of grid losses directly by ELIA for the next tariff period.

- In the short run, we ask Elia to provide more visibility and transparency in the manner how the Federal grid losses percentages are determined and how the regional supply gap is recouped from one year to another.

- For the upcoming tariff period (2024-2027), we request ELIA to fix the Federal yearly

grid losses percentages for the whole tariff period

- In the long run, i.e. for the tariff period 2028-2031, FEBEG pleads to replace the existing compensation in kind system for the federal grid losses by a procurement system.

FEBELIEC

On the integration of new technologies, Febeliec could wonder to what extent such expensive endeavors should be conducted in the regulated environment of Elia and which future benefits will be there from this new technologies for the grid users who have funded the required research and development costs within the regulated perimeter of Elia, as it can be leveraged towards future projects not necessarily in the regulated perimeter. It is important to avoid cross-subsidization from the regulated to the non-regulated activities of Elia, while at the same time also ensuring that the Belgian grid users are not exposed to risks resulting from non-regulated activities

Point de vue d'Elia :

En ce qui concerne la compensation des pertes sur le réseau fédéral, Elia renvoie au cadre en vigueur qui définit les grandes lignes pour le design et le mode de fonctionnement de la compensation des pertes sur le réseau fédéral. Elia réfère aussi à l'étude détaillée concernant la compensation des pertes sur le réseau réalisée en 2022. Cette étude a été présentée aux acteurs du marché et est disponible sur le site web d'Elia.

On y explique en détail le fonctionnement de la compensation des pertes sur le réseau tant régional que fédéral. Cette étude comprend également des chiffres détaillés relatifs aux années précédentes. Elle évalue aussi en particulier la contribution éventuelle des achats à court terme (day-ahead) pour compléter les mécanismes actuels, avec pour effet de réduire le « supply gap ». Dans le cadre de cette Proposition, il est prévu de lancer ces achats à court terme en 2025. Elia reste toutefois disponible pour des explications supplémentaires.

De plus, Elia souhaite souligner que la compensation des pertes sur le réseau fait naturellement partie des reportings annuels qu'elle remet à la CREG et que les méthodes utilisées, en particulier en matière de pertes régionales et de valorisation des surplus et des manques dans la compensation des pertes fédérales, sont connues du régulateur. Dans le cadre de la Proposition tarifaire, il est prévu, de maintenir la méthodologie actuelle en ce qui concerne la détermination des pourcentages des pertes fédérales.

En ce qui concerne le design de la compensation des pertes à long terme (2028-2031) sur le réseau fédéral, Elia renvoie aux conclusions de l'étude mentionnée ci-dessus qui expliquent les conditions préalables et les grandes lignes pertinentes pour Elia en vue d'une éventuelle modification de l'approche actuelle. Elia ne s'estime pas être en mesure de juger si toutes les conditions sont remplies. Dans tous les cas, il est essentiel de souligner qu'une éventuelle modification fondamentale de l'approche doit être initiée et

confirmée plusieurs années au préalable, comme l'avance également l'étude.

En ce qui concerne la remarque de Febeliec, Elia tient à préciser qu'une surveillance d'une scission adéquate entre activités régulées et activités non régulées est assurée par la CREG, notamment aux travers des critères de raisonnabilité que la CREG a établis en la matière. En tout état de cause, Elia se doit de respecter le cadre réglementaire en vigueur au risque de voir la CREG empêcher la couverture de certains coûts par les activités régulées. In fine, les tarifs de transports ne peuvent pas supporter de coûts provenant des activités non régulées (et inversement), pour éviter toute forme de subsidiarité croisée.

3.2 Recettes

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « Recettes »

3.3 Soldes réglementaires

Résumé des réactions reçues :

FEBELIEC

On the regulatory accounts and the accumulated surplus of a few hundred million euros over the period 2019-2023, Febeliec can only insist that these amounts are retributed as quickly as possible to the grid users in order to ensure that the impact of the current crisis is as much as possible alleviated, in order to avoid that the massive cost increase of Elia does not exacerbate the hardship already encountered by grid users.

FGTB-CGC-AB REOC

Il importe dès lors pour les plus petits consommateurs :

** D'éviter toute réalisation de surprofits par le gestionnaire du réseau de transport*

Point de vue d'Elia :

FEBELIEC demande de restituer les soldes réglementaires le plus rapidement possible. Dans sa Proposition tarifaire, Elia a prévu de restituer l'entièreté des soldes tarifaires résultant de la période 2019-2022 sur les budgets de l'année 2024 (ou pour une petite partie sur les budgets de l'année 2025 si un profilage permettant une évolution plus harmonieuse des tarifs au cours de la période réglementaire le requérait).

Concernant la remarque des différentes associations syndicales et sociales, Elia fait référence au cadre réglementaire tarifaire : ce cadre prévoit une Méthodologie tarifaire basée sur le principe de cost+, impliquant un contrôle des budgets et des coûts réalisés par la CREG. Toute différence entre les budgets approuvés par la CREG et les coûts jugés comme raisonnables par la CREG les coûts gérables mis à part est ensuite

réallouée aux tarifs par un mécanisme de soldes réglementaires défini dans la Méthodologie tarifaire.

3.4 Rémunération

Résumé des réactions reçues :

FEBEG

FEBEG is of the opinion that:

- *no incentives should be imposed for activities that are part of the core task of the system operator and that the system operator has to perform anyway.*
- *not only a bonus, but also a malus should be provided.*
- *the incentives should also be measurable and verifiable: for example, it should be clear that the system operator will not receive a bonus if it does not improve its service, but only maintains it at its current level*
- *market parties should be more involved in the establishment of the incentives (no “pro-forma” consultation) so that the proposed measures actually benefit for the whole society.*

Finally, the methodology foresees between 4 and 6 projects to be considered for the incentive. FEBEG does not see any reason why ELIA should not submit six projects per year.

FEBELIEC

Concerning the proposal to include incentives in the tariff structure, Febeliec re-iterates its standing position that in principle no incentives should be given for tasks that fall under the core tasks and legal or regulatory obligations of Elia, but from a pragmatic point of view can understand that incentives can have a beneficial effect. Nevertheless, all incentives should be just and proportionate and the objectives should deliver clear value for the Belgian grid users. Moreover, the tariff methodology allows for up to six projects to be covered yearly by the incentive structure for timely delivery. Febeliec notices that Elia has only included four projects (and for one year five projects) under this scheme and insists that, especially with the very ambitious investment program proposed by Elia, that for each year the full potential of six projects are included, to ensure that the according to Elia needed projects are delivered on time (and preferably also within budget).

FEBELIEC

Concerning the return of Elia on its RAB, Febeliec insists that for a regulated monopoly with guaranteed recuperation of approved costs during the tariff period or via regulatory accounts, and as already indicated during previous discussions on this topic, the rate of

return should not be equivalent as for a non-regulated monopolist, as the risk exposure for shareholders is much lower. With a beta below 1, Elia also shows that it is a safe haven for investors, even more so during periods of economic instability and the rate of return should also reflect this lesser cost exposure to ensure a fair remuneration in balance with costs for grid users.

FGTB-CGC-AB REOC

Il importe dès lors pour les plus petits consommateurs :

**Que la rémunération des actionnaires d'Elia soit maintenue au strict minimum nécessaire pour permettre le financement du programme d'investissement et vu qu'une partie significative du capital d'Elia est détenu par des organismes financiers détenus par les pouvoirs publics (PUBLI-T, Publipart, Intefin et Belfius Insurance), que cette rémunération tienne compte des difficultés rencontrées par les consommateurs les plus vulnérables pour payer leurs factures d'électricité.*

**À tout le moins, en période de prix élevés de l'énergie et de précarité énergétique croissante, le paiement des dividendes devrait être suspendu afin de maintenir les tarifs pour les consommateurs aussi bas que possible ET de garantir la création des réserves indispensables pour les futurs investissements nécessaires pour assurer la transition*

Point de vue d'Elia :

Concernant la première partie des remarques de FEBEG et de Febeliec sur le cadre incitatif de manière générale, Elia souligne que les incitants ont pour objectif d'ajouter un complément à la rémunération fixe prévue par la Méthodologie tarifaire pour atteindre un niveau raisonnable de rémunération qui doit permettre à Elia d'attirer les fonds propres nécessaires à l'exécution de ses missions légales, tout en définissant des priorités d'actions d'intérêt pour le gestionnaire du réseau et la société en général. De plus, Elia souligne certains éléments de réponse apportés par la CREG lors de la consultation publique sur la Méthodologie tarifaire :

- « La CREG constate sur la base de l'expérience passée que [l'introduction de malus] n'est pas une condition indispensable. »
- « La CREG souligne qu'il convient d'apprécier la rémunération du gestionnaire du réseau dans son ensemble, c'est-à-dire en additionnant la marge bénéficiaire équitable au résultat des incitants: ainsi, une marge bénéficiaire équitable plus faible couplée à des incitants sous la forme de bonus peut aboutir aux mêmes résultats qu'une marge bénéficiaire équitable plus importante couplée à des incitants plus limités sous la forme de bonus/malus. »
- « La CREG tient à cœur d'impliquer les acteurs du marché dans le cadre de l'élaboration des incitants. La présente consultation portait sur les grandes lignes de la régulation incitative qui sera appliquée au cours de la période 2024-2027: les détails de celle-ci seront soumis à consultation publique d'ici à la fin de cette année. Toutefois, la CREG a déjà donné une première indication sur la majorité des détails de cette régulation incitative dans une note qu'elle a publiée dans le

cadre de la présente consultation: ainsi, les acteurs du marché disposent de plusieurs mois pour y réfléchir et, si besoin, interagir avec la CREG. Enfin, la CREG rappelle que certains incitants font l'objet annuellement d'un projet de décision soumis à consultation publique. »

- « La CREG partage bien entendu l'opinion des répondants sur la nécessité que le montant des incitants soit calculé sur la base de données mesurables et vérifiables. »

Concernant ensuite les positions de FEBEG et de FEBELIEC sur le nombre de projets faisant partie de l'incitant de réalisation dans les délais, Elia s'est conformée aux dispositions de la Méthodologie tarifaire à l'article 24 §1 3).

Finalement, des remarques ont été formulées par FEBELIEC et par les associations syndicales et sociales sur la hauteur de la rémunération. La Loi Électricité définit que la Méthodologie tarifaire – qui fixe les paramètres de la rémunération – doit être établie dans le respect de la ligne directrice suivante : « la rémunération normale des capitaux investis dans les actifs régulés doit permettre aux gestionnaires de réseau de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de ses missions ». La CREG a établi la Méthodologie tarifaire et les paramètres de rémunérations en juin 2022, selon une procédure ayant eu lieu au premier semestre de la même année.

Au cours de la prochaine période régulatoire 2024-2027, Elia devra faire face à des défis majeurs pour répondre, en sa qualité de gestionnaire du réseau de transport (fédéral et régional) aux ambitions sociétales majeures en matière de transition énergétique. Ceci se traduit par un important programme d'investissements pour élargir l'accès aux énergies renouvelables, notamment en mer du Nord, renforcer les interconnexions et le backbone 380kV, mais aussi permettre le raccordement de nouvelles unités de production ou de stockage et l'électrification de l'industrie et de la consommation résidentielle. À cela s'ajoute d'importants développements dans la gestion du système électrique, notamment par son internationalisation. Pour financer ces investissements approuvés dans les plans de développement fédéral et régionaux, et conformément au cadre régulatoire en place, Elia devra faire appel à des fonds propres (à hauteur de 40% de ses besoins) et des emprunts (à hauteur de 60% de ses besoins).

La rémunération de ces fonds propres va devoir répondre à des conditions suffisamment intéressantes pour conserver la base d'actionnaires existants, mais plus encore, pour en attirer de nouveaux, dans un contexte où l'ensemble des gestionnaires du réseau (belges et européens) se préparent à réaliser également des programmes d'investissement importants.

Depuis le début de la procédure d'établissement de la Méthodologie tarifaire, force est de constater que le contexte économique a fortement changé, notamment suite à la guerre initiée par la Russie en Ukraine, la forte inflation et la hausse sans précédent des taux d'intérêt. Le cadre fixé alors n'est plus suffisamment attractif par rapport aux nouvelles conditions de marché pour soutenir le financement des investissements nécessaires à la réussite de la transition énergétique poursuivie par la Belgique.

Vu les évolutions rencontrées récemment et vu l'ampleur du plan d'investissements à accomplir pour répondre aux besoins identifiés visant à préparer le réseau de transport aux exigences de la transition énergétique, et tenant compte du fait que la loi prévoit que la Méthodologie tarifaire doit permettre le développement du réseau conformément au Plan de développement, et non l'inverse (Art 12, §3, 3° de la Loi Électricité), Elia n'a d'autres choix que d'intégrer dans la Proposition tarifaire une revalorisation de la rémunération attendue pour assurer l'attractivité des capitaux nécessaires à l'accomplissement des Plans de développement.

3.5 Volumes

3.5.1 Concernant les hypothèses liées à la charge du réseau et la demande en électricité

Résumé des réactions reçues :

BSTOR:

If our interpretation is correct, off-take from existing and future grid connected storage is not taken into account for determining the total off-take (based on load only) and injections (based on production only) on the grid assumed in the methodology. When computing the grid tariffs needed to compensate for the regulated costs, storage is therefor considered as fully exempted, while in reality it isn't, except for the specific exemptions foreseen by the tariff methodology.

Point de vue d'Elia :

Le calcul de la charge comprend aussi une estimation du prélèvement et de l'injection des unités de stockage. Dans le calcul des tarifs, le prélèvement et l'injection sont calculés séparément. Les volumes prélèvement et injection estimés pour les unités de stockage sont exonérés (de tout ou partie) des tarifs de transport comme cela est décrit dans la Méthodologie tarifaire .

Essenscia

Elia's cost increase is partly based on a strong electricity offtake growth towards 2027 (+20,3% compared to 2022). We question the steepness of the offtake increase that is projected for multiple reasons. First, while we do consider electrification as one of the important enablers for the energy transition, our industry requires 24/7 baseload for its operations. A mere electrification scenario based on mainly intermittent electricity would not lead to a competitive or workable outcome for baseload energy intensive industries. Therefore, transition paths with low-carbon molecules and carbon capture and storage should be included. Elia's proposed scenario seems to be overenthusiastic in the speed and proportion of the electrification path on the short term without a balanced assessment of the economic feasibility for society as a whole, nor for industrial

consumers in particular. Finally, investment decision making and infrastructure deployment take time, particularly in an industrial setting with electrification processes having a substantial impact on costs and on the production process itself.

FEBELIEC

Febeliec does not put in question as such the future electrification, but wonders whether Elia does not overestimate the rate of electrification, which could be slower than estimated (see also below on Elia's estimates for electricity consumption). On the major challenges listed by Elia regarding the realization of its investment program, Febeliec insists that especially for a regulated monopolist it is adamant that all elements are duly justified and validated.

Point de vue d'Elia :

Les estimations de la charge ont été calculées dans le cadre de la consultation publique sur la méthodologie, les données de base et scénarios pour l'étude d'adéquation et d'estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2024-2034 incluant les paramètres du scénario dans le cadre du « Low Carbon Tender » pour 2024-25². À la suite des questions des acteurs de marché et de la mise à jour des données début 2022, le calcul de la charge a été revu dans le cadre du rapport de consultation³. Les hypothèses de ce calcul sont reprises dans le §5.3. Elia a reçu une estimation de l'électrification des prochaines années des plus grandes industries ayant un impact sur l'augmentation de l'électrification et a inclus ces estimations dans son calcul de la charge. La majorité des ambitions d'électrification est déjà reprise dans des demandes d'études de détail.

3.5.2 Concernant les hypothèses liées à l'énergie nette

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « hypothèses liées à l'énergie nette »

3.5.3 : Concernant les hypothèses liées à la puissances

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « hypothèses

² [Consultation publique sur la méthodologie, les données de base et scénarios pour l'étude d'adéquation et d'estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2024-2034 incluant les paramètres du scénario dans le cadre du « Low Carbon Tender » pour 2024-25 \(elia.be\)](#)

³ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2023/20230220_consultation_report_adequacyflexibilitystudy_2023_2034.pdf

liées à la puissances »

3.5.4 : Concernant les hypothèses liées à l'injections

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « hypothèses liées à l'injections »

4 Réactions concernant le chapitre « principes généraux quant à l'allocation des couts et des tarifs »

4.1 Général

Résumé des réactions reçues :

BSTOR

“BSTOR requires that the tariffs strictly comply with the ban on discrimination of storage against production. The whole tariff structure is flawed to this respect: tariffs are defined only for injections and off-take, and apply “by default” in both directions to storage, except for specific exemptions which is precisely a definition of “double charge” causing discrimination of storage against production. Next to off-take and injection, a third “tariff class” should therefore be defined for storage (with a dedicated access point), enabling a true reflection about the fair (and non-discriminative versus production) share that storage should bear in the grid costs.

Without a significant change in the tariff methodology, the discrimination against BESS in the current methodology will only increase, with prices, surcharges and taxes set to increase significantly.”

FEBELIEC

1) increase in Elia grid tariffs will disproportionately impact direct clients compared to distribution grid users as the share of the Elia tariffs in the latter is much lower and continuously eroded by increasing local production in the distribution grids, while the intermittent character of most of that distributed production is one of the main drivers for needed grid investments as well as increased system management costs.

2) Febeliec wants to refer to the fact that in the neighbouring countries industrial consumers matching specific profiles (stable, predictable, anti-cyclical, large, ...) benefit from substantial reductions in their transmission tariffs, thus rewarding their contribution to grid stability and integrity, while this is not the case in Belgium, thus leading to an on-going substantial competitive disadvantage, as can be seen in several studies conducted over the last decade.

3) Moreover, art12 §5 26° also states that for maintaining the competitiveness of “electro-intensive” (sic) grid users the allocation of costs of the modular offshore grid between the different categories of grid users is taken into account, which does not seem to be the case at this moment

Nyrstar

“We merken op dat de energietransitie leidt tot significant hogere kosten voor Elia. We verwachten uiteraard dat Elia zo efficiënt mogelijk werkt, maar dat er veel investeringen nodig zijn stellen we niet ter discussie. De vraag is wel of al die extra kosten op de elektriciteitsverbruiker moeten verhaald worden. Energieverbruikers moeten immers gemotiveerd worden om te elektrificeren, dus elektriciteit moet competitief zijn ten opzichte van andere energiedragers. Bovendien opereren Belgische bedrijven in een wereldmarkt en is het belangrijk dat zij competitief blijven ten opzichte van andere werelddelen en ten opzichte van andere Europese landen.”

Viry

“In haar Tariefmethodologie 2024 – 2027 die de CREG op 30 juni 2022 heeft goedgekeurd, lijkt deze laatste een vrijstelling van transmissienettarieven voor te behouden aan installaties voor de opslag van elektriciteit. Hiermee lijkt de CREG gevolg te geven aan artikel 12, §5, 27° van de Elektriciteitswet.

Voorstel tot uitbreiding vrijstelling energieopslag

1) Virya Energy meent dat dit niet consistent is met het regelgevend kader en in het bijzonder met de recente toegenomen focus voor alternatieve energiedragers, en dit zowel op het Belgische als op het Europese niveau. Daarom stelt Virya Energy voor om het toepassingsgebied van deze vrijstelling uit te breiden naar andere vormen van energieopslag zoals Power to Gas (PtG) installaties.

2) Door het huidige opzet van de vrijstelling van transporttarieven voor elektriciteitsopslag worden faciliteiten voor energieopslag op een discriminerende wijze behandeld. Virya Energy meent dat deze discriminatoire behandeling lijnrecht ingaat tegen de recente ontwikkelingen op Europees niveau.

3) Om de economische haalbaarheid van PtG installaties te stimuleren is een vrijstelling van de transporttarieven aangewezen. Een tijdelijke maatregel voor de eerste projecten (pilotprojecten) zou een belangrijke bijdrage kunnen leveren in de ontwikkeling van deze projecten.

Transparantie, niet-discriminatie:

We willen dan ook streven dat de tarieven op een transparante, niet-discriminerende wijze worden opgesteld, waarbij rekening zal worden gehouden met de impact van de energietransitie.”

Hierbij willen we toch onze bezorgdheid meegeven dat een verhoging van de tarieven een directe negatieve impact heeft op de toekomstige PtG installaties, die mee zullen instaan voor het realiseren van deze energietransitie.

VREG

De Vlaamse distributienetgebruikers vertegenwoordigen ongeveer 45 procent van de piekbelasting op het transmissienet. Zij betalen dan ook het merendeel van de transmissienetkosten en hun aandeel zal door de vooropgestelde wijzingen mogelijk nog toenemen. Zij hebben dit echter niet zelf in de hand en kunnen ook niet reageren op de prijsprikkels die Elia bijkomend wil geven. De transmissienettarieven zijn immers niet rechtstreeks van toepassing op hen. Ook de technische mogelijkheden en de complexiteit van een tariefstructuur met verschillende capaciteitstermen en tijdselementen zijn aandachtspunten.

De VREG stuurt aan op bijkomend overleg tussen de netbeheerders en regulatoren om de bestaande en voorziene tijdsafhankelijke prijzen en tarieven op elkaar af te stemmen.

FEBEG

FEBEG recommends the CREG and ELIA to review in the framework of the tariff methodology for grid tariffication of storage facilities and extend the exemption mechanism in place.

FGB-CGC – AB REOC

Il importe dès lors pour les plus petits consommateurs :

** Que si des mécanismes de réduction des tarifs de transport sont adoptés pour les entreprises électro-intensives, leur cout ne soit pas répercuté sur les plus petits consommateurs*

Point de vue d'Elia :

Allocation entre types de clients

Concernant les remarques de FEBELIEC, Nyrstar et Vyria relatives à la non-discrimination et l'allocation des couts entre les différents types de clients, Elia souligne que les investissements prévus sont établis par niveau de tension et que, quel que soit le type de charges considéré, le mécanisme d'allocation de ces charges est conçu sur base d'une cascade des couts, depuis le niveau supérieur vers le niveau inférieur. Les niveaux de tension inférieurs contribuent donc au financement des investissements dans les niveaux de tensions supérieurs qui sont nécessaires à leur alimentation. De la sorte, les clients directs raccordés aux niveaux de tension supérieurs ne sont donc pas impactés de manière disproportionnée.

Norme énergétique

En ce qui concerne la norme énergétique, qu'elle soit générale ou uniquement d'application pour le MOG, Elia fait référence à l'avis de la CREG en la matière⁴. Elia ne peut pas tenir compte par anticipation de tâches qui ne lui auraient été spécifiquement assignées par la réglementation. Enfin, à la connaissance d'Elia, la procédure prévue par l'article 22bis de la Loi Electricité n'a pas encore mené à la mise en place d'un mécanisme de norme énergétique pouvant impacter la manière dont la Proposition tarifaire est préparée.

Elia réfère aussi à sa réponse concernant les alternatives de financement au chapitre 2.

Stockage d'énergie

Elia rappelle que la Méthodologie tarifaire prévoit une exonération des tarifs de transport pour les unités de stockage d'énergie raccordées au réseau de transport ou à un réseau ayant une fonction de transport. Elia réfère à l'article 4 de la Méthodologie tarifaire et cite la CREG :

« En application de l'article 12, § 5, 27° de la Loi Électricité, un régime tarifaire distinct a été déterminé par la CREG pour encourager le stockage d'électricité. Les installations de stockage d'électricité pouvant bénéficier de ce régime tarifaire distinct sont celles dont les injections et les prélèvements ne font pas, pour la facturation des tarifs de transport, l'objet d'un « netting » avec les injections et/ou les prélèvements d'un autre utilisateur du réseau, tel qu'un consommateur industriel et/ou une unité de production. En effet, comme illustré par la CREG à la section VI.1.1.3 de son étude 1412 , la rentabilité des installations de stockage raccordées derrière le compteur d'un consommateur disposant d'une consommation suffisante est sensiblement moins affectée par la facturation de tarifs de transport qu'une installation de stockage d'électricité directement raccordée au réseau de transport : par rapport à un raccordement en direct au réseau de transport, une batterie avec un rendement de 90 % pourra, si elle est raccordée derrière le compteur d'un consommateur disposant d'une consommation suffisante, diviser les coûts variables liés à ses prélèvements par environ un facteur 10 et d'annuler totalement les coûts variables liés à ses injections. »

Elia ne perçoit pas la pertinence des remarques de BSTOR au regard de cette exonération qui sera en vigueur sur l'entièreté de la période tarifaire pour l'ensemble des unités de stockage raccordées au réseau de transport, en ce compris les unités de stockage existantes.

En ce qui concerne l'instauration d'exonérations pour d'autres types d'installations, tel

⁴ Avis 2424 du 30 juin 2022 relatif à des mesures visant à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des clients résidentiels

que le P2G comme suggéré par Virya ou FEBEG, Elia applique la législation en vigueur. Si des modifications à ces dispositions devaient survenir, Elia en tiendra compte dans l'application de ses tarifs.

Gestionnaires du réseau de distribution

Les incitants prévus dans les tarifs de transport sont intégrés de manière endogène par les gestionnaires du réseaux de distribution. Elia souligne que des modifications de comportement résultant de la mise en place d'incitants tarifaires ont déjà été observées par le passé (adaptation des niveaux de puissance mise à disposition contractés par les gestionnaires du réseau de distribution) et reste convaincue que l'intégration de solutions de flexibilité au niveau des consommateurs finaux et qu'une exposition au prix dynamique de fourniture permettra à ces derniers d'adapter leur comportement de manière encore plus dynamique à l'avenir. Rien n'empêche aussi les gestionnaires du réseau de distribution d'intégrer certains des concepts applicables au niveau du transport, pour autant bien entendu relevant et soutenu par les cadres légaux et réglementaire en place, dans leurs propositions de structure tarifaire en ce qui concerne la cascade des tarifs de transport vers leurs utilisateurs du réseau. Ainsi les gestionnaires du réseau de distribution auraient plus de maîtrise sur le caractère incitatif de certaines composantes du tarif de transport.

4.2 Allocation entre injection et prélèvement

Résumé des réactions reçues :

BOP

"We regret the lack of details provided in the report of the benchmark study (in Annex 1), especially compared to the report of the benchmark study of 2019. We therefore question if the proposed benchmark is comparing apples with apples, as the different countries apply strongly different tariff structures to allocate grid related costs.

BOP proposes to:

- Exclude UK from the benchmark*
- Offer full transparency on the methodology of the benchmark, taking into account all elements of grid costs*
- An gradual annual adjustment of the injection tariff"*

FEBEG

1) FEBEG members are particularly worried about the evolution of the injection tariff: which could increase by 166% in 2024, reaching 1,65 €/MWh according to the benchmark performed by ELIA. However, FEBEG observes that injection tariffs of our neighbours (France, the Netherlands, Luxembourg and Germany) are expected to stay at 0 or close to 0 €/MWh. FEBEG rejects the conclusion of the benchmarking which is flawed by the considered countries and technologies and distorts the level playing field

of the Belgian gas-fired power plants, ultimately undermining the Belgian security of supply of the country. FEBEG does not agree with the conclusion of the benchmarking study and with the proposal of ELIA to limit the injection tariff to 1,65 €/MWh. FEBEG therefore pleads to keep the injection tariff at maximum its current level.

FEBEG also does not agree with the following statement of Sia Partners: “With an injection tariff increase up to 1,65 €/MWh, which is the average tariff in the benchmark, Belgian injection tariffs would remain in line with neighbouring European countries, with an injection cost remaining lower than the average. The impacts on the overall generators’ competitiveness should be deeply assessed”.

The level of 1,65 €/MWh is clearly above the one of France, Netherlands, Germany, Luxembourg (UK being an outlier not to be considered as explained above). This statement is therefore incorrect. However, we do support the fact that the competitiveness impact of such proposal has not been carefully assessed.

FEBEG therefore require a benchmarking of neighbouring European countries based on the injection tariffs applied on CCGTs and removing the outliers such as UK.”

2) FEBEG would like to emphasize that the introduction of any tariff for generators, in EUR/MWh or in EUR/MW, undermines the Belgian adequacy in a downwards spiral as it aggravates the competitiveness of Belgian power plants compared to power plants in neighbouring countries (Netherlands, Germany, Luxemburg and France).

FEBELIEC

1) Concerning injection, Febeliec wonders to what extent the impact of the prolongation of two (or more) nuclear plants will impact the injection tariffs income, also taking into account that these nuclear plants might be running throughout the entire tariff period without winter interruption periods.

2) Febeliec takes note of the benchmarking Elia has conducted for the injection tariff for generation units in Belgium. Febeliec also observes that Elia has yet again not conducted such exercise for consumers, in particular industrial consumers, as the results would have been very interesting.

3) Febeliec supports that Elia wants to allocate 50% of the reservation costs of balancing capacity and black start to generation and wonders why this allocation principle is not applied to all grid costs and tariffs, as it is clear that generation/injection benefits from the availability of a transmissions grid as much as load. Febeliec insist that, in case the underlying tariffs would surpass the outcome of the benchmark analysis for injection tariffs, the maximum injection tariff is applied, as grid users taking off from the grid will then still, as in all previous periods, continue to bear a disproportional part of the overall Elia cost burden.

VREG

De VREG vraagt dat bij de bepaling van de injectietarieven op transmissieniveau ook rekening gehouden wordt met de tarifaire bepalingen op distributieniveau. In de

Europese bepalingen wordt immers voorgeschreven dat “teneinde voor een gelijk speelveld voor alle marktdeelnemers te zorgen, moeten nettarieven zodanig worden toegepast dat niet op positieve of negatieve wijze wordt gediscrimineerd tussen op distributieniveau aangesloten productie en op transmissieniveau aangesloten productie”.

Point de vue d’Elia :

Bien que la Grande-Bretagne se soit retirée des marchés SDAC/SIDC à la suite du Brexit, des transferts d’énergie sont opérés quotidiennement via l’interconnexion Nemo Link entre la Grande-Bretagne et la Belgique. Les prix de l’électricité qui sont appliqués en Grande-Bretagne influencent donc bien les prix des pays limitrophes, de la même manière que les prix d’autres pays voisins tels que la France ou l’Allemagne influencent les prix belges. Il est donc utile d’intégrer la Grande-Bretagne dans le panel du benchmark et son exclusion serait purement arbitraire et biaiserait l’analyse.

Il est à noter qu’en limitant l’analyse aux pays limitrophes (France, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas et Grande-Bretagne), comme suggéré par BOP et FEBEG, la moyenne des tarifs d’injection sur le périmètre considéré passerait à 3,85 €/MWh (2,92 €/MWh lorsque l’on regarde uniquement les CCGT) au lieu de 1,65 €/MWh sur la moyenne du panel complet considéré dans le benchmark. Bien que l’impact des pays limitrophes puisse être considéré comme prédominant, il apparait clairement que, selon les règles de marché actuelles, l’impact des autres pays pris en compte n’est pas négligeable et il semble ainsi pertinent de considérer une zone plus large pour l’analyse. Le benchmarking ne doit en effet pas seulement tenir compte des pays limitrophes mais de tous les pays dont les centrales sont en situation de concurrence avec les centrales établies en Belgique.

Si les tarifs considérés dans le benchmark pour la Grande-Bretagne peuvent sembler élevés au regard d’autres tarifs, et en particulier au regard des tarifs actuellement en vigueur en Belgique pour la période 2020-2023, il est important de souligner que ces tarifs ont été publiés en janvier 2022 et intègrent l’impact de la hausse des prix de l’énergie observée en 2021 et 2022 qui a provoqué une augmentation des coûts d’équilibrage et de compensation des pertes supportés par les Delivering Trading Units. Sans présumer d’évolutions futures éventuelles, le fait que l’impact conjoncturel soit intégré dans ce tarif renforce la pertinence de sa prise en compte dans la comparaison.

Pour répondre à la demande de détails de BOP, il est fait référence aux fiches reprenant les différences de méthodologies tarifaires des différents pays analysés dans le benchmark. Il serait absurde d’interpréter de manière stricte les tarifs qui sont l’objet du benchmarking et c’est bien l’ensemble des tarifs de transport qui peuvent avoir un impact sur la compétitivité de la production d’électricité en Belgique qui doivent faire l’objet de la comparaison. Bien que les structures tarifaires diffèrent d’un pays à l’autre, les coûts d’injection ont été normalisés sur base d’une unité de production avec une capacité de 400 MW et un profil de production plat. Des facteurs de charge propres à chaque technologie de production ont été considérés pour établir ce profil de production. Les

tarifs d'injection considérés n'étant pas dynamiques, l'hypothèse d'un profil plat n'a pas d'influence sur les résultats de l'analyse.

La prise en compte dans l'analyse de plusieurs technologies de production et pas uniquement les CCGT se justifie par le fait que la transition énergétique implique des changements importants dans le mix énergétique. Le nucléaire n'a quant à lui pas été considéré vu la fermeture prévue des centrales à l'horizon 2025 au moment de la réalisation du benchmark. Il est évident que certains choix politiques peuvent favoriser ou défavoriser une technologie. C'est notamment le cas des centrales au gaz en Norvège qui sont redevables d'une taxe carbone supplémentaire. Néanmoins, afin de tenir compte de ces aspects, le cout d'injection calculé au niveau national est pondéré selon la capacité de production installée pour chaque technologie considérée. Par conséquent, un focus sur chaque technologie de production ainsi qu'une comparaison des différentes technologies pour quelques pays sont repris dans le benchmark afin de permettre au lecteur d'identifier les différences entre technologies de production.

Pour répondre à la question de FEBELIEC, la prolongation d'unités nucléaires est prise en compte dans les prévisions de volumes d'énergie et donc de facto dans la détermination du tarif d'injection. Toutefois, l'application de la méthode d'allocation prévue dans la Méthodologie tarifaire résulte, pour les 4 années de la période tarifaire, en l'application du tarif déterminé dans le benchmark. Il n'est donc pas possible de mettre un tarif progressif en place comme suggéré par BOP.

Sur les années concernées, les volumes d'énergie injectée par les unités nucléaires prolongées induisent mécaniquement une augmentation de la part des couts de Réserve et de Black-Start couverts par le tarif d'injection, et donc une diminution du solde de ces couts qui est mis à charge du prélèvement.

En ce qui concerne une application du même principe d'allocation pour l'ensemble des tarifs tel que mentionné par FEBELIEC, le tarif d'injection maximal étant atteint pour l'allocation des couts de Réserve et Black Start, il n'y a pas lieu de prévoir des tarifs d'injection supplémentaires.

Elia rappelle également que la Méthodologie tarifaire ne prévoit pas la réalisation d'un benchmarking pour les tarifs appliqués au prélèvement.

Concernant la remarque de la VREG, Elia souligne que les prescriptions européennes peuvent aussi bien être respectées en tenant compte des dispositions tarifaires au niveau de l'injection sur le réseau de transport lors de l'établissement des dispositions tarifaires au niveau des réseaux de distribution.

Elia applique depuis 2012 un tarif d'injection et ceci sur base de La Proposition tarifaire 2012-2015 pour le réseau de transport d'électricité tel que rectifiée suite à l'arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février et selon la Méthodologie tarifaire Provisoire qui sont dès lors connu depuis plus que 10 ans.

4.3 Tarifs de raccordement

Résumé des réactions reçues :

BOP

In the period 2020-2023 a new and specific tariff for offshore connection fields was introduced. BOP still believes that the creation of such a specific tariff is unreasonable and discriminatory for grid users with offshore connection fields, especially as the tariff methodology takes into account an additional risk premium to cover additional risks during the depreciation period of the Modular Offshore Grid I.

Point de vue d'Elia :

Elia fait référence notamment à la consultation publique concernant la Proposition tarifaire 2020-2023 et rappelle qu'elle estime qu'une partie des plateformes MOG servira spécifiquement au raccordement des parcs éoliens raccordés au MOG, et que donc les coûts correspondants doivent être alloués aux tarifs de raccordement à ces installations. Les coûts à prendre en compte porteront essentiellement sur des coûts d'infrastructure propre à la partie des raccordements sur ces plateformes. Il s'agira de coûts identifiables et allouables aux raccordements concernés. La prime de risque mentionnée par BOP est quant à elle à distinguer de ces coûts puisqu'elle est liée aux risques financiers de l'investissement dans le Modular Offshore Grid et s'ajoute à la rémunération des actionnaires.

4.4 Tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau

4.4.1 Concernant la détermination de la période de pointe annuelle pour le prélèvement

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « détermination de la période de pointe annuelle pour le prélèvement »

4.4.2 Concernant les tarifs pour la pointe annuelle

Résumé des réactions reçues :

FEPEG

FEPEG supports the tariff structure for yearly peak for offtake but wants to point out that operational errors causing an exceptional peak for a very short period are penalized in a disproportionate manner: all the efforts during the rest of the yearly peak period are voided which can be perceived as discouraging and counterproductive.

FEPEG therefore proposes that peak values, after removing the 10 highest peaks of the month, which are higher than 4 times the average power during the yearly peak period

are not taken into account for the yearly peak, with a limitation to the 4 highest peaks.

Fluvius

1) De distributienetbeheerders hebben geen rechtstreekse impact op verbruik en piekvraag, waardoor de wijziging van verdeelsleutels tussen de jaar- en maandpiek geen effect heeft op wijziging van het gedrag. Het lijkt ook moeilijk te achterhalen in welke mate deze wijziging bij rechtstreeks op het Elia-net aangesloten klanten louter toe te schrijven is aan het vorige Tariefvoorstel, dan wel aan de algemene energietransitie in combinatie met stijgende energieprijzen.

2) De monotone belastingscurves van 2018 tot 2022 laten niet toe om zinvolle conclusies te trekken gezien ze alle in percentages i.p.v. werkelijke waarden uitgedrukt werden en geen onderscheid tussen de gewesten mogelijk is. Ook is het niet duidelijk welke bijdrage de selectie van het tijdslot heeft voor de vaststelling van de jaarpiek. Op basis van de huidige informatie en metingen bij Fluvius blijkt bv. dat pieken op het distributienet tussen 19.00u en 20.00u minder frequent voorkomen.

FEBELIEC

Febeliec asks Elia to retain the system for the determination of the underlying volumes unchanged, with the use of the 11th peak and for the year peak the winter working days (not public holidays) between 17.00 and 20.00

Point de vue d'Elia :

Concernant les réactions de FEBEG et de FEBELIEC relatives à la méthode de détermination de la valeur retenue pour la facturation de la pointe, Elia confirme le maintien de la méthode actuellement en place (i.e. prise en compte de la 11^{ème} valeur). Le cas échéant, Elia investiguera les valeurs extrêmes en concertation avec les utilisateurs du réseau afin d'éviter une facturation sur base d'une situation anormale.

Par rapport à la contribution de Fluvius, Elia rappelle que la détermination de la période de pointe annuelle se base sur l'analyse des 300 valeurs quart-horaires annuelles les plus élevées. Elia convient que l'impact de la structure tarifaire se combine à l'impact plus général de la transition énergétique et de l'évolution du marché de l'électricité mais confirme l'utilité et la nécessité de la structure tarifaire mise en place tout en réitérant sa conviction que l'intégration de solutions de flexibilité au niveau des consommateurs finaux permettra à ces derniers d'adapter leur comportement aux incitants tarifaires mis en place. La diminution du nombre d'occurrences de la pointe sur le créneau 19h-20h relevée par Fluvius est un point positif.

4.4.3 Concernant la détermination d'une période pour l'exonération de la pointe mensuelle pour le prélèvement

Résumé des réactions reçues :

Fluvius

“Het lijkt Fluvius een mogelijks goed voorstel om een vrijstelling van de maandpiek voor de afname volgens voorgestelde periode/uren te doen, maar grafieken laten niet toe zinvolle conclusies te trekken. De distributienetbeheerders hebben echter geen rechtstreeks impact op deze maandpiek, in tegenstelling tot klanten rechtstreeks aangesloten op het transmissienet. Fluvius heeft de bezorgdheid dat deze aanpassing zal zorgen voor een verschuiving van deze kosten richting de distributienetbeheerders.”

“Wij vragen om bijkomende transparantie rond de mogelijke impact specifiek voor de vrijstelling van de maandpiek.”

VREG

Elia stelt voor om de kwartierwaarden in de maanden april tot september, in het weekend, tussen 12.00 uur en 19.00 uur, niet langer op te nemen in de berekening van de maandpieken. Op die manier wil Elia de netgebruikers aanmoedigen om hun afname tijdens die uren te verhogen.

De VREG stelt zich de vraag of Elia de impact van deze wijziging (in combinatie met de verwachte tariefstijging en andere wijzigingen) op de distributienetbeheerders en -gebruikers onderzocht heeft.

FEBELIEC

it is unclear to which extent such approach is future-proof as such periods might significantly change over time and each time require operational changes from grid users (which are in combination with the late announcement of the Elia tariffs not always easy from an operational perspective, as experience with the yearly tariff in 2019 has shown)

FEBEG

The exclusions of certain period might not always be foreseen in the billing systems: therefore, such a new concept may have potential IT impact for the suppliers. A sufficient time for implementation is therefore requested.

Point de vue d'Elia :

Pour répondre aux commentaires de la VREG et de Fluvius en ce qui concerne les effets de l'introduction de cette mesure, les analyses réalisées par Elia permettent de conclure que l'introduction d'une période d'exonération du tarif pour la pointe mensuelle aura un impact limité en termes de revenus et n'entraînera donc pas un transfert significatif de coûts à supporter entre les différents utilisateurs du réseau. Elia attire l'attention sur le fait qu'il ne s'agit pas d'exonérer les utilisateurs du réseau dont la pointe surviendra durant la période d'effacement, mais bien de ne pas prendre en compte les valeurs des prélèvements observés durant cette période lors de la détermination de la valeur à

retenir pour la facturation de la pointe. De la sorte, l'impact sur les revenus du tarif pointe mensuelle sera limité tout en introduisant un incitant pour les utilisateurs du réseau à consommer davantage durant la période d'effacement, cette dernière correspondant structurellement à une période durant laquelle les infrastructures du réseau sont moins utilisées et pour laquelle une corrélation avec des prix de marché faible a été constatée.

En réponse aux considérations exprimées par FEBEG et FEBELIEC, Elia indique que tout comme pour la période de pointe annuelle, la période d'exonération de la pointe mensuelle pour le prélèvement devra effectivement faire l'objet d'une réévaluation périodique (i.e. pour la période tarifaire suivante) afin d'en assurer la pertinence. Il semble à Elia qu'une fois la logique de période d'exonération de la pointe mensuelle intégrée dans les systèmes des acteurs de marché pour la prochaine période tarifaire, une modification ultérieure éventuelle de cette dernière ne devrait faire l'objet que d'une adaptation de paramètres.

4.4.4 Concernant les tarifs pour la pointe mensuelle

Résumé des réactions reçues :

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « tarifs pour la pointe mensuelle »

4.4.5 Concernant les tarifs pour la puissance mise à disposition

Résumé des réactions reçues :

BSTOR

"BSTOR firmly rejects Elia's proposal to impose flexible PPAD schemes to storage. Such provision would obviously constitute a major infringement to the provisions of the Electricity Regulation preventing discrimination of storage against production."

FEBEG

FEBEG members ask ELIA to provide some examples (preferably in excel) in order to assess the potential impact of this change into the systems and billing processes.

"FEBEG proposes that the Flex PPAD tariff can also be applicable for existing capacities, by transferring part of their "Firm PPAD" into "Flex PPAD".

"ELIA should also clarify if the Flex PPAD is compatible with the participation of a DSM or storage facility to ancillary services (reserves) and to the CRM : in case of a reduction of the offtake power imposed by ELIA, will a subsequent missing availability for the ancillary service or CRM (for which it can be demonstrated that it is a direct or indirect consequence of the curtailment imposed by ELIA) give rise - or not - to a penalty ?"

Fluvius

"Rechtstreekse klanten op het Elia-net wordt de mogelijkheid gegeven om een deel van de PPAD onder flexibele voorwaarden te contracteren. Op basis van de principes van

uniformiteit en niet-discriminatie lijkt het ons aangewezen om ook de DNB deze mogelijkheid te geven.”

FEBELIEC

Febeliec does not fundamentally oppose to the introduction of a flexible arrangement at a lower cost, yet insist that more clarity should be given on the practical organization and the applicable conditions as these are only briefly mentioned in the consultation document. Febeliec does not necessarily agree with all the proposed applicable conditions (a.o. that requesting a modification of standard towards flexible capacity is too stringent and almost impossible for existing installations, although they could also benefit from such an approach in some cases) and insists that this is further discussed with grid users before a final decision on the modalities is taken.

Point de vue d’Elia :

Elia prend bonne note des demandes de FEBEG et de FEBELIEC de disposer de plus de clarté par rapport aux conditions d’application et à la mise en œuvre de la souscription de puissance mise à disposition selon un régime flexible. Une explication détaillée de ces principes sera fournie dans le cadre de la Proposition tarifaire 2024-2027 et sera ensuite traduit dans le contrat d’accès. La conversion d’une (partie de la) puissance mise à disposition contractée en régime permanent vers le régime flexible pourra également faire l’objet d’une demande et d’une analyse selon les modalités définies dans la Proposition tarifaire.

La puissance mise à disposition contractée en régime flexible sera a priori compatible avec une participation aux différents services de soutien au réseau mais les limitations opérationnelles associées au régime flexible devront être prises en compte dans l’offre de service. Le risque de ne pas pouvoir délivrer un service pour cause de limitations structurelles sera supporté par l’utilisateur du réseau et/ou par son BSP (Balancing Service Provider).

Elia prend note de la réaction de BSTOR mais tient à souligner que cette proposition s’inscrit dans une vision du système électrique dans laquelle le stockage joue un rôle de support à la gestion du système électrique dans son ensemble et ne se développe pas en concurrence avec des unités de productions renouvelables ou avec des besoins d’électrification d’utilisateurs du réseau. Ceci étant, Elia s’en tiendra effectivement à l’application de la législation en vigueur et tiendra compte d’éventuelles modifications de cette dernière dans l’application de ses tarifs.

En ce qui concerne la contribution de Fluvius, Elia souligne que d’autres éléments tarifaires font déjà l’objet d’un traitement différencié prenant en compte les spécificités des gestionnaires du réseau de distribution (e.a. le tarif pour l’énergie réactive complémentaire ou encore la non application du tarif d’injection). Les gestionnaires du réseau de distribution disposent déjà de la possibilité d’adapter la puissance mise à disposition contractée au niveau des postes de transformation alimentant leur réseau en fonction de l’utilisation effective de ces derniers. Par ailleurs, le concept de régime

flexible pour la puissance mise à disposition est un concept qui fait sens pour un utilisateur final ayant la possibilité de répondre à des consignes de modulation, mais ce concept ne peut pas simplement être appliqué au niveau des couplages avec le réseau de distribution car il n'est pas possible de gérer la modulation de consommateurs finaux à ce niveau. Il n'est donc pas pertinent d'élargir le concept de régime flexible pour la puissance mise à disposition aux gestionnaires du réseau de distribution.

4.5 Tarifs de compensation des déséquilibres

Virya

“We beamen het feit in artikel 4§4 dat de tarieven de energie-efficiëntie en de diversifiëring moeten bevorderen van de flexibel inzetbare middelen, zoals PtG installaties.

Wij zijn niet overtuigd dat alle flexibel inzetbare middelen een verhoging van tarifiering met zich meebrengt en willen hiermee benadrukken dat stimulerende maatregelen ter bevordering van deze flexibiliteit eveneens moeten opgenomen worden in de nieuwe tariefmethodologie.”

Point de vue d'Elia:

Elia reconnaît la nécessité d'encourager la flexibilité comme le mentionne Virya. Les besoins du système en matière de flexibilité devraient augmenter, comme Elia l'a explicitement indiqué dans le document soumis à consultation. Elia prévoit aussi différentes initiatives pour la prochaine période tarifaire afin de répondre à ces besoins, entre autres la mise au point d'un design de marché centré sur le consommateur et le développement de plusieurs produits de flexibilité visant notamment la participation de diverses technologies.

Elia souhaite également souligner le caractère incitatif de la méthodologie en matière de « couts influençables » grâce à laquelle Elia dispose d'un incitant spécifique afin de développer de manière structurelle les produits de flexibilité FCR, aFRR et mFRR, dans le but de faire baisser leur cout. Elia pense entre autres que l'ouverture de ces produits à diverses technologies, en s'appuyant sur les initiatives passées en la matière, peut apporter une importante contribution. Enfin, dans l'article 27 de la Méthodologie tarifaire, il est également prévu que la CREG puisse fixer chaque année des objectifs à Elia en vue de favoriser l'équilibre du système. Cet incitant repose sur un mécanisme similaire de la période 2020-2023. Plusieurs initiatives qui découlent ces dernières années de cet incitant étaient concrètement liées au développement du cadre pour la flexibilité et on peut s'attendre à ce que ces efforts se poursuivent dans le cadre de cet incitant.

Elia est dès lors d'avis que la Méthodologie tarifaire agit réellement comme incitant en faveur de la flexibilité, et ce, de façon technologiquement neutre.

4.5.1 Concernant les réserves de puissance et le black start

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « réserves de puissance et le black start »

4.5.2 Concernant le maintien et restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès

Résumé des réactions reçues :

FEBEG

FEBEG also wants to repeat its principle objections to regulated administrative 'incentivizing components' such as the 'alpha component' being used in imbalance pricing.

It would be more efficient, more market-based and more transparent to avoid all such artificial interventions into the balancing prices and instead allow the market to function properly.

FEBEG therefore requests that the alpha component is removed from the next tariff proposal.

Point de vue d'Elia :

FEBEG plaide pour une suppression de la composante additionnelle alpha sur base des arguments élaborés ci-dessous :

1. L'EBGL (art. 44.1 (b) stipule que le prix de déséquilibre doit refléter la « valeur de l'énergie en temps réel ». Ajouter un composant additionnel amènerait une distorsion de la valeur de l'énergie temps réel et inciterait à des comportements inefficaces des BRP.
2. De plus l'ISH (Imbalance Settlement Harmonisation Methodology) ne prévoyant pas d'harmonisation des composants additionnels, FEBEG craint que l'ajout d'un alpha ne mène à des prix de déséquilibres différents dans les différents pays européens ce qui serait un « non-level playing field » au sein des marchés européens.
3. FEBEG réfère enfin au concept de « Balancing Energy Pricing Period » (BEPP introduit par ENTSO-E dans le but de réduire les pics de prix), et ne comprend pas que soient prises d'une part des mesures pour « supprimer la valeur temps réel de l'énergie » alors que par ailleurs des composants incitatifs tels que l'alpha soient nécessaires pour augmenter le prix de déséquilibre artificiellement.

Réponse d'Elia :

1. Tout d'abord Elia souhaite rappeler à FEBEG que l'ISH et l'EBGL prévoient bien

et autorisent l'existence de composants additionnels incitatifs tels que l'alpha. Elia ne comprend pas en quoi l'alpha donnerait des incitations à des comportements inadéquats. En effet, la fonction principale de l'alpha est d'augmenter (en valeur absolue) le prix de déséquilibre dans des situations combinant d'une part un déséquilibre (SI) est élevé (en valeur absolue) de manière persistante et d'autre part⁵ une composante principale du tarif de déséquilibre (MIP ou le MDP) faible que ne fournit pas d'incitations suffisantes aux BRP pour réduire leur déséquilibre ou celui de la zone.

Pour rappel le même article 44.1 c) de l'EBGL stipule que *les tarifs de déséquilibre doivent fournir des incitants aux BRP pour s'équilibrer ou aider le système à s'équilibrer*. L'alpha stimule ainsi un comportement adéquat des BRP afin de garder le déséquilibre de la zone dans une plage de valeurs qui n'impacte pas négativement le P99 des déséquilibres de la zone et de ce fait les besoins en réserve de la zone de réglage belge. Cet alpha a déjà permis depuis son introduction de maintenir le niveau de SI de la zone belge relativement stable malgré une augmentation importante du renouvelable. Son importance reste valable après la connexion aux plateformes européennes puisqu'il permettra, lorsque le SI belge est élevé mais que les MIP/MDP restent relativement faibles (en valeur absolue) de donner un incitant aux BRP de ramener le SI à un niveau qui peut être résolu opérationnellement par Elia (par exemple en cas de perte de netting) et/ou qui n'impacte pas négativement le dimensionnement des besoins en réserves FRR.

2. Elia souhaite préciser que l'EBGL et l'ISH donnent des principes et guidances pour l'élaboration des tarifs de déséquilibre au niveau national. Elia constate qu'indépendamment des composantes additionnelles les prix de déséquilibre qui seront implémentés par les différents TSO pourront varier d'un pays à l'autre. Elia réfère pour ce faire vers les réflexions menées actuellement par d'autres TSO sur le sujet et qui diffèrent entre elles. Par ailleurs, peu importe l'existence ou pas d'un alpha en Belgique, rien n'empêche d'autres TSO d'implémenter des composantes additionnelles tel que prévu par l'ISH et de ce fait d'avoir des prix de déséquilibre différents selon les zones.
3. Enfin Elia ne comprend pas le dernier commentaire de FEBEG. La notion de BEPP (Balancing Energy Pricing Period) a été introduite en 2018 et équivaut à un MTU utilisé pour le settlement des BSP. En l'occurrence la pricing methodology européenne a fixé un MTU de 4 secondes pour l'aFRR

⁵ En effet depuis début 2022 l'alpha s'annule lorsque la composante principale MIP ou MDP dépasse un certain seuil.

(correspondant aux cycles d'optimisation de 4 secondes de l'aFRR enfin de représenter au mieux les coûts d'activation de l'aFRR qui est un produit 4 secondes et non 15 minutes. Ceci donne lieu pour l'aFRR à un CBMP établi sur une base de 4 secondes.

Selon Elia le BEPP et le prix de déséquilibre sont deux choses différentes et non comparables. La formule pour la contribution de l'aFRR au calcul du Marginal Price (composante principale du tarif de déséquilibre) est basée sur une moyenne pondérée des CBMP-4sec comme suggéré par FEBEG.

Par ailleurs la pertinence ou non de prix de déséquilibre élevés est intimement liée au niveau de déséquilibre de la zone et aux incitations à donner aux BRP. En effet, bien qu'Elia soit d'avis que des prix élevés puissent être à éviter si le SI de la zone belge est faible il n'en est pas de même lorsque le déséquilibre est important et persistant et que la composante principale du tarif de déséquilibre ne donne pas d'incitation adéquate ou suffisante. Dans cette dernière situation, des prix donnant les incitations à réduire le SI se justifient, comme expliqué plus haut.

4.6 Tarifs pour la gestion du système électrique

4.6.1 Concernant les tarifs pour la gestion du système électrique

Résumé des réactions reçues :

Aucune réaction spécifique n'a été reçue en ce qui concerne le chapitre « tarifs pour la gestion du système électrique »

4.6.2 Concernant les tarifs pour le prélèvement ou l'injection d'énergie réactive complémentaire (MVar)

Résumé des réactions reçues :

Fluvius

1)" *we verwachten dat enkele principes van toepassing op netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het transmissienet doorgetrokken worden naar distributie zoals het al dan niet toepassen van een zonaal reactief tarief en een gelijk procentueel aandeel van de actieve energiepik dat in aanmerking wordt genomen voor de toepassing van het tarief voor de aanvullende afname of injectie van reactieve energie.*

Dit geldt in het bijzonder voor het capaciteits reactief gedrag waarbij idealiter de tarifaire incentives tot een minimum beperkt worden en eerder de problemen aangepakt worden waar deze zich stellen, benaderd vanuit perspectief netbeheer waarbij DNB en TNB gezamenlijke verantwoordelijkheid dragen die vanuit een gezamenlijk

stysteembeheerperspectief eerder dan vanuit een klant-leverancier relatie benaderd wordt.

2) De manier waarop het huidige incentiverend tarief is opgebouwd, laat de DNB's niet toe om duurzame maatregelen te nemen. De huidige tarieven zijn zinvol vanuit een klassieke 'topdown' benadering waarbij grote centrale productie-installaties veel kleine afnemers voeden. We verwelkomen verdere aanpassingen aan dit tarief welke meer rekening houden met gedecentraliseerde productie.

4) Wij onderschrijven het principe van de 'bandbreedte' ter vervanging van de huidige 'vlindercurve' voor de reactieve boetes, maar de gehanteerde percentages zijn enigszins arbitrair, alsook de referentie waar ze tegen uitgezet worden. Fluvius stelt voor - conform het federaal technisch reglement - de percentages af te zetten tegen de geïnstalleerde transformatorcapaciteit en niet tegen de actieve maandpiek. We zouden een maximale ontkoppeling tussen actief en reactief moeten bekomen, wat in het voorliggende voorstel dus (nog) niet helemaal het geval is.

5) Elia-klanten kunnen vrijgesteld worden van overschrijdingstarieven als ze deelnemen aan regelende diensten. Fluvius staat open om dit ook aan te leveren om Elia te helpen bij deze problematiek. Fluvius verwacht dat de distributienetbeheerders ook expliciet vrijgesteld worden wanneer ondersteunende diensten geleverd worden. Kan Elia dit bevestigen en verder verduidelijken?

6) Aangaande het zonaal reactief tarief wordt eveneens de omslag gemaakt van vlindercurve naar bandbreedte. Opnieuw is de overgang naar een bandbreedte positief, maar stelt Fluvius zich wederom vragen bij de relevantie van de maandelijkse gemeten piek als maat voor de reactief vermogenshuishouding.

Fluvius pleit omwille van de uniformiteit en het niet-discriminatie beginsel ook hier voor een gelijkwaardige behandeling tussen netgebruikers, waarbij een voorstel wordt gemaakt om het zonaal reactief tarief wel of niet toe te passen zowel voor DNB als rechtstreekse klanten.

7) Reactie tabel 8: deel van de actieve energiepiek dat in aanmerking wordt genomen voor de toepassing van het tarief voor de aanvullende afname of injectie van reactieve energie: Op basis van de principes van uniformiteit en niet-discriminatie lijkt het ons aangewezen om dezelfde percentages toe te passen bij distributienetbeheerders en rechtstreekse klanten op het Elia-net."

VREG

Gelet dat het lokaal en zonaal tarief op dezelfde tariefdrager én dezelfde kosten betrekking hebben en dat het zonaal tarief enkel geldt voor de distributienetbeheerders, bestaat het gevaar van een dubbele aanrekening van kosten en/of een ongelijke behandeling van netgebruikers. De VREG vraagt dan ook om het lokaal en zonaal tarief in die zin te evalueren.

Point de vue d'Elia :

Le tarif réactif local et zonal a un caractère incitatif afin de garantir le maintien de la tension dans les limites définies au niveau du point d'interconnexion ou du point d'accès.

Le tarif réactif zonal ne peut pas non plus être appliqué aux clients directement raccordés au réseau étant donné qu'un client individuel ne peut exercer aucune influence directe sur le maintien de la tension zonale résultante.

Les pourcentages visés pour le tarif zonal sont définis selon les volumes historiques de puissance réactive sur la base desquels Elia a effectué les investissements réseau nécessaires afin de stabiliser ces volumes, en tenant compte du temps de réalisation requis.

Afin de faire face aux fortes variations de la puissance réactive, Elia prend la pointe mensuelle comme base de référence pour l'application des pourcentages, tant pour le tarif local que zonal. La capacité de transformation installée (Snom) ne reflète plus le prélèvement actif actuel étant donné la baisse en matière de prélèvement aux points d'interconnexion et une surestimation du prélèvement actif pendant les mois d'été. En revanche, la pointe mensuelle est une indication plus correcte du prélèvement actif mensuel qui consiste à évaluer le rapport entre la puissance active et réactive au point d'interconnexion sur une base mensuelle.

Le passage à l'application de la largeur de la bande est conforme aux dispositions du Règlement technique fédéral et répond à la problématique actuelle de puissances réactives élevées lors de situations de charge basse à la suite d'une production décentralisée élevée, mais veut également limiter la contribution absolue élevée des puissances réactives.

Dans une perspective globale de gestion du système, Elia insiste sur la réalisation d'investissements réseau ciblés et efficaces en termes de coûts (par ex. des réacteurs shunt) dans les réseaux respectifs afin de gérer le maintien de la tension. Ceux-ci peuvent en particulier conduire à une réduction durable de la puissance réactive (capacitive injectée) à des points d'interconnexion problématiques. En effet, Elia ne peut se passer du constat qu'au cours des 10 dernières années, le comportement des réseaux de distribution en termes de puissance réactive s'est détérioré et évolue de plus en plus vers une contribution considérable en termes de puissance réactive capacitive, contrairement aux utilisateurs du réseau directement raccordés au réseau d'Elia, qui présentent un comportement plutôt stable.

De plus, Elia est favorable au développement de services sur le réseau de distribution qui facilitent le réglage de la tension au niveau du point d'interconnexion et de l'ensemble de la zone. Au cas où les gestionnaires du réseau de distribution proposent à Elia des services pour le réglage de la tension, ils seront exonérés des tarifs de dépassement à concurrence de la contribution fournie.

Enfin, Elia va poursuivre son étude de l'évolution de la structure tarifaire en matière de puissance réactive en fonction des volumes de puissance réactive enregistrés au niveau

des points d'accès et d'interconnexion.

4.7 Tarif pour l'intégration du marché

Résumé des réactions reçues :

FEBELIEC

With respect to the tariff for market integration, Febeliec reiterates its opinion that this tariff should be charged to the BRPs as these are the market actors that benefit most directly from market integration.

Point de vue d'Elia :

Comme indiqué au point 5.2 de l'Annexe 2 de la Méthodologie tarifaire, le tarif pour l'intégration du marché est fonction du niveau d'infrastructure et s'applique sur l'énergie nette prélevée et/ou injectée sur une base quart-horaire par point d'accès et d'interconnexion. En application de la Méthodologie tarifaire, il est donc cohérent de facturer ce tarif aux détenteurs d'accès.

4.8 Tarifs applicables à l'énergie nette prélevée – composante dynamique

Résumé des réactions reçues :

BOP

“BOP does not support a dynamic price component in the active energy offtake tariff which is based on energy prices, such as day ahead spot prices. If such a dynamic price component or alternative incentive is to remain, BOP sees no arguments to apply this component to renewable energy producers as that counteracts with the purpose of the incentive to facilitate the introduction of renewable energy.”

BSTOR

“BSTOR supports the idea of a dynamic component in the tariffs, but believes that the proposed scheme by Elia is not appropriate but would gain in simplicity, clarity (and adoption level) if such dynamic component would consist in a (budget neutral) add-on on the tariffs once the spot price exceed a certain strike price (possibly with some granularity).”

Essenscia;

“The current tariff proposal brings in a substantial tariff structure change with the inclusion of a dynamic component in the tariff for offtake. We believe such change deserves a deeper assessment, as it would counteract the drive towards the lowest system cost. Any proposal regarding dynamic components should fully align with the principle of cost reflectivity, aiming at keeping the total system costs as low as possible.

The current proposal with a grid tariff based on a commodity price will not meet this principle. Instead, dynamic tariffs for grid infrastructure will encourage an increasing grid use during moments with high intermittent production, requiring exponential growth of the grid to cover peak production in summer at noon. As this creates unwanted effects on grid operation and investments, it leads to cost burdens on certain grid users without these users causing any additional network cost.”

FEBEG

1) “FEBEG rejects the proposals to include a dynamic tariff component on energy based offtake tariffs which has a significant IT-implementation impact for the suppliers while the direct link with the costs of ELIA and the supposed benefits are not demonstrated by a proper cost-benefit-analysis. Also, it merits a fundamental discussion if the TSO has the right to set a tariff in function of non-grid related parameters, and hence to intervene in market functioning.”

2) “is very surprised that such a potentially fundamental change in the tariffs was not more thoroughly discussed with market parties and grid users before being proposed for implementation in Belgium. “

FEBELIEC

Concerning a dynamic component to be included in the Elia tariffs, Febeliec appreciates that Elia strives to promote demand side flexibility, but considers the current proposal not optimal, as it can lead to perverse effects, is not necessarily cost-reflective and inevitably leads to more complexity, while it only offers a limited incentive.

Febeliec is worried that such tariff would go against the criterium of transparency, while also greatly increasing, without much added value from a system perspective, the complexity for grid users to understand their tariffs, ex ante, and validate their invoices, ex post. Further, Febeliec also was surprised that Elia seemingly intends to introduce such dynamic tariff only for load and not for injection, as the latter will also (and perhaps even more so) have an impact on Elia’s grid operations. Last but not least, Febeliec insists that there could be better and more intelligent options to enable demand side response than the proposed dynamic tariff component.

Infrabel

“Infrabel kant zich tegen het voornemen van Elia om dynamische tarieven in te voeren, hetzij door gebruik van de “time of use” component, hetzij door de link met de marktprijzen.”

Fluvius

“Wij vragen om transparantie rond de introductie van een dynamische component.”

“Fluvius onderschrijft dat de stimulatie van netgebruikers om hun gedrag aan te passen aan de overvloed of schaarste van elektriciteit gunstig is voor het beheer van het elektrisch systeem in zijn geheel. We benadrukken dat dit evenwel tegenstrijdige gevolgen heeft waarbij bv. het massaal afnemen van alle netgebruikers op een winderige

dag, niet het meest gunstige gedrag is ten aanzien van de netinfrastructuur - in het bijzonder de laagspanningsinfrastructuur. Net daarom pleit Fluvius voor voldoende netinvesteringen - in het bijzonder in de laagspanningsnetinfrastructuur - om toe te laten dat flexibiliteit/gedragswijzigingen gefaciliteerd en dus niet beperkt worden om maximaal positief effect op het gehele energiesysteem teweeg te brengen.”

Nyrstar

“Nyrstar verwelkomt ook het principe van de dynamische prijscomponent, maar heeft een paar suggesties ter verbetering van de formule $Tarief\ Uur\ u = X \times Basistarief + (1 - X) \times Y \times Day-ahead\ prijs\ uur\ u$, waarbij $Y\ jaar = Basistarief\ jaar / Referentieprijs\ jaar$. Deze formule leidt tot een hoge dynamische prijscomponent in jaren waarin de elektriciteitsprijs heel hoog is, zoals in 2022, en een heel lage in jaren waarin de elektriciteitsprijs heel laag is, zoals in 2020. Dat lijkt ons niet optimaal.

VREG

De VREG bemerkt dat de dynamische component niet inkomstenneutraal is. Als de day-ahead marktprijs gemiddeld hoger ligt dan de referentieprijs, dan zal Elia meer inkomsten uit de kWh-tarieven ontvangen. Als de day-ahead marktprijs gemiddeld lager ligt, dan zal Elia minder inkomsten ontvangen. De VREG stelt de vraag in welke mate ook de aan de tarieven onderliggende kosten de evolutie van de day-ahead marktprijs volgen (en op die manier de meer of minderinkomsten rechtvaardigen), dan wel hoe het teveel of tekort aan inkomsten naar de netgebruikers zullen terugvloeien.

De VREG bemerkt ook dat het voorstel van Elia de volatiliteit van de day-ahead marktprijs slechts beperkt inperkt en een onzekerheid voor de distributienetbeheerders en -gebruikers inhoudt. Uit een eigen analyse leren we dat de standaardafwijking al sterk toeneemt als we naast de maanden in het voorbeeld van Elia ook december 2021 opnemen en dat zelfs een negatieve ondergrens mogelijk is. We verwijzen ook naar onze voorgaande opmerking en herhalen onze vraag om de impact van deze wijziging op de distributienetbeheerders en -gebruikers in kaart te brengen en bijkomend overleg tussen de netbeheerders en regulatoren te plegen om de bestaande en voorziene tijdsafhankelijke prijzen en tarieven op elkaar af te stemmen.

Point de vue d’Elia:

Compte tenu du changement de paradigme induit dans le système électrique par la transition énergétique, Elia reste convaincue des bénéfices pouvant résulter de l’introduction dans les tarifs de transport d’une composante dynamique basée sur les prix de marché, renforçant ainsi les signaux reflétant l’abondance ou la rareté de l’électricité auprès des utilisateurs du réseau et favorisant le développement de comportements vertueux des utilisateurs du réseau du point de vue de la gestion du système électrique. Elia souligne également qu’il est cohérent d’introduire une telle composante dynamique sur les tarifs dont les coûts sous-jacents dépendent eux-mêmes des prix de marché de l’électricité, tel que le tarif pour les réserves et le black-start. En

outre cette proposition s'inscrit totalement dans une modification plus générale de la structure tarifaire telle qu'illustrée par la volonté de mise en place de plages horaires de tarification en Wallonie.

Elia souligne que plusieurs acteurs (BSTOR, FEBELIEC, Fluvius, Nyrstar) réagissent positivement à la proposition d'introduire une composante dynamique aux tarifs de transport, tout en demandant néanmoins d'approfondir l'analyse et de fournir plus de détails, en particulier sur l'impact tarifaire et les éventuels effets collatéraux qu'une telle modification de la structure tarifaire pourrait engendrer, et d'adapter la proposition présentée par Elia dans le cadre de la présente consultation publique. Elia prend également bonne note de la proposition de ces différents acteurs de participer à la réflexion sur ce concept.

Par ailleurs, plusieurs acteurs (Essencia, BOP, Infrabel, FEBEG, VREG) s'opposent à l'introduction d'une telle composante dynamique dans les tarifs de transport, ou remettent en question son utilité, craignant également qu'une telle composante induise des effets collatéraux non désirés.

Sur base de l'ensemble de ces réactions, Elia propose de ne pas introduire de composante dynamique sur les tarifs applicables au prélèvement d'énergie nette dans la prochaine période tarifaire. Elia envisage néanmoins de mettre en place des processus opérationnels permettant de faire un suivi et une évaluation de cette proposition durant la prochaine période tarifaire, et ce afin de pouvoir informer les acteurs de marché des effets potentiels qu'aurait amenés l'introduction de cette composante dynamique, de pouvoir disposer de suffisamment de données et informations tangibles afin d'approfondir l'analyse, en concertation avec les acteurs de marché, et de préparer ainsi une proposition affinée et robuste qui pourra être introduite lors de la période tarifaire suivante.

5 Réactions concernant les obligations de service public, taxes et surcharges

Résumé des réactions reçues:

BSTOR

“the tariffs for public service obligations (OSP tariffs), surcharges and taxes cannot be applied to the electricity taken from a BESS with a dedicated access point because this is by definition intended to be reinjected, except for yield losses, and is therefore not supplied to an end customer (cfr. Definition in the Electricity Law). In addition, the Energy Taxation Directive quite explicitly imposes the exemption of this electricity from any surcharge or taxation“

FEBEG

FEBEG is of the opinion that suppliers should be compensated for the full risk related to their obligation to pass through several costs, taxes and levies on behalf of other players of the electricity market

FEBELIEC:

On public service obligations, taxes and surcharges, Febeliec has no comments but wants to reiterate its position that these should not necessarily be part of the energy bill

Point de vue d'Elia :

Concernant la remarque de BSTOR sur l'application des tarifs pour OSP, surcharges et taxes, aux unités de stockage, Elia applique les dispositions légales en la matière, et le cadre réglementaire qui en découle. Toute modification dans ces bases légales qui entraînerait un changement dans l'application de ces tarifs, sera bien évidemment prise en compte.

Ceci vaut aussi pour les remarques de FEBEG et FEBELIEC, concernant respectivement, le risque encouru par les fournisseurs ainsi que le financement des OSP, taxes et surcharges par les tarifs facturés par Elia.

6 Conclusion

Les nombreuses réactions d'acteurs très divers montrent que ce document a été étudié avec attention et il a également débouché sur des propositions très intéressantes. Elia s'est efforcée de donner une réponse à toutes les réactions et de fournir aux acteurs du marché des explications suffisantes sur différents sujets. Les questions étaient parfois accompagnées de propositions spécifiques visant à intégrer certains éléments et modalités d'application d'une manière différente de celle proposée par Elia. Ainsi, Elia retire de la Proposition tarifaire 2024-2027 le tarif applicable à l'énergie nette prélevée qu'elle visait à rendre dynamique

Elia n'a pas pu donner suite à d'autres propositions pour des raisons qui sont amplement détaillées dans le rapport. En effet, certaines propositions n'étaient pas conformes à la Méthodologie tarifaire 2024-2027 ou au cadre légal actuel et n'ont donc pas conduit à des adaptations des propositions formulées par Elia. Pour finir, Elia a étoffé certains aspects de sa Proposition tarifaire suite à des questions de clarifications.

7 Réponses confidentielles

Pas de réponses confidentielles reçues

* *
*